



Document de séance

A9-0032/2023

16.2.2023

*****I**
RAPPORT

sur la proposition de règlement du Parlement européen et du Conseil sur les marchés intérieurs des gaz naturel et renouvelable et de l'hydrogène (refonte) (COM(2021)0804 – C9-0470/2021 – 2021/0424(COD))

Commission de l'industrie, de la recherche et de l'énergie

Rapporteur: Jerzy Buzek

(Refonte – article 110 du règlement intérieur)

Légende des signes utilisés

- * Procédure de consultation
- *** Procédure d'approbation
- ***I Procédure législative ordinaire (première lecture)
- ***II Procédure législative ordinaire (deuxième lecture)
- ***III Procédure législative ordinaire (troisième lecture)

(La procédure indiquée est fondée sur la base juridique proposée par le projet d'acte.)

Amendements à un projet d'acte

Amendements du Parlement présentés en deux colonnes

Les suppressions sont signalées par des *italiques gras* dans la colonne de gauche. Les remplacements sont signalés par des *italiques gras* dans les deux colonnes. Le texte nouveau est signalé par des *italiques gras* dans la colonne de droite.

Les première et deuxième lignes de l'en-tête de chaque amendement identifient le passage concerné dans le projet d'acte à l'examen. Si un amendement porte sur un acte existant, que le projet d'acte entend modifier, l'en-tête comporte en outre une troisième et une quatrième lignes qui identifient respectivement l'acte existant et la disposition de celui-ci qui est concernée.

Amendements du Parlement prenant la forme d'un texte consolidé

Les parties de textes nouvelles sont indiquées en *italiques gras*. Les parties de texte supprimées sont indiquées par le symbole ■ ou barrées. Les remplacements sont signalés en indiquant en *italiques gras* le texte nouveau et en effaçant ou en barrant le texte remplacé.

Par exception, les modifications de nature strictement technique apportées par les services en vue de l'élaboration du texte final ne sont pas marquées.

SOMMAIRE

	Page
PROJET DE RÉSOLUTION LÉGISLATIVE DU PARLEMENT EUROPÉEN	5
EXPOSÉ DES MOTIFS	219
ANNEXE: LISTE DES ENTITÉS OU PERSONNES AYANT APPORTÉ LEUR CONTRIBUTION AU RAPPORTEUR.....	222
LETTRE DE LA COMMISSION DES AFFAIRES JURIDIQUES.....	223
ANNEXE: AVIS DU GROUPE CONSULTATIF DES SERVICES JURIDIQUES DU PARLEMENT EUROPÉEN, DU CONSEIL ET DE LA COMMISSION.....	225
LETTRE DE LA COMMISSION DE L'AGRICULTURE ET DU DÉVELOPPEMENT RURAL.....	227
PROCÉDURE DE LA COMMISSION COMPÉTENTE AU FOND	231
VOTE FINAL PAR APPEL NOMINAL EN COMMISSION COMPÉTENTE AU FOND	232

PROJET DE RÉSOLUTION LÉGISLATIVE DU PARLEMENT EUROPÉEN

**sur la proposition de règlement du Parlement européen et du Conseil sur les marchés intérieurs des gaz naturel et renouvelable et de l'hydrogène (refonte)
(COM(2021)0804 – C9-0470/2021 – 2021/0424(COD))**

(Procédure législative ordinaire – refonte)

Le Parlement européen,

- vu la proposition de la Commission au Parlement européen et au Conseil (COM(2021)0804),
 - vu l'article 294, paragraphe 2, et l'article 194, paragraphe 2, du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, conformément auxquels la proposition lui a été présentée par la Commission (C9-0470/2021),
 - vu l'article 294, paragraphe 3, du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne,
 - vu les avis motivés soumis par la Chambre des députés tchèque et par le Sénat tchèque, dans le cadre du protocole n° 2 sur l'application des principes de subsidiarité et de proportionnalité, déclarant que le projet d'acte législatif n'est pas conforme au principe de subsidiarité,
 - vu l'avis du Comité économique et social européen, du 19 mai 2022¹,
 - vu l'avis du Comité des régions, du 10 octobre 2022²,
 - vu l'accord interinstitutionnel du 28 novembre 2001 pour un recours plus structuré à la technique de la refonte des actes juridiques³,
 - vu la lettre du 1^{er} octobre 2021 adressée par la commission des affaires juridiques à la commission de l'industrie, de la recherche et de l'énergie conformément à l'article 110, paragraphe 3, de son règlement intérieur,
 - vu les articles 110 et 59 de son règlement intérieur,
 - vu l'avis de la commission de l'agriculture et du développement rural,
 - vu le rapport de la commission de l'industrie, de la recherche et de l'énergie (A9-0032/2023),
- A. considérant que, de l'avis du groupe consultatif des services juridiques du Parlement européen, du Conseil et de la Commission, la proposition de la Commission ne contient aucune modification de fond autre que celles identifiées comme telles dans la proposition et que, en ce qui concerne la codification des dispositions inchangées des

¹ JO C 323 du 26.8.2022, p. 101.

² JO C 498 du 30.12.2022, p. 83.

³ JO C 77 du 28.3.2002, p. 1.

actes précédents avec ces modifications, la proposition se limite à une codification pure et simple des actes existants, sans modification de leur substance;

1. arrête la position en première lecture figurant ci-après, en tenant compte des recommandations du groupe consultatif des services juridiques du Parlement européen, du Conseil et de la Commission;
3. demande à la Commission de le saisir à nouveau, si elle remplace, modifie de manière substantielle ou entend modifier de manière substantielle sa proposition;
4. charge sa Présidente de transmettre la position du Parlement au Conseil et à la Commission ainsi qu'aux parlements nationaux.

Amendement 1

AMENDEMENTS DU PARLEMENT EUROPÉEN*

à la proposition de la Commission

2021/0424 (COD)

Proposition de

RÈGLEMENT DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL

**sur les marchés intérieurs *du gaz naturel et du gaz renouvelable et de l'hydrogène*
(refonte)**

LE PARLEMENT EUROPÉEN ET LE CONSEIL DE L'UNION EUROPÉENNE,
vu le traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, et notamment son article 194,
paragraphe 2,

vu la proposition de la Commission européenne,

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

vu l'avis du Comité économique et social européen⁴,

* Amendements: le texte nouveau ou modifié est signalé par des italiques gras; les suppressions sont signalées par le symbole ■ .

⁴ JO [...] du [...], p. [...].

vu l'avis du Comité des régions⁵,
statuant conformément à la procédure législative ordinaire,
considérant ce qui suit:

- (1) Le règlement (CE) n° 715/2009 du Parlement européen et du Conseil⁶ a été substantiellement modifié à plusieurs reprises. À l'occasion de nouvelles modifications, il convient, dans un souci de clarté, de procéder à la refonte dudit règlement.
- (2) Le marché intérieur du gaz naturel, dont la mise en œuvre progressive est en cours depuis 1999, a pour finalité d'offrir une réelle liberté de choix à l'ensemble des consommateurs de l'Union, qu'il s'agisse de particuliers ou d'entreprises, de créer de nouvelles perspectives d'activités économiques et d'intensifier les échanges transfrontaliers, de manière à réaliser des progrès en matière d'efficacité, de compétitivité des prix et de niveau de service et à favoriser la sécurité d'approvisionnement ainsi que le développement durable.
- (3) ***La communication de la Commission du 11 décembre 2019 intitulé «Le Pacte vert pour l'Europe» et le règlement (UE) 2021/1119 du Parlement européen et du Conseil⁷ ont assigné à l'Union l'objectif de réduire ses émissions d'au moins 55 % par rapport aux niveaux de 1990 d'ici à 2030 et d'atteindre la neutralité climatique en 2050 d'une manière qui contribue à la compétitivité de l'Union, à la croissance et à l'emploi. Le présent règlement devrait contribuer à la réalisation de ces objectifs. Pour créer un marché du gaz décarboné qui contribue à la transition énergétique, il faut augmenter de manière significative la part des sources d'énergie renouvelable dans un système énergétique intégré, avec la participation active des consommateurs sur des marchés concurrentiels.***

⁵ JO [...] du [...], p. [...].

⁶ Règlement (CE) n° 715/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel et abrogeant le règlement (CE) n° 1775/2005 (JO L 211 du 14.8.2009, p. 36).

⁷ ***Règlement (UE) 2021/1119 du Parlement européen et du Conseil du 30 juin 2021 établissant le cadre requis pour parvenir à la neutralité climatique et modifiant les règlements (CE) n° 401/2009 et (UE) 2018/1999 («loi européenne sur le climat») (JO L 243 du 9.7.2021, p. 1).***

- (3 bis) *Reconnaissant les volatilités créées par la dépendance excessive de l'Union à l'égard des importations de gaz naturel, en particulier à l'égard d'un fournisseur en position de monopole, et de son impact géopolitique, sécuritaire et économique plus large, un cadre politique et réglementaire efficace pour la pénétration sur le marché intérieur du gaz renouvelable et du gaz bas carbone, et en particulier de l'hydrogène, doit garantir que le risque de volatilités et de dépendance prolongées ou nouvelles à l'égard de fournisseurs extérieurs soit efficacement pris en compte. À cette fin, la modernisation des infrastructures d'importation existantes et la mise en service de nouvelles infrastructures d'importation reliant les États membres et le marché intérieur aux pays tiers et aux fournisseurs extérieurs doivent tenir dûment compte de la nécessité de garantir la sécurité de l'approvisionnement en termes de diversification des itinéraires et des fournisseurs, y compris en évitant toute dépendance excessive d'un État membre vis-à-vis d'un seul pays exportateur.*
- (3 ter) *Compte tenu de l'agression militaire non provoquée et injustifiée de la Fédération de Russie contre l'Ukraine et afin d'éviter de compromettre la sécurité énergétique de l'Union, le gaz naturel, le gaz renouvelable et le gaz bas carbone provenant de la Fédération de Russie ou d'autres organismes contrôlés par des personnes physiques ou morales ou des entreprises russes établies dans la Fédération de Russie devraient être exclus des importations des États membres et de l'Union.*
- (4) Le présent règlement vise à favoriser *les systèmes énergétiques décarbonés, efficaces et intégrés, conformément aux communications de la Commission du 8 juillet 2020 intitulées «Alimenter en énergie une économie neutre pour le climat: une stratégie de l'UE pour l'intégration du système énergétique» et «Une stratégie de l'hydrogène pour une Europe climatiquement neutre», et à la recommandation (UE) 2021/1749 de la Commission⁸. Ces initiatives préconisent une transition vers un système énergétique plus circulaire, centré sur l'efficacité énergétique, une électrification directe accrue des secteurs d'utilisation finale, la priorité aux solutions axées sur la demande dès lors qu'elles sont plus rentables que les investissements dans les infrastructures énergétiques et l'utilisation de*

⁸ *Recommandation (UE) 2021/1749 de la Commission du 28 septembre 2021 sur le principe de primauté de l'efficacité énergétique: des principes à la pratique – Lignes directrices et exemples relatifs à sa mise en œuvre dans le cadre du processus décisionnel dans le secteur de l'énergie et au-delà (JO L 350 du 4.10.2021, p. 9).*

carburants renouvelables, y compris l'hydrogène, pour les applications finales dans lesquelles l'électrification n'est pas possible, n'est pas efficace ou entraîne des coûts plus élevés. En conséquence, le présent règlement devrait favoriser la pénétration du gaz renouvelable et du gaz bas carbone dans le système énergétique de manière à permettre l'abandon progressif des gaz fossiles, à conférer à ces nouveaux gaz un rôle important pour réaliser les objectifs climatiques de l'UE à l'horizon 2030 et parvenir à la neutralité climatique en 2050 au plus tard. Les États membres devraient éliminer tout obstacle injustifié à cet égard. Le présent règlement vise également à établir un cadre réglementaire qui donne à tous les participants au marché les moyens et les incitations nécessaires pour prendre en compte le rôle transitoire du gaz naturel fossile dans la planification de leurs activités afin d'éviter les effets de verrouillage et d'assurer un affranchissement progressif et en temps utile du gaz naturel fossile et ce, dans tous les secteurs d'activité concernés ainsi que pour le chauffage individuel, tout en atténuant la précarité énergétique croissante.

- (5) La stratégie de l'hydrogène de l'UE reconnaît que, le potentiel de production d'hydrogène renouvelable n'étant pas identique dans tous les États membres de l'UE, un marché européen ouvert et concurrentiel, caractérisé par un commerce transfrontalier sans entrave, présente des avantages importants sur le plan de la concurrence, du caractère abordable et de la sécurité de l'approvisionnement. Elle insiste en outre sur le fait que la transition vers un marché liquide avec un commerce de l'hydrogène fondé sur les produits de base faciliterait l'entrée de nouveaux producteurs et serait bénéfique pour une meilleure intégration avec d'autres vecteurs énergétiques. Cela créerait des signaux de prix viables pour les investissements et les décisions opérationnelles. Les règles fixées par le présent règlement devraient, dès lors, être propices à l'émergence de marchés de l'hydrogène et d'un commerce de l'hydrogène fondé sur les produits de base et à la liquidité des plateformes d'échange, et les États membres devraient éliminer toute barrière injustifiée à cet égard. Tout en reconnaissant les différences intrinsèques, il y a lieu d'envisager un marché de l'hydrogène reprenant des règles existantes ayant permis de développer le fonctionnement commercial efficace des marchés de l'électricité et du gaz et des échanges d'électricité et de gaz.

- (6) [Refonte de la directive sur le gaz proposée dans le document COM(2021) xxx] permet de faire appel à un gestionnaire de réseau combiné de transport et de distribution. Par conséquent, les dispositions du présent règlement n'exigent pas la modification de l'organisation des systèmes nationaux de transport et de distribution lorsque ceux-ci sont conformes aux dispositions pertinentes de ladite directive.
- (7) Il convient de préciser les critères en fonction desquels les tarifs d'accès au réseau sont déterminés, afin de garantir qu'ils respectent totalement le principe de non-discrimination et les exigences de bon fonctionnement du marché intérieur, qu'ils tiennent pleinement compte de la nécessaire intégrité du système et qu'ils reflètent les coûts réels supportés, dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace et ayant une structure comparable et sont transparents, tout en comprenant un rendement approprié des investissements et en permettant l'intégration *du gaz renouvelable* et *du gaz bas carbone*. En matière de tarifs d'accès au réseau, les règles fixées par le présent règlement sont complétées par d'autres règles, qui figurent dans les codes de réseau et les lignes directrices adoptés en vertu du présent règlement, [le règlement RTE-E proposé dans le document COM(2020) 824 final], [le règlement sur le méthane proposé dans le document COM(2021) xxx], la directive (UE) 2018/2001 et [la directive sur l'efficacité énergétique proposée dans le document COM(2021) 558 final].
- (8) D'une manière générale, l'efficacité exige de financer les infrastructures par les recettes provenant des utilisateurs de ces infrastructures et d'éviter les subventions croisées. De plus, dans le cas des actifs réglementés, ces subventions croisées seraient incompatibles avec le principe général d'une tarification qui reflète les coûts. Néanmoins, dans des cas exceptionnels, ces subventions croisées pourraient apporter des avantages sociétaux, notamment lors des premières phases de développement des réseaux, lorsque la capacité réservée est faible par rapport à la capacité technique et qu'il est très difficile de prédire à quel moment la future demande de capacité se matérialisera. Les subventions croisées pourraient, dès lors, contribuer à instaurer des tarifs raisonnables et prévisibles pour les premiers utilisateurs d'un réseau et réduire les risques liés aux investissements pour les gestionnaires de réseau, *ce qui pourrait* ainsi contribuer à installer un climat d'investissement favorable aux objectifs de décarbonation *de l'Union. Afin d'éviter les subventions croisées indues et excessives entre les premiers utilisateurs et les futurs utilisateurs des réseaux*

d'hydrogène, les gestionnaires de réseau d'hydrogène devraient avoir la possibilité de répartir les frais de développement du réseau dans le temps en permettant aux États membres de prévoir la possibilité de faire peser une partie des coûts initiaux sur les utilisateurs futurs grâce à un mécanisme de répartition intertemporelle des coûts. L'autorité de régulation devrait approuver la méthode et les caractéristiques relatives à ce mécanisme. Le mécanisme devrait s'accompagner d'une garantie d'État destinée à couvrir le risque financier des gestionnaires de réseau d'hydrogène. En dernier recours, lorsqu'il n'existe pas d'options plus rentables, l'autorité de régulation devrait être en mesure d'autoriser, sur la base d'une analyse d'impact, des transferts financiers entre des services régulés séparés fournis par des réseaux de gaz et d'hydrogène. Les subventions croisées ne devraient pas être financées par les utilisateurs du réseau dans d'autres États membres ■ *et* il convient, dès lors, d'assurer le financement des subventions croisées uniquement à partir des points de sortie vers les clients finaux au sein du même État membre. De plus, les subventions croisées étant exceptionnelles, il convient de veiller à ce qu'elles soient proportionnelles, transparentes, limitées dans le temps, qu'elles fassent l'objet d'une surveillance réglementaire, ***qu'elles soient soumises à une notification à la Commission et à une recommandation de l'ACER.***

- (9) Le recours à des modalités faisant appel au marché, telles que les enchères, afin d'établir les tarifs doit être compatible avec les dispositions de la refonte de la directive sur le gaz proposée dans le document COM(2021) xxx et du règlement (UE) 2017/459 de la Commission.
- (10) Un ensemble minimal commun de services d'accès des tiers est nécessaire pour établir une norme minimale commune régissant les conditions pratiques d'accès dans toute l'Union, pour garantir une compatibilité suffisante des services d'accès des tiers et pour permettre d'exploiter les avantages qu'offre un bon fonctionnement du marché intérieur du gaz naturel.
- (11) Les modalités d'accès des tiers devraient être fondées sur les principes établis dans le présent règlement. Dès octobre 2013, le XXIVe forum de Madrid avait accueilli favorablement l'organisation de systèmes entrée-sortie, qui permettent une libre allocation du gaz en capacité ferme. Il convient, par conséquent, d'arrêter une définition du système entrée-sortie et d'intégrer le niveau du réseau de distribution

dans la zone d'équilibrage, de manière à favoriser la création de conditions de concurrence équitables pour **le gaz renouvelable** et **le gaz** bas carbone reliés soit au niveau du réseau de transport, soit au niveau du réseau de distribution. La tarification pour les gestionnaires de réseau de distribution et l'organisation de l'attribution des capacités entre le réseau de transport et le réseau de distribution devraient être de la responsabilité des autorités de régulation sur la base des principes inscrits dans la [refonte de la directive telle que proposée dans le document COM(2021) xxx].

- (12) L'accès au système entrée-sortie devrait en principe se fonder sur la capacité ferme. Les gestionnaires de réseau devraient être tenus de coopérer de manière à maximiser l'offre de capacité ferme, permettant par là même aux utilisateurs du réseau d'attribuer librement le gaz entrant ou sortant en capacité ferme à tout point d'entrée ou de sortie du même système entrée-sortie.
- (13) Les capacités conditionnelles ne devraient être proposées que si les gestionnaires de réseau ne sont pas en mesure de proposer de capacité ferme. Les gestionnaires de réseau devraient définir les conditions applicables aux capacités conditionnelles sur la base de contraintes opérationnelles d'une manière transparente et claire. L'autorité de régulation devrait veiller à ce que le nombre **et le type** de produits de capacités conditionnelles soient limités afin d'éviter une fragmentation du marché et d'assurer le respect du principe consistant à assurer un accès des tiers efficient.
- (14) Il convient d'atteindre un niveau suffisant de capacité d'interconnexion transfrontalière pour le gaz et de promouvoir l'intégration du marché afin d'assurer l'achèvement du marché intérieur du gaz naturel.

(14 bis) La communication de la Commission du 8 mars 2022 intitulée «REPowerEU: Action européenne conjointe pour une énergie plus abordable, plus sûre et plus durable» demande que des mesures soient prises d'urgence afin d'atténuer l'incidence des prix élevés de l'énergie, de diversifier l'approvisionnement en gaz de l'Union et d'accélérer la transition vers une énergie propre. Pour permettre au gaz renouvelable, tel que le biométhane et le biogaz, de jouer un rôle important dans la réalisation de ces objectifs, il est primordial d'obtenir, d'ici à 2030, une production de 35 milliards de m³ (mmc) de biométhane par an au sein de l'Union. La réalisation de cet objectif devrait permettre de remplacer 20 % des importations de gaz naturel russe par une alternative durable, moins coûteuse et de production

locale, ainsi que de doter l'Union d'un système énergétique plus résilient et plus durable. S'agissant du biométhane, l'objectif à l'horizon 2030 est fondé sur les premières projections concernant le potentiel de production de biogaz et de biométhane⁹ et tient compte des changements majeurs dans le domaine de l'énergie, tels que le niveau élevé des prix courants du gaz naturel et un large éventail de mesures supplémentaires présentées dans le document de travail des services de la Commission du 15 mai 2022 intitulé «Implementing the REPowerUE action plan: investment needs, hydrogen accelerator and achieving the bio-methane targets» (Mise en œuvre du plan d'action REPowerEU: besoins en investissements, accélérateur d'hydrogène et réalisation des objectifs en matière de biométhane). Pour développer la production jusqu'à 35 mmc, il est souhaitable de favoriser l'intégration du marché du gaz renouvelable mais aussi de mettre en place les infrastructures nécessaires en temps utile. En particulier, il s'agit d'élaborer une approche stratégique, fondée sur des cartes régionales recensant les zones qui présentent le plus grand potentiel de production de biogaz durable et de biométhane issus la biomasse, afin de surmonter les obstacles techniques existants pour stimuler le biométhane durable au sein de l'Union et pour intégrer pleinement le biométhane dans le système de gaz actuel.

- (15) Il est nécessaire de renforcer la coopération et la coordination entre les gestionnaires de réseau de transport et, le cas échéant, entre les gestionnaires de réseau de distribution 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 gaz naturel dans l'Union ainsi qu'une évolution technique satisfaisante dudit réseau, notamment la création de capacités d'interconnexion, en accordant toute l'attention requise au respect de l'environnement. Les codes de réseau devraient se conformer aux orientations-cadres, qui sont par nature non contraignantes (orientations-cadres) et

⁹*Étude intitulée «Assistance to assessment options improving market conditions for biométhane and gas market rules» (Assistance à l'évaluation des options visant à améliorer les conditions de marché pour les règles du marché applicables au biométhane et au gaz) réalisée à l'appui de l'analyse d'impact sur le paquet relatif à la décarbonation de l'hydrogène et du gaz. https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/d24343db-5ee8-11ec-9c6c-01aa75ed71a1/language-en?pk_campaign=ENER%20Newsletter%20December%202021*

qui sont élaborées par l'agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie instituée par le règlement (UE) 2019/942 du Parlement européen et du Conseil¹⁰. L'ACER devrait jouer un rôle dans le réexamen, fondé sur les faits, des projets de codes de réseau, y compris leur respect des lignes directrices-cadres, et elle devrait pouvoir en recommander l'adoption par la Commission. L'ACER devrait évaluer les propositions de modifications à apporter aux codes de réseau et devrait pouvoir en recommander l'adoption par la Commission. Les gestionnaires de réseau de transport devraient exploiter leurs réseaux conformément à ces codes de réseau.

- (16) Afin d'assurer une gestion optimale du réseau de transport de gaz dans l'Union, il y a lieu de prévoir ***une organisation commune de l'UE*** des gestionnaires de réseau de transport ***de gaz et des gestionnaires de réseau d'hydrogène (REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène)***. Les tâches du ***REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène*** devraient être exécutées dans le respect des règles de l'Union en matière de concurrence, qui sont applicables aux décisions du ***REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène***. Les tâches du ***REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène*** devraient être clairement définies et ses méthodes de travail devraient être de nature à garantir l'efficacité, la transparence et la représentativité du ***REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène***. Les codes de réseau élaborés par le ***REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène*** ne sont pas destinés à remplacer les règles nationales nécessaires pour les questions non transfrontalières. L'échelon régional permettant de progresser de manière plus efficace, les gestionnaires de réseau de transport devraient mettre en place des structures régionales au sein de la structure de coopération globale tout en veillant à ce que les résultats obtenus à l'échelon régional soient compatibles avec les codes de réseau et les plans décennaux non contraignants de développement du réseau ***pour le gaz et l'hydrogène*** au niveau de l'Union. La coopération au sein de ces structures régionales présuppose un découplage effectif entre les activités de réseau et les activités de production et de fourniture. En l'absence d'un tel découplage, la coopération régionale entre les gestionnaires de réseau de transport donne lieu à un risque de comportement anticoncurrentiel. Les États membres devraient promouvoir

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

la coopération et surveiller l'efficacité du fonctionnement du réseau au niveau régional. La coopération au niveau régional devrait être compatible avec la mise en place d'un marché intérieur des gaz concurrentiel et efficace.

- (17) Afin d'assurer une plus grande transparence dans le développement du réseau de transport de gaz dans l'Union, le **REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène**, devrait concevoir, publier et mettre à jour régulièrement un plan décennal non contraignant de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union **pour le gaz et pour l'hydrogène** sur la base d'un scénario commun et du modèle interconnecté (le plan de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union). **Le plan de développement du réseau à l'échelle de l'Union devrait être élaboré selon un processus transparent comportant une consultation publique significative, et être fondé sur des critères objectifs et scientifiques. À cet effet, le REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène devrait associer des organismes scientifiques indépendants (tels que le conseil scientifique consultatif européen sur le changement climatique, établi en vertu du règlement (UE) 2021/1119) à l'élaboration du plan.** Ce plan de développement du réseau devrait comporter des réseaux viables de transport de gaz et les interconnexions régionales nécessaires qui se justifient du point de vue commercial et sous l'aspect de la sécurité d'approvisionnement. **Il devrait promouvoir le principe de primauté de l'efficacité énergétique et l'intégration du système énergétique et contribuer à l'utilisation prudente et rationnelle des ressources naturelles et à la réalisation des objectifs de l'Union en matière de climat et d'énergie.**
- (18) Afin d'accroître la concurrence par la création des marchés de gros liquides pour le gaz, il est indispensable que les échanges puissent se négocier indépendamment de la localisation du gaz dans le réseau. La seule façon d'y parvenir est d'assurer aux utilisateurs du réseau la liberté de réserver indépendamment la capacité d'entrée et de sortie, de manière à organiser le transport du gaz par zones plutôt que sous la forme de flux contractuels. La liberté de comptabiliser indépendamment la capacité aux points d'entrée et de sortie suppose donc que les tarifs fixés pour un point d'entrée ne soient pas liés au tarif fixé pour un point de sortie, et inversement, c'est-à-dire que l'offre soit séparée pour ces points, et la tarification ne devrait pas regrouper la redevance d'entrée et de sortie dans un prix unique.

- (19) Si le règlement (UE) 312/2014 de la Commission relatif à l'établissement d'un code de réseau sur l'équilibrage des réseaux de transport de gaz prévoit les modalités d'établissement des règles techniques qui constituent un régime d'équilibrage, il permet de varier la conception de chaque régime d'équilibrage appliqué dans un système entrée-sortie donné. La combinaison des choix effectués donne lieu à un régime d'équilibrage spécifique applicable dans un système entrée-sortie spécifique, coïncidant actuellement dans la plupart des cas avec le territoire des États membres.
- (20) Il devrait incomber aux utilisateurs du réseau d'équilibrer leurs entrées par rapport à leurs sorties en s'appuyant sur des plateformes d'échange mises en place pour mieux faciliter les échanges de gaz entre utilisateurs du réseau. Afin de mieux intégrer *le gaz renouvelable* et *le gaz* bas carbone dans le système entrées-sorties, la zone d'équilibrage devrait englober, *dans la mesure du possible*, le niveau du réseau de distribution. Le point d'échange virtuel devrait être utilisé pour échanger du gaz entre les comptes d'équilibrage des utilisateurs du réseau.
- (21) La référence aux contrats de transport harmonisés dans le cadre d'un accès non discriminatoire au réseau des gestionnaires de réseau de transport n'implique pas que les modalités et conditions fixées dans les contrats de transport d'un gestionnaire de réseau donné, dans un État membre, doivent être identiques à celles proposées par un autre gestionnaire de réseau de transport dans le même État membre ou dans un autre, sauf si sont imposées des exigences minimales auxquelles tous les contrats de transport sont tenus de satisfaire.
- (22) Un accès égal à l'information sur l'état matériel et la performance du réseau est nécessaire pour permettre à l'ensemble des 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 l'offre et la demande, la capacité du réseau, les flux et la maintenance, l'équilibrage et la disponibilité ainsi que l'utilisation des capacités de stockage. Étant donné l'importance de ces informations pour le bon fonctionnement du marché, il y a lieu d'assouplir les restrictions de publication existantes imposées pour des raisons de confidentialité.
- (23) Les exigences de confidentialité concernant les informations commercialement sensibles sont toutefois particulièrement importantes lorsqu'il s'agit de données commerciales ayant un caractère stratégique pour l'entreprise, lorsqu'il n'existe

qu'un seul utilisateur pour une installation de stockage, ou lorsqu'il s'agit de données relatives aux points de sortie d'un réseau ou sous-réseau qui n'est pas raccordé à un autre réseau de transport ou de distribution mais à un seul client industriel final, lorsque la publication de telles données donnerait lieu à la divulgation d'informations confidentielles concernant le processus de production de ce client.

- (24) Pour que les participants aient davantage confiance dans le marché, ils doivent être certains qu'il existe des possibilités de sanctionner les comportements abusifs d'une manière efficace, proportionnée et dissuasive. Il convient de permettre aux autorités compétentes d'enquêter de manière efficace 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 du gaz, toutes ces décisions sont communiquées aux gestionnaires de réseau sous la forme de réservations de capacité, de nominations et de flux réalisés. Les gestionnaires de réseau devraient mettre ces informations à la disposition des autorités compétentes et les rendre aisément accessibles pour celles-ci pendant une période déterminée. Les autorités compétentes devraient, en outre, vérifier périodiquement que les gestionnaires de réseau respectent les règles.
- (25) L'accès aux installations de stockage de gaz naturel, aux installations de GNL et aux *installations d'hydrogène* étant insuffisant *ou inexistant* dans certains États membres, il convient d'améliorer l'application des règles en vigueur, y compris en *ce qui concerne la transparence et les objectifs de la communication de la Commission du 18 mai 2022 sur le plan REPowerEU, en particulier en réduisant rapidement la dépendance de l'Union à l'égard des ressources énergétiques russes*. Cette amélioration devrait tenir compte du potentiel et de la pénétration *du gaz renouvelable* et *du gaz* bas carbone, *en particulier l'hydrogène et le biométhane*, pour ces installations dans le marché intérieur *et des solutions axées sur la demande*. Il ressort du suivi assuré par le groupe des régulateurs européens dans le domaine de l'électricité et du gaz que les lignes directrices volontaires en matière de bonnes pratiques d'accès de tiers au réseau pour les gestionnaires d'installations de stockage, adoptées par l'ensemble des parties concernées dans le cadre du Forum de Madrid, ne sont pas suffisamment appliquées et qu'il est dès lors nécessaire de les rendre contraignantes.

- (26) Les systèmes d'équilibrage du gaz naturel non discriminatoires et transparents qui sont utilisés par les gestionnaires de réseau de transport sont des mécanismes importants, notamment pour les nouveaux arrivants sur le marché qui risquent d'avoir plus de difficultés à équilibrer leur portefeuille global de ventes que les entreprises déjà établies sur le marché concerné. Il est donc nécessaire d'établir des règles afin de garantir que les gestionnaires de réseau de transport utilisent ces systèmes de façon compatible avec des conditions d'accès au réseau non discriminatoires, transparentes et effectives.
- (27) Les autorités de régulation devraient veiller au respect des règles contenues dans le présent règlement et des codes de réseau et lignes directrices adoptés en vertu de celui-ci.
- (28) Dans les lignes directrices annexées au présent règlement, des règles plus détaillées sont définies. Le cas échéant, ces règles devraient évoluer avec le temps, compte tenu des différences qui existent entre les réseaux gaziers nationaux et de leur développement.
- (29) Avant de proposer des modifications aux lignes directrices annexées au présent règlement, la Commission devrait veiller à consulter l'ensemble des parties pertinentes concernées par ces lignes directrices, représentées par les organisations professionnelles, et pour lesquelles ces lignes directrices présentent de l'intérêt, ainsi que les États membres au sein du Forum de Madrid.
- (30) Il convient d'inviter les États membres et les autorités nationales compétentes à fournir, *sur demande*, les informations appropriées à la Commission. ***La demande d'informations devrait inclure les raisons pour lesquelles ces informations sont nécessaires aux fins de la mise en œuvre du présent règlement.*** Ces informations devraient être traitées confidentiellement par la Commission.
- (31) Le présent règlement et les codes de réseau et lignes directrices adoptés en vertu de celui-ci sont sans préjudice de l'application des règles de l'Union en matière de concurrence.
- (32) 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 de gaz intégrés et ne devraient pas prendre de mesures de nature à

mettre en péril la poursuite de l'intégration des marchés du gaz naturel ou la sécurité d'approvisionnement des États membres et des parties contractantes.

- (33) Les gestionnaires de réseau de transport pourraient être autorisés à réserver des stocks de gaz naturel exclusivement pour l'accomplissement de leurs fonctions et à des fins de sécurité d'approvisionnement. La constitution de ces stocks stratégiques pourrait se faire par achat groupé en recourant à la plateforme d'échange visée à l'article 10 du règlement (UE) n° 312/2014 de la Commission, sans préjudice des règles de concurrence de l'Union. Le prélèvement de gaz naturel ne devrait être possible que pour permettre aux gestionnaires de réseau de transport d'assurer leurs fonctions ou pour faire face à une situation d'urgence déclarée, comme indiqué à l'article 11, paragraphe 1, dudit règlement, afin de ne pas entraver le fonctionnement normal du marché.
- (34) Lorsqu'une intégration de marchés régionaux est entreprise, les gestionnaires de réseau de transport et les autorités de régulation concernés devraient prendre en charge les aspects ayant une incidence transfrontière, tels que les structures tarifaires, le régime d'équilibrage, les capacités aux points transfrontaliers subsistants, les plans d'investissement et l'accomplissement des tâches des gestionnaires de réseau de transport et des autorités de régulation.
- (35) La transition énergétique et la poursuite de l'intégration du marché du gaz exigeront une plus grande transparence en ce qui concerne les recettes autorisées ou prévisionnelles du gestionnaire de réseau de transport. Un certain nombre de décisions relatives aux réseaux de gaz naturel seront fondées sur ces informations. Par exemple, le transfert des actifs de transport d'un réseau de gaz naturel vers un réseau d'hydrogène ou la mise en œuvre d'un mécanisme de compensation entre GRT (ITC) nécessitent plus de transparence qu'il n'en existe actuellement. De plus, pour analyser l'évolution des tarifs à long terme, la clarté s'impose en ce qui concerne aussi bien la demande de gaz naturel que les projections de coûts. La transparence des recettes autorisées devrait offrir cette clarté sur ce dernier point. Les autorités de régulation devraient notamment fournir des informations sur la méthode utilisée pour calculer les recettes des gestionnaires de réseau de transport, la valeur de leur base d'actifs régulés et son amortissement dans le temps, la valeur des

dépenses d'exploitation, le coût du capital appliqué aux gestionnaires de réseau de transport et les incitations et primes appliquées.

(36) Les dépenses des gestionnaires de réseau de transport sont principalement des coûts fixes. Leur modèle économique et les cadres réglementaires nationaux actuels reposent sur l'hypothèse d'une utilisation à long terme de leurs réseaux impliquant de longues périodes d'amortissement (de 30 à 60 ans). Dans le contexte de la transition énergétique, les autorités de régulation devraient donc être en mesure d'anticiper les diminutions de la demande de gaz afin de modifier les dispositions réglementaires en temps utile et d'éviter que le recouvrement des coûts par les tarifs des gestionnaires de réseau de transport ne menace l'accessibilité financière pour les consommateurs en raison d'un accroissement du ratio des coûts fixes par rapport à la demande de gaz. Le cas échéant, le profil d'amortissement ou la rémunération des actifs de transport pourraient, par exemple, être modifiés.

(37) La transparence en ce qui concerne les recettes autorisées ou prévisionnelles des gestionnaires de réseau de transport devrait être renforcée afin de permettre aux utilisateurs du réseau de procéder à des évaluations comparatives et à des analyses. Une transparence accrue devrait également faciliter la coopération transfrontière et la mise en place de mécanismes d'ITC entre les gestionnaires ■ pour l'intégration régionale ■ .

■

(40) Afin d'améliorer l'efficacité des réseaux de distribution de gaz naturel de l'Union et d'assurer une coopération étroite entre les gestionnaires de réseau de transport et le **REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène**, une entité des gestionnaires de réseau de distribution de l'Union (ci-après dénommée «entité des GRD de l'Union») devrait être prévue, englobant également les gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel. Les tâches de l'entité des GRD de l'Union devraient être clairement définies et sa méthode de travail devrait garantir l'efficacité, la transparence et la représentativité des gestionnaires de réseau de distribution de l'Union. L'entité des GRD de l'Union devrait coopérer étroitement avec le **REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène** 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 ou à d'autres domaines ayant trait à la gestion des réseaux de distribution.

- (41) Les gestionnaires de réseau de distribution ont un rôle important à jouer en ce qui concerne l'intégration **du gaz renouvelable** et **du gaz** bas carbone dans le système, puisque, par exemple, environ la moitié de la capacité de production de biométhane est connectée au réseau de distribution. Afin de faciliter la participation de ces gaz au marché de gros, les installations de production connectées au réseau de distribution dans tous les États membres devraient avoir accès au point d'échange virtuel. En outre, conformément aux dispositions du présent règlement, les gestionnaires de réseau de distribution et les gestionnaires de réseau de transport devraient coopérer pour permettre l'inversion de flux, du réseau de distribution au réseau de transport, ou pour assurer l'intégration du réseau de distribution par d'autres moyens, d'effet équivalent, afin de faciliter l'intégration **du gaz renouvelable** et **du gaz** bas carbone sur le marché.
- (42) L'intégration de volumes croissants de gaz **renouvelable** et **de gaz** bas carbone dans le système européen de gaz naturel modifiera la qualité du gaz naturel transporté et consommé en Europe. Pour garantir la circulation transfrontière sans entrave du gaz naturel, maintenir l'interopérabilité des marchés et permettre l'intégration du marché, il est nécessaire d'accroître la transparence en ce qui concerne la qualité du gaz et les coûts de sa gestion, de pourvoir à une approche harmonisée des rôles et des responsabilités des autorités de régulation et des gestionnaires de réseau et de renforcer la coordination transfrontière. Tout en veillant à une approche harmonisée de la qualité du gaz au niveau des points d'interconnexion transfrontaliers, il convient de préserver la marge de manœuvre des États membres quant à l'application des normes de qualité du gaz dans leurs systèmes nationaux de gaz naturel.
- (43) L'injection d'hydrogène dans le système de gaz naturel **devrait être une solution de dernier recours**, étant donné qu'elle est moins efficace que l'utilisation de l'hydrogène sous sa forme pure et diminue la valeur de l'hydrogène. Elle a également une incidence sur l'exploitation des infrastructures gazières, les applications d'utilisation finale et l'interopérabilité des systèmes transfrontaliers. **Les États membres devraient par conséquent accorder la priorité à la production et à l'utilisation d'hydrogène renouvelable et bas carbone sous sa forme pure dans les**

secteurs difficiles à décarboner, tels que l'industrie et les transports. Toutefois, il convient de tout mettre en œuvre pour éviter l'utilisation de l'hydrogène pour des applications pour lesquelles il existe des solutions de remplacement plus économes en énergie, telles que le chauffage des bâtiments, la production d'eau chaude à usage sanitaire et la production de chaleur basse pour les processus industriels. Le présent règlement devrait promouvoir les utilisations les plus efficaces de l'hydrogène, mais les États membres devraient conserver la possibilité de décider quant à l'injection ou non d'hydrogène. Par conséquent, des règles harmonisées pour la coordination des restrictions transfrontières dues aux différences dans les taux d'injection d'hydrogène limiteront le risque de segmentation du marché. ▀

- (44) Un processus solide de coordination transfrontière et de règlement des différends entre les gestionnaires de réseau de transport en ce qui concerne la qualité du gaz, y compris les mélanges de biométhane et d'hydrogène, est essentiel pour faciliter un transport efficace du gaz naturel dans l'ensemble des systèmes de gaz naturel au sein de l'Union et, par là même, pour progresser vers une plus grande intégration du marché intérieur. Les exigences de transparence accrue concernant les paramètres de qualité du gaz, notamment le pouvoir calorifique supérieur, l'indice de Wobbe et la teneur en oxygène, ainsi que les mélanges d'hydrogène et leur évolution dans le temps, combinées à des obligations de surveillance et de rapport, devraient contribuer au bon fonctionnement d'un marché intérieur du gaz naturel ouvert et efficient.
- (45) Afin de modifier des éléments non essentiels du présent règlement et de compléter le présent règlement en ce qui concerne les éléments non essentiels de certains domaines spécifiques qui sont fondamentaux pour l'intégration du marché, il convient de déléguer à la Commission le pouvoir d'adopter des actes conformément à l'article 290 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne. Il importe particulièrement que la Commission procède aux consultations appropriées durant son travail préparatoire, y compris au niveau des experts, et que ces consultations soient menées conformément aux principes définis dans l'accord interinstitutionnel du 13 avril 2016 «Mieux légiférer»¹¹. En particulier, pour assurer leur égale participation à la préparation des actes délégués, le Parlement européen et le Conseil

¹¹ JO L 123 du 12.5.2016, p. 1

devraient recevoir tous les documents au même moment que les experts des États membres, et leurs experts devraient avoir systématiquement accès aux réunions des groupes d'experts de la Commission traitant de la préparation des actes délégués. ***La Commission devrait également garantir l'accès du public à tous les documents soumis à la Commission dans le cadre de l'adoption des actes délégués.***

- (46) Le règlement (UE) 2015/703 de la Commission¹² établit des règles en matière d'interopérabilité et d'échange de données pour le réseau de gaz naturel, notamment en ce qui concerne les accords d'interconnexion, comprenant des règles pour le contrôle du flux, des principes de mesure pour les quantités de gaz et la qualité du gaz, des règles relatives au processus de mise en correspondance, des règles pour l'allocation des quantités de gaz, des procédures de communication en cas d'événements exceptionnels; un ensemble commun d'unités, la qualité du gaz, comprenant des règles sur la gestion des restrictions au commerce transfrontalier dues aux différences de qualité du gaz et aux différences dans les pratiques d'odorisation, le suivi à court et à long terme de la qualité du gaz et la communication d'informations; l'échange de données et la présentation de rapports sur la qualité du gaz; la transparence, la communication, la fourniture d'informations et la coopération entre les acteurs du marché concernés.
- (47) Afin d'assurer une gestion optimale du réseau d'hydrogène de l'Union et de permettre les échanges et la fourniture transfrontaliers d'hydrogène dans l'Union, il y a lieu de ***renommer le REGRT pour le gaz «organisation commune de l'UE pour les gestionnaires de réseau de transport de gaz et pour les gestionnaires de réseau d'hydrogène» (REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène) et d'intégrer les gestionnaires de réseau d'hydrogène dans sa composition, et ses tâches devraient être étendues aux activités liées à l'hydrogène. Ces tâches*** ■ devraient être exécutées dans le respect des règles de concurrence de l'Union, être clairement définies et ***être réalisées d'une manière spécifique pour le gaz et pour l'hydrogène. Les méthodes de travail du REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène*** devraient être de nature à garantir l'efficacité ***et la transparence*** ■ . Les codes de réseau élaborés par le ***REGRT***

¹² Règlement (UE) 2015/703 de la Commission du 30 avril 2015 établissant un code de réseau sur les règles en matière d'interopérabilité et d'échange de données (JO L 113 du 1.5.2015, p. 13).

pour le gaz et pour l'hydrogène ne devraient pas remplacer les codes de réseau nationaux nécessaires pour ce qui concerne les questions non transfrontalières.

- (49) Dans un souci *de* développement *transparent et efficace* du réseau d'hydrogène dans l'Union, le *REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène* devrait établir, publier et mettre régulièrement à jour un plan décennal *unique* non contraignant de développement du réseau *de gaz et* d'hydrogène dans l'ensemble de l'Union, *en tenant dûment compte des* besoins *des deux* marchés *distincts du gaz et* de l'hydrogène qui se constituent. Ce plan de développement du réseau devrait comporter des réseaux viables de transport d'hydrogène et les interconnexions nécessaires qui se justifient du point de vue commercial. Le *REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène* devrait *continuer de* participer à l'élaboration de l'analyse coûts-avantages à l'échelle du système énergétique, comprenant le modèle interconnecté de marché et de réseau de l'énergie, portant sur les infrastructures de transport d'électricité, de gaz et d'hydrogène, ainsi que sur le stockage, le GNL et les électrolyseurs, ainsi qu'à l'établissement des scénarios pour les plans décennaux de développement du réseau et du rapport sur le recensement des lacunes en matière d'infrastructures, conformément aux articles 11, 12 et 13 du règlement *(UE) 2022/869 du Parlement européen et du Conseil*¹³ en vue de la constitution des listes de projets d'intérêt commun. À cette fin, le *REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène* devrait coopérer étroitement avec le REGRT pour l'électricité afin de faciliter l'intégration des systèmes.
- (50) Tous les acteurs du marché sont concernés par le travail qu'il est prévu de confier au *REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène*. Il est donc essentiel de prévoir un véritable processus de consultation. De manière générale, *le REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène* devrait rechercher, exploiter et intégrer dans ses travaux l'expérience acquise en matière de planification, de développement et d'exploitation

¹³ *Règlement (UE) 2022/869 du Parlement européen et du Conseil du 30 mai 2022 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes, modifiant les règlements (CE) n° 715/2009, (UE) 2019/942 et (UE) 2019/943 et les directives 2009/73/CE et (UE) 2019/944, et abrogeant le règlement (UE) n° 347/2013 (JO L 152 du 3.6.2022, p. 45).*

des infrastructures, en coopération avec les autres acteurs du marché concernés et leurs associations.

- (51) L'échelon régional permettant de progresser de manière plus efficace, les gestionnaires de réseau d'hydrogène devraient mettre en place des structures régionales au sein de la structure de coopération globale tout en veillant à ce que les résultats obtenus à l'échelon régional soient compatibles avec les codes de réseau et les plans décennaux non contraignants de développement du réseau au niveau de l'Union. Les États membres devraient promouvoir la coopération et surveiller l'efficacité du réseau au niveau régional.
- (52) Des exigences de transparence sont nécessaires pour que la confiance dans les marchés émergents de l'hydrogène dans l'Union puisse se développer parmi les acteurs du marché. Un accès égal à l'information sur l'état matériel et le fonctionnement du système d'hydrogène est nécessaire pour permettre à l'ensemble des acteurs du marché d'évaluer la situation globale de l'offre et de la demande et de déterminer les raisons des variations des prix du marché. Les informations devraient toujours être communiquées de manière utile, facilement accessible et sur une base non discriminatoire.
- (53) Le **REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène** mettra en place une plateforme centrale en ligne pour la mise à disposition de toutes les données pertinentes devant permettre aux acteurs du marché d'accéder efficacement au réseau.
- (53 bis) Afin de promouvoir l'intégration globale du système énergétique, le couplage sectoriel et le renforcement de l'efficacité et des synergies entre les secteurs de l'énergie, le REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène et le REGRT pour l'électricité coopèrent étroitement entre eux. Cette coopération prévoit en particulier une coopération en ce qui concerne l'élaboration de l'analyse coûts-avantages pour l'ensemble des systèmes énergétiques, la définition des exigences en matière de capacités pour l'ensemble du système énergétique, l'élaboration du modèle interconnecté des marchés et des réseaux de l'énergie comprenant les infrastructures de transport de l'électricité, du gaz et de l'hydrogène ainsi que le stockage, la définition des objectifs de l'Union en matière de climat et d'efficacité énergétique, la mise en place des terminaux de GNL et d'hydrogène ainsi que des électrolyseurs visés à l'article 11 du règlement (UE) 2022/869, l'élaboration des***

scénarios pour les plans décennaux de développement du réseau visés à l'article 12 du règlement (UE) 2022/869 et le recensement des lacunes en matière d'infrastructures visé à l'article 13 du règlement (UE) 2022/869.

- (53 ter) La réalisation des objectifs de développement de l'éolien en mer du plan REPowerEU revêt une importance capitale pour l'accélération nécessaire de la décarbonation et du développement du marché de l'hydrogène renouvelable. Par conséquent, lorsque cela est techniquement possible, le REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène et le REGRT pour l'électricité devraient harmoniser leurs travaux dans le cadre du plan européen pour les corridors prioritaires pour l'hydrogène [conforme à l'annexe I du règlement (UE) 2022/869 et renforcé par le plan REPowerEU] et les plans stratégiques de haut niveau de développement du réseau intégré en mer visés à l'article 14, paragraphe 2, du règlement (UE) 2022/869 afin de garantir que le site et la taille des points d'injection d'hydrogène dans les deux systèmes sont appropriés.*
- (54) Les conditions d'accès aux réseaux d'hydrogène au début de la phase de développement du marché devraient garantir un fonctionnement efficace, l'absence de discrimination et la transparence pour les utilisateurs du réseau, tout en préservant une marge de manœuvre suffisante pour les gestionnaires. La limitation de la durée maximale des contrats de capacité devrait réduire le risque de congestion contractuelle et de rétention de capacités.
- (55) Des conditions générales devraient être fixées pour l'octroi aux tiers de l'accès aux installations de stockage d'hydrogène et aux terminaux d'hydrogène afin d'assurer un accès non discriminatoire et de garantir la transparence aux utilisateurs du réseau.
- (56) Les gestionnaires de réseau d'hydrogène devraient coopérer afin de créer des codes de réseau régissant la fourniture et la gestion d'un accès transfrontière transparent et non discriminatoire aux réseaux et d'assurer le développement coordonné du réseau dans l'Union, y compris la création de capacités d'interconnexion. Les codes de réseau devraient respecter les lignes directrices-cadres non contraignantes élaborées par l'ACER. L'ACER devrait jouer un rôle dans le réexamen, fondé sur les faits, des projets de codes de réseau, y compris leur respect des lignes directrices-cadres, et elle devrait pouvoir en recommander l'adoption par la Commission. L'ACER devrait évaluer les propositions de modifications à apporter aux codes de réseau et devrait

pouvoir en recommander l'adoption par la Commission. Les gestionnaires de réseau d'hydrogène devraient exploiter leurs réseaux conformément à ces codes de réseau.

- (57) Les codes de réseau élaborés par le *REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène* ne sont pas destinés à remplacer les règles nationales nécessaires pour les questions non transfrontalières.
- (58) La qualité de l'hydrogène transporté et consommé en Europe peut varier en fonction de sa technologie de production et des spécificités de son transport. Par conséquent, une approche harmonisée au niveau de l'Union pour gérer la qualité de l'hydrogène aux interconnexions transfrontalières devrait ouvrir la voie à la circulation transfrontière de l'hydrogène et à l'intégration du marché.
- (59) Si l'autorité de régulation le juge nécessaire, les gestionnaires de réseau d'hydrogène pourraient être chargés de gérer la qualité de l'hydrogène dans leur réseau, en respectant le cadre des normes de qualité applicables à l'hydrogène, de manière à garantir aux consommateurs finaux un hydrogène présentant une qualité fiable et stable.
- (60) Un processus solide de coordination transfrontière et de règlement des différends entre les gestionnaires de réseau d'hydrogène est essentiel pour faciliter le transport de l'hydrogène dans l'ensemble des réseaux d'hydrogène au sein de l'Union et, par là même, pour progresser vers une plus grande intégration du marché intérieur. Les exigences de transparence accrue relatives aux paramètres de qualité de l'hydrogène et à leur évolution dans le temps, combinées à des obligations de surveillance et de rapport, devraient contribuer au bon fonctionnement d'un marché intérieur de l'hydrogène ouvert et efficient.
- (61) Afin d'assurer des conditions uniformes d'exécution du présent règlement, il convient de conférer des compétences d'exécution à la Commission conformément à l'article 291 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne. Ces compétences devraient être exercées conformément au règlement (UE) n° 182/2011 du Parlement européen et du Conseil¹⁴.

¹⁴ 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).

- (62) Afin de garantir le fonctionnement efficace des réseaux européens d'hydrogène, les gestionnaires de réseaux d'hydrogène devraient être responsables de l'exploitation, de la maintenance et du développement du réseau de transport d'hydrogène en étroite coopération avec d'autres gestionnaires de réseaux d'hydrogène ainsi qu'avec d'autres gestionnaires de systèmes auxquels leurs réseaux sont connectés, y compris pour faciliter l'intégration du système énergétique.
- (63) Il est de l'intérêt du fonctionnement du marché intérieur de disposer de normes harmonisées au niveau de l'Union. Une fois la référence à une telle norme publiée au Journal officiel de l'Union européenne, une présomption de conformité avec les exigences correspondantes fixées dans la mesure d'exécution adoptée sur la base du présent règlement devrait découler du respect de cette norme, même s'il devrait être possible d'attester cette conformité par d'autres moyens. Conformément à l'article 10 du règlement (UE) n° 1025/2012, la Commission européenne peut demander aux organisations européennes de normalisation d'élaborer des spécifications techniques, des normes européennes et des normes européennes harmonisées. Un des grands rôles dévolus aux normes harmonisées devrait consister à aider les gestionnaires à appliquer les mesures d'exécution adoptées au titre du présent règlement et de la refonte de la directive sur le gaz, telle que proposée dans le document COM (2021) xxx.
- (64) Afin de tenir pleinement compte des exigences qualitatives des utilisateurs finaux d'hydrogène, les spécifications techniques et les normes relatives à la qualité de l'hydrogène dans le réseau d'hydrogène devront prendre en considération les normes existantes fixant ces exigences d'utilisation finale (par exemple, la norme EN 17124).
- (65) Les gestionnaires de système d'hydrogène devraient mettre en place des capacités transfrontières suffisantes pour le transport d'hydrogène en accédant à toutes les demandes de capacité économiquement raisonnables et techniquement réalisables, afin de permettre l'intégration du marché.
- (66) L'ACER devrait publier un rapport de suivi sur l'état de la congestion.
- (67) Compte tenu du potentiel que présente l'hydrogène en tant que vecteur énergétique et de la possibilité que les États membres se livrent au commerce de l'hydrogène avec des pays tiers, il est nécessaire de préciser que les accords intergouvernementaux

dans le domaine de l'énergie portant sur le gaz qui sont soumis à des obligations de notification conformément à la décision (UE) 2017/684 comprennent les accords intergouvernementaux relatifs à l'hydrogène, y compris aux composés de l'hydrogène tels que l'ammoniac et les vecteurs d'hydrogène organique liquide.

(67 bis) Les habilitations actuellement conférées à l'ACER par le règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil¹⁵ et le règlement d'exécution (UE) n° 1348/2014 de la Commission¹⁶ (conjointement dénommés «règlements concernant l'intégrité et la transparence des marchés de gros de l'énergie») ne suffisent pas à créer un ensemble de données complet et exhaustif sur la totalité des livraisons de GNL dans l'Union. Néanmoins, il est nécessaire de disposer d'un tel ensemble de données complet et exhaustif aux fins de l'évaluation quotidienne du prix du GNL pour que l'Union puisse gérer, dans un esprit de solidarité, ses politiques de passation de marchés relatives aux importations internationales de GNL, en particulier dans la situation de crise actuelle. Il est également nécessaire de disposer des données et informations pertinentes sur les contrats relatifs au GNL afin de veiller au suivi de l'évolution des prix ainsi qu'au contrôle et à l'assurance de la qualité des données. Bien que la situation de crise résultant de l'agression militaire non provoquée et injustifiée de la Fédération de Russie contre l'Ukraine ait nécessité l'adoption de mesures urgentes, parmi lesquelles l'attribution de pouvoirs et de tâches supplémentaires à l'ACER en vertu du règlement (UE) 2022/2576 du Conseil¹⁷, l'établissement d'une évaluation quotidienne du prix du GNL et d'un indice de référence pour le GNL sur une base permanente devrait être inclus.

(68) En réaction aux hausses significatives des prix de l'énergie à l'échelle de l'Union constatées à l'automne 2021 et à leurs effets négatifs, la communication de la Commission du 13 octobre 2021 intitulée «Lutte contre la hausse des prix de

¹⁵ 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).

¹⁶ 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 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (JO L 363 du 18.12.2014, p. 121).

¹⁷ Règlement (UE) 2022/2576 du Conseil du 19 décembre 2022 renforçant la solidarité grâce à une meilleure coordination des achats de gaz, à des prix de référence fiables et à des échanges transfrontières de gaz (JO L 335, du 29.12.2022, p. 1).

l'énergie: une panoplie d'instruments d'action et de soutien» a insisté sur l'importance d'un marché intérieur de l'énergie efficace et performant et de l'utilisation efficace des capacités de stockage de gaz en Europe dans l'ensemble du marché unique. *Cette* communication a également souligné qu'une meilleure coordination de la sécurité d'approvisionnement par-delà les frontières est essentielle pour la résilience face aux chocs futurs. Les 20 et 21 octobre 2021, le Conseil européen a adopté des conclusions invitant la Commission à envisager rapidement des mesures qui renforceraient la résilience du système énergétique de l'*Union* et du marché intérieur de l'énergie, parmi lesquelles des mesures renforçant la sécurité d'approvisionnement. *En réponse à l'invasion de l'Ukraine par la Russie, la Commission a présenté le plan REPowerEU le 8 mars 2022 afin d'éliminer progressivement la dépendance de l'Union à l'égard des combustibles fossiles russes et d'accélérer la transition vers une énergie propre.* Afin de contribuer à une réaction cohérente et rapide à cette crise et à une nouvelle crise éventuelle au niveau de l'Union, il convient d'introduire dans le présent règlement et dans le règlement (UE) 2017/1938 des règles spécifiques visant à améliorer la coopération et la résilience, qui assurent notamment une meilleure coordination du stockage et de la solidarité, *en complément du niveau minimal obligatoire de gaz dans les installations de stockage.*

- (69) L'analyse du fonctionnement des capacités de stockage dans le cadre des évaluations communes des risques à l'échelon régional devrait se fonder sur des évaluations objectives des besoins en matière de sécurité d'approvisionnement, en tenant dûment compte de la coopération transfrontière et des obligations de solidarité prévues par le présent règlement. Elle devrait également tenir compte *de tout le potentiel des politiques en matière d'efficacité énergétique et des économies d'énergie* et de l'importance de ne pas créer d'actifs irrécupérables dans la transition vers une énergie propre et de l'objectif consistant à mettre fin à la dépendance de l'Union à l'égard des fournisseurs extérieurs de combustibles fossiles. L'analyse devrait comprendre une évaluation des risques liés à la *propriété directe ou indirecte* ou aux infrastructures de stockage se trouvant sous l'autorité d'entités de pays tiers. L'analyse devrait tenir compte de la possibilité d'utiliser des installations de stockage situées dans d'autres États membres et, pour les gestionnaires de réseau de transport, de procéder à l'acquisition conjointe de *gaz*, pour autant que les conditions du

présent règlement soient respectées. Les évaluations communes des risques à l'échelon régional et les évaluations nationales des risques devraient être cohérentes entre elles afin de déterminer les mesures des plans nationaux de prévention et d'urgence conformes au présent règlement qui garantissent que les mesures prises ne nuisent pas à la sécurité d'approvisionnement des autres États membres et n'entravent pas indûment le bon fonctionnement du marché du gaz. Par exemple, elles ne devraient pas bloquer ou restreindre l'utilisation des capacités de transport transfrontières.

- (70) La coopération des États membres avec les parties contractantes au traité instituant la Communauté de l'énergie¹⁸ qui ont d'importantes capacités de stockage disponibles pourrait permettre d'agir lorsque le stockage dans l'Union n'est pas faisable ou rentable. Cela pourrait consister, par exemple, à envisager un recours à ces capacités de stockage situées en dehors de l'Union dans l'évaluation commune des risques concernées. Les États membres pourraient demander aux groupes de risque régionaux concernés d'inviter des experts du pays tiers à participer à des sessions ponctuelles des groupes de risque régionaux sans créer de précédent impliquant une pleine participation à titre régulier.
- (71) L'acquisition conjointe de **gaz** par plusieurs gestionnaires de transport de différents États membres *ou d'autres entreprises désignées par les États membres* devrait être conçue de manière à ce qu'*elle puisse être utilisée* en cas d'urgence **■ dans** l'Union ou au niveau régional dans le cadre des actions coordonnées par la Commission conformément à l'article 12, paragraphe 3, du règlement (UE) 2017/1938. Les gestionnaires de réseau de transport *ou d'autres entreprises désignées par les États membres* qui procèdent à l'acquisition conjointe de **gaz** *devraient veiller* à ce que tout accord d'achat groupé soit conforme aux règles de concurrence de l'*Union*, et notamment aux exigences de l'article 101 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne. La notification effectuée pour évaluer la conformité au présent règlement *du mécanisme volontaire de passation conjointe de marchés pour le gaz envisagé* est sans préjudice de la notification des aides accordées par les États, le cas échéant, en vertu de l'article 108, paragraphe 3, du TFUE.

¹⁸ JO L 198 du 20.7.2006, p. 18.

(71 bis) Les plateformes de négociation proposant des instruments dérivés sur matières premières liées à l'énergie acceptent souvent la participation de diverses entreprises du secteur de l'énergie de tous les États membres. Ces entreprises du secteur de l'énergie dépendent fortement des instruments dérivés négociés sur ces plateformes de négociation pour garantir un approvisionnement essentiel en gaz et en électricité dans l'ensemble de l'Union. Les fluctuations excessives des prix sur les plateformes de négociation des instruments dérivés sur matières premières liées à l'énergie ont dès lors une incidence sur le fonctionnement des entreprises du secteur de l'énergie dans l'ensemble de l'Union et, en fin de compte, portent également préjudice aux consommateurs finaux. Par conséquent, dans un esprit de solidarité entre les États membres, il convient de coordonner la mise en œuvre et l'application du mécanisme de gestion de la volatilité intrajournalière, afin de garantir que les gestionnaires essentiels à la sécurité de l'approvisionnement énergétique dans tous les États membres bénéficient de garanties contre les fluctuations importantes des prix qui compromettent la poursuite de leurs activités, lesquelles porteraient également préjudice aux consommateurs finaux.

(71 ter) Le mécanisme de gestion de la volatilité intrajournalière devrait empêcher les fluctuations excessives des prix au cours d'une journée de négociation. Le mécanisme devrait être fondé sur le prix du marché observé à intervalles réguliers. Compte tenu de la grande diversité des instruments sur les marchés des instruments dérivés sur l'énergie et des particularités des plateformes de négociation associées à ces instruments, les mécanismes de gestion de la volatilité intrajournalière devraient être adaptés aux spécificités de ces instruments et marchés. Par conséquent, les plateformes de négociation devraient fixer des limites de prix en tenant compte des spécificités de chaque instrument dérivé pertinent sur matières premières liées à l'énergie, du profil de liquidité du marché de cet instrument dérivé et de son profil de volatilité.

(72) Le secteur énergétique européen connaît de profonds changements vers une économie décarbonée à **haut rendement fondée sur les sources d'énergie renouvelables** et veille dans le même temps à garantir la sécurité de l'approvisionnement et la compétitivité. Si la cybersécurité dans le sous-secteur de l'électricité enregistre des progrès grâce à l'élaboration d'un code de réseau sur les flux transfrontaliers d'électricité, il est nécessaire d'établir des règles sectorielles

contraignantes pour le sous-secteur du gaz afin de garantir la sécurité du système énergétique européen.

- (73) Comme le montre la simulation réalisée à l'échelle de l'Union en 2017 et 2021, les mesures de coopération régionale et de solidarité sont essentielles pour garantir la résilience de l'Union en cas de grave détérioration de la situation de l'approvisionnement. Des mesures de solidarité devraient garantir en toute situation l'approvisionnement des clients protégés au titre de la solidarité, tels que les ménages, par-delà les frontières. Il convient que les États membres adoptent les mesures nécessaires à la mise en œuvre des dispositions relatives au mécanisme de solidarité, y compris en se mettant d'accord sur des arrangements techniques, juridiques et financiers. Les États membres devraient décrire ces arrangements de façon détaillée dans leurs plans d'urgence. Pour les États membres qui n'ont pas conclu l'accord bilatéral nécessaire, le modèle par défaut du présent règlement devrait s'appliquer afin de garantir cette solidarité effective.
- (74) Dès lors, de telles mesures peuvent créer, pour un État membre, l'obligation de verser une indemnisation à ceux qui sont touchés par les mesures qu'il a prises. Afin que l'indemnisation versée par l'État membre qui demande la solidarité à l'État membre qui répond à la demande de solidarité soit équitable et raisonnable, l'autorité nationale de régulation de l'énergie ou l'autorité nationale de la concurrence devrait avoir, en tant qu'autorité indépendante, le pouvoir de contrôler le montant de l'indemnisation demandée et versée et, s'il y a lieu, de demander une rectification.
- (74 bis) Pour la Commission et les États membres, il est important d'avoir une idée précise des contrats de fourniture de gaz prévus et conclus dans l'ensemble de l'Union afin d'évaluer si les objectifs de sécurité de l'approvisionnement et de solidarité énergétique sont atteints. C'est pour cette raison que les entreprises ou les autorités des États membres devraient notifier à la Commission et aux États membres dans lesquels ces entreprises sont établies les grands projets d'achat de gaz dépassant 5 TWh par an. Cela devrait notamment s'appliquer aux informations de base concernant les contrats nouveaux ou renouvelés. La Commission devrait être autorisée à adresser des recommandations aux entreprises de gaz naturel ou aux autorités des États membres concernés, notamment lorsqu'une plus grande coordination pourrait améliorer le fonctionnement des achats communs ou lorsque***

le lancement d'un appel d'offres pour l'achat de gaz ou des projets d'achat de gaz pourraient avoir une incidence négative sur la sécurité de l'approvisionnement, le marché intérieur ou la solidarité énergétique. Ces recommandations ne devraient pas empêcher les entreprises de gaz naturel ou les autorités des États membres concernés de procéder aux négociations dans le même temps.

(74 ter) Lorsque la Commission a des motifs raisonnables de penser que des circonstances extraordinaires se sont présentées qui ne permettent pas d'assurer pleinement la sécurité de l'approvisionnement de l'Union ou d'une région donnée ou d'un État membre sans remédier aux chaînons manquants, compte tenu notamment de l'objectif de l'Union de mettre fin à la dépendance à l'égard d'un fournisseur unique, elle est encouragée à charger le REGRT pour le gaz de procéder à une analyse transparente et approfondie des risques identifiés pour la sécurité de l'approvisionnement et les solutions envisageables pour y remédier. Sur la base de l'analyse du REGRT pour le gaz, la Commission, en tenant compte de la nécessité de promouvoir la sécurité et la solidarité énergétiques de l'Union, la fin rapide de la dépendance à l'égard d'un fournisseur unique et la suppression des goulets d'étranglement en la matière sur le marché intérieur de l'énergie, peut recenser les chaînons manquants en vue de résoudre ou d'atténuer les risques identifiés pour la sécurité de l'approvisionnement. La Commission peut également déterminer les moyens de soutenir le développement de ces projets d'investissement, y compris grâce à une procédure d'autorisation accélérée et à une assistance financière. Il importe que tout projet d'investissement de ce type résiste à l'épreuve du temps et soit compatible avec les objectifs de neutralité climatique de l'Union énoncés dans le règlement (UE) 2021/1119 et ne crée pas d'actifs irrécupérables.

(75) Étant donné que l'objectif du présent règlement, à savoir l'établissement de règles équitables concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel ainsi qu'aux installations de stockage et de GNL, ne peut pas être réalisé de manière suffisante par les États membres mais peut, en raison des dimensions ou des effets de l'action, être mieux réalisé au niveau de l'Union, celle-ci peut prendre des mesures, conformément au principe de subsidiarité consacré à l'article 5 du traité sur l'Union européenne. Conformément au principe de proportionnalité tel qu'énoncé audit article, le présent règlement n'excède pas ce qui est nécessaire pour atteindre cet objectif,

ONT ADOPTÉ LE PRÉSENT RÈGLEMENT:

Chapitre I

Objet, champ d'application et définitions

Article premier

Objet et champ d'application

Le présent règlement:

- (a) établit des règles non discriminatoires pour déterminer les conditions d'accès aux réseaux de gaz naturel et aux systèmes d'hydrogène, compte tenu des particularités des marchés nationaux et régionaux, en vue d'assurer le bon fonctionnement du marché intérieur *du gaz et de contribuer à la flexibilité à long terme du système électrique;* ■
- (a bis) encourage les mesures préventives réduisant la demande de gaz fossile par l'application du principe de primauté de l'efficacité énergétique conduisant à des économies d'énergie, une électrification directe accrue dans le cadre d'un système énergétique pleinement intégré et une augmentation de l'utilisation de sources d'énergie renouvelables, et contribue à l'utilisation prudente et rationnelle des ressources naturelles et à la réalisation des objectifs de l'Union en matière de climat et d'énergie; et*
- (b) 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 gaz et mettre à disposition des mécanismes pour harmoniser les règles d'accès au réseau en matière d'échanges transfrontaliers de gaz.

Les objectifs visés au premier alinéa comprennent notamment la définition de principes harmonisés pour les tarifs, ou leurs méthodologies de calcul, relatifs à l'accès au réseau de gaz naturel mais non aux installations de stockage, l'établissement de services d'accès des tiers, et des principes harmonisés pour l'attribution des capacités et la gestion de la congestion, la détermination des exigences de transparence, des règles et des redevances d'équilibrage et la facilitation des échanges de capacités.

Le présent règlement, à l'exception de l'article 31, paragraphe 5, s'applique seulement aux installations de stockage de gaz naturel et d'hydrogène relevant de l'article 29, paragraphe 3

ou 4, de la refonte de la directive sur le gaz telle que proposée dans le document COM(2021) xxx.

Les États membres peuvent mettre en place, conformément à la refonte de la directive sur le gaz telle que proposée dans le document COM(2021) xxx, une entité ou un organisme soumis aux prescriptions du présent règlement afin d'exercer une ou plusieurs fonctions habituellement confiées au gestionnaire de réseau de transport ou au gestionnaire de réseau d'hydrogène. Cette entité ou cet organisme est soumis à la procédure de certification conformément à l'article 13 du présent règlement et à la procédure de désignation conformément à l'article 65 de la refonte de la directive sur le gaz telle que proposée dans le document COM(2021) xxx.

Article 2

Définitions

1. Aux fins du présent règlement, on entend par:
 - (1) «base d'actifs régulés», tous les actifs de réseau d'un gestionnaire de réseau utilisés pour la fourniture de services de réseau régulés qui sont pris en compte dans le calcul des recettes tirées des services liés au réseau;
 - (2) «transport», ***le transport au sens de l'article 2, point 16), de la [refonte de la directive sur le gaz, 2021/0425(COD)]***;
 - (3) «contrat de transport», un contrat conclu par le gestionnaire de réseau de transport ou le gestionnaire de réseau d'hydrogène avec un utilisateur du réseau en vue d'effectuer des services de transport de gaz;
 - (4) «capacité», le débit maximal, exprimé en mètres cubes par unité de temps ou en unités d'énergie par unité de temps, auquel l'utilisateur du réseau a droit en application des dispositions du contrat de transport;
 - (5) «capacité inutilisée», la capacité ferme obtenue par un utilisateur du réseau au titre d'un contrat de transport mais que cet utilisateur n'a pas nommée à l'échéance du délai fixé dans le contrat;
 - (6) «gestion de la congestion», la gestion du portefeuille de capacités du gestionnaire du réseau de transport en vue de l'utilisation optimale et maximale de la capacité technique et de la détection en temps utile des futurs points de congestion et de saturation;

- (7) «marché secondaire», le marché des capacités échangées autrement que sur le marché primaire;
- (8) «nomination», l'indication préalable par l'utilisateur du réseau, au gestionnaire de réseau de transport, du débit que l'utilisateur du réseau souhaite effectivement injecter dans le système ou enlever du système;

I

- (10) «intégrité du système», l'état dans lequel la pression et la qualité du gaz naturel ou de l'hydrogène respectent les limites inférieures et supérieures, de sorte que le transport de gaz naturel ou d'hydrogène est garanti du point de vue technique;
- (11) «période d'équilibrage», la période durant laquelle chaque utilisateur du réseau doit compenser l'enlèvement d'une quantité de **gaz**, exprimée en unités d'énergie, par l'injection de la même quantité de **gaz**, conformément au code de réseau;
- (12) «utilisateur du réseau», tout client ou client potentiel d'un gestionnaire de réseau **de transport ou d'un gestionnaire de réseau d'hydrogène**, et les gestionnaires de réseau **de transport ou les gestionnaires de réseau d'hydrogène** eux-mêmes, dans la mesure où cela leur est nécessaire pour remplir leurs fonctions en matière de transport de gaz naturel et d'hydrogène;
- (13) «service interruptible», tout service offert par le gestionnaire de réseau de transport ou le gestionnaire de réseau d'hydrogène sur la base de la capacité interruptible;
- (14) «capacité interruptible», la capacité de transport de gaz qui peut être interrompue par le gestionnaire de réseau de transport ou le gestionnaire de réseau d'hydrogène conformément aux conditions stipulées dans le contrat de transport;
- (15) «service à long terme», tout service offert par le gestionnaire de réseau de transport ou le gestionnaire de réseau d'hydrogène pour une durée d'un an ou plus;

- (16) «service à court terme», tout service offert par le gestionnaire de réseau de transport ou le gestionnaire de réseau d'hydrogène pour une durée inférieure à un an;
- (17) «capacité ferme», la capacité de transport de gaz dont le gestionnaire de réseau de transport ou le gestionnaire de réseau d'hydrogène garantit par contrat le caractère non interruptible;
- (18) «service ferme», tout service offert par le gestionnaire de réseau de transport ou le gestionnaire de réseau d'hydrogène en rapport avec une capacité ferme;
- (19) «capacité technique», la capacité ferme maximale qui peut être offerte aux utilisateurs du réseau compte tenu de l'intégrité du système et des exigences d'exploitation du réseau de transport ou du réseau d'hydrogène ;
- (20) «capacité contractuelle», la capacité qui a été attribuée à l'utilisateur du réseau au titre d'un contrat de transport;
- (21) «capacité disponible», la part de la capacité technique qui n'est pas encore attribuée et qui reste disponible pour le système au moment considéré;
- (22) «congestion contractuelle», une situation dans laquelle le niveau de la demande de capacité ferme dépasse la capacité technique;
- (23) «marché primaire», le marché des capacités échangées directement par le gestionnaire de réseau de transport ou le gestionnaire de réseau d'hydrogène ;

-
- (25) «capacité d'installation de GNL», la capacité offerte par un terminal de gaz naturel liquéfié (GNL) pour la liquéfaction du gaz naturel ou l'importation, le déchargement, les services auxiliaires, le stockage temporaire et la regazéification du GNL;
 - (26) «espace», le volume de gaz que l'utilisateur d'une installation de stockage a le droit d'utiliser pour le stockage de gaz;
 - (27) «capacité de soutirage», le débit auquel l'utilisateur d'une installation de stockage a le droit de prélever du gaz dans l'installation de stockage;

- (28) «capacité d'injection», le débit auquel l'utilisateur d'une installation de stockage a le droit d'injecter du gaz dans l'installation de stockage;
- (29) «capacité de stockage», toute combinaison d'un espace, d'une capacité d'injection et d'une capacité de soutirage;
- (30) «système entrée-sortie», **un modèle d'accès aux** réseaux de transport **ou** de distribution **de gaz naturel dans lequel les utilisateurs du réseau réservent des droits à capacité aux points d'entrée et de sortie de manière indépendante**;
- (31) «zone d'équilibrage», un système entrée-sortie auquel un régime spécifique d'équilibrage est applicable;
- (32) «point d'échange virtuel», un point d'échange non physique au sein d'un système entrée-sortie où le **gaz est** échangé entre un vendeur et un acheteur sans qu'il soit nécessaire de réserver des capacités de transport ou de distribution;
- (33) «point d'entrée», un point faisant l'objet de procédures de réservation par les utilisateurs du réseau **■** qui donne accès à un système entrée-sortie **et qui permet au gaz de circuler dans le système d'entrée-sortie**;
- (34) «point de sortie», un point faisant l'objet de procédures de réservation par les utilisateurs du réseau qui **donne accès à un système entrée-sortie** et qui permet au gaz de quitter le système entrée-sortie;
- (35) «capacité conditionnelle», une capacité ferme assortie de conditions transparentes et prédéfinies soit pour fournir un accès entrant ou sortant au point d'échange virtuel, soit pour limiter les possibilités d'attribution;
- (36) «possibilité d'attribution», la combinaison quelconque d'une capacité d'entrée avec une capacité de sortie, quelles qu'elles soient, ou inversement;
- (37) «revenu autorisé», la somme des revenus associé aux services de transport et des services annexes fournis par le gestionnaire de réseau de transport pour une période de temps donnée au sein d'une même période de régulation que le gestionnaire de réseau de transport est en droit d'obtenir en vertu d'un régime autre qu'un plafonnement des prix et qui est définie conformément à l'article 72, paragraphe 7, point a), de la refonte de la directive sur le gaz telle que proposée dans le document COM(2021) xxx;

- (38) «nouvelle infrastructure», une infrastructure qui n'est pas achevée au plus tard le ... *[date d'entrée en vigueur du présent règlement]*;
- (38 bis) «gaz naturel», le gaz naturel au sens de l'article 2, point 1), de la *[refonte de la directive sur le gaz, 2021/0425(COD)]*;
- (38 ter) «gaz renouvelable», le gaz renouvelable au sens de l'article 2, point 2), de la *[refonte de la directive sur le gaz, 2021/0425(COD)]*;
- (38 quater) «gaz», un gaz au sens de l'article 2, point 3), de la *[refonte de la directive sur le gaz, 2021/0425(COD)]*;
- (38 quinquies) «système de gaz naturel», un système de gaz naturel au sens de l'article 2, point 4), de la *[refonte de la directive sur le gaz, 2021/0425(COD)]*;
- (38 sexies) «système d'hydrogène», un système d'hydrogène au sens de l'article 2, point 5), de la *[refonte de la directive sur le gaz, 2021/0425(COD)]*;
- (38 septies) «installation de stockage d'hydrogène», une installation de stockage d'hydrogène au sens de l'article 2, point 6), de la *[refonte de la directive sur le gaz, 2021/0425(COD)]*;
- (38 octies) «gestionnaire d'installation de stockage d'hydrogène», un gestionnaire d'installation de stockage d'hydrogène au sens de l'article 2, point 6 bis), de la *[refonte de la directive sur le gaz, 2021/0425(COD)]*;
- (38 nonies) «système d'hydrogène», un système d'hydrogène au sens de l'article 2, point 8), de la *[refonte de la directive sur le gaz, 2021/0425(COD)]*;
- (38 decies) «gestionnaire de terminal d'hydrogène», un gestionnaire de terminal d'hydrogène au sens de l'article 2, point 8 bis), de la *[refonte de la directive sur le gaz, 2021/0425(COD)]*;
- (38 undecies) «qualité de l'hydrogène», la qualité de l'hydrogène au sens de l'article 2, point 9), de la *[refonte de la directive sur le gaz, 2021/0425(COD)]*;

- (38 duodecies) «gaz bas carbone», un «gaz bas carbone» au sens de l'article 2, point 11), de la [refonte de la directive sur le gaz, 2021/0425(COD)];
- (38 terdecies) «gestionnaire de réseau de transport», un gestionnaire de réseau de transport au sens de l'article 2, point 17), de la [refonte de la directive sur le gaz, 2021/0425(COD)];
- (38 quaterdecies) «distribution», la distribution au sens de l'article 2, point 18), de la [refonte de la directive sur le gaz, 2021/0425(COD)];
- (38 quindecies) «gestionnaire de réseau de distribution», un gestionnaire de réseau de distribution au sens de l'article 2, point 8 bis), de la [refonte de la directive sur le gaz, 2021/0425(COD)];
- (38 sexdecies) «réseau d'hydrogène», un réseau d'hydrogène au sens de l'article 2, point 20), de la [refonte de la directive sur le gaz, 2021/0425(COD)];
- (38 septdecies) «transport d'hydrogène», le transport d'hydrogène au sens de l'article 2, point 21), de la [refonte de la directive sur le gaz, 2021/0425(COD)];
- (38 octodecies) «gestionnaire de réseau d'hydrogène», un gestionnaire de réseau d'hydrogène au sens de l'article 2, point 22), de la [refonte de la directive sur le gaz, 2021/0425(COD)];
- (38 novodecies) «fourniture», la fourniture au sens de l'article 2, point 23), de la [refonte de la directive sur le gaz, 2021/0425(COD)];
- (38 vicies) «installation de stockage», une installation de stockage au sens de l'article 2, point 25), de la [refonte de la directive sur le gaz, 2021/0425(COD)];
- (38 unvicies) «gestionnaire d'installation de système de stockage», un gestionnaire d'installation de système de stockage au sens de l'article 2, point 26), de la [refonte de la directive sur le gaz, 2021/0425(COD)];

- (38 duovicies) «installation de GNL», une installation de GNL au sens de l'article 2, point 27), de la [refonte de la directive sur le gaz, 2021/0425(COD)];
- (38 tervicies) «gestionnaire de système GNL», un gestionnaire de système GNL au sens de l'article 2, point 28), de la [refonte de la directive sur le gaz, 2021/0425(COD)];
- (38 quatervicies) «système», un système au sens de l'article 2, point 29), de la [refonte de la directive sur le gaz, 2021/0425(COD)];
- (38 quinvicies) «services auxiliaires», des services auxiliaires au sens de l'article 2, point 30), de la [refonte de la directive sur le gaz, 2021/0425(COD)];
- (38 sexvicies) «interconnexion», une interconnexion au sens de l'article 2, point 33), de la [refonte de la directive sur le gaz, 2021/0425(COD)];
- (38 septvicies) «interconnexion d'hydrogène», une interconnexion d'hydrogène au sens de l'article 2, point 34), de la [refonte de la directive sur le gaz, 2021/0425(COD)];
- (38 octovicies) «utilisateur du réseau», un utilisateur du réseau au sens de l'article 2, point 40), de la [refonte de la directive sur le gaz, 2021/0425(COD)];
- (38 novovicies) «client», un client au sens de l'article 2, point 41), de la [refonte de la directive sur le gaz, 2021/0425(COD)];
- (38 tricies) «client final», un client final au sens de l'article 2, point 44), de la [refonte de la directive sur le gaz, 2021/0425(COD)];
- (38 untricies) «sécurité», la sécurité au sens de l'article 2, point 48), de la [refonte de la directive sur le gaz, 2021/0425(COD)];
- (38 duotricies) «contrôle», le contrôle au sens de l'article 2, point 51), de la [refonte de la directive sur le gaz, 2021/0425(COD)];
- (38 tertricies) «point d'interconnexion», un point d'interconnexion au sens de l'article 2, point 58), de la [refonte de la directive sur le gaz, 2021/0425(COD)];

(38 quatertricies) «point d'interconnexion virtuel», un point d'interconnexion virtuel au sens de l'article 2, point 59), de la [refonte de la directive sur le gaz, 2021/0425(COD)];

(38 quintricies) «client final», un client final au sens de l'article 2, point 60), de la [refonte de la directive sur le gaz, 2021/0425(COD)];

(38 sextrices) «interopérabilité», l'interopérabilité au sens de l'article 2, point 66), de la [refonte de la directive sur le gaz, 2021/0425(COD)];

(38 septtricies) «précarité énergétique», la précarité énergétique au sens de l'article 2, point 69), de la [refonte de la directive sur le gaz, 2021/0425(COD)];

(38 octotrices) «principe de primauté de l'efficacité énergétique», le principe de primauté de l'efficacité énergétique au sens de l'article 2, point 18), du règlement (UE) 2018/1999;

(38 novotrices) «réaffectation», une réaffectation au sens de l'article 2, point 18), du règlement (UE) 2022/869.

2.

Les définitions figurant au *paragraphe 1*, points 4 à 23, relatives au transport s'appliquent par analogie aux installations de stockage et de GNL.

CHAPITRE II

RÈGLES GÉNÉRALES APPLICABLES AUX SYSTÈMES DE GAZ NATUREL ET D'HYDROGÈNE

Section 1

RÈGLES GÉNÉRALES D'ORGANISATION DES MARCHÉS ET ACCÈS À L'INFRASTRUCTURE

Article 3 principes généraux

Les États membres, les autorités de régulation, les gestionnaires de réseau de transport, les gestionnaires de réseau de distribution, les gestionnaires d'installations de stockage, les gestionnaires de GNL, les gestionnaires de réseau d'hydrogène et les gestionnaires délégués, tels que les gestionnaires de zone de marché ou les gestionnaires de plateforme de réservation, veillent à ce que les marchés du gaz soient exploités conformément aux principes suivants:

- (a) les prix *du* gaz sont formés sur la base de l'offre et de la demande;
 - (b) les gestionnaires de réseau de transport et de distribution coopèrent afin d'assurer aux utilisateurs du réseau la liberté de réserver des capacités d'entrée et de sortie de manière indépendante. Le gaz est transporté via le système entrée-sortie plutôt que sous la forme de flux contractuels;
 - (c) les tarifs appliqués aux points d'entrée et de sortie sont structurés de manière à contribuer à l'intégration du marché, à renforcer la sécurité d'approvisionnement et à promouvoir l'interconnexion entre les réseaux gaziers;
 - (d) les entreprises exerçant des activités dans le même système entrée-sortie échangent leur gaz au point d'échange virtuel;
 - (e) il incombe aux utilisateurs du réseau d'équilibrer leurs portefeuilles afin de réduire au minimum le nombre d'actions d'équilibrage devant être effectuées par les gestionnaires de réseau de transport;
 - (f) les actions d'équilibrage sont exécutées sur la base de produits normalisés et effectuées sur une plate-forme de négociation;
 - (g) les règles du marché évitent les actions qui empêchent la formation des prix sur la base de l'offre et de la demande de *gaz*;
- (g bis) les règles du marché garantissent que le marché du gaz naturel et de l'hydrogène adopte une approche axée sur le consommateur et efficace sur le plan énergétique;*

- (h) les règles du marché favorisent l'émergence et le fonctionnement d'un marché liquide des échanges de **gaz**, stimulant la formation et la transparence des prix;
- (i) les règles du marché permettent la décarbonation des systèmes de gaz naturel et d'hydrogène, y compris en rendant possible l'intégration sur le marché **du gaz produit** à partir de sources d'énergie renouvelables, en fournissant des incitations en faveur **des économies d'énergie et de l'efficacité énergétique, en renforçant l'intégration des systèmes énergétiques, en contribuant à l'utilisation prudente et rationnelle des ressources naturelles et en facilitant la réalisation des objectifs de l'Union en matière de climat et d'énergie;**
- (j) les règles du marché fournissent des incitations appropriées aux investissements **et des incitations en faveur d'interventions qui ne nécessitent pas d'investissements dans des infrastructures lorsqu'elles sont plus efficaces**, en particulier aux investissements à long terme en faveur d'un système de gaz décarboné et durable, du stockage d'énergie, de l'efficacité énergétique et de la participation active de la demande pour répondre aux besoins du marché et des incitations pour les interventions qui ne nécessitent pas d'investissements dans les infrastructures lorsqu'elles sont plus efficaces et facilitent une concurrence équitable et la sécurité d'approvisionnement, **tout en évitant des incitations aux investissements qui conduisent à des actifs irrécupérables.**
- (j bis) Les règles du marché favorisent l'utilisation de l'hydrogène pour les clients industriels dans les secteurs difficiles à décarboner, notamment les transports routiers lourds, qui présentent le plus fort potentiel de réduction des gaz à effet de serre, lorsqu'il n'existe pas d'autres options plus efficaces sur le plan énergétique et économique;**
- (k) les obstacles aux flux transfrontaliers de gaz, s'ils existent, entre les systèmes entrée-sortie sont supprimés;
- (l) les règles du marché facilitent la coopération et l'intégration régionales.

Article 3 bis

Diversification de l'obligation d'approvisionnement en gaz

Afin de garantir la sécurité de l'approvisionnement énergétique et les intérêts essentiels de la sécurité de l'Union conformément aux objectifs du plan REPowerEU, les États membres

diversifient leur approvisionnement en gaz et veillent à ce que les importations de gaz naturel ainsi que de gaz renouvelable et de gaz bas carbone acheminés par gazoducs et à partir de terminaux GNL ne proviennent pas de la Fédération de Russie.

Article 3 ter

Déploiement du gaz renouvelable et du gaz bas carbone dans les régions charbonnières et à forte intensité de carbone

- 1. La Commission soutient et fournit des incitations pour encourager la progression du gaz renouvelable et de gaz bas carbone, notamment l'hydrogène et le biométhane, dans le système énergétique de l'Union, en particulier dans les régions charbonnières et à forte intensité de carbone, conformément au règlement (UE) 2021/1056, au moyen d'un cadre facilitateur. Ce cadre comprend:*
 - (a) des investissements pour faciliter une transition juste de ces régions dans le but d'augmenter la part du gaz renouvelable et du gaz bas carbone, en particulier dans les processus industriels, le chauffage urbain et le stockage d'énergie en vue de renforcer la flexibilité du système énergétique;*
 - (b) des mesures de soutien efficaces pour accélérer l'abandon progressif des combustibles fossiles solides dans les secteurs du chauffage industriel et urbain grâce à des investissements en faveur de la modernisation, de l'innovation et de développement, ainsi que pour décarboner les sites de production d'hydrogène d'origine fossile existants;*
 - (c) des programmes et projets de perfectionnement et de reconversion professionnels en vue de constituer une main-d'œuvre qualifiée en matière d'hydrogène et de la renforcer;*
 - (d) la mise en œuvre de vallées de l'hydrogène ou, le cas échéant, de projets importants d'intérêt européen commun (PIIEC), en particulier les projets d'innovation qui permettent de passer des combustibles fossiles à l'hydrogène renouvelable et au biométhane.*

Article 3 quater

Intégration du biométhane dans le système de gaz

Afin de soutenir la production durable de biométhane et de garantir ainsi la sécurité de l'approvisionnement en gaz dans l'Union et de réduire la dépendance à l'égard des

importations de gaz naturel fossile, les États membres veillent collectivement à ce que, d'ici au 31 décembre 2030, au moins 35 mmc de biométhane durable conforme à la directive (UE) 2018/2001 soient produits et injectés dans le système de gaz naturel au niveau des gestionnaires de réseau de transport et des gestionnaires de réseau de distribution.

Article 4

Séparation des bases d'actifs régulés

1. Lorsqu'un gestionnaire de réseau transport ou un gestionnaire de réseau d'hydrogène fournit des services régulés pour le gaz, l'hydrogène ou l'électricité, il se conforme à l'exigence de dissociation comptable prévue à l'article 69 de la [refonte de la directive sur le gaz telle que proposée dans le document COM (2021) xxx] et à l'article 56 de la directive (UE) 2019/944 et il dispose de bases d'actifs régulés séparées pour ses actifs dédiés au gaz, à l'électricité ou à l'hydrogène. Une base d'actifs régulés séparée garantit que:
 - (a) les recettes tirées des services relevant de la fourniture de services régulés spécifiques ne peuvent être utilisées que pour recouvrer le capital et les charges d'exploitation se rapportant aux actifs compris dans la base d'actifs régulés ayant servi à la fourniture des services régulés;
 - (b) lorsque des actifs sont transférés à une autre base d'actifs régulés, leur valeur sera établie. La valeur fixée pour l'actif transféré est soumise au contrôle et à l'approbation de l'autorité de régulation compétente. La valeur établie garantit l'absence de subventions croisées.
2. Un État membre *n'autorise aucun transfert financier* entre des services régulés qui sont séparés au sens du paragraphe 1.
- 2 bis.** *Afin d'éviter les subventions croisées indues et excessives entre les premiers utilisateurs et les futurs utilisateurs des réseaux d'hydrogène, les États membres peuvent autoriser les gestionnaires de réseau d'hydrogène à répartir les frais de développement du réseau dans le temps, en veillant à ce que les futurs utilisateurs paient une partie des coûts initiaux. Ce mécanisme de répartition intertemporelle des coûts et la méthodologie sous-jacente sont soumis à l'approbation de l'autorité de régulation nationale compétente visée à l'article 70 de la refonte de la directive sur le gaz. Lorsque les États membres appliquent ce mécanisme, ils mettent en*

place une garantie d'État afin de couvrir le risque financier des gestionnaires de réseau d'hydrogène.

2 ter. Par dérogation au paragraphe 2 du présent article, l'autorité de régulation visée à l'article 70 de la refonte de la directive sur le gaz peut autoriser, en dernier recours, lorsqu'il n'existe pas d'options plus efficaces sur le plan économique, des transferts financiers entre services régulés qui sont séparés au sens du paragraphe 1. L'autorité de régulation ne prend cette décision que sur la base d'une analyse d'impact qui démontre l'incidence de ces transferts financiers sur les subventions croisées entre utilisateurs de réseaux gaziers et utilisateurs de réseaux d'hydrogène et confirme le rapport coût-efficacité de ces transferts financiers, le fait que les conditions de concurrence équitables entre les États membres sont préservées et que les tarifs du réseau gazier qui en résultent ne faussent pas indûment les échanges transfrontaliers.

2 quater. Si cela est étayé par l'analyse d'impact visée au paragraphe 2 ter, un État membre peut autoriser des transferts financiers entre des services régulés qui sont séparés au sens du paragraphe 1, à condition que:

- (a) toutes les recettes nécessaires au transfert financier soient perçues au titre d'un terme dédié;*
- (b) le terme dédié ne soit perçu qu'à partir des points de sortie vers des clients finals situés dans les mêmes États membres que le bénéficiaire du transfert financier;*
- (c) le terme dédié et le transfert financier ou les méthodes de calcul de ceux-ci soient approuvés avant leur entrée en vigueur par l'autorité de régulation visée à l'article 70 de la refonte de la directive sur le gaz et leur mise en œuvre commence au début d'une année gazière définie;*
- (d) les termes dédiés et le transfert financier approuvés, ainsi que les méthodes, lorsqu'elles sont approuvées, soient publiés six mois avant leur mise en œuvre.*
- (e) L'ACER a émis une recommandation, conformément au paragraphe 4, et la Commission a été informée des termes dédiés.*

3. L'autorité de régulation ne peut approuver un transfert financier et un terme dédié au sens du paragraphe **2 ter** que si:
 - (a) les tarifs d'accès au réseau sont facturés aux utilisateurs de la base d'actifs régulés qui bénéficie d'un transfert financier;
 - (b) la somme des transferts financiers et des recettes tirées des services qui proviennent des tarifs d'accès au réseau ne peut être supérieure aux recettes autorisées;
 - (c) un transfert financier est approuvé pour une durée limitée qui ne peut jamais dépasser un tiers de la durée d'amortissement de l'infrastructure concernée.

3 bis. Les coûts associés aux études de faisabilité liées à la réaffectation des réseaux à l'hydrogène ne sont pas considérés comme des transferts financiers entre actifs régulés.

4. Au plus tard le ... [**un an après la date d'entrée en vigueur du présent règlement**], l'ACER adresse des recommandations **aux gestionnaires de réseau de transport ou aux gestionnaires de réseau d'hydrogène** et aux autorités de régulation sur les **critères en vue d'autoriser et de déterminer la répartition intertemporelle des coûts de développement du réseau entre les utilisateurs du réseau d'hydrogène. Le cas échéant, l'ACER publie** les méthodes pour:

- (a) déterminer la valeur des actifs transférés à une autre base d'actifs régulés et la destination des bénéfices et pertes qui pourraient en résulter;
- (b) calculer le volume et la durée maximale du transfert financier et du terme dédié;
- (c) établir les critères de répartition des contributions au terme dédié entre les consommateurs finals reliés à la base d'actifs régulés.

L'ACER met à jour les recommandations **visées au premier alinéa** au moins une fois tous les deux ans.

Article 5

Services d'accès des tiers en ce qui concerne les gestionnaires de réseau de transport

1. Les gestionnaires de réseau de transport:

- (a) veillent à offrir des capacités et des services à l'ensemble des utilisateurs du réseau de façon non discriminatoire;
- (b) offrent des capacités aussi bien fermes qu'interruptibles. Le prix de la capacité interruptible reflète la probabilité d'interruption;
- (c) offrent aux utilisateurs du réseau des capacités tant à long terme qu'à court terme.

Concernant le point a) du premier alinéa, lorsqu'un gestionnaire de réseau de transport offre un même service à différents clients, il le fait à des conditions contractuelles équivalentes, en ayant recours soit à des contrats de transport harmonisés, soit à un code de réseau commun approuvés par l'autorité compétente conformément à la procédure prévue à l'article 72 ou 73 de la refonte de la directive sur le gaz telle que proposée dans le document COM(2021) xxx.

1 bis. Aucun tarif n'est appliqué en vertu de l'article 15 pour l'accès aux réseaux de transport aux points d'interconnexion entre États membres à moins que les autorités de régulation concernées ne conviennent d'un commun accord d'un régime tarifaire pour cet accès. En l'absence d'accord entre les autorités de régulation concernées, l'ACER décide du régime tarifaire, y compris la possibilité d'éviter l'application de tarifs, conformément à l'article 6, paragraphe 10, du règlement (UE) 2019/942. Lorsqu'elles décident de ce régime tarifaire, les autorités de régulation concernées ou l'ACER garantissent un retour sur investissement approprié et la couverture des dépenses opérationnelles supportées par les gestionnaires de réseau de transport de gaz en ce qui concerne le point d'interconnexion spécifique.

- 2. Les contrats de transport comportant une date d'entrée en vigueur non standard, ou signés pour une durée inférieure à celle d'un contrat-type de transport annuel, ne donnent pas lieu à des tarifs arbitrairement élevés ou réduits ne reflétant pas la valeur commerciale du service, conformément aux principes énoncés à l'article 15, paragraphe 1.
- 3. Lorsque plusieurs points d'interconnexion relient les deux mêmes systèmes entrée-sortie adjacents, les gestionnaires de réseaux de transport adjacents concernés proposent les capacités disponibles aux points d'interconnexion sur un seul point d'interconnexion virtuel. Toute capacité contractuelle aux points d'interconnexion,

quelle que soit la date de sa conclusion, est transférée au point d'interconnexion virtuel.

Un point d'interconnexion virtuel n'est établi que si les conditions suivantes sont remplies:

- (a) les capacités techniques totales aux points d'interconnexion virtuels sont supérieures ou égales à la somme des capacités techniques à chacun des points d'interconnexion contribuant aux points d'interconnexion virtuels;
 - (b) le point d'interconnexion virtuel favorise une utilisation économique et efficace du système, notamment conformément aux règles énoncées aux articles 9 et 10 du présent règlement.
4. Le cas échéant, des services d'accès peuvent être accordés à des tiers, à condition que les utilisateurs du réseau fournissent des garanties de solvabilité appropriées. Ces garanties ne constituent pas des obstacles indus à l'accès au marché et sont non discriminatoires, transparentes et proportionnées.
 5. Les gestionnaires de réseau de transport doivent, le cas échéant et dans le cadre de l'accomplissement de leurs tâches, notamment en ce qui concerne le transport transfrontalier, avoir accès au réseau d'autres gestionnaires de réseau de transport.

Article 6

Services d'accès des tiers en ce qui concerne les gestionnaires de réseau d'hydrogène

1. Les gestionnaires de réseau d'hydrogène offrir leurs services à l'ensemble des utilisateurs du réseau de façon non discriminatoire. Lorsque le même service est offert à différents clients, il l'est à des conditions contractuelles équivalentes. Les gestionnaires de réseau d'hydrogène publient sur leur site internet les conditions contractuelles et les tarifs facturés pour l'accès au réseau et, le cas échéant, les redevances d'équilibrage.
2. La capacité maximale d'un réseau d'hydrogène est mise à la disposition des acteurs du marché en tenant compte de l'intégrité du système et de l'exploitation efficace du réseau.
3. La durée maximale des contrats de capacité est de 20 ans pour les infrastructures achevées au plus tard le [date d'entrée en vigueur] et de 15 ans pour les infrastructures achevées après cette date. Les autorités de régulation ont le droit

d'imposer des durées maximales plus courtes si cela est nécessaire pour assurer le fonctionnement du marché, préserver la concurrence et assurer, à terme, l'intégration transfrontalière. ***Lorsqu'elles adoptent une décision sur l'imposition d'une durée maximale plus courte, les autorités de régulation tiennent compte, entre autres, de l'engagement des utilisateurs afin de garantir le financement du réseau et des incidences négatives sur les possibilités de planification et de refinancement.***

4. Les gestionnaires de réseau d'hydrogène mettent en œuvre et publient des procédures de gestion de la congestion non discriminatoires et transparentes, qui facilitent également les échanges transfrontaliers d'hydrogène sur une base non discriminatoire.

5. Les gestionnaires de réseau d'hydrogène évaluent régulièrement la situation sur le marché en termes de demande de nouveaux investissements, en tenant compte de la sécurité d'approvisionnement et de l'efficacité des utilisations finales de l'hydrogène.

5 bis. Lorsqu'il y a moins de capacités que d'utilisateurs potentiels, les gestionnaires de réseau d'hydrogène, en coopération avec les autorités de régulation compétentes et les utilisateurs potentiels, accordent un accès prioritaire aux utilisateurs qui peuvent démontrer le potentiel le plus élevé de réduction des émissions de gaz à effet de serre par tonne d'hydrogène consommé et lorsqu'il n'existe plus d'option efficace sur le plan énergétique et économique. Le présent paragraphe ne s'applique pas dans le cas où l'accès au réseau d'hydrogène a déjà été accordé.

6. À compter du 1^{er} janvier 2031, les réseaux d'hydrogène sont organisés sous la forme de systèmes entrée-sortie.

7. À compter du 1^{er} janvier 2031, l'article 15 s'applique également aux tarifs d'accès aux réseaux d'hydrogène. Les articles 16 et 17 ne sont pas applicables. ***À partir du 1^{er} janvier 2031, aucun tarif n'est facturé en vertu de l'article 15 pour l'accès aux réseaux d'hydrogène aux points d'interconnexion entre États membres, à moins que les autorités de régulation concernées ne conviennent d'un commun accord d'un régime tarifaire pour cet accès. En l'absence d'accord entre les autorités de régulation concernées, l'ACER décide du régime tarifaire, y compris la possibilité d'éviter l'application de tarifs, conformément à l'article 6, paragraphe 10, du règlement (UE) 2019/942. Lorsqu'elles décident de ce régime tarifaire, les***

autorités de régulation concernées ou l'ACER garantissent un retour sur investissement approprié et la couverture des dépenses opérationnelles supportées par les gestionnaires de réseau de transport d'hydrogène en ce qui concerne un point d'interconnexion donné. Lorsqu'un État membre décide d'appliquer l'accès régulé des tiers aux réseaux d'hydrogène conformément à l'article 31 de la [refonte de la directive sur le gaz] avant le 1^{er} janvier 2031, l'article 15, paragraphe 1, **du présent règlement** s'applique au tarif d'accès aux réseaux d'hydrogène dans cet État membre.

8. À compter du 1^{er} janvier 2031, les gestionnaires de réseau d'hydrogène se conforment aux exigences imposées aux gestionnaires de réseau de transport en vertu des articles 5, 9 et 12 lorsqu'ils proposent leurs services, et publient les tarifs pour chaque point de réseau sur une plateforme en ligne gérée par le **REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène**. Jusqu'à l'adoption d'un code de réseau sur l'attribution des capacités des réseaux d'hydrogène conformément à l'article 54, paragraphe 2, point d), et son entrée en vigueur, cette publication peut s'effectuer sous la forme de liens vers les tarifs publiés sur les sites web des gestionnaires de réseau d'hydrogène.

Article 7

Services d'accès des tiers en ce qui concerne les installations de stockage de gaz naturel, les terminaux d'hydrogène et les installations de GNL et de stockage d'hydrogène

1. Les gestionnaires d'installations de GNL et de terminaux d'hydrogène, les gestionnaires d'installations de stockage d'hydrogène et les gestionnaires de système de stockage de gaz naturel :
 - (a) offrent des services de façon non discriminatoire à l'ensemble des utilisateurs du réseau répondant à la demande du marché. En particulier, lorsqu'un gestionnaire d'installations de GNL ou un gestionnaire de terminaux d'hydrogène, d'installation de stockage d'hydrogène ou de système de stockage de gaz naturel offre un même service à différents clients, il le fait à des conditions contractuelles équivalentes;
 - (b) offrent des services compatibles avec l'utilisation des systèmes de transport de gaz naturel et d'hydrogène interconnectés et facilitent l'accès par la coopération avec le gestionnaire de réseau de transport ou le gestionnaire de réseau d'hydrogène ; et

- (c) rendent publiques les informations nécessaires, notamment les données relatives à l'utilisation et à la disponibilité des services, dans un délai compatible avec les contraintes commerciales raisonnables des utilisateurs d'installations de GNL ou de stockage, de terminaux d'hydrogène ou d'installations de stockage d'hydrogène, sous réserve du contrôle de cette publication par l'autorité de régulation.
2. Chaque gestionnaire d'installation de stockage:
- (a) offre aux tiers des services d'accès aussi bien fermes qu'interruptibles; le prix de la capacité interruptible reflète la probabilité d'interruption;
 - (b) offre aux utilisateurs d'installations de stockage des services tant à long terme qu'à court terme;
 - (c) offre aux utilisateurs d'installations de stockage des services à la fois liés et non liés de capacité de stockage en volume, de capacité d'injection et de capacité de soutirage.
3. Chaque opérateur de système de GNL offre aux utilisateurs d'installations de GNL des services à la fois liés et non liés au sein de l'installation de GNL, en fonction des besoins exprimés par lesdits utilisateurs.
4. Les contrats d'utilisation d'installations de GNL et de stockage de gaz naturel ne donnent pas lieu à des tarifs arbitrairement plus élevés lorsqu'ils sont signés:
- (a) en dehors d'une «année gaz naturel», avec une date d'entrée en vigueur non standard; ou
 - (b) pour une durée inférieure à celle d'un contrat standard d'installations de GNL et de stockage sur une base annuelle.
- Les contrats d'utilisation d'installations de stockage d'hydrogène et de terminaux d'hydrogène d'une durée inférieure à celle d'un contrat standard d'installations de GNL et de stockage sur une base annuelle ne donnent pas lieu à des tarifs arbitrairement plus élevés.
5. Le cas échéant, des services d'accès peuvent être accordés à des tiers, à condition que les utilisateurs du réseau fournissent des garanties de solvabilité appropriées. Ces

garanties ne constituent pas des obstacles indus à l'accès au marché et sont non discriminatoires, transparentes et proportionnées.

6. Les limites contractuelles concernant le volume minimal requis des capacités des installations de GNL ou des terminaux d'hydrogène et des capacités de stockage de gaz naturel ou d'hydrogène sont justifiées sur la base de contraintes techniques et permettent aux petits utilisateurs de stockage d'accéder aux services de stockage.

Article 8

Évaluation du marché **du gaz renouvelable** et **du gaz** bas carbone par les gestionnaires de système de GNL et de stockage

Les gestionnaires de système de GNL et de stockage évaluent, **en coopération avec les autorités de régulation compétentes** et au moins tous les deux ans, la situation sur le marché en termes de demande de nouveaux investissements permettant l'utilisation de gaz **renouvelable** et **de gaz** bas carbone dans les installations, **y compris la réaffectation au profit des dérivés de l'hydrogène et les terminaux d'hydrogène**. Lorsqu'ils planifient de nouveaux investissements, les gestionnaires de système de GNL et de stockage évaluent la demande du marché et tiennent compte de la sécurité d'approvisionnement, **ainsi que de la demande d'hydrogène liquide sur le marché et des nouveaux investissements associés**. Les gestionnaires de système de GNL et de stockage rendent publics les plans éventuels concernant de nouveaux investissements permettant **d'utiliser en priorité du gaz renouvelable** et **du gaz** bas carbone dans leurs installations.

Article 9

Principes des mécanismes d'attribution des capacités et procédures de gestion de la congestion en ce qui concerne les gestionnaires de réseau de transport

1. La capacité maximale à tous les points pertinents visés à l'article 30, paragraphe 3, est mise à la disposition des acteurs du marché, en tenant compte de l'intégrité du système et de l'exploitation efficace du réseau.
2. Le gestionnaire de réseau de transport met en œuvre et publie des mécanismes non discriminatoires et transparents d'attribution des capacités qui:
 - (a) fournissent des indices économiques appropriés permettant d'exploiter la capacité technique de manière efficace et maximale, facilitent les investissements dans les nouvelles infrastructures et facilitent les échanges

transfrontaliers de gaz naturel, *compte tenu des investissements dans le démantèlement, des économies réalisées grâce à la réaffectation à l'hydrogène et des investissements dans d'autres solutions axées sur la demande qui ne nécessitent pas d'investissements dans de nouvelles infrastructures*;

- (b) sont compatibles avec les mécanismes du marché, y compris les marchés spot et les centres d'échanges, tout en étant flexibles et adaptables en fonction de l'évolution des conditions du marché; et
- (c) sont compatibles avec les régimes d'accès aux réseaux des États membres.

3. Les gestionnaires de réseau de transport mettent en œuvre et publient des procédures non discriminatoires et transparentes de gestion de la congestion qui facilitent les échanges transfrontaliers de gaz naturel de manière non discriminatoire et sont fondées sur les principes suivants:

- (a) en cas de congestion contractuelle, le gestionnaire de réseau de transport offre la capacité inutilisée sur le marché primaire au moins sur une base d'arrangement à court terme (à un jour) et interruptible; et
- (b) les utilisateurs du réseau souhaitant revendre ou sous-louer leur capacité contractuelle inutilisée sur le marché secondaire sont autorisés à le faire.

Concernant le premier alinéa, point a), un État membre peut demander que les utilisateurs du réseau le notifient au gestionnaire de réseau de transport ou l'en informent.

4. Les gestionnaires de réseau de transport évaluent régulièrement la situation sur le marché en termes de demande de nouveaux investissements en tenant compte du scénario commun élaboré pour le plan de développement du réseau intégré fondé sur l'article 51 de la [refonte de la directive sur le gaz telle que proposée dans le document COM (2021) xxx], ainsi que de la sécurité de l'approvisionnement.

Article 10

Principes des mécanismes d'attribution des capacités et procédures de gestion de la

congestion en ce qui concerne le stockage de gaz naturel, les terminaux d'hydrogène, les installations de stockage d'hydrogène et les installations de GNL

1. La capacité maximale d'une installation de stockage de gaz naturel et de stockage de GNL ou d'hydrogène ainsi que des terminaux d'hydrogène est mise à la disposition des acteurs du marché, en tenant compte de l'intégrité et de l'exploitation du système.
2. Les gestionnaires d'installations de stockage de GNL et d'hydrogène ainsi que les gestionnaires de terminaux d'hydrogène et de stockage de gaz naturel mettent en œuvre et publient des mécanismes non discriminatoires et transparents d'attribution des capacités qui:
 - (a) fournissent des signaux économiques appropriés permettant d'exploiter les capacités de manière efficace et optimale et facilitent les investissements dans les nouvelles infrastructures;
 - (b) sont compatibles avec les mécanismes du marché, y compris les marchés spot et les centres d'échanges, tout en étant flexibles et adaptables en fonction de l'évolution des conditions du marché;
 - (c) sont compatibles avec les régimes d'accès aux réseaux connectés.
3. Les contrats d'utilisation de terminaux GNL, de terminaux d'hydrogène et d'installations de stockage d'hydrogène et de gaz naturel comprennent des mesures visant à empêcher la rétention de capacités en tenant compte des principes suivants, applicables en cas de congestion contractuelle:
 - (a) le gestionnaire de réseau met à disposition sur le marché primaire, sans délai, la capacité inutilisée des installations de GNL, des terminaux d'hydrogène et des installations de stockage; dans le cas des installations de stockage, cette mise à disposition est la veille pour le lendemain au moins et interruptible; et
 - (b) les utilisateurs d'installations de GNL, de terminaux d'hydrogène et d'installations de stockage souhaitant revendre leur capacité contractuelle sur le marché secondaire sont autorisés à le faire; les gestionnaires d'installations de GNL, de terminaux d'hydrogène et de système de stockage offrent, à titre individuel ou à l'échelon régional, une plateforme de réservation transparente et non discriminatoire permettant aux utilisateurs d'installations de GNL, de

terminaux d'hydrogène et d'installations de stockage de revendre leur capacité contractuelle sur le marché secondaire au plus tard 18 mois après le [date d'entrée en vigueur du présent règlement].

Article 11

Échanges de droits à capacité

Chaque gestionnaire de réseau de transport, d'installations de stockage, de GNL et de système d'hydrogène prend des mesures raisonnables pour faire en sorte que les droits à capacité puissent être librement échangés et pour faciliter ces échanges de manière transparente et non discriminatoire. Il élabore des contrats et des procédures harmonisés en matière de transport, d'installations de GNL, de terminaux d'hydrogène et d'installations de stockage de gaz naturel et d'hydrogène sur le marché primaire afin de faciliter l'échange secondaire de capacités et il reconnaît le transfert des droits primaires à capacité lorsque celui-ci est notifié par les utilisateurs du réseau.

Les contrats et procédures harmonisés sont notifiés aux autorités de régulation.

Article 12

Règles et redevances d'équilibrage

1. Les règles d'équilibrage sont conçues de façon équitable, non discriminatoire et transparente et reposent sur des critères objectifs. Les règles d'équilibrage reflètent les véritables besoins du système, compte tenu des ressources dont dispose le gestionnaire du réseau de transport. Les règles d'équilibrage sont fondées sur le marché.
2. Afin de permettre aux utilisateurs du réseau de prendre des mesures correctives en temps utile, le gestionnaire de réseau de transport fournit, par voie électronique, des informations suffisantes, transmises au moment opportun et fiables sur la situation d'équilibrage des utilisateurs de réseau.

Les informations fournies sont fonction du degré d'information dont dispose le gestionnaire de réseau de transport et de la période de liquidation pour laquelle des redevances d'équilibrage sont calculées.

La fourniture des informations visées au présent paragraphe n'est pas payante.

3. Les redevances d'équilibrage reflètent les coûts dans la mesure du possible, mais sont suffisamment incitatives pour que les utilisateurs du réseau équilibrent leurs

injections et leurs enlèvements de gaz. Elles évitent les subventions croisées entre utilisateurs du réseau et n'empêchent pas l'entrée de nouveaux arrivants sur le marché.

Toute méthodologie de calcul des redevances d'équilibrage, ainsi que les valeurs finales, sont publiées par les autorités compétentes ou le gestionnaire de réseau de transport, selon les cas.

4. Les États membres veillent à ce que les gestionnaires de réseau de transport s'efforcent d'harmoniser les régimes d'équilibrage et de rationaliser les structures et les niveaux des redevances d'équilibrage pour faciliter le commerce du gaz effectué au point d'échange virtuel.

Article 13

Certification des gestionnaires de réseau de transport et des gestionnaires de réseau d'hydrogène

1. La Commission examine, dès sa réception, toute notification d'une décision concernant la certification d'un gestionnaire de réseau de transport ou d'un gestionnaire de réseau d'hydrogène comme prévu à l'article 65, paragraphe 6, de la [refonte de la directive sur le gaz telle que proposée dans le document COM(2021) xxx]. Dans les deux mois à compter du jour de la réception de cette notification, la Commission rend son avis à l'autorité de régulation concernée quant à sa compatibilité avec l'article 65, paragraphe 2, ou l'article 66, et l'article 54 de la refonte de la directive sur le gaz pour les gestionnaires de réseau de transport, et l'article 65 de ladite directive pour les gestionnaires de réseau d'hydrogène.

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

Si la Commission ne rend pas d'avis durant 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. Après avoir reçu un avis de la Commission, l'autorité de régulation adopte, dans un délai de deux mois, sa décision finale concernant la certification du gestionnaire de

réseau de transport ou du gestionnaire de réseau d'hydrogène, en tenant le plus grand compte de cet avis de la Commission. La décision de l'autorité de régulation et l'avis de la Commission sont publiés ensemble.

3. Les autorités de régulation ou la Commission peuvent, à n'importe quel moment de la procédure, demander à un gestionnaire de réseau de transport, à un gestionnaire de réseau d'hydrogène 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 est habilitée à adopter des actes délégués conformément à l'article 63 pour fournir des lignes directrices détaillant la procédure à suivre pour l'application des paragraphes 1 et 2 du présent article.
6. Lorsque la Commission reçoit une notification concernant la certification d'un gestionnaire de réseau de transport conformément à l'article 54, paragraphe 10, de la refonte de la directive sur le gaz telle que proposée dans le document COM(2021) xxx, elle arrête une décision relative à la certification. L'autorité de régulation se conforme à la décision de la Commission.

Article 14

Coopération des gestionnaires de réseau de transport

1. Les gestionnaires de réseau de transport coopèrent avec les autres gestionnaires de réseau de transport et d'infrastructures pour coordonner la maintenance de leurs réseaux respectifs afin de limiter toute interruption des services de transport offerts aux utilisateurs et aux gestionnaires de réseau dans d'autres régions.
2. Les gestionnaires de réseau de transport coopèrent entre eux et avec les autres gestionnaires d'infrastructures afin de maximiser la capacité technique au sein du système entrée-sortie et de réduire autant que possible l'utilisation de gaz combustible.

Section 2

ACCÈS AUX RÉSEAUX

Article 15

Tarifs d'accès aux réseaux

1. Les tarifs, ou leurs méthodologies de calcul, appliqués par les gestionnaires de réseau de transport et approuvés par les autorités de régulation conformément à l'article 72, paragraphe 7, de la refonte de la directive sur le gaz, ainsi que les tarifs publiés conformément à l'article 27, paragraphe 1, de ladite directive, sont transparents, tiennent compte de la nécessaire intégrité du réseau et de la nécessité de l'améliorer, et reflètent les coûts réels supportés, dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace et ayant une structure comparable et sont transparents, tout en comprenant un rendement approprié des investissements. Les tarifs, ou leurs méthodologies de calcul, sont appliqués de façon non discriminatoire. Les tarifs peuvent aussi être fixés selon des modalités faisant appel au marché, par exemple les enchères, pour autant que ces modalités et les recettes qu'elles génèrent soient approuvées par les autorités de régulation.

Les tarifs, ou leurs méthodologies de calcul, favorisent l'efficacité des échanges de gaz et de la concurrence et, dans le même temps, visent à éviter les subventions croisées entre utilisateurs du réseau, offrent des incitations à l'investissement et préservent ou instaurent l'interopérabilité des réseaux de transport. ***Ils visent à éviter la création d'incitations à la pratique de l'injection d'hydrogène dans le système de gaz naturel aux fins d'augmenter le volume de gaz naturel transporté ou stocké ou de prolonger la durée de vie des infrastructures de gaz naturel.***

Les tarifs applicables aux utilisateurs du réseau sont non discriminatoires et fixés de manière distincte pour chaque point d'entrée et de sortie du réseau de transport. Les mécanismes de répartition des coûts et la méthode de fixation des tarifs concernant les points d'entrée et de sortie sont approuvés par les autorités de régulation. Les États membres veillent à ce que les redevances de réseau ne soient pas calculées sur la base des flux contractuels.
2. Les tarifs d'accès au réseau ne limitent pas la liquidité du marché ni ne faussent les échanges transfrontaliers entre différents réseaux de transport. Nonobstant les dispositions de l'article 72, paragraphe 7, de la refonte de la directive sur le gaz, si

des différences dans les structures tarifaires entravent les échanges entre réseaux de transport, les gestionnaires de réseau de transport s'emploient activement, en étroite coopération avec les autorités nationales concernées, à renforcer la convergence des structures tarifaires et des principes de tarification.

2 bis. *L'autorité de régulation peut appliquer un rabais allant jusqu'à 100 % aux tarifs de transport et de distribution fondés sur la capacité aux points d'entrée et de sortie, en provenance et à destination des installations de stockage souterrain et des installations de GNL, sauf si et dans la mesure où une telle installation est raccordée à plus d'un réseau de transport ou de distribution et est utilisée pour concurrencer un point d'interconnexion. La Commission réexamine ce rabais au plus tard le ... [cinq ans après l'entrée en vigueur du présent règlement]. La Commission évalue si le niveau du rabais prévu au présent paragraphe reste adéquat pour accroître la sécurité d'approvisionnement, à la lumière de l'obligation de stockage prévue à l'article 6 bis du règlement (UE) 2017/1938 du Parlement européen et du Conseil¹⁹.*

Article 16

Rabais sur les tarifs pour *le gaz renouvelable* et *le gaz* bas carbone

Les autorités de régulation évaluent s'il convient d'offrir un soutien pour la réduction des coûts et des redevances de raccordement au réseau pour les installations de production de gaz renouvelable et de gaz bas carbone.

Article 17

Recettes des gestionnaires de réseau de transport de gaz

1. À partir du [1 an après la transposition], l'autorité de régulation compétente assure la transparence des méthodes, des paramètres et des valeurs utilisés pour déterminer les recettes autorisées ou prévisionnelles des gestionnaires de réseau de transport. L'autorité de régulation publie les informations visées à l'annexe I ou exige la publication par le gestionnaire de réseau de transport concerné. Ces informations

¹⁹ *Règlement (UE) 2017/1938 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2017 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et abrogeant le règlement (UE) n° 994/2010 (JO L 280 du 28.10.2017, p. 1).*

sont mises à disposition dans un format qui en permet une consultation aisée et, dans la mesure du possible, dans une ou plusieurs langues communément comprises.

2. Les coûts du gestionnaire de réseau de transport font l'objet d'une comparaison quant à leur efficacité entre les gestionnaires de réseau de transport de l'Union, que l'ACER doit dûment définir. L'ACER publie le [3 ans après la transposition], puis tous les quatre ans, une étude comparant l'efficacité des coûts des gestionnaires de réseau de transport de l'Union. Les autorités de régulation compétentes et les gestionnaires de réseau de transport fournissent à l'ACER toutes les données nécessaires à cette comparaison. Les autorités de régulation compétentes tiennent compte des résultats de cette comparaison, ainsi que des circonstances nationales, lorsqu'elles fixent périodiquement les recettes autorisées ou prévisionnelles des gestionnaires de réseau de transport.
3. Les autorités de régulation compétentes évaluent l'évolution à long terme des tarifs de transport sur la base des variations attendues de leurs recettes autorisées ou prévisionnelles et de la demande de gaz jusqu'en 2050. Aux fins de cette évaluation, l'autorité de régulation inclut les informations relatives à la stratégie décrite dans les plans nationaux en matière d'énergie et de climat de l'État membre concerné et les scénarios qui sous-tendent le plan de développement du réseau intégré tel qu'il a été élaboré conformément à l'article 51 de la [refonte de la directive sur le gaz telle que proposée dans le document COM (2021) xxx].

Article 17 bis

Facilitation des raccordements du biométhane et analyse de son potentiel

1. *Au plus tard le... [un an après le délai de transposition visé à l'article 5, paragraphe 1, premier alinéa, de la directive RED III (2021/0218(COD))], les États membres établissent des cartes régionales recensant les zones qui, en raison de la disponibilité de matières premières, telles que des déchets ou des résidus, ou de l'existence d'usines de biogaz ou de biométhane en exploitation, présentent le plus grand potentiel de production de biogaz et de biométhane durables à partir de combustibles issus de la biomasse. Ces combustibles issus de la biomasse satisfont aux critères de durabilité conformément à l'article 29 de la directive (UE) 2018/2001. Avant d'établir ces cartes régionales, les États membres consultent l'autorité de régulation compétente, les autorités régionales et locales,*

les gestionnaires de réseau de transport, les gestionnaires de réseau de distribution et les autres parties concernées. Les cartes régionales peuvent être mises à jour afin de prendre en considération de nouvelles sources de matières premières durables pour la production de biogaz et de biométhane.

- 2. Les gestionnaires de réseau de distribution et les gestionnaires de réseau de transport cartographient les possibilités de raccordement sur la base des capacités existantes et prévues afin de faciliter les demandes de raccordement, compte tenu des possibilités d'augmentation de la production de biogaz et de biométhane durables à partir de combustibles issus de la biomasse visée au paragraphe 1.*
- 3. Au plus tard le... [deux ans après la date d'entrée en vigueur du présent règlement], chaque État membre élabore, compte tenu des cartes régionales visées au paragraphe 1, des stratégies nationales relatives à la production de biogaz et de biométhane durables et à leur utilisation dans le but d'évaluer le potentiel de production de biogaz et de biométhane durables, d'apprécier tout obstacle à la production de biométhane ou à l'injection de biométhane dans le réseau et de définir une trajectoire pour réaliser les potentiels nationaux évalués à l'horizon 2030 et 2050. Les stratégies nationales des États membres sont étroitement liées à leurs plans nationaux intégrés en matière d'énergie et de climat prévus par le règlement (UE) 2018/1999. Les États membres rendent compte, dans le cadre de leur rapport bisannuel prévu par le règlement (UE) 2018/1999, de leur avancement dans la réalisation de leur contribution à l'objectif de l'Union de produire 35 milliards de m³ de méthane.*
- 4. Au plus tard en 2024 et régulièrement par la suite, les autorités de régulation publient, en coopération avec les parties prenantes concernées, un rapport d'avancement sur la production, le transport et l'adoption du biométhane.*
- 5. L'organisme national de normalisation adopte les normes nécessaires en matière de qualité du gaz, fondées sur les normes européennes adoptées par le Comité européen de normalisation, afin de permettre l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz existants dans le respect de l'intégrité de ceux-ci.*

Section 3

GESTION DU TRANSPORT, DU STOCKAGE, DES SYSTÈMES/TERMINAUX DE GNL ET D'HYDROGÈNE

Article 18

Capacités fermes pour *le gaz renouvelable* et *le gaz* bas carbone vers le réseau de *transport*

1. Les gestionnaires de réseau de transport établissent des capacités fermes pour l'accès des installations de production de gaz *renouvelable* et *de gaz* bas carbone raccordées à leur réseau. À cette fin, les gestionnaires de réseau de transport élaborent, en coopération avec les gestionnaires de réseau de distribution, des procédures et arrangements, y compris des investissements, pour assurer un flux inversé depuis le réseau de distribution vers le réseau de transport, *ainsi que des plans de renforcement des réseaux qui garantissent le renforcement des réseaux, si nécessaire.*
 2. Le paragraphe 1 ne remet pas en cause la possibilité, pour les gestionnaires de réseau de transport, d'élaborer des alternatives à des investissements dans le flux inversé, telles que des solutions de réseau intelligent ou le raccordement à d'autres gestionnaires de réseau. L'accès ferme ne peut être limité que pour offrir des capacités soumises à des limitations opérationnelles, afin de garantir *la sécurité et l'efficacité économique des infrastructures.* L'autorité de régulation *est responsable de l'examen et de l'approbation des conditions imposées aux gestionnaires de réseau de transport en ce qui concerne les capacités conditionnelles et* veille à ce que toute limitation de la capacité ferme ou limitation opérationnelle soit introduite sur la base de procédures transparentes et non discriminatoires et ne crée pas de barrière injustifiée à l'entrée sur le marché. Lorsque l'installation de production supporte les coûts liés à l'établissement d'une capacité ferme, aucune limitation ne s'applique.
- 2 bis. Aux fins de la mise en œuvre rapide du raccordement au réseau de la production de gaz renouvelable, les États membres veillent à ce que:*
- (a) *le gestionnaire de réseau de transport respecte des délais raisonnables pour évaluer les demandes d'injection de gaz renouvelable, faire une offre et réaliser le raccordement, sous le contrôle de l'autorité nationale de régulation effectué conformément à l'article 37 et à l'article 72,*

paragraphe 1, point t), de la [refonte de la directive sur le gaz telle que proposée dans le document COM(2021) xxx];

- (b) les procédures d'autorisation de mise en œuvre du raccordement ne soient pas entravées par un manque de capacité administrative et ne créent pas d'obstacle à la réalisation de l'objectif national en matière d'énergies renouvelables.*

Article 19

Coordination transfrontière concernant la qualité du gaz dans le système de gaz naturel

1. Les gestionnaires de réseau de transport coopèrent afin d'éviter les restrictions aux flux transfrontières dues aux différences de qualité du gaz aux points d'interconnexion entre les États membres **■**. *Lorsqu'ils coopèrent, les gestionnaires de réseau de transport tiennent compte des caractéristiques des installations des clients finals.*
- 1 bis. Les gestionnaires de réseau de transport acceptent uniquement les flux de gaz dont la teneur en hydrogène est inférieure ou égale à 3 % en volume aux points d'interconnexion entre États membres dans le système de gaz naturel, sous réserve de l'achèvement de la procédure décrite au présent article.*
- 1 ter. Les États membres veillent à ce que des spécifications techniques divergentes, y compris des paramètres de qualité du gaz tels que la teneur en oxygène et l'injection d'hydrogène dans le système de gaz naturel, ne soient pas utilisées pour restreindre les flux transfrontières de gaz.*
2. Lorsqu'une restriction au flux transfrontière due à des différences de qualité du gaz ne peut être évitée par les gestionnaires de réseau de transport concernés dans leurs opérations normales, ils en informent sans délai les autorités de régulation concernées. Les informations comprennent une description et les motifs de toute mesure déjà prise par les gestionnaires de réseau de transport.
3. Les autorités de régulation concernées conviennent d'un commun accord, dans un délai de six mois, de reconnaître ou non la restriction.
4. Lorsque les autorités de régulation concernées reconnaissent la restriction, elles demandent aux gestionnaires de réseau de transport concernés d'accomplir, dans un

délai de douze mois à compter de la reconnaissance, les actions suivantes dans l'ordre:

- (a) coopérer et définir, sans modifier les spécifications relatives à la qualité du gaz, des options techniquement faisables qui peuvent inclure un traitement du gaz et des engagements de flux, en vue de supprimer les restrictions constatées ***compte tenu des informations fournies par les clients finals directement raccordés au réseau du gestionnaire de réseau de transport, par le gestionnaire de réseau de distribution ou par toute autre partie prenante qui pourrait être affectée par ce processus;***
 - (b) réaliser conjointement une analyse coûts/avantages sur les options techniquement faisables afin de définir des solutions économiquement efficaces qui spécifient la ventilation des coûts et des avantages entre les catégories d'acteurs affectés;
 - (c) établir une estimation de la durée de mise en œuvre pour chaque option envisageable;
 - (d) réaliser une consultation publique, ***en particulier des clients finals concernés raccordés au réseau de transport***, sur les solutions faisables recensées et prendre en considération les résultats de la consultation;
 - (e) soumettre une proposition conjointe de solution fondée sur l'analyse coûts-avantages et les résultats de la consultation publique pour éliminer la restriction reconnue, comprenant le calendrier de sa mise en œuvre, à leurs autorités de régulation respectives, pour approbation, et aux autres autorités nationales compétentes de chaque État membre concerné, pour information.
5. Lorsque les gestionnaires de réseau de transport concernés ne sont pas parvenus à un accord sur une solution, chaque gestionnaire de réseau de transport informe sans délai son autorité de régulation.
6. Les autorités de régulation concernées prennent une décision conjointe coordonnée ***de levée ou de maintien*** de la restriction reconnue ■ , en tenant compte de l'analyse coûts-avantages réalisée par les gestionnaires de réseau de transport concernés et des résultats de la consultation publique, dans un délai de six mois comme prévu à

l'article 6, paragraphe 10, du règlement (UE) 2019/942. ***Toute décision de maintien de la restriction reconnue est réexaminée tous les quatre ans.***

7. La décision conjointe coordonnée des autorités de régulation concernées inclut une décision relative à la répartition des coûts d'investissement à supporter par chacun des gestionnaires de réseau de transport aux fins de la mise en œuvre de la solution convenue, et à leur inclusion dans les tarifs, compte tenu des coûts et des avantages économiques, sociaux et environnementaux de la solution dans les États membres concernés.
8. L'ACER peut adresser des recommandations aux autorités de régulation concernant les modalités de ces décisions de répartition des coûts prévues au paragraphe 7.
9. Lorsque les autorités de régulation concernées ne peuvent parvenir à un accord tel que visé au paragraphe 3, l'ACER statue sur la restriction, en suivant le processus énoncé à l'article 6, paragraphe 10, du règlement (UE) 2019/942. Lorsque l'ACER reconnaît la restriction, elle demande aux gestionnaires de réseau de transport concernés d'accomplir, dans un délai de douze mois, les actions visées au paragraphe 4, points a) à e), dans l'ordre.
10. Lorsque les autorités de régulation concernées ne parviennent pas à prendre de décisions conjointes coordonnées telles que visées aux paragraphes 6 et 7, l'ACER statue sur la solution pour éliminer ***ou maintenir*** la restriction reconnue et sur l'allocation des coûts d'investissements à supporter par chaque gestionnaire de réseau de transport aux fins de la mise en œuvre de la solution convenue, en suivant le processus énoncé à l'article 6, paragraphe 10, du règlement (UE) 2019/942. ***Toute décision de maintien de la restriction reconnue est réexaminée tous les quatre ans.***
11. Les autres modalités nécessaires à la mise en œuvre **■** du présent article, y compris les modalités de l'analyse coûts-avantages ***et d'une spécification commune contraignante relative à la qualité du gaz naturel pour les interconnexions transfrontalières de gaz naturel***, sont fixées dans un code de réseau établi sur la base de l'article 53 **■**.

■

Article 21

Organisation conjointe de l'UE des gestionnaires de réseau de transport de gaz et des gestionnaires de réseau d'hydrogène

Tous les gestionnaires de réseau de transport ***de gaz et gestionnaires de réseau d'hydrogène*** coopèrent au niveau de l'Union via ***l'Organisation conjointe de l'UE*** des gestionnaires de réseau de transport ***de gaz et des gestionnaires de réseau d'hydrogène*** (le REGRT pour le gaz ***et pour l'hydrogène***) pour promouvoir la réalisation et le fonctionnement du marché intérieur du gaz naturel ***et de l'hydrogène ainsi que*** des échanges transfrontaliers et pour assurer une gestion optimale, une exploitation coordonnée et une évolution technique solide du réseau de transport de gaz naturel ***et du réseau d'hydrogène***.

Article 22

Organisation du REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène

1. ***Au plus tard le 1^{er} septembre 2024, le REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène publie et soumet à la Commission et à l'ACER le projet de statuts du REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène, ainsi qu'une liste de ses membres et des candidats en attente de certification en tant que gestionnaire de réseau d'hydrogène et un projet de règlement intérieur comportant notamment les règles applicables à la consultation d'autres parties prenantes, en cas de modification de ces documents ou à la demande motivée de la Commission ou de l'ACER.***
- 1 bis. Avant de soumettre ces documents à la Commission et à l'ACER en vertu du paragraphe 1, le REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène réalise une consultation publique des parties prenantes conformément à l'article 26. Cette consultation est large et véritable et se déroule en temps opportun et d'une manière ouverte, inclusive et transparente. Les parties prenantes y participent à titre volontaire et l'ensemble des parties prenantes concernées sont invitées à y contribuer. Le REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène tient compte des résultats de cette consultation.***
2. Dans un délai de quatre 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, dont les clients, l'ACER 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'ACER, la Commission émet un avis sur le projet de statuts, la liste des membres et le projet de règlement intérieur, en tenant compte de l'avis de l'ACER visé au paragraphe 2.
4. Dans un délai de trois mois à compter du jour de la réception de l'avis de la Commission, le REGRT pour le gaz *et pour l'hydrogène* adopte et publie ses statuts et son règlement intérieur révisés.

4 bis. *Les statuts du REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène visés au paragraphe 1 garantissent que:*

- (a) la participation aux travaux du REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène est limitée aux gestionnaires de réseau d'hydrogène, gestionnaires de réseau de transport et autres parties prenantes concernées enregistrés aux fins de la réalisation des missions de régulation du REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène;***
- (b) les décisions stratégiques concernant les activités du REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène ainsi que les lignes directrices stratégiques destinées à son conseil d'administration sont adoptées par ledit conseil d'administration;***
- (c) les décisions de l'assemblée générale permettent la réalisation de l'objet du REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène;***
- (d) le conseil d'administration du REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène est élu par l'assemblée générale pour un mandat de quatre ans au maximum;***
- (e) le conseil d'administration du REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène désigne le président et le vice-président parmi les membres du conseil d'administration;***
- (f) la coopération entre les gestionnaires de réseau de transport pour le gaz et les gestionnaires de réseau d'hydrogène conformément à l'article 21 est orchestrée par le conseil d'administration du REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène;***
- (g) le directeur général du REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène est nommé par l'assemblée générale, sur la base d'une proposition du conseil d'administration, pour un mandat de quatre ans, renouvelable une fois;***

(h) le REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène publie les procès-verbaux des réunions de son assemblée et de son conseil d'administration et met régulièrement à la disposition du public des informations sur son processus décisionnel et ses activités.

4 ter. Le règlement intérieur visé au paragraphe 1 garantit un traitement juste et proportionné des membres du REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène et une composition qui reflète leur diversité sur les plans géographique, démographique, économique et sectoriel. En particulier, il prévoit que le conseil d'administration est composé:

(a) d'un président et d'un vice-président nommés, pour des mandats tournants de trois ans, l'un parmi les gestionnaires de réseau d'hydrogène et l'autre parmi les gestionnaires de réseau de transport, en alternance; et

(b) de membres nommés en nombre égal parmi les représentants des gestionnaires de réseau de transport, d'une part, et parmi les représentants des gestionnaires de réseau d'hydrogène, d'autre part, afin de garantir un juste équilibre entre les gestionnaires de réseau d'hydrogène et les gestionnaires de réseau de transport. Les statuts du REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène prévoient un nombre égal de membres du conseil d'administration de chaque catégorie. Un nombre égal de membres du conseil d'administration de chaque catégorie est atteint lorsque les gestionnaires de réseau d'hydrogène certifiés sont en nombre suffisant dans plusieurs États membres.

4 quater. Les statuts du REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène prévoient des règles précises pour l'organisation au sein du réseau, y compris en ce qui concerne le budget réservé aux activités des gestionnaires de réseau de transport et aux activités des gestionnaires de réseau d'hydrogène, afin de garantir l'efficacité et le partage des services que fournit le personnel du réseau tant aux gestionnaires de réseau de transport de gaz qu'aux gestionnaires de réseau d'hydrogène.

4 quinquies. Les statuts prévoiront également des règles précises en matière d'organisation en ce qui concerne la création de groupes de travail et la définition de leur champ de compétences et de leurs activités, afin de garantir un traitement juste et proportionné des membres de l'organisation. Des groupes de travail

spécifiques sont créés afin de traiter en particulier du développement des infrastructures liées à l'hydrogène, ce qui englobe la qualité, l'approvisionnement et la demande prévisionnels, ainsi que les besoins en matière d'infrastructure.

Article 23

Tâches du REGRT pour le gaz *et pour l'hydrogène*

1. Le REGRT pour le gaz *et pour l'hydrogène* élabore des codes de réseau dans les domaines *prévus aux articles 53 et 54*, à l'invitation de la Commission, conformément à l'article 53, paragraphe 9, *ou à l'article 54, paragraphe 9*.
2. Le REGRT pour le gaz *et pour l'hydrogène* peut élaborer des codes de réseau dans les domaines visés *aux articles 53 et 54*, en vue d'atteindre les objectifs visés à l'article 21, 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'ACER pour avis. Le REGRT pour le gaz *et pour l'hydrogène* tient dûment compte de cet avis.
3. Le REGRT pour le gaz *et pour l'hydrogène* adopte *et publie*:
 - (a) 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;
 - (b) tous les deux ans, un plan décennal non contraignant de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union *pour les réseaux de gaz et d'hydrogène* (le plan de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union), incluant *un plan européen pour les corridors prioritaires pour l'hydrogène conforme à l'annexe I du règlement (UE) 2022/869 et renforcé par le plan REPowerEU ainsi que* des perspectives européennes sur l'adéquation de l'approvisionnement; *le plan de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union est élaboré en coopération avec les autorités de régulation et harmonisé, lorsque cela est techniquement possible, avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union pour l'électricité;*

- (c) des recommandations relatives à la coordination de la coopération technique entre les gestionnaires de réseau de transport de l'Union et ceux des pays tiers *et les gestionnaires de réseau d'hydrogène des pays tiers*;
- (c bis) des recommandations relatives à la coordination de la coopération technique dans l'Union entre les gestionnaires de réseau de transport et de distribution de gaz, d'une part, et les gestionnaires de réseau d'hydrogène, d'autre part*;
- (d) un programme de travail annuel;
- (e) un rapport annuel;
- (f) des perspectives annuelles estivales et hivernales concernant l'approvisionnement;
- (f bis) des perspectives annuelles concernant l'approvisionnement en hydrogène dans les États membres qui utilisent l'hydrogène pour la production d'électricité ou pour l'approvisionnement en électricité*;
- (g) au plus tard le 15 mai 2024 et tous les deux ans par la suite, un rapport de suivi de la qualité *et de la décarbonation* du gaz *et, au plus tard le 15 mai 2026 et tous les deux ans par la suite, un rapport de suivi de la qualité et de la décarbonation du gaz et de l'hydrogène, lesquels comprennent* l'évolution des paramètres de qualité du gaz, l'évolution du niveau et du volume *de gaz renouvelable et de gaz bas carbone injectés dans le système de gaz, ainsi que* d'hydrogène injecté dans le système de gaz naturel, les prévisions concernant l'évolution attendue des paramètres de qualité du gaz et du volume d'hydrogène injecté dans le système de gaz naturel, l'incidence de l'injection d'hydrogène sur les flux transfrontières, ainsi que des informations sur les cas liés à des différences dans les spécifications relatives à la qualité du gaz ou dans les spécifications relatives aux niveaux de mélange et sur la manière dont ces cas ont été traités *en vue de satisfaire aux exigences des différentes applications finales relatives à la qualité*;
- (h) le rapport de suivi de la qualité *et de la décarbonation* du gaz *et de l'hydrogène, qui* couvre également l'évolution des aspects énumérés au point g) lorsque cela est pertinent pour le réseau de distribution, sur la base des

informations fournies par l'entité des gestionnaires de réseau de distribution dans l'Union (ci-après dénommée «entité des GRD de l'Union»).

4. Les perspectives européennes sur l'adéquation de l'approvisionnement visées au paragraphe 3, point b), portent sur l'aptitude globale *des systèmes* du gaz *et de l'hydrogène* à répondre à la demande en gaz *et en hydrogène*, actuelle et prévue, pour les cinq années à venir, ainsi que pour la période comprise entre cinq et dix ans à compter de la date de ces perspectives. Les perspectives européennes sur l'adéquation de l'approvisionnement se fondent sur les perspectives sur l'approvisionnement national élaborées par chaque gestionnaire de réseau de transport *de gaz et chaque gestionnaire de réseau d'hydrogène*.

Le plan de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union visé au paragraphe 3, point b), comprend une modélisation du réseau intégré, y compris les réseaux d'hydrogène, l'élaboration de scénarios, des perspectives européennes sur l'adéquation de l'approvisionnement, *une analyse de l'incidence sur le climat* et une évaluation de la souplesse du réseau. *Le plan promeut le principe de primauté de l'efficacité énergétique et l'intégration du système énergétique et il contribue à l'utilisation prudente et rationnelle des ressources naturelles et à la réalisation des objectifs de l'Union en matière de climat et d'énergie.*

5. Le programme de travail annuel visé au paragraphe 3, point d), 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. *Le programme annuel indique clairement si l'activité concerne l'hydrogène, le gaz ou les deux.*

■

7. Les codes de réseau sont élaborés pour des questions transfrontalières ayant trait au réseau et pour des questions relatives à l'intégration du marché et s'appliquent sans préjudice du droit des États membres d'établir des codes de réseau nationaux n'affectant pas les échanges transfrontaliers.
8. Le REGRT pour le gaz *et pour l'hydrogène* surveille et analyse la mise en œuvre des codes de réseau et des lignes directrices adoptées par la Commission conformément à l'article 53, paragraphe 13, *à l'article 54* ou à l'article 56 ainsi que leur incidence sur l'harmonisation des règles applicables visant à faciliter l'intégration du marché. Le

REGRT pour le gaz *et pour l'hydrogène* communique ses conclusions à l'ACER et intègre les résultats de l'analyse dans le rapport annuel visé au paragraphe 3, point e), du présent article.

9. Le REGRT pour le gaz *et pour l'hydrogène* met à la disposition de l'ACER toutes les informations dont elle a besoin pour accomplir ses tâches conformément à l'article 24 **■**. *Afin de permettre au REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène de satisfaire à cette exigence, les gestionnaires de réseau de transport et les gestionnaires de réseau d'hydrogène mettent les informations nécessaires à la disposition du REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène.*
 10. L'ACER examine les plans décennaux nationaux de développement du réseau pour s'assurer de leur compatibilité avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union. Si elle relève une incompatibilité entre un plan décennal national de développement du réseau et le plan de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union, l'ACER recommande de modifier, pour autant que de besoin, le plan décennal national de développement du réseau ou le plan de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union. Si un plan décennal national de développement du réseau est élaboré conformément à l'article 51 de [la refonte de la directive sur le gaz telle que proposée dans le document COM(2021) xxx], l'ACER recommande à l'autorité de régulation compétente de modifier le plan décennal national de développement du réseau conformément à l'article 51, paragraphe 5, de ladite directive et en informe la Commission. *Le REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène modifie le plan de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union compte tenu des recommandations de l'ACER. Pour garantir une participation précoce et effective, le REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène publie son projet de plan de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union en temps utile avant sa soumission à l'autorité de régulation afin que les parties prenantes puissent formuler leurs observations.*
 11. À la demande de la Commission, le REGRT pour le gaz *et pour l'hydrogène* donne à la Commission son avis sur l'adoption des orientations prévues à l'article 56.
- 11 bis. Le REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène promeut la cybersécurité et la protection des données en ce qui concerne les réseaux de gaz et d'hydrogène en coopération avec les autorités concernées et les entités réglementées.*

Article 24

Surveillance exercée par l'ACER

1. L'ACER surveille l'exécution des tâches du REGRT pour le gaz *et pour l'hydrogène* prévues à l'article 23, paragraphes 1, 2 et 3, et rend compte à la Commission.

L'ACER surveille la mise en œuvre, par le REGRT pour le gaz *et pour l'hydrogène*, des codes de réseau élaborés en application de l'article 23, paragraphe 2, et des codes de réseau établis conformément à l'article 53, paragraphes 1 à 12, *ou à l'article 54, paragraphes 1 à 12*, mais qui n'ont pas été adoptés par la Commission en application de l'article 53, paragraphe 13, *ou de l'article 54, paragraphe 13*. Lorsque le REGRT pour le gaz *et pour l'hydrogène* n'a pas mis en œuvre un de ces codes de réseau, l'ACER lui demande de fournir une explication dûment motivée à ce manquement. L'ACER informe la Commission de cette explication et donne son avis sur celle-ci.

L'ACER surveille et analyse la mise en œuvre des codes de réseau et des lignes directrices adoptés par la Commission conformément aux articles 52, 53, *54*, 55 et 56, et leur incidence sur l'harmonisation des règles applicables visant à faciliter l'intégration du marché *et du système énergétique*, ainsi que sur l'absence de discrimination, une concurrence effective, *les objectifs de l'Union en matière de climat et d'énergie, le principe de primauté de l'efficacité énergétique* et le fonctionnement efficace du marché, et elle communique son rapport à la Commission.

2. Le REGRT pour le gaz *et pour l'hydrogène* soumet à l'ACER, pour avis, le projet de plan de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union, le projet de programme de travail annuel, y compris les informations relatives au processus de consultation et les autres documents visés à l'article 23, paragraphe 3. *Dès réception de ces documents, l'ACER soumet au conseil scientifique consultatif européen sur le changement climatique le projet de plan de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union et le projet de programme de travail annuel. Le conseil scientifique consultatif européen sur le changement climatique publie une analyse et un avis indépendants quant à leur conformité avec les objectifs de l'Union en matière de climat et d'énergie.*

Dans les deux mois à compter du jour de la réception de ces documents, l'ACER *publie son* avis dûment motivé ainsi que des recommandations à l'intention du

REGRT pour le gaz *et pour l'hydrogène* et de la Commission, si elle estime que le projet de programme de travail annuel ou le projet de plan de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union soumis par le REGRT pour le gaz *et pour l'hydrogène* 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. ***Le programme et le plan tiennent dûment compte de l'avis et des recommandations formulés par l'ACER.***

Article 25

Autorités de régulation

Lorsqu'elles exercent leurs responsabilités au titre du présent règlement, les autorités de régulation veillent au respect du présent règlement, des codes de réseau et des lignes directrices adoptées conformément aux articles 52 à 56.

Si nécessaire, elles coopèrent entre elles, avec la Commission et l'ACER, conformément au chapitre V de la refonte de la directive sur le gaz.

Article 26

Consultations

1. Lors de la préparation des codes de réseau, du projet de plan de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union et du programme de travail annuel visés à l'article 23, paragraphes 1, 2 et 3, le REGRT pour le gaz *et pour l'hydrogène* réalise une large consultation ***publique***, à un stade précoce et d'une manière ouverte et transparente, impliquant 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 22, paragraphe 1. Cette consultation implique également les autorités de régulation et d'autres autorités nationales, ***régionales et locales***, 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, ***la société civile*** et les plateformes concernées de parties prenantes. ***Le REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène publie les projets des documents susvisés afin de permettre aux parties prenantes de formuler des observations et prévoit suffisamment de temps pour garantir leur participation effective. Le REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène s'efforce 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 le programme de travail annuel et les codes de réseau visés à l'article 23, paragraphes 1, 2 et 3, le REGRT pour le gaz *et pour l'hydrogène* 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 27

Coûts

Les coûts liés aux activités du REGRT *pour le gaz et pour l'hydrogène* visées aux articles 21, 22, 23, 52, 53 *et 54* du présent règlement, ainsi qu'à l'article 11 du règlement (UE) n° 347/2013 du Parlement européen et du Conseil²⁰, sont pris en charge par les gestionnaires de réseau de transport *de gaz et les gestionnaires de réseau d'hydrogène* 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 28

Coopération régionale des gestionnaires de réseau de transport *et des gestionnaires de réseau d'hydrogène*

1. Les gestionnaires de réseau de transport *et les gestionnaires de réseau d'hydrogène* établissent une coopération régionale au sein du REGRT pour le gaz *et pour l'hydrogène* pour contribuer à l'accomplissement des tâches visées à l'article 23, paragraphes 1, 2 et 3.
2. Les gestionnaires de réseau de transport *et les gestionnaires de réseau d'hydrogène* favorisent la mise en place de modalités pratiques permettant d'assurer une gestion optimale du réseau et encouragent l'établissement de bourses de l'énergie, l'attribution coordonnée de capacités transfrontalières par des solutions non

²⁰ 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).

discriminatoires basées sur le marché, en tenant dûment compte de l'intérêt spécifique des ventes aux enchères implicites pour les attributions à court terme, et l'intégration de mécanismes d'équilibrage.

3. En vue de la réalisation des objectifs visés aux paragraphes 1 et 2, la Commission est habilitée à adopter des actes délégués conformément à l'article 63 en ce qui concerne la définition de la zone géographique couverte par chaque structure de coopération régionale, compte tenu des structures de coopération régionales existantes. Chaque État membre est autorisé à promouvoir la coopération dans plus d'une zone géographique.

À cette fin, la Commission consulte l'ACER et le REGRT pour le gaz.

Article 29

Plan **■** de développement du réseau *dans l'ensemble de l'Union pour le gaz et l'hydrogène*

Le REGRT pour le gaz *et pour l'hydrogène* adopte et publie, tous les deux ans, le plan de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union visé à l'article 23 paragraphe 3, point b). Le plan de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union comprend une modélisation du réseau intégré, l'élaboration de scénarios, des perspectives européennes sur l'adéquation de l'approvisionnement, *une analyse de l'incidence sur le climat* et une évaluation de la souplesse du réseau.

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

- (a) est fondé sur les plans d'investissement nationaux et le chapitre IV du règlement (UE) n° 347/2013;
- (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 56 et 52 de [refonte de la directive Gaz comme proposé dans le COM (2021) xxx]; et
- (c) recense les lacunes en matière d'investissement, notamment en ce qui concerne les capacités transfrontalières, *en tenant compte, le cas échéant, du plan européen pour les corridors prioritaires pour l'hydrogène conforme à l'annexe I du règlement (UE) 2022/869 et renforcé par le plan REPowerEU, les investissements liés au démantèlement d'infrastructures ou visant à la réaffectation de l'infrastructure de gaz naturel au transport de l'hydrogène et les investissements*

dans des solutions axées sur la demande qui ne nécessitent pas d'investissements dans de nouvelles infrastructures, recensement étayé par une analyse coûts-avantages conforme aux méthodes visées à l'article 11 du règlement (UE) 2022/869;

(c bis) approfondit l'intégration du système énergétique, promeut et met en œuvre le principe de primauté de l'efficacité énergétique et contribue à la réalisation des objectifs de l'Union en matière de climat et d'énergie;

(c ter) tient compte de la nécessité de privilégier le recours à l'hydrogène dans les secteurs difficiles à décarboner.

En ce qui concerne le deuxième alinéa, point c), le plan de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union peut comporter en annexe un relevé des entraves à l'augmentation de la capacité transfrontalière du réseau dues à des procédures ou à des pratiques d'agrément différentes, *y compris des solutions de substitution axées sur la demande qui ne nécessitent pas d'investissements dans de nouvelles infrastructures.*

Lors de l'élaboration du plan de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union, le REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène coopère avec le REGRT pour l'électricité, en particulier en ce qui concerne l'élaboration de l'analyse coûts-avantages pour l'ensemble du système énergétique, la définition des besoins en matière de capacités pour l'ensemble du système énergétique, l'élaboration du modèle interconnecté du marché et du réseau de l'énergie comprenant les infrastructures de transport de l'électricité, du gaz et de l'hydrogène ainsi que le stockage, la définition des objectifs de l'Union en matière de climat et d'efficacité énergétique, la mise en place des terminaux de GNL et d'hydrogène ainsi que des électrolyseurs visés à l'article 11 du règlement (UE) 2022/869, l'élaboration des scénarios pour les plans décennaux de développement du réseau visés à l'article 12 du règlement (UE) 2022/869 et le recensement des lacunes en matière d'infrastructures visé à l'article 13 du règlement (UE) 2022/869.

Si la Commission présente une proposition législative relative à une réforme de l'organisation du marché de l'électricité, elle veille, le cas échéant, à ce que les domaines de coopération entre le REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène et le REGRT pour l'électricité visés au quatrième alinéa soient conservés ou ajoutés dans la liste des missions du REGRT pour l'électricité.

Le 31 décembre 2035 au plus tard, la Commission présente au Parlement et au Conseil un rapport qui évalue la nécessité d'un approfondissement de l'intégration des tâches de planification et de la gouvernance entre le REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène et le REGRT pour l'électricité, assorti, le cas échéant, d'une proposition législative.

Article 30

Exigences de transparence en ce qui concerne les gestionnaires de réseau de transport

1. Le gestionnaire de réseau de transport publie des informations détaillées concernant les capacités et les services qu'il offre et les conditions qu'il applique, ainsi que les informations techniques nécessaires aux utilisateurs du réseau pour obtenir un accès effectif au réseau.
2. Afin de garantir des tarifs transparents, objectifs et non discriminatoires et de favoriser une utilisation efficace du réseau de gaz, les gestionnaires de réseau de transport ou les autorités nationales concernées publient des informations raisonnablement et suffisamment détaillées sur la formation, la méthodologie et la structure des tarifs.
3. Pour les services fournis, chaque gestionnaire de réseau de transport publie, de façon régulière et continue et sous une forme normalisée et conviviale, des informations chiffrées sur les capacités techniques, contractuelles et disponibles pour tous les points pertinents, y compris les points d'entrée et de sortie, comme indiqué en détail à l'annexe I.
4. Les points pertinents d'un réseau de transport pour lesquels des informations doivent être publiées sont approuvés par les autorités compétentes, après consultation des utilisateurs du réseau.
5. Le gestionnaire de réseau de transport divulgue toujours les informations requises au titre du présent règlement d'une façon ***intelligible et*** aisément accessible, en exposant clairement les données chiffrées qu'elles comportent, et d'une manière non discriminatoire.
6. Le gestionnaire de réseau de transport rend publiques les informations sur l'offre et la demande ex ante et ex post, sur la base des nominations et des attributions, des prévisions et des flux entrants et sortants réalisés sur le réseau. L'autorité de régulation veille à ce que toutes ces informations soient rendues publiques. Le degré

de détail des informations publiées est fonction des informations dont dispose le gestionnaire de réseau de transport.

Le gestionnaire de réseau de transport rend publiques les mesures prises, ainsi que les dépenses effectuées et les recettes générées aux fins de l'équilibrage du réseau.

Les acteurs du marché concernés communiquent au gestionnaire de réseau de transport les données visées au présent article.

7. Les gestionnaires de réseau de transport rendent publiques des informations détaillées concernant la qualité **du gaz transporté** dans leur réseau qui pourraient affecter les utilisateurs du réseau, sur la base des articles 16 et 17 du règlement (UE) 2015/703 de la Commission.

Article 31

Exigences de transparence en ce qui concerne les installations de stockage de gaz naturel et d'hydrogène, les installations de GNL et les terminaux d'hydrogène

1. Les gestionnaires d'installations de GNL, d'installations de stockage d'hydrogène et de système de stockage de gaz naturel ainsi que les gestionnaires de terminaux d'hydrogène publient des informations détaillées concernant tous les services qu'il offrent et les conditions qu'ils appliquent, ainsi que les informations techniques nécessaires aux utilisateurs d'installations de GNL et de stockage d'hydrogène et aux utilisateurs de terminaux d'hydrogène pour obtenir un accès effectif auxdits terminaux et installations. Les autorités de régulation peuvent demander à ces gestionnaires de publier toute **autre** information pertinente pour les **utilisateurs du réseau**.
2. Les gestionnaires de système GNL fournissent des moyens conviviaux permettant de calculer les tarifs des services disponibles.
3. Pour les services fournis, les gestionnaires d'installations de GNL, d'installations de stockage d'hydrogène et de gaz naturel publient, de façon régulière et continue et sous une forme normalisée et conviviale, des informations chiffrées sur les capacités souscrites et disponibles des installations de stockage et de GNL ainsi que des installations de stockage d'hydrogène et des terminaux d'hydrogène.
4. Les gestionnaires d'installations de GNL et de stockage d'hydrogène et de gaz naturel divulguent toujours les informations requises au titre du présent règlement

d'une façon intelligible et aisément accessible, en exposant clairement les données chiffrées qu'elles comportent, et d'une manière non discriminatoire.

5. Les gestionnaires d'installations de GNL et de stockage ainsi que les gestionnaires d'installations de stockage d'hydrogène et de terminaux d'hydrogène rendent publics la quantité de gaz présente dans chaque installation de stockage ou de GNL et chaque terminal d'hydrogène, ou dans chaque groupe d'installations de stockage si cela correspond à la manière dont l'accès est offert aux utilisateurs du réseau, les flux entrants et sortants, ainsi que les capacités disponibles des installations de GNL, de stockage de gaz naturel et d'hydrogène et des terminaux d'hydrogène, y compris pour les installations bénéficiant de la dérogation aux dispositions concernant l'accès des tiers. Ces informations sont également communiquées au gestionnaire de réseau de transport ou au gestionnaire de réseau d'hydrogène pour le stockage et les terminaux d'hydrogène, qui les publie à un niveau agrégé par réseau ou sous-réseau défini en fonction des points pertinents. Ces informations sont mises à jour au moins une fois par jour.

Lorsque l'utilisateur d'un réseau de stockage de gaz naturel ou d'hydrogène est le seul utilisateur d'une installation de stockage de gaz naturel ou d'hydrogène, il peut soumettre à son autorité de régulation une demande motivée de traitement confidentiel des données visées au premier alinéa. Si l'autorité de régulation conclut que cette demande est justifiée, compte tenu notamment de la nécessité de concilier, d'une part, l'intérêt de la protection légitime de secrets commerciaux dont la divulgation nuirait à la stratégie commerciale globale de l'utilisateur du réseau et, d'autre part, l'objectif consistant à créer un marché intérieur du gaz concurrentiel, elle peut autoriser le gestionnaire du réseau de stockage à ne pas rendre publiques les données visées au premier alinéa, pour une durée maximale d'un an.

Le deuxième alinéa s'applique sans préjudice des obligations de communication et de publication, visées au premier alinéa, qui incombent au gestionnaire de réseau de transport, sauf lorsque les données agrégées sont identiques aux données du réseau de stockage de gaz naturel ou d'hydrogène individuel dont l'autorité de régulation a approuvé la non-publication.

6. Afin de garantir des tarifs transparents, objectifs et non discriminatoires et de favoriser une utilisation efficace des infrastructures, les gestionnaires d'installations

de GNL et de stockage de gaz naturel ou d'hydrogène ou les autorités de régulation compétentes rendent publiques des informations suffisamment détaillées sur la formation, la méthodologie et la structure des tarifs relatifs aux infrastructures soumises à un accès des tiers réglementé; les installations de GNL qui bénéficient d'une exemption en application de l'article 22 de la directive 2003/55/CE et de l'article 36 de la directive 2009/73/CE ainsi que de l'article 60 du présent règlement, et les gestionnaires d'installations de stockage de gaz naturel relevant du régime négocié d'accès de tiers au réseau publient leurs tarifs d'utilisation des infrastructures afin de garantir un degré suffisant de transparence.

Les gestionnaires d'installations de GNL et d'installations de stockage établissent respectivement une plateforme européenne unique dans les 18 mois à compter de [date d'entrée en vigueur du règlement] afin de publier d'une façon transparente et conviviale les informations requises dans le présent article.

Article 32

Conservation d'informations par les gestionnaires de réseau

Les gestionnaires de réseau de transport, les gestionnaires d'installations de stockage et les gestionnaires de système de GNL tiennent pendant cinq ans à la disposition des autorités nationales, y compris l'autorité de régulation, de l'autorité nationale de la concurrence et de la Commission toutes les informations visées aux articles 30 et 31 et à l'annexe I, partie 3.

Partie 4

EXPLOITATION DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION

Article 33

Capacités fermes pour **le gaz renouvelable** et **le gaz** bas carbone vers le réseau de distribution

1. Les gestionnaires de réseaux de distribution établissent des capacités fermes **et une injection continue** pour l'accès des installations de production de gaz **renouvelable** et **de gaz** bas carbone raccordées à leur réseau. À cette fin, les gestionnaires de réseau de distribution élaborent, en coopération **entre eux et** avec les gestionnaires de réseau de transport, des procédures et arrangements, y compris des investissements, pour assurer un flux inversé depuis le réseau de distribution vers le réseau de transport,

ainsi que des plans de renforcement des réseaux qui garantissent le renforcement des réseaux, si nécessaire.

2. Le paragraphe 1 ne remet pas en cause la possibilité, pour les gestionnaires de réseau de distribution, d'élaborer des alternatives à des investissements dans le flux inversé, telles que des solutions de réseau intelligent ou le raccordement à d'autres gestionnaires de réseau. L'accès ferme ne peut être limité que pour offrir des capacités soumises à des limitations opérationnelles, afin de garantir **la sécurité et l'efficacité économique des infrastructures**. L'autorité de régulation veille à ce que toute limitation de la capacité ferme ou limitation opérationnelle soit introduite sur la base de procédures transparentes et non discriminatoires et ne crée pas de barrière injustifiée à l'entrée sur le marché. Lorsque l'installation de production supporte les coûts liés à l'établissement d'une capacité ferme, aucune limitation ne s'applique.

2 bis. *Aux fins de la mise en œuvre rapide du raccordement au réseau de la production de gaz renouvelable, les États membres veillent à ce que:*

- (a) *le gestionnaire de réseau de distribution respecte des délais raisonnables pour évaluer les demandes d'injection de gaz renouvelable, faire une offre et réaliser le raccordement, sous le contrôle de l'autorité de régulation conformément à l'article 41 et à l'article 72, paragraphe 1, point t), de la [refonte de la directive sur le gaz telle que proposée dans le document COM(2021) xxx];*
- (b) *les procédures d'autorisation de mise en œuvre du raccordement ne soient pas entravées par un manque de capacité administrative et ne créent pas d'obstacle à la réalisation de l'objectif national en matière d'énergies renouvelables.*

Article 34

Coopération entre gestionnaires de réseau de distribution, gestionnaires de réseau de transport **et gestionnaires de réseau d'hydrogène**

Les gestionnaires de réseau de distribution coopèrent avec les autres gestionnaires de réseau de distribution, **les gestionnaires de réseau de transport et les gestionnaires de réseau d'hydrogène** afin de coordonner la maintenance, le développement du réseau, les nouveaux raccordements, **le démantèlement** et la gestion du réseau afin de garantir son intégrité, en maximisant les capacités et réduisant au minimum la consommation de gaz combustible.

Article 35

Exigences de transparence en ce qui concerne les gestionnaires de réseau de distribution

Lorsque les gestionnaires de réseau de distribution sont responsables de la gestion de la qualité du gaz dans leur réseau, ils rendent publiques des informations détaillées concernant la qualité **du gaz transporté** dans leur réseau qui pourraient affecter les utilisateurs du réseau, sur la base des articles 16 et 17 du règlement (UE) 2015/703 de la Commission.

La mise en place d'un réseau de distribution se fonde sur un plan de développement du réseau transparent que le gestionnaire de réseau de distribution publie au moins tous les deux ans et soumet à l'autorité de régulation. Le plan de développement du réseau expose de manière transparente les services nécessaires pour le gaz à moyen et long terme.

Le gestionnaire de réseau de distribution consulte les consommateurs, les autorités locales, les gestionnaires de réseau de transport concernés et les autres parties prenantes, notamment les syndicats, au sujet du plan de développement du réseau visé au deuxième alinéa. Le gestionnaire de réseau de distribution publie les résultats du processus de consultation ainsi que le plan de développement du réseau et soumet les résultats de la consultation et le plan de développement du réseau à l'autorité de régulation. L'autorité de régulation peut demander que le plan soit modifié.

Les États membres peuvent décider de ne pas imposer l'obligation prévue au deuxième alinéa aux gestionnaires de réseau de distribution qui alimentent moins de 100 000 clients raccordés.

Article 36

Entité européenne pour les gestionnaires de réseau de distribution

Les gestionnaires de réseau de distribution exploitant un réseau de gaz naturel **ou un réseau d'hydrogène** coopèrent au niveau de l'Union au moyen de l'entité européenne pour les gestionnaires de réseau de distribution («l'entité des GRD de l'Union»), établie conformément aux articles 52 à 57 du règlement (UE) 2019/943 **du Parlement européen et du Conseil**²¹, afin de promouvoir l'achèvement et le fonctionnement du marché intérieur du gaz naturel, **la coopération en faveur du développement du marché de l'hydrogène** et une

²¹ Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (JO L 158 du 14.6.2019, p. 54).

gestion optimale ainsi qu'une exploitation coordonnée des réseaux de distribution et de transport.

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

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

Article 37

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

1. Les règles et procédures relatives à la participation des gestionnaires de réseau de distribution à l'entité des GRD de l'Union en application de l'article 54 du règlement (UE) 2019/942 s'appliquent également aux gestionnaires de réseaux de distribution exploitant un réseau de gaz naturel ***ou un réseau d'hydrogène.***
- 1 bis. Les règles et les structures de gouvernance de l'entité des GRD de l'Union garantissent une représentation juste et équilibrée des gestionnaires de réseau de distribution de gaz et d'hydrogène.***
2. Le groupe consultatif stratégique prévu à l'article 54, paragraphe 2, point f), du règlement (UE) 2019/942 se compose également de représentants d'associations des gestionnaires européens de réseau de distribution exploitant uniquement un réseau de gaz naturel ***ou un réseau d'hydrogène.***
3. Le ... [un an après ***la date d'entrée*** en vigueur ***du présent règlement***] au plus tard, l'entité des GRD de l'Union soumet à la Commission et à l'ACER un projet de statuts actualisés, y compris un code de conduite, une liste de membres inscrits, un projet de règlement intérieur actualisé, comportant notamment les règles de procédure pour la consultation du REGRT pour l'électricité, du REGRT pour le gaz ***et pour l'hydrogène*** et d'autres parties prenantes, et un projet de règles financières actualisées.

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

participants, y compris ceux qui sont uniquement propriétaires ou exploitants de réseaux de gaz naturel *ou de réseau d'hydrogène*.

4. Dans un délai de quatre mois à compter de la réception des documents visés au paragraphe 3, et après consultation des organisations représentant toutes les parties prenantes, en particulier les utilisateurs du réseau de distribution, *y compris les clients*, l'ACER communique à la Commission son avis sur ces documents.
5. Dans un délai de trois mois à compter de la réception de l'avis de l'ACER, la Commission émet un avis sur les documents visés au paragraphe 3, en tenant compte de l'avis de l'ACER prévu au paragraphe 4.
6. Dans un délai de trois mois à compter de la réception de l'avis favorable de la Commission, les gestionnaires de réseau de transport adoptent et publient les statuts, le règlement intérieur et les règles de financement modifiés.
7. Les documents visés au paragraphe 3 sont présentés à la Commission et à l'ACER en cas de modification de ceux-ci ou sur demande motivée de l'une d'elles. La Commission et l'ACER peuvent émettre un avis selon la procédure établie aux paragraphes 3, 4 et 5.

Article 38

Tâches supplémentaires de l'entité des GRD de l'Union

1. L'entité des GRD de l'Union s'acquitte des tâches énumérées à l'article 55, paragraphe 1, points a) à e), du règlement (UE) 2019/943 et *mène* les activités énumérées à l'article 55, paragraphe 2, points c) à e), de ce règlement, également à l'égard des réseaux de distribution qui font partie du réseau de gaz naturel *ou du réseau d'hydrogène*.
2. Outre les tâches énumérées à l'article 55, paragraphe 1, du règlement (UE) 2019/943, l'entité des GRD de l'Union participe à l'élaboration des codes de réseau pertinents pour la gestion et la planification des réseaux de distribution et pour la gestion coordonnée des réseaux de transport et de distribution en application du présent règlement, et contribue à l'atténuation des émissions fugitives de méthane provenant du réseau de gaz naturel.

Lorsqu'elle participe à l'élaboration de nouveaux codes de réseau en application de l'article 53, l'entité des GRD de l'Union se conforme aux exigences de consultation énoncées à l'article 56 du règlement (UE) 2019/943.

3. Outre les activités énumérées à l'article 55, paragraphe 2, du règlement (UE) 2019/943, l'entité des GRD de l'UE:
 - (a) coopère avec le REGRT pour le gaz *et pour l'hydrogène* pour ce qui est de veiller à la mise en œuvre des codes de réseau et des lignes directrices adoptés en vertu du présent règlement qui ont une incidence sur l'exploitation et la planification des réseaux de distribution et l'exploitation coordonnée des réseaux de transport et des réseaux de distribution;
 - (b) coopère avec le REGRT pour le gaz *et pour l'hydrogène* et adopte les meilleures pratiques concernant l'exploitation et la planification coordonnées des réseaux de transport et des réseaux de distribution, y compris des questions telles que l'échange de données entre gestionnaires et la coordination des ressources énergétiques décentralisées;
 - (c) s'efforce d'identifier les meilleures pratiques pour la mise en œuvre des résultats des évaluations en application de l'article 23, paragraphe 1 bis, [proposition REDIII] et *de* l'article 23 [proposition de révision de la DEE] et pour la coopération entre les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité, de réseau de distribution de gaz naturel, *de réseau de distribution d'hydrogène* et de réseau de chauffage et de refroidissement urbain, notamment aux fins de l'évaluation prévue à l'article 24, paragraphe 8, [proposition REDIII], *y compris des recommandations pour le placement approprié d'électrolyseurs en vue de garantir l'utilisation de la chaleur résiduelle dans le réseau de chauffage urbain.*
4. L'entité des GRD de l'Union contribue aux travaux du REGRT pour le gaz *et pour l'hydrogène* en lien avec son rapport sur la qualité du gaz *et de l'hydrogène*, en ce qui concerne les réseaux de distribution lorsque les gestionnaires de réseau sont responsables de la gestion de la qualité du gaz, comme visé à l'article 23, paragraphe 3.

Chapitre III

RÈGLES APPLICABLES AUX RÉSEAUX D'HYDROGÈNE DÉDIÉS

Article 39

Coordination transfrontalière sur la qualité de l'hydrogène

1. Les gestionnaires de réseau d'hydrogène coopèrent afin d'éviter les restrictions aux flux d'hydrogène transfrontaliers dues aux différences de qualité de l'hydrogène *de manière à satisfaire aux exigences qualitatives des différentes applications finales conformément aux normes de qualité applicables à l'hydrogène.*
2. Lorsqu'une restriction aux flux transfrontières due à des différences dans la qualité de l'hydrogène ne peut être évitée par les gestionnaires de réseau d'hydrogène concernés dans leurs opérations normales, ils en informent sans délai les autorités de régulation concernées. Les informations comprennent une description et les motifs de toute mesure déjà prise par les gestionnaires de réseau d'hydrogène.
3. Les autorités de régulation concernées conviennent d'un commun accord, dans un délai de six mois, de reconnaître ou non la restriction.
4. Lorsque les autorités de régulation concernées reconnaissent la restriction, elles demandent aux gestionnaires de réseau concernés d'accomplir, dans un délai de douze mois, les actions suivantes dans l'ordre:
 - (a) coopérer et définir des options techniquement faisables pour éliminer la restriction reconnue;
 - (b) réaliser conjointement une analyse coûts/avantages sur les options techniquement faisables afin de définir des solutions économiquement efficaces qui spécifient la ventilation des coûts et des avantages entre les catégories d'acteurs affectés;
 - (c) établir une estimation de la durée de mise en œuvre pour chaque option envisageable;
 - (d) réaliser une consultation publique sur les solutions faisables recensées et prendre en considération les résultats de la consultation;

- (e) soumettre une proposition conjointe de solution fondée sur l'analyse coûts-avantages et les résultats de la consultation publique pour éliminer la restriction reconnue, comprenant le calendrier de sa mise en œuvre, à leurs autorités de régulation respectives, pour approbation, et aux autres autorités nationales compétentes de chaque État membre concerné, pour information.
5. Lorsque les gestionnaires de réseau d'hydrogène concernés ne sont pas parvenus à un accord sur une solution dans un délai de douze mois, chaque gestionnaire de réseau d'hydrogène informe sans délai son autorité de régulation.
6. Les autorités de régulation concernées prennent une décision conjointe coordonnée *de levée ou de maintien* de la restriction reconnue, en tenant compte de l'analyse coûts-avantages réalisée par les gestionnaires de réseau de transport concernés et des résultats de la consultation publique, dans un délai de six mois comme prévu à l'article 6, paragraphe 10, du règlement (UE) 2019/942. ***Toute décision de maintien de la restriction reconnue est réexaminée tous les quatre ans.***
7. La décision conjointe coordonnée des autorités de régulation concernées inclut une décision relative à la répartition des coûts d'investissement à supporter par chacun des gestionnaires de réseau d'hydrogène aux fins de la mise en œuvre de la solution convenue, et à leur inclusion dans les tarifs après le 1^{er} janvier 2031, compte tenu des coûts et des avantages économiques, sociaux et environnementaux de la solution dans les États membres concernés.
8. L'ACER peut adresser des recommandations aux autorités de régulation concernant les modalités de ces décisions de répartition des coûts prévues au paragraphe 7.
9. Lorsque les autorités de régulation concernées ne peuvent parvenir à un accord tel que visé au paragraphe 3 du présent article, l'ACER statue sur la restriction, en suivant le processus énoncé à l'article 6, paragraphe 10, du règlement (UE) 2019/942. Lorsque l'ACER reconnaît la restriction, elle demande aux gestionnaires de réseau d'hydrogène concernés d'accomplir, dans un délai de douze mois, les actions visées au paragraphe 4, points a) à e), dans l'ordre.
10. Lorsque les autorités de régulation concernées ne parviennent pas à prendre de décisions conjointes coordonnées telles que visées aux paragraphes 6 et 7 du présent article, l'ACER statue sur une solution pour lever *ou maintenir* la restriction reconnue et sur la répartition des coûts d'investissements à supporter par chaque

gestionnaire de réseau aux fins de la mise en œuvre de la solution convenue, en suivant le processus énoncé à l'article 6, paragraphe 10, du règlement (UE) 2019/942. *Toute décision de maintien de la restriction reconnue est réexaminée tous les quatre ans.*

11. Les autres modalités nécessaires pour la mise en œuvre du présent article, notamment celles concernant une spécification commune contraignante sur la qualité de l'hydrogène pour les interconnexions transfrontalières d'hydrogène, les analyses coûts-avantages pour les restrictions de flux transfrontaliers dues aux différences de qualité de l'hydrogène, les règles d'interopérabilité applicables aux infrastructures transfrontalières pour l'hydrogène, abordant notamment les accords d'interconnexion, les unités, les échanges de données, la communication et la fourniture d'informations entre les acteurs du marché concernés, feront l'objet d'un code de réseau établi conformément à l'article 54, paragraphe 2, point b).



Article 48

Exigences de transparence en ce qui concerne les gestionnaires de réseau d'hydrogène

1. Le gestionnaire de réseau d'hydrogène publie des informations détaillées concernant les services qu'il offre et les conditions qu'il applique, ainsi que les informations techniques nécessaires aux utilisateurs du réseau d'hydrogène pour obtenir un accès effectif au réseau.
2. Afin de garantir des tarifs transparents, objectifs et non discriminatoires et de favoriser une utilisation efficace du réseau d'hydrogène, les gestionnaires de réseau d'hydrogène ou les autorités nationales concernées publient, à partir du 1^{er} janvier 2031, des informations raisonnablement et suffisamment détaillées sur la formation, la méthodologie et la structure des tarifs.
3. Les gestionnaires de réseau d'hydrogène rendent publiques des informations détaillées concernant la qualité de l'hydrogène transporté dans leurs réseaux qui pourraient affecter les utilisateurs de réseau.
4. Les points pertinents d'un réseau d'hydrogène pour lesquels des informations doivent être publiées sont approuvés par les autorités compétentes après consultation des utilisateurs du réseau d'hydrogène.

5. Les gestionnaires de réseau d'hydrogène divulguent toujours les informations requises au titre du présent règlement d'une façon intelligible et aisément accessible, en exposant clairement les données chiffrées qu'elles comportent, et d'une manière non discriminatoire.
6. Les gestionnaires de réseau d'hydrogène rendent publiques des informations ex ante et ex post concernant l'offre et la demande, y compris des prévisions périodiques et les informations enregistrées. L'autorité de régulation veille à ce que toutes ces informations soient rendues publiques. Le degré de détail des informations publiées est fonction des informations dont disposent les gestionnaires de réseau d'hydrogène.
7. Les acteurs du marché concernés communiquent au gestionnaire de réseau d'hydrogène les données visées au présent article.
8. Des dispositions plus détaillées requises pour la mise en œuvre des exigences de transparence applicables aux gestionnaires de réseau d'hydrogène, notamment en ce qui concerne le contenu, la fréquence et le format des communications d'informations par les gestionnaires de réseau d'hydrogène font l'objet d'un code de réseau établi conformément à l'article 54, paragraphe 1, du présent règlement.

Article 49

Tenue de registres dans le système d'hydrogène

Les gestionnaires de réseau d'hydrogène, les gestionnaires d'installations de stockage d'hydrogène et les gestionnaires de terminaux d'hydrogène tiennent pendant cinq ans à la disposition des autorités nationales, y compris l'autorité de régulation, de l'autorité nationale de la concurrence et de la Commission toutes les informations visées aux articles 31 et 48 et à l'annexe I, partie 4.

Article 50

Présomption de conformité avec les normes harmonisées

1. Les normes harmonisées ou les parties de celles-ci dont les références ont été publiées au *Journal officiel de l'Union européenne* sont présumées être en conformité avec les exigences visées dans les actes délégués adoptés en vertu de l'article 54, paragraphe 2, point b), du présent règlement ou dans les actes d'exécution adoptés conformément à l'article 51.

2. La Commission informe l'organisme européen de normalisation concerné et, s'il y a lieu, délivre un nouveau mandat en vue de la révision des normes harmonisées en question.

Article 51

Spécifications communes

La Commission est habilitée à adopter des actes d'exécution énonçant des spécifications communes pour les exigences définies à l'article 46 de la [refonte de la directive Gaz telle que proposée dans le COM(2021) xxx] ou peut intégrer ces spécifications dans un code de réseau en vertu de l'article 54, paragraphe 2, point b), du présent règlement, lorsque:

- (a) ces exigences ne sont pas couvertes par des normes harmonisées ou parties de normes harmonisées dont les références ont été publiées au *Journal officiel de l'Union européenne*; ou
- (b) la Commission constate des retards excessifs dans l'adoption des normes harmonisées demandées, ou considère que les normes harmonisées applicables ne sont pas suffisantes; ou
- (c) la Commission a décidé, conformément à la procédure prévue à l'article 11, paragraphe 5, du règlement (UE) n° 1025/2012, de maintenir moyennant des restrictions ou de supprimer les références aux normes harmonisées ou parties de normes harmonisées couvrant ces exigences.

Ces actes d'exécution sont adoptés en conformité avec la procédure d'examen visée à l'article 61, paragraphe 3.

Chapitre IV

CODES DE RÉSEAU ET LIGNES DIRECTRICES

Article 52

Adoption de codes de réseau et de lignes directrices

1. La Commission peut, sous réserve des habilitations prévues aux articles 53 à 56, adopter des actes d'exécution ou des actes délégués. Ces actes peuvent être adoptés soit comme des codes de réseau sur la base des propositions de textes élaborées par le REGRT pour le gaz *et pour l'hydrogène* ou, s'il est prévu ainsi d'après la liste des

priorités visée à l'article 53, paragraphe 3, par l'entité des GRD de l'Union, le cas échéant en coopération avec le REGRT pour le gaz *et pour l'hydrogène* et l'ACER, selon la procédure énoncée aux articles 53 à 55, soit comme des lignes directrices selon la procédure visée à l'article 56.

2. Les codes de réseau et lignes directrices:
 - (a) visent à assurer le degré d'harmonisation minimal requis pour atteindre les objectifs du présent règlement;
 - (b) tiennent compte des particularités régionales, le cas échéant;
 - (c) n'excèdent pas ce qui est nécessaire aux fins du point a); et
 - (d) s'appliquent à tous les points d'interconnexion à l'intérieur de l'Union et aux points d'entrée et de sortie à destination ou en provenance de pays tiers.

Article 53

Établissement de codes de réseau

1. La Commission est habilitée à adopter des actes d'exécution établissant des codes de réseau dans les domaines suivants:
 - (a) les règles en matière d'échange de données et de règlement mettant en œuvre les articles 21 et 22 de la [refonte de la directive Gaz comme proposé dans le COM(2021) xxx] en ce qui concerne l'interopérabilité et l'échange de données ainsi que les règles harmonisées pour la gestion des réseaux de transport de gaz, des plateformes de réservation de capacités et des processus informatiques pertinents pour le fonctionnement du marché intérieur;
 - (b) les règles d'interopérabilité pour le réseau de gaz naturel, mettant en œuvre *l'article 19 du présent règlement* et les articles 9, 35 et 40 de la [refonte de la directive Gaz comme proposée dans le COM(2021) xxx] y compris en ce qui concerne les accords d'interconnexion, les règles relatives au contrôle du flux et les principes de mesurage pour la quantité et la qualité du gaz, les règles d'attribution et de mise en correspondance, un ensemble commun d'unités, l'échange de données, la qualité du gaz, y compris les règles relatives à la gestion des restrictions transfrontalières dues à des différences de qualité du gaz, à des différences dans les pratiques d'odorisation ou à des différences du volume d'hydrogène mélangé dans le réseau de gaz naturel, les analyses coûts-

avantages aux fins de l'élimination des restrictions des flux transfrontaliers, *les règles relatives à des spécifications communes contraignantes en matière de qualité du gaz naturel applicables aux interconnecteurs transfrontaliers de gaz naturel*, la classification selon l'indice de Wobbe, les mesures d'atténuation, les niveaux minimaux admissibles pour les paramètres de qualité du gaz pertinents pour un flux transfrontalier sans entrave de biométhane (teneur en oxygène par exemple), le contrôle de la qualité du gaz à court et à long termes, la communication d'informations et la coopération entre les acteurs du marché concernés, les rapports sur la qualité du gaz, la transparence, les procédures de communication y compris en cas d'événements exceptionnels;

- (c) l'attribution des capacités et les règles de gestion de la congestion mettant en œuvre l'article 22 de la [refonte de la directive Gaz telle que proposée dans le COM(2021) xxx] ainsi que les articles 7 à 10 du présent règlement, notamment les règles relatives à la coopération en lien avec les procédures de maintenance et le calcul de la capacité affectant l'attribution des capacités, la normalisation des produits et unités de capacité, notamment le groupage, la méthode d'attribution y compris les algorithmes d'enchères, la séquence et la procédure applicable aux capacités existantes, supplémentaires, fermes et interruptibles, les plateformes de réservation de capacités, les systèmes de surréservation et de rachat, les systèmes use-it-or-lose-it à court et long termes ou tout autre système de gestion de la congestion qui empêche l'accaparement de capacités;
- (d) les règles d'équilibrage incluant des règles liées au réseau relatives à la procédure de nomination, des règles relatives aux redevances d'équilibrage et des règles d'équilibrage opérationnel entre les réseaux des gestionnaires de réseau de transport mettant en œuvre l'article 35, paragraphe 5, de la [refonte de la directive Gaz comme proposée dans le COM(2021) xxx] ainsi que les articles 7 à 10 du présent règlement, notamment les règles liées aux réseaux relatives aux procédures de nomination, aux redevances d'équilibrage, aux processus de règlement associés à la redevance d'équilibrage journalière et l'équilibrage opérationnel entre les réseaux des gestionnaires de réseau de transport;

- (e) les règles relatives aux structures tarifaires de transport harmonisées mettant en œuvre l'article 72, paragraphe 7, de la [refonte de la directive Gaz telle que proposée dans le COM(2021) xxx] ainsi que les articles 15 et 16 du présent règlement, y compris les règles relatives à l'application d'une méthode de calcul du prix de référence, les exigences associées en matière de consultation et de publication ainsi que le calcul des prix de réserve des produits standard de capacité, les rabais pour le GNL et les stockages, le revenu autorisé, les procédures pour la mise en œuvre de l'octroi d'un rabais pour **le gaz renouvelable** et **le gaz** bas carbone, notamment les principes communs pour le mécanisme de compensation entre gestionnaires de réseau de transport.

Ces actes d'exécution sont adoptés en conformité avec la procédure d'examen visée à l'article 61, paragraphe 3.

2. 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 domaines suivants:
 - (a) les règles relatives à la sécurité et à la fiabilité du réseau, y compris les règles relatives à la sécurité de fonctionnement du réseau et les règles de fiabilité garantissant la qualité de service du réseau;
 - (b) les règles de raccordement au réseau, notamment les règles relatives au raccordement des installations de production de gaz **renouvelable** et **de gaz** bas carbone, et les procédures applicables aux demandes de raccordement;
 - (c) les procédures opérationnelles en cas d'urgence, y compris les plans de défense du réseau, les plans de reconstitution, les interactions du marché, l'échange et la communication d'informations ainsi que les outils et installations;
 - (d) les règles applicables aux échanges liées à la fourniture technique et opérationnelle de services d'accès au réseau et d'équilibrage du réseau;
 - (e) l'efficacité énergétique des réseaux de gaz et leurs composants, ainsi que l'efficacité énergétique eu égard à la planification et aux investissements permettant la solution de plus haute efficacité énergétique au point de vue du réseau;

- (f) la cybersécurité des flux transfrontaliers de gaz naturel, y compris des règles sur les exigences minimales communes, la planification, la surveillance, les rapports et la gestion de crise;

(f bis) les règles concernant l'accès des tiers;

(f ter) les règles de transparence.

3. Après consultation de l'ACER, du REGRT pour le gaz *et pour l'hydrogène*, de l'entité des GRD de l'Union et des autres parties prenantes concernées, la Commission établit, tous les trois ans, une liste des priorités qui recense les domaines visés aux paragraphes 1 et 2 devant être pris en considération pour l'élaboration des codes de réseau. Si l'objet du code de réseau est en rapport direct avec l'exploitation du réseau de distribution et ne concerne pas principalement le réseau de transport, la Commission peut demander à l'entité des GRD de l'Union, en coopération avec le REGRT pour le gaz *et pour l'hydrogène*, de convoquer un comité de rédaction et de soumettre à l'ACER une proposition de code de réseau.
4. La Commission invite l'ACER à lui soumettre, dans un délai raisonnable ne dépassant pas six mois à compter de la réception de la demande de la Commission, une ligne directrice-cadre non contraignante fixant des principes clairs et objectifs pour l'élaboration des codes de réseau liés aux domaines recensés dans la liste des priorités. La demande de la Commission peut comporter des conditions auxquelles les lignes directrices-cadres doivent répondre. Chaque ligne directrice-cadre contribue à garantir l'intégration du marché, un traitement non discriminatoire, une concurrence effective et le fonctionnement efficace du marché. Sur demande motivée de l'ACER, la Commission peut prolonger le délai pour soumettre les lignes directrices.
5. L'ACER consulte le REGRT pour le gaz *et pour l'hydrogène*, l'entité des GRD de l'Union et les autres parties prenantes concernées au sujet des lignes directrices-cadre de manière ouverte et transparente pendant une période de deux mois au moins.
6. L'ACER, lorsqu'elle y est invitée en vertu du paragraphe 4, soumet une ligne directrice-cadre non contraignante à la Commission.
7. Si la Commission estime que la ligne directrice-cadre ne contribue pas à garantir l'intégration du marché, un traitement non discriminatoire, une concurrence

effective et le fonctionnement efficace du marché, elle peut demander à l'ACER de réexaminer cette ligne directrice dans un délai raisonnable et de la lui soumettre à nouveau.

8. Si l'ACER ne présente pas de ligne directrice-cadre ou qu'elle ne présente pas à nouveau une ligne directrice-cadre dans le délai fixé par la Commission au titre du paragraphe 4 ou 7, la Commission élabore la ligne directrice-cadre en question.
9. La Commission demande au REGRT pour le gaz *et pour l'hydrogène* ou, lorsque cela est prévu dans la liste des priorités visée au paragraphe 3, à l'entité des GRD de l'Union en coopération avec le REGRT pour le gaz *et pour l'hydrogène*, de soumettre à l'ACER, dans un délai raisonnable, sans dépasser douze mois à compter de la réception de la demande de la Commission, une proposition de code de réseau conformément à la ligne directrice-cadre pertinente.
10. Le REGRT pour le gaz *et pour l'hydrogène* ou, si cela est prévu dans la liste des priorités visée au paragraphe 3, l'entité des GRD de l'Union, en coopération avec le REGRT pour le gaz *et pour l'hydrogène*, convoque un comité de rédaction pour l'aider au cours du processus d'élaboration du code de réseau. Le comité de rédaction se compose de représentants de l'ACER, du REGRT pour le gaz *et pour l'hydrogène*, le cas échéant de l'entité des GRD de l'Union, et d'un nombre limité des principales parties prenantes concernées. Le REGRT pour le gaz *et pour l'hydrogène* ou, si cela est prévu dans la liste des priorités visée au paragraphe 3, l'entité des GRD de l'Union en coopération avec le REGRT pour le gaz *et pour l'hydrogène*, élabore des propositions de codes de réseau dans les domaines visés aux paragraphes 1 et 2, à la demande de la Commission, conformément au paragraphe 9.
- 10 bis. Dans un délai de trois mois à partir de la date de réception du projet de code de réseau, l'ACER émet un avis motivé à l'intention du REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène ou de l'entité des GRD de l'Union, selon le cas.*
- 10 ter. Le REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène, ou l'entité des GRD de l'Union en coopération avec le REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène, selon le cas, modifie le code de réseau à la lumière de l'avis de l'ACER et le soumet à nouveau à l'ACER.*

11. L'ACER révisé la **nouvelle** proposition de code de réseau pour veiller à ce que le code respecte la ligne directrice-cadre pertinente et contribue à garantir l'intégration du marché, un traitement non discriminatoire, une concurrence effective et le fonctionnement efficace du marché, et soumet ce code de réseau révisé à la Commission dans un délai de six mois à compter de la réception de la proposition. Dans la proposition soumise à la Commission, l'ACER prend en compte les opinions exprimées par toutes les parties concernées lors de la rédaction de la proposition dirigée par le REGRT pour le gaz **et pour l'hydrogène** ou l'entité des GRD de l'Union et consulte les parties prenantes concernées au sujet de la version du code de réseau à soumettre à la Commission.
12. Lorsque le REGRT pour le gaz **et pour l'hydrogène** ou l'entité des GRD de l'Union n'ont pas élaboré un code de réseau dans le délai fixé par la Commission au titre du paragraphe 9, cette dernière peut inviter l'ACER à préparer un projet de code de réseau sur la base de la ligne directrice-cadre pertinente. L'ACER peut lancer une nouvelle consultation. Elle soumet à la Commission un projet de code de réseau élaboré au titre du présent paragraphe et peut recommander son adoption.
13. Lorsque le REGRT pour le gaz **et pour l'hydrogène** ou l'entité des GRD de l'Union n'ont pas élaboré un code de réseau ou lorsque l'ACER n'a pas élaboré un projet de code de réseau tel que visé au paragraphe 12, ou sur proposition de l'ACER conformément au paragraphe 11, la Commission peut adopter, de sa propre initiative, un ou plusieurs codes de réseau dans les domaines énumérés aux paragraphes 1 et 2.
14. Lorsque la Commission propose, de sa propre initiative, d'adopter un code de réseau, elle consulte l'ACER, le REGRT pour le gaz **et pour l'hydrogène** et les autres parties prenantes concernées au sujet du projet de code de réseau pendant une période de deux mois au moins.
15. Le présent article s'applique sans préjudice du droit de la Commission d'adopter et de modifier les lignes directrices, comme prévu à l'article 56. Il ne porte pas atteinte à la possibilité, pour le REGRT pour le gaz **et pour l'hydrogène**, d'élaborer des orientations non contraignantes dans les domaines indiqués aux paragraphes 1 et 2 lorsque ces orientations ne portent pas sur des domaines faisant l'objet d'une demande adressée par la Commission au REGRT pour le gaz **et pour l'hydrogène**.

Le REGRT pour le gaz *et pour l'hydrogène* soumet ces orientations éventuelles à l'ACER pour avis et tient dûment compte de cet avis.

Article 54

Établissement de codes de réseau pour l'hydrogène

1. La Commission est habilitée à adopter des actes délégués afin de garantir des conditions uniformes pour la mise en œuvre du présent règlement en établissant des codes de réseau dans le domaine des règles de transparence mettant en œuvre l'article 48 du présent règlement, comprenant des dispositions plus détaillées concernant le contenu, la fréquence et le format des communications d'informations par les gestionnaires de réseau d'hydrogène et mettant en œuvre l'annexe I, point 4, du présent règlement, notamment en ce qui concerne le format et le contenu des informations nécessaires pour les utilisateurs du réseau afin qu'ils puissent accéder au réseau, les informations à publier en divers points pertinents et les calendriers. Ces actes d'exécution sont adoptés en conformité avec la procédure consultative visée à l'article 61, paragraphe 2.
2. La Commission est habilitée à adopter, conformément à l'article 63, des actes délégués complétant le présent règlement en ce qui concerne l'établissement de codes de réseau dans les domaines suivants:
 - (a) l'efficacité énergétique des réseaux d'hydrogène et de leurs composants, ainsi que l'efficacité énergétique eu égard à la planification et aux investissements permettant d'adopter la solution de plus haute efficacité énergétique au point de vue du système;
 - (b) les règles d'interopérabilité pour le réseau d'hydrogène, notamment les accords d'interconnexion, les unités, l'échange de données, la transparence, la communication, la fourniture d'informations et la coopération entre les acteurs du marché concernés ainsi que la qualité de l'hydrogène, en particulier les spécifications communes et la normalisation, l'odorisation, les analyses coûts-avantages aux fins de l'élimination des restrictions applicables aux flux raison de différences dans la qualité de l'hydrogène et les rapports sur la qualité de l'hydrogène;

- (c) les règles relatives au système de compensation financière pour les infrastructures transfrontalières d'hydrogène;
- (d) l'attribution des capacités et les règles de gestion de la congestion, notamment les règles relatives à la coopération en lien avec les procédures de maintenance et le calcul de la capacité affectant l'attribution des capacités, la normalisation des produits et unités de capacité, notamment le groupage, la méthode d'attribution y compris les algorithmes d'enchères, la séquence et la procédure applicable aux capacités existantes, supplémentaires, fermes et interruptibles, les plateformes de réservation de capacités, les systèmes de surréservation et de rachat, les systèmes use-it-or-lose-it à court et long termes et/ou tout autre système de gestion de la congestion qui empêche l'accaparement de capacités;
- (e) les règles concernant les structures tarifaires harmonisées pour l'accès au réseau d'hydrogène, notamment l'application d'une méthode de calcul du prix de référence, les exigences associées en matière de consultation et de publication ainsi que le calcul des prix de réserve des produits standard de capacité et le revenu autorisé;
- (f) les règles relatives à la détermination de la valeur des actifs transférés et du terme dédié;
- (g) les règles d'équilibrage incluant des règles liées au réseau relatives à la procédure de nomination, des règles relatives aux redevances d'équilibrage et des règles d'équilibrage opérationnel entre les réseaux des gestionnaires de réseau d'hydrogène, notamment les règles liées aux réseaux relatives aux procédures de nomination, aux redevances d'équilibrage, aux processus de règlement associés à la redevance d'équilibrage journalière et l'équilibrage opérationnel entre les réseaux des gestionnaires de réseau de transport;
- (h) la cybersécurité des flux transfrontaliers d'hydrogène, y compris des règles sur les exigences minimales communes, la planification, la surveillance, les rapports et la gestion de crise.

3. Après avoir consulté l'ACER, ■ le REGRT pour le gaz *et pour l'hydrogène*, l'entité des GRD de l'Union et les autres parties prenantes concernées, la Commission établit, tous les trois ans, une liste des priorités qui recense les domaines visés aux

paragraphe 1 et 2, qui doivent être pris en considération pour l'élaboration des codes de réseau.

4. La Commission invite l'ACER à lui soumettre, dans un délai raisonnable ne dépassant pas six mois à compter de la réception de la demande de la Commission, une ligne directrice-cadre non contraignante fixant des principes clairs et objectifs pour l'élaboration des codes de réseau liés aux domaines recensés dans la liste des priorités. La demande de la Commission peut comporter des conditions auxquelles la ligne directrice-cadre doit répondre. Chaque ligne directrice-cadre contribue à garantir l'intégration du marché, un traitement non discriminatoire, une concurrence effective et le fonctionnement efficace du marché. Sur demande motivée de l'ACER, la Commission peut prolonger le délai pour soumettre les lignes directrices.
5. L'ACER consulte officiellement ■ le REGRT pour le gaz *et pour l'hydrogène* et les autres parties prenantes concernées au sujet de l'orientation-cadre de manière ouverte et transparente pendant une période de deux mois au moins.
6. L'ACER, lorsqu'elle y est invitée en vertu du paragraphe 4, soumet une ligne directrice-cadre non contraignante à la Commission.
7. Si la Commission estime que la ligne directrice-cadre ne contribue pas à garantir l'intégration du marché, un traitement non discriminatoire, une concurrence effective et le fonctionnement efficace du marché, elle peut demander à l'ACER de réexaminer cette ligne directrice dans un délai raisonnable et de la lui soumettre à nouveau.
8. Si l'ACER ne présente pas de ligne directrice-cadre ou qu'elle ne présente pas à nouveau une ligne directrice-cadre dans le délai fixé par la Commission au titre du paragraphe 4 ou 6, la Commission élabore la ligne directrice-cadre en question.
9. La Commission demande au *REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène* de soumettre à l'ACER, dans un délai raisonnable ne dépassant pas douze mois à compter de la réception de la demande de la Commission, une proposition de code de réseau conformément à la ligne directrice-cadre pertinente.
10. Le *REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène* réunit un comité de rédaction pour l'assister dans le processus d'élaboration du code de réseau. Le comité de rédaction se compose de représentants de l'ACER, ■ du REGRT pour l'électricité, le cas

échéant de l'entité des GRD de l'Union, et d'un nombre limité de principales parties prenantes concernées. Le **REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène** élabore des propositions de codes de réseau dans les domaines visés aux paragraphes 1 et 2.

10 bis. *Dans un délai de trois mois à partir de la date de réception d'un code de réseau, l'ACER émet un avis motivé à l'intention du REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène ou de l'entité des GRD de l'Union, selon le cas.*

10 ter. *Le REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène modifie le code de réseau à la lumière de l'avis de l'ACER et le soumet à nouveau à l'ACER.*

11. L'ACER révisé la **nouvelle** proposition de code de réseau pour veiller à ce qu'elle respecte la ligne directrice-cadre pertinente et contribue à garantir l'intégration du marché, un traitement non discriminatoire, une concurrence effective et le fonctionnement efficace du marché, et soumet le code de réseau révisé à la Commission dans un délai de six mois à compter de la réception de la proposition. Dans le code de réseau révisé, l'ACER prend en compte les opinions exprimées par toutes les parties concernées lors de la rédaction de la proposition dirigée par le **REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène** et consulte les parties prenantes concernées au sujet de la version de la proposition à soumettre à la Commission.
12. Lorsque le **REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène** n'a pas établi un code de réseau dans le délai fixé par la Commission au titre du paragraphe 9, cette dernière peut inviter l'ACER à préparer un projet de code de réseau sur la base de la ligne directrice-cadre pertinente. L'ACER peut procéder à une nouvelle consultation au cours de l'élaboration d'un projet de code de réseau au titre du présent paragraphe. Elle soumet à la Commission un projet de code de réseau élaboré au titre du présent paragraphe et peut recommander son adoption.
13. Lorsque le **REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène** n'a pas élaboré de code de réseau, ou que l'ACER n'a pas élaboré de projet de code de réseau tel que visé au paragraphe 12, la Commission peut adopter, de sa propre initiative, ou sur proposition de l'ACER en vertu du paragraphe 11, un ou plusieurs codes de réseau dans les domaines énumérés aux paragraphes 1 et 2.
14. Lorsque la Commission propose, de sa propre initiative, d'adopter un code de réseau, elle consulte l'ACER, le REGRT pour le gaz **et pour l'hydrogène** et toutes les autres

parties prenantes concernées au sujet du projet de code de réseau pendant une période de deux mois au moins.

15. Le présent article s'applique sans préjudice du droit de la Commission d'adopter et de modifier les lignes directrices, comme prévu à l'article 56. Il ne porte pas atteinte à la possibilité, pour le **REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène**, d'élaborer des orientations non contraignantes dans les domaines indiqués aux paragraphes 1 et 2 lorsque ces orientations ne portent pas sur des domaines faisant l'objet d'une demande adressée par la Commission au **REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène**. Le **REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène** soumet ces orientations éventuelles à l'ACER pour avis et tient dûment compte de cet avis.

Article 55

Modification de codes de réseau

1. La Commission est habilitée à modifier les codes de réseau dans les domaines énumérés à l'article 53, paragraphes 1 et 2, et à l'article 54, paragraphes 1 et 2, conformément à la procédure correspondante visée auxdits articles.
2. Les personnes susceptibles d'être intéressées par un code de réseau adopté en vertu des articles 52 à 55, notamment le REGRT pour le gaz **et pour l'hydrogène**, l'entité des GRD de l'Union, les autorités de régulation, les gestionnaires de réseau de transport et les gestionnaires de réseau de distribution, les utilisateurs du réseau et les consommateurs peuvent proposer des projets de modification de ce code de réseau à l'ACER. L'ACER peut également proposer des modifications de sa propre initiative.
3. L'ACER peut soumettre à la Commission des propositions motivées de modifications, expliquant en quoi ces propositions sont compatibles avec les objectifs des codes de réseau énoncés à l'article 52 du présent règlement. Lorsqu'elle estime qu'une proposition de modification est recevable et lorsqu'il s'agit de modifications de sa propre initiative, l'ACER consulte toutes les parties prenantes conformément à l'article 14 du règlement (UE) 2019/942.

Article 56

Lignes directrices

1. La Commission est habilitée à adopter des lignes directrices contraignantes dans les domaines énumérés au présent article.

2. La Commission est habilitée à adopter des lignes directrices dans les domaines où de tels actes pourraient aussi être établis selon la procédure de code de réseau en vertu des articles 53 et 54. Ces lignes directrices sont adoptées sous la forme d'actes délégués ou d'actes d'exécution, en fonction de l'habilitation correspondante prévue dans le présent règlement.
3. La Commission est habilitée à adopter conformément à l'article 63 des actes délégués complétant le présent règlement en ce qui concerne l'établissement de lignes directrices dans les domaines suivants:
 - (a) les modalités des services d'accès des tiers, notamment sur la nature, la durée et d'autres caractéristiques de ces services, conformément aux articles 5 à 7;
 - (b) les principes régissant les mécanismes d'attribution des capacités et les modalités d'application des procédures de gestion de la congestion dans les cas de congestion contractuelle, conformément aux articles 9 et 10;
 - (c) les modalités de communication des informations et la définition des informations techniques nécessaires aux utilisateurs du réseau pour obtenir un accès effectif au réseau, ainsi que la définition de tous les points pertinents pour les exigences de transparence, y compris les informations à publier à tous les points pertinents et leur fréquence de publication, conformément aux articles 30 et 31;
 - (d) les informations relatives à la méthodologie de calcul des tarifs pour les échanges transfrontaliers de gaz naturel, conformément aux articles 15 et 16 du présent règlement;
 - (e) les informations relatives aux domaines énumérés à l'article 23, paragraphe 6.
4. La Commission est habilitée à adopter des actes délégués conformément à l'article 63 afin de modifier les lignes directrices indiquées à l'annexe I du présent règlement.
5. Lorsqu'elle adopte ou modifie des lignes directrices, la Commission consulte l'ACER, le REGRT pour le gaz *et pour l'hydrogène*, l'entité des GRD de l'Union et, le cas échéant, d'autres parties prenantes.

Article 57

Droit des États membres de prévoir des mesures plus détaillées

Le présent règlement s'applique sans préjudice du droit, pour les États membres, de maintenir ou d'introduire des mesures contenant des dispositions plus précises que celles établies dans le présent règlement, dans les lignes directrices visées à l'article 56 ou dans les codes de réseau visés aux articles 52 à 55, à condition que ces mesures soient compatibles avec le droit de l'Union.

Article 58

Communication d'informations et confidentialité

1. Les États membres et les autorités de régulation fournissent à la Commission, sur demande, toutes les informations nécessaires aux fins de l'application du présent règlement, y compris les lignes directrices et les codes de réseau adoptés au titre du présent règlement.
2. La Commission fixe un délai raisonnable pour la fourniture des informations, en tenant compte de la complexité et de l'urgence des informations requises.
3. Si l'État membre ou l'autorité de régulation concerné ne fournit pas les informations dans le délai fixé par la Commission, celle-ci peut demander toutes les informations nécessaires aux fins de l'application du présent règlement directement aux entreprises concernées.

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

4. Dans sa demande d'informations, la Commission indique les bases juridiques 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 59, paragraphe 2, au cas où un renseignement inexact, incomplet ou trompeur serait fourni.
5. Sont tenus de fournir les informations demandées les propriétaires des entreprises ou leurs représentants et, dans le cas de personnes morales, les personnes physiques autorisées à représenter l'entreprise selon la loi ou l'acte constitutif. Si des avocats sont autorisés à fournir les informations au nom de leurs clients, ces derniers restent

pleinement responsables au cas où les informations fournies sont incomplètes, inexactes ou trompeuses.

6. Si une entreprise ne fournit pas les informations demandées dans le délai fixé par la Commission ou les fournit de façon incomplète, la Commission peut demander par voie de décision que les informations lui soient fournies. Cette décision précise les informations demandées et fixe un délai approprié dans lequel elles doivent être fournies. Elle indique les sanctions prévues à l'article 59, paragraphe 2. Elle indique également le droit de recours qui peut être ouvert devant la Cour de justice de l'Union européenne contre la décision.

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

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

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

Article 59

Sanctions

1. Les États membres déterminent le régime des sanctions applicables en cas de violation du présent règlement, des codes de réseau adoptés conformément aux articles 52 à 56 et des lignes directrices prévues à l'annexe I et prennent toutes les mesures nécessaires pour assurer leur application. Ces sanctions doivent être effectives, proportionnées et dissuasives. Les États membres informent la Commission, sans retard, du régime ainsi déterminé et des mesures ainsi prises, de même que, sans retard, de toute modification apportée ultérieurement à ce régime ou à ces mesures.
2. La Commission peut, par voie de décision, infliger aux entreprises des amendes n'excédant pas 1 % du chiffre d'affaires total de l'exercice comptable précédent, lorsque, de propos délibéré ou par négligence, ces entreprises fournissent des informations inexactes, incomplètes ou trompeuses en réponse à une demande faite

en application de l'article 58, paragraphe 4, ou ne fournissent pas les informations dans le délai fixé par une décision prise en application de l'article 58, paragraphe 6, premier alinéa. En fixant le montant de l'amende, la Commission tient compte de la gravité du non-respect des exigences visées au paragraphe 1 du présent article.

3. Les sanctions établies conformément au paragraphe 1 et les décisions prises en application du paragraphe 2 ne sont pas de nature pénale.

Chapitre V

Dispositions finales

Article 60

Nouvelles infrastructures de gaz naturel et d'hydrogène

1. Les nouvelles grandes infrastructures de gaz naturel, à savoir les interconnexions, les installations de GNL ou de stockage peuvent, sur demande, bénéficier pendant une durée déterminée d'une dérogation aux dispositions du présent règlement ainsi qu'aux articles 28, 27, paragraphe 1, 29, 54, à l'article 72, paragraphes 7 et 9 et à l'article 73, paragraphe 1, de la [refonte de la directive Gaz]. Les nouvelles grandes infrastructures d'hydrogène, à savoir les interconnexions, les terminaux d'hydrogène et les installations souterraines de stockage d'hydrogène peuvent, sur demande, bénéficier pendant une durée déterminée d'une dérogation aux articles 62, 31, 32, et 33 de la [refonte de la directive Gaz] et à l'article 15 du présent règlement. Toute dérogation de cette nature est soumise au respect de toutes les conditions suivantes ■ :

 - a) l'investissement renforce la concurrence dans la fourniture de gaz et améliore la sécurité d'approvisionnement;
 - b) l'investissement contribue à la réalisation des objectifs de l'Union en matière de climat et d'énergie;

- c) le niveau de risque lié à l'investissement est tel que cet investissement ne serait pas réalisé si une dérogation n'était pas accordée;
- c bis) des solutions axées sur la demande qui n'exigent pas de nouveaux investissements liés à l'infrastructure ont été prises en considération en tant que solutions de substitution à la nouvelle infrastructure;
- d) l'infrastructure appartient à une personne physique ou morale qui est distincte, au moins sur le plan de la forme juridique, des gestionnaires de réseau dans les réseaux desquels elle sera construite;
- e) des droits sont perçus auprès des utilisateurs de l'infrastructure concernée;
- f) la dérogation ne porte pas atteinte à la concurrence sur les marchés concernés susceptibles d'être affectés par l'investissement ou au bon fonctionnement du marché intérieur et intégré de l'énergie, y compris le gaz naturel, l'électricité, l'hydrogène et les solutions axées sur la demande, ni à l'efficacité du fonctionnement des réseaux réglementés concernés, ni à la décarbonation ou à la sécurité de l'approvisionnement en gaz dans l'Union;
- f bis) l'infrastructure n'a pas bénéficié d'une aide financière de l'Union pour des travaux au titre du règlement (UE) 2021/1153 du Parlement européen et du Conseil ;
- f ter) la dérogation promeut le principe de primauté de l'efficacité énergétique et l'intégration du système énergétique et n'entraîne pas l'échouage d'actifs.

Ces conditions devraient prendre en compte le principe de la solidarité énergétique. Les autorités nationales devraient tenir compte de la situation dans les autres États membres affectés et contrebalancer les éventuels effets négatifs par les effets positifs sur leur territoire.

2. La dérogation au paragraphe 1 s'applique également aux augmentations significatives de la capacité des infrastructures existantes, ainsi qu'aux modifications de ces infrastructures permettant le développement de nouvelles sources d'approvisionnement en gaz renouvelable et en gaz bas carbone.
3. L'autorité de régulation peut statuer, au cas par cas, sur la dérogation visée aux paragraphes 1 et 2.

Avant d'adopter la décision relative à la dérogation, l'autorité de régulation ou, le cas échéant, une autre autorité compétente dudit État membre consulte:

- a) les autorités de régulation des États membres dont les marchés sont susceptibles d'être affectés par les nouvelles infrastructures; et
- b) les autorités compétentes des pays tiers, lorsque l'infrastructure concernée est reliée au réseau de l'Union sous la juridiction d'un État membre et a son origine ou prend fin dans un ou plusieurs pays tiers.

Lorsque les autorités du pays tiers consultées ne donnent pas suite à cette consultation ou ne motivent pas la dérogation dans leur réponse dans un délai raisonnable ou dans un délai fixé à trois mois au plus, l'autorité de régulation concernée peut adopter la décision nécessaire.

4. Si l'infrastructure concernée est située sur le territoire de plusieurs États membres, l'ACER peut soumettre aux autorités de régulation des États membres concernés un avis consultatif dans un délai de deux mois à compter de la date de réception de la demande de dérogation par la dernière de ces autorités de régulation. Cet avis peut servir de base à leur décision.

Si toutes les autorités de régulation concernées parviennent à un accord sur la demande de dérogation dans un délai de six mois à compter de la date de réception de celle-ci par la dernière des autorités de régulation, elles

informent l'ACER de leur décision. Si l'infrastructure concernée est une conduite de transport entre un État membre et un pays tiers, l'autorité de régulation ou, le cas échéant, une autre autorité compétente de l'État membre sur le territoire duquel est situé le premier point d'interconnexion avec le réseau des États membres peut consulter, avant d'adopter la décision relative à la dérogation, l'autorité compétente dudit pays tiers en vue de garantir, pour ce qui est de l'infrastructure concernée, que le présent règlement est appliqué de manière cohérente sur le territoire de l'État membre et, le cas échéant, dans la mer territoriale dudit État membre. Si l'autorité du pays tiers consultée ne répond pas à la consultation dans un délai raisonnable ou dans un délai fixé à trois mois au plus, l'autorité de régulation concernée peut adopter la décision nécessaire.

L'ACER accomplit les tâches confiées aux autorités de régulation des États membres concernés par le présent article:

- 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 demande de dérogation a été reçue par la dernière de ces autorités; ou
- b) à la demande conjointe des autorités de régulation concernées.

Toutes les autorités de régulation concernées peuvent demander conjointement que le délai visé au troisième alinéa, point a), soit prolongé d'une durée de trois mois au maximum.

5. Avant de prendre une décision, l'ACER consulte les autorités de régulation concernées et les demandeurs.
6. Une dérogation peut couvrir tout ou partie de la capacité de la nouvelle infrastructure ou de l'infrastructure existante augmentée de manière significative.

En décidant d'octroyer une dérogation, il convient de prendre en compte, au cas par cas, la nécessité d'imposer des conditions concernant la durée de la dérogation et l'accès sans discrimination à l'infrastructure. Lors de l'adoption de la décision sur ces conditions, il est tenu compte, en particulier, de la capacité additionnelle à construire ou de la modification de la capacité existante, de la perspective du projet et des circonstances nationales.

Avant d'accorder une dérogation, l'autorité de régulation arrête les règles et les mécanismes relatifs à la gestion et à l'attribution des capacités. Les règles exigent que tous les utilisateurs potentiels de l'infrastructure soient invités à manifester leur souhait de contracter des capacités avant que l'allocation de la capacité de la nouvelle infrastructure n'ait lieu, y compris pour leur propre usage. L'autorité de régulation exige que les règles de gestion de la congestion incluent l'obligation d'offrir les capacités inutilisées sur le marché et exige que les utilisateurs de l'infrastructure puissent négocier leurs capacités souscrites sur le marché secondaire. Dans son appréciation des critères visés au paragraphe 1, points a), b) et e), l'autorité de régulation tient compte des résultats de cette procédure d'attribution des capacités.

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

7. Aux fins de l'analyse visant à déterminer si une nouvelle grande infrastructure est destinée à renforcer la sécurité d'approvisionnement en application du paragraphe 1, point a), l'autorité compétente prend en considération la mesure dans laquelle la nouvelle infrastructure est destinée à améliorer le respect, par les États membres, de leurs obligations au titre du règlement (UE) 2017/1938 du Parlement européen et du Conseil, tant au niveau régional que national.

8. Les États membres prévoient que leur autorité de régulation ou l'ACER, selon le cas, soumette à l'instance compétente de l'État membre, aux fins de la décision formelle, son avis sur la demande de dérogation. Cet avis est publié en même temps que la décision.
9. L'autorité de régulation transmet sans délai à la Commission une copie de chaque demande de dérogation, dès sa réception. La décision de dérogation est notifiée immédiatement à la Commission par l'autorité compétente, en même temps que toutes les informations pertinentes. 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 l'autorité de régulation ou l'État membre a octroyé ou refusé la dérogation, ainsi qu'une référence au(x) point(s) pertinent(s) du paragraphe 1 sur lequel cette décision se fonde, 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;
 - c) les raisons justifiant la durée de la dérogation et la part des capacités totales de l'infrastructure en question pour laquelle la dérogation est octroyée;
 - d) lorsque la dérogation concerne une interconnexion, le résultat de la concertation avec les autorités de régulation concernées;
 - e) la contribution de l'infrastructure à la diversification de l'approvisionnement en gaz.
10. Dans un délai de 50 jours ouvrables à compter du jour suivant celui de la réception de la notification au titre du paragraphe 7, la Commission peut

adopter une décision exigeant que les instances émettrices modifient ou révoquent la décision d'accorder une dérogation. Avant d'adopter la décision relative à la dérogation, la Commission peut solliciter l'avis du conseil scientifique consultatif européen sur le changement climatique établi en vertu de l'article 10 bis du règlement (CE) n° 401/2009 pour déterminer si la dérogation contribue à la réalisation des objectifs de l'Union en matière de climat et d'énergie. Ce délai peut être prolongé d'une période supplémentaire de 50 jours ouvrables si la Commission sollicite un complément d'information. Ce délai supplémentaire court à compter du jour suivant celui de la réception du complément d'information. Le délai initial peut aussi être prolongé d'un commun accord entre la Commission et les instances émettrices.

Si les renseignements demandés ne sont pas fournis dans le délai prévu dans la demande, la notification est réputée avoir été retirée, à moins que le délai ait été prorogé avant son expiration par accord mutuel entre la Commission et l'autorité de régulation, ou que l'autorité de régulation ait informé la Commission, avant l'expiration du délai fixé, et par une déclaration dûment motivée, qu'elle considère la notification comme étant complète.

L'autorité de régulation se conforme à la décision de la Commission demandant la modification ou le retrait de la décision de dérogation dans un délai d'un mois et en informe la Commission.

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

Lorsque la Commission approuve une décision de dérogation, cette approbation perd effet:

- a) deux ans après son adoption lorsque la construction de l'infrastructure n'a pas encore commencé,
 - b) cinq ans après son adoption si l'infrastructure n'est pas entrée en service au cours de cette période, à moins que la Commission décide que ce retard est dû à des obstacles majeurs indépendants de la volonté de la personne physique ou morale qui bénéficie de la dérogation.
11. La Commission est habilitée à adopter des actes délégués conformément à l'article 63 afin d'établir des lignes directrices pour l'application des conditions visées au paragraphe 1 du présent article et pour la procédure à suivre aux fins de l'application des paragraphes 3, 6, 8 et 9 du présent article.
- 11 bis. Les dérogations accordées au plus tard le... [date d'entrée en vigueur du présent règlement] restent valides.

Article 61

Comité

1. La Commission est assistée par le comité [nom du comité] institué par l'article 84 de la [refonte directive Gaz comme proposé dans le COM (2021) xxx] . Ledit comité est un comité au sens du règlement (UE) n° 182/2011.
2. Lorsqu'il est fait référence au présent paragraphe, l'article 4 du règlement (UE) n° 182/2011 s'applique.
3. Lorsqu'il est fait référence au présent paragraphe, l'article 5 du règlement (UE) n° 182/2011 s'applique.

Article 62

Dérogations

Le présent règlement ne s'applique pas aux systèmes de transport de gaz naturel situés dans les États membres pendant la durée des dérogations accordées au titre de l'article 80 de la [nouvelle directive Gaz].

En ce qui concerne les dérogations accordées au titre de l'article 81 (de la refonte de la directive Gaz XXXX), la Commission, au plus tard le... [trois mois après la date d'entrée en vigueur du présent règlement], présente au Parlement et au Conseil un rapport sur les dérogations accordées au titre dudit article de la [refonte de la directive Gaz]. Par la suite, à la demande d'au moins un État membre, la Commission présente ce rapport. Ce rapport évalue en particulier l'incidence des dérogations sur le bon fonctionnement de la concurrence dans le marché intérieur du gaz naturel, sur la sécurité de l'approvisionnement énergétique, et sur les intérêts essentiels de sécurité de l'Union et des États membres, compte tenu du principe de solidarité énergétique et des objectifs du plan RePowerEU. Si le rapport constate qu'une dérogation met en péril le bon fonctionnement ou la concurrence du marché intérieur du gaz naturel, la sécurité de l'approvisionnement énergétique ou les intérêts essentiels de sécurité de l'Union ou des États membres, la Commission adopte, dans un délai d'un mois à compter de la présentation du rapport, une décision exigeant de l'autorité compétente concernée qu'elle révoque la dérogation. Après une telle révocation, l'État membre concerné veille à ce que la mise en œuvre des règles établies dans le présent règlement et dans la [refonte de la directive Gaz] tienne compte de leur application effective sur le territoire de l'Union et de la nature intégrée du gazoduc.

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 aux articles 28, 53, 54, 56 et 60 est conféré à la Commission pour une durée de cinq ans à compter du ... [date de l'entrée en vigueur]. La Commission élabore un rapport relatif à la délégation de pouvoir au plus tard neuf mois avant la fin de la période de cinq ans. La délégation de pouvoir est tacitement prorogée pour des périodes d'une durée identique, sauf si le Parlement européen ou le Conseil s'oppose à cette prorogation trois mois au plus tard avant la fin de chaque période.
3. La délégation de pouvoir visée aux articles 28, 53, 54, 56 et 60 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 du 13 avril 2016 «Mieux légiférer».
5. Aussitôt qu'elle adopte un acte délégué, la Commission le notifie au Parlement européen et au Conseil simultanément.
6. Un acte délégué adopté en vertu des articles 28, 53, 54, 56 ou 60 n'entre en vigueur que si le Parlement européen ou le Conseil n'a pas exprimé d'objections dans un délai de deux mois à compter de la notification de cet acte au Parlement européen et au Conseil ou si, avant l'expiration de ce délai, le Parlement européen et le Conseil ont tous deux informé la Commission de leur intention de ne pas exprimer d'objections. Ce délai est prolongé de deux mois à l'initiative du Parlement européen ou du Conseil.

Article 64

Modification de la décision (UE) 2017/684

Les obligations de notification des accords intergouvernementaux dans le domaine de l'énergie en lien avec le gaz, comme prévu dans la décision (UE) 2017/684, s'entendent comme incluant les accords intergouvernementaux relatifs à l'hydrogène y compris les composés de l'hydrogène tels que l'ammoniac et les liquides organiques porteurs d'hydrogène.

Article 65

Modifications apportées au règlement (UE) 2019/942

Le règlement (UE) 2019/942 est modifié comme suit:

- 1) À l'article 2, le point a) est remplacé par le texte suivant:
 - «a) émet des avis et des recommandations destinés aux gestionnaires de réseau de transport, au REGRT pour l'électricité, au REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène, à l'entité des GRD de l'Union, aux centres de coordination régionaux et aux opérateurs désignés du marché de l'électricité ainsi qu'aux entités établies par les gestionnaires de réseau de transport, les gestionnaires de système GNL, les gestionnaires de système de gaz ou d'hydrogène ou les gestionnaires de réseau d'hydrogène;»;
- (2) À l'article 3, paragraphe 2, le premier alinéa est remplacé par le texte suivant:

«À la demande de l'ACER, les autorités de régulation, le REGRT pour l'électricité, le REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène, les centres de coordination régionaux, l'entité des GRD de l'Union, les gestionnaires de réseau de transport, les gestionnaires de réseau d'hydrogène, les opérateurs désignés du marché de l'électricité et les entités établies par les

gestionnaires de réseau de transport du gaz, les gestionnaires de système GNL, les gestionnaires de système de stockage de gaz ou d'hydrogène ou les gestionnaires de terminaux d'hydrogène, les opérateurs du marché du gaz ou de l'hydrogène et les fournisseurs de gaz et d'hydrogène lui fournissent les informations dont elle a besoin pour accomplir ses missions au titre du présent règlement, à moins que l'ACER ait déjà demandé et reçu de telles informations.»

3) L'article 4, paragraphes 1, 2 et 3, points a) et b), est remplacé par le texte suivant:

«1. L'ACER émet un avis, à l'intention de la Commission, sur le projet de statuts, la liste des membres et le projet de règlement intérieur du REGRT pour l'électricité conformément à l'article 29, paragraphe 2, du règlement (UE) 2019/943, sur ceux du REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène conformément à l'article 22, paragraphe 2, du [règlement Gaz] ■ et sur ceux de l'entité des GRD de l'Union conformément à l'article 53, paragraphe 3, du règlement (UE) 2019/943 et à l'article 37, paragraphe 4, du [refonte du règlement Gaz telle que proposée dans le document COM(2021) 804].

2. L'ACER surveille l'exécution des tâches du REGRT pour l'électricité conformément à l'article 32 du règlement (UE) 2019/943, du REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène conformément à l'article 24 du [refonte du règlement Gaz telle que proposée dans le document COM(2021) 804] ■ et de l'entité des GRD de l'Union telles qu'énoncées à l'article 55 du règlement (UE) 2019/943 et à l'article 38 du [refonte du règlement Gaz telle que proposée dans le document COM(2021) 804].

3. L'ACER peut émettre un avis:

- a) à l'intention du REGRT pour l'électricité conformément à l'article 30, paragraphe 1, point a), du règlement (UE) 2019/943, du REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène conformément à l'article 23, paragraphe 2, du [refonte du règlement Gaz telle que proposée dans le document COM(2021) 804] ■ sur les codes de réseau;
- b) à l'intention du REGRT pour l'électricité conformément à l'article 32, paragraphe 2, du règlement (UE) 2019/943, à l'intention du REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène conformément à l'article 24, paragraphe 2, du [refonte du règlement Gaz telle que proposée dans le COM(2021) xxx] ■ sur le projet de plan de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union et sur d'autres documents pertinents visés à l'article 30, paragraphe 1, du règlement (UE) 2019/943 et aux articles 23, paragraphe 3 et 42, paragraphe 1, du [refonte du règlement Gaz telle que proposée dans le COM(2021) 804], en tenant compte des objectifs de non-discrimination, de concurrence effective et de fonctionnement efficace et sûr des marchés intérieurs de l'électricité et du gaz naturel;»;
- 4) L'article 4, paragraphes 6, 7 et 8 est remplacé par le texte suivant:
- «6. Les autorités de régulation concernées se coordonnent afin d'identifier conjointement les cas où le REGRT pour l'électricité, le REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène, l'entité des GRD de l'Union ou des centres de coordination régionaux ont manqué à leurs obligations au titre du droit de l'Union et elles prennent des mesures appropriées conformément à l'article 59, paragraphe 1, point c) et à l'article 62, paragraphe 1, point f), de la directive (UE) 2019/944 ou à l'article 72, paragraphe 1, point e), de la [refonte de la directive Gaz telle que proposée dans le COM(2021) 803].

L'ACER, à la demande d'une ou de plusieurs autorités de régulation ou de sa propre initiative, émet un avis motivé ainsi qu'une recommandation à l'intention du REGRT pour l'électricité, du REGRT pour le gaz et pour

l'hydrogène, de l'entité des GRD de l'Union ou des centres de coordination régionaux quant au respect de leurs obligations.»;

7. Si un avis motivé de l'ACER identifie un cas de manquement possible du REGRT pour l'électricité, du REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène, de l'entité des GRD de l'Union ou d'un centre de coordination régionale à ses obligations respectives, les autorités de régulation concernées prennent à l'unanimité des décisions coordonnées établissant s'il existe un manquement aux obligations pertinentes et, le cas échéant, déterminent les mesures que doit prendre le REGRT pour l'électricité, le REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène, l'entité des GRD de l'Union ou le centre de coordination régionale pour remédier à ce manquement. Si les autorités de régulation ne parviennent pas à prendre de telles décisions coordonnées à l'unanimité dans un délai de quatre mois à compter de la date de réception de l'avis motivé de l'ACER, l'affaire est renvoyée à l'ACER pour décision, conformément à l'article 6, paragraphe 10.
8. Si le REGRT pour l'électricité, le REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène, l'entité des GRD de l'Union ou un centre de coordination régionale n'a pas remédié dans un délai de trois mois à un manquement à ses obligations identifié conformément au paragraphe 6 ou 7 du présent article, ou si l'autorité de régulation de l'État membre dans lequel l'entité a son siège n'a pas pris de mesures pour assurer le respect des obligations, l'ACER émet une recommandation à l'intention de l'autorité de régulation pour qu'elle prenne des mesures, conformément à l'article 59, paragraphe 1, point c), et à l'article 62, paragraphe 1, point f), de la directive (UE) 2021/944 ou à l'article 74, paragraphe 1, point d), de la [refonte de la directive Gaz telle que proposée dans le COM(2021) xxx], afin de veiller à ce que le REGRT pour l'électricité, le REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène, l'entité des GRD de l'Union ou le centre de coordination

régional se conforme à ses obligations, et elle en informe la Commission.»;

5) L'article 5, paragraphe 1, est remplacé par le texte suivant:

«1. L'ACER participe au développement de codes de réseau conformément à l'article 59 du règlement (UE) 2019/943 et aux articles 53 et 54 de la [refonte du règlement Gaz telle que proposée dans le document COM(2021) 804] et de lignes directrices conformément à l'article 61, paragraphe 6, du règlement (UE) 2019/943 et à l'article 56, paragraphe 5 de la [refonte du règlement Gaz telle que proposée dans le document COM(2021) 804]. Elle a notamment pour tâche:

- a) de soumettre à la Commission des lignes directrices-cadres non contraignantes, lorsqu'elle y est invitée en application de l'article 59, paragraphe 4, du règlement (UE) 2019/943 ou de l'article 53, paragraphe 4, ou 54, paragraphe 4, de la [refonte du règlement Gaz telle que proposée dans le COM(2021) 804]. L'ACER réexamine les lignes directrices-cadres et les soumet à nouveau à la Commission lorsqu'elle y est invitée en application de l'article 59, paragraphe 7, du règlement (UE) 2019/943 ou de l'article 53, paragraphe 7, ou 54, paragraphe 7 de la [refonte du règlement Gaz telle que proposée dans le COM(2021) 804];
- b) de réviser le code de réseau conformément à l'article 59, paragraphe 11, du règlement (UE) 2019/943 ou à l'article 53, paragraphe 11, ou 54, paragraphe 11 de la [refonte du règlement Gaz telle que proposée dans le COM(2021) 804]. Au cours de sa révision, l'ACER prend en compte les opinions exprimées par toutes les parties impliquées lors de la rédaction de la proposition de ce code de réseau révisé dirigée par le REGRT pour l'électricité, le REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène ou l'entité des GRD de l'Union, et consulte les parties prenantes concernées sur la version de la proposition à soumettre à la Commission. À cette fin,

l'ACER peut faire appel, le cas échéant, au comité établi en vertu des codes de réseau. L'ACER rend compte à la Commission du résultat des consultations. Ensuite, l'ACER soumet le code de réseau révisé à la Commission, conformément à l'article 59, paragraphe 11, du règlement (UE) 2019/943 ou à l'article 53, paragraphe 11, ou 54, paragraphe 11 de la [refonte du règlement Gaz telle que proposée dans le COM(2021) 804] Lorsque le REGRT pour l'électricité, le REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène ou l'entité des GRD de l'Union ne sont pas parvenus à établir un code de réseau, l'ACER prépare et soumet à la Commission un projet de code de réseau, lorsqu'elle y est invitée en application de l'article 59, paragraphe 12, du règlement (UE) 2019/943 ou de l'article 53, paragraphe 12 ou 54, paragraphe 12 de la [refonte du règlement Gaz telle que proposée dans le COM(2021) 804];

- c) de rendre un avis dûment motivé, à l'intention de la Commission, conformément à l'article 32, paragraphe 1, du règlement (UE) 2019/943 ou à l'article 24, paragraphe 1 ou 46, paragraphe 2, de la [refonte du règlement Gaz telle que proposée dans le COM(2021) 804], si le REGRT pour l'électricité, le REGRT pour le gaz et pour l'hydrogène ou l'entité des GRD de l'Union n'a pas mis en œuvre un code de réseau élaboré en application de l'article 30, paragraphe 1, point a), du règlement (UE) 2019/943 ou de l'article 23, paragraphe 1 ou 42, paragraphe 1, point a), de la [refonte de la directive Gaz telle que proposée dans le COM(2021) xxx] ou un code de réseau qui a été établi conformément à l'article 59, paragraphes 3 à 12, du règlement (UE) 2019/943 ou à l'article 53, paragraphes 3 à 12 ou 54, paragraphes 3 à 12, de la [refonte du règlement Gaz telle que proposée dans le COM(2021) 804] mais qui n'a pas été adopté par la Commission en application de l'article 59, paragraphe 13, du règlement (UE) 2019/943 ou de l'article 53, paragraphe 13 ou 54,

paragraphe 13, de la [refonte du règlement Gaz telle que proposée dans le COM(2021) 804];

- d) de surveiller et d'analyser la mise en œuvre des codes de réseau adoptés par la Commission conformément à l'article 59 du règlement (UE) 2019/943 et aux articles 53 et 54 de la [refonte du règlement Gaz telle que proposée dans le COM(2021) 804], ainsi que des lignes directrices adoptées conformément à l'article 61 du règlement (UE) 2019/943 et à l'article 56 de la [refonte du règlement Gaz telle que proposée dans le COM(2021) 804], 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 de rendre compte à la Commission.»;
- 6) À l'article 6, paragraphe 3, le premier alinéa est remplacé par le texte suivant:
- «3. Au plus tard le 5 juillet 2022 et par la suite tous les quatre ans, la Commission soumet au Parlement européen et au Conseil un rapport relatif à l'indépendance des autorités de régulation conformément à l'article 57, paragraphe 7, de la directive (UE) 2019/944 et à l'article 70, paragraphe 6, de la de la [refonte de la directive Gaz telle que proposée dans le COM(2021) 803].»;
- 7) À l'article 6, les paragraphes 9 bis, 9 ter, 9 quater et 9 quinquies suivants sont insérés:
- «9 bis) L'ACER adresse des recommandations aux autorités de régulation et aux gestionnaires de réseau relatives aux bases d'actifs réglementés en application de l'article 4, paragraphe 4, du [règlement Gaz].

- 9 ter) L'ACER peut adresser des recommandations aux autorités de régulation en ce qui concerne la répartition des coûts des solutions concernant les restrictions aux flux transfrontaliers dues aux différences de qualité du gaz, en application de l'article 19, paragraphe 8, du [refonte du règlement Gaz telle que proposée dans le COM(2021) 804], et aux perturbations de l'approvisionnement en gaz.
- 9 quater) L'ACER peut adresser des recommandations aux autorités de régulation en ce qui concerne la répartition des coûts des solutions concernant les restrictions aux flux transfrontaliers dues aux différences de qualité du gaz, en application de l'article 39, paragraphe 8, du [refonte du règlement Gaz telle que proposée dans le COM(2021) 804].
- 9 quinquies) L'ACER publie des rapports de suivi relatifs à la congestion des points d'interconnexion, en application de l'annexe I, section 2.2.1, point 2), du [refonte du règlement Gaz telle que proposée dans le COM(2021) 804].
- 8) à l'article 6, paragraphe 10, premier alinéa, les points b) et c) sont remplacés par le texte suivant:
- «b) des codes de réseau et des lignes directrices visés aux articles 59 à 61 du règlement (UE) 2019/943 adoptés avant le 4 juillet 2019, y compris les révisions ultérieures de ces codes de réseau et lignes directrices;
- c) des codes de réseau et des lignes directrices visés aux articles 59 à 61 du règlement (UE) 2019/943 adoptés sous la forme d'actes d'exécution conformément à l'article 5 du règlement (UE) n° 182/2011; ou»;
- 9) À l'article 6, paragraphe 10, premier alinéa, les points suivants sont ajoutés:
- «d) des lignes directrices en application de l'annexe I du [règlement Gaz]; ou

e) des codes de réseau et des lignes directrices visés aux articles 53 à 56 du [règlement Gaz].»;

10) à l'article 6, paragraphe 10, deuxième alinéa, le point a) est remplacé par le texte suivant:

«a) si les autorités de régulation compétentes ne sont pas parvenues à un accord dans un délai de six mois à partir de la date à laquelle la dernière de ces autorités a été saisie du problème, ou dans un délai de quatre mois dans les cas visés à l'article 4, paragraphe 7, du présent règlement, ou à l'article 59, paragraphe 1, point c), ou à l'article 62, paragraphe 1, point f), de la directive (UE) 2019/944 ou à l'article 72, paragraphe 1, point e), de la refonte de la directive Gaz telle que proposée dans le COM(2021) 803];»;

11) À l'article 6, paragraphe 10, le troisième alinéa est remplacé par le texte suivant:

«Les autorités de régulation compétentes peuvent demander conjointement que le délai visé au présent paragraphe, deuxième alinéa, point a), soit prolongé de six mois au maximum, sauf dans les cas visés à l'article 4, paragraphe 7, du présent règlement, ou à l'article 59, paragraphe 1, point c), ou à l'article 62, paragraphe 1, point f), de la directive (UE) 2019/944 ou à l'article 72, paragraphe 1, point e), de la refonte de la directive Gaz telle que proposée dans le COM(2021) 803].»;

12) À l'article 6, paragraphe 10, le quatrième alinéa est remplacé par le texte suivant:

«Lorsque les compétences de décision sur les questions transfrontalières visées au premier alinéa ont été conférées aux autorités de régulation dans de nouveaux codes de réseau ou lignes directrices visés aux articles 59 à 61 du règlement (UE) 2019/943 adoptés sous la forme d'actes délégués après

le 4 juillet 2019, l'ACER n'est compétente de manière volontaire en vertu du présent paragraphe, deuxième alinéa, point b), que sur la base d'une requête présentée par au moins 60 % des autorités de régulation compétentes. Si deux autorités de régulation seulement sont impliquées, l'une d'elles peut saisir l'ACER.»;

13) L'article 6, paragraphe 12, point a) est remplacé par le texte suivant:

«a) arrête sa décision dans un délai de six mois à compter du jour de la saisine, ou dans un délai de quatre mois à compter de cette date dans les cas visés à l'article 4, paragraphe 7, du présent règlement, à l'article 59, paragraphe 1, point c), ou à l'article 62, paragraphe 1, point f), de la directive (UE) 2019/944 ou à l'article 72, paragraphe 1, point e), de la [refonte de la directive Gaz telle que proposée dans le COM(2021) 803]; et»;

14) L'article 14, paragraphe 1, est remplacé par le texte suivant:

«Dans l'exercice de ses tâches, notamment dans le processus d'élaboration de lignes directrices-cadres conformément à l'article 59 du règlement (UE) 2019/943 ou à l'article 54 du [refonte du règlement Gaz telle que proposée dans le COM(2021) xxx], et dans le processus de proposition de modifications de codes de réseau au titre de l'article 60 du règlement (UE) 2019/943 ou de l'article 55 du [refonte du règlement Gaz telle que proposée dans le COM(2021) xxx], l'ACER consulte, de manière approfondie et à un stade précoce, les acteurs du marché, les gestionnaires de réseau de transport, les gestionnaires de réseau d'hydrogène, les consommateurs, les utilisateurs finaux et, s'il y a lieu, les autorités de la concurrence, sans préjudice de leurs compétences respectives, de manière ouverte et transparente, en particulier lorsque ses tâches concernent les gestionnaires de réseau de transport et les gestionnaires de réseau d'hydrogène.»;

- 15) À l'article 15, les paragraphes 6 et 7 suivants sont ajoutés:
- «6) L'ACER publie des études comparant les rapports coût-efficacité atteints par les gestionnaires de réseau de transport dans l'UE, en application de l'article 17, paragraphe 2, du [refonte du règlement Gaz telle que proposée dans le document COM(2021) 804].»
- 7) L'ACER émet des avis concernant un format harmonisé pour la publication d'informations techniques relatives à l'accès aux réseaux d'hydrogène, en application de l'annexe I du présent règlement.»;
- 16) L'article 15, paragraphe 1, est remplacé par le texte suivant:
- «L'ACER, en coopération étroite avec la Commission, les États membres et les autorités nationales concernées, y compris les autorités de régulation, et sans préjudice des compétences des autorités de la concurrence, surveille les marchés de gros et de détail de l'électricité et du gaz naturel, y compris le fonctionnement de ces marchés, les prix de gros et de détail de l'électricité et du gaz naturel, ainsi que leur mécanisme de fixation des prix, y compris ceux définis dans des contrats commerciaux, en ce qui concerne d'éventuelles pratiques anticoncurrentielles, injustes ou opaques adoptées par les opérateurs du marché et eu égard au respect des droits du consommateur fixés par la directive (UE) 2019/944 et la [refonte de la directive Gaz telle que proposée dans le document COM(2021) 803], les incidences de l'évolution du marché sur les clients résidentiels, l'accès aux réseaux, y compris l'accès à l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables, le progrès réalisé au regard des interconnexions, les obstacles potentiels aux échanges transfrontaliers, notamment l'incidence du mélange d'hydrogène dans le réseau de gaz naturel et les obstacles aux flux transfrontaliers de méthane, les obstacles réglementaires rencontrés par les nouveaux arrivants sur le marché et les plus petits acteurs, y compris les communautés énergétiques citoyennes et

les communautés d'énergie renouvelable, les interventions de l'État empêchant que les prix reflètent la rareté réelle, comme prévu à l'article 10, paragraphe 4, du règlement (UE) 2019/943, les performances des États membres dans le domaine de la sécurité de l'approvisionnement en électricité sur la base des résultats de l'évaluation européenne de l'adéquation des ressources visée à l'article 23 dudit règlement, compte tenu notamment de l'évaluation ex post visée à l'article 17 du règlement (UE) 2019/941.»;

17) À l'article 15, paragraphe 1, le deuxième alinéa suivant est ajouté:

«L'ACER, en étroite coopération avec la Commission, les États membres et les autorités nationales compétentes, y compris les autorités de régulation, et sans préjudice des compétences des autorités chargées de la concurrence, surveillent les marchés de l'hydrogène, en particulier l'incidence de l'évolution du marché sur les consommateurs d'hydrogène, l'accès au réseau d'hydrogène, y compris l'accès au réseau d'hydrogène produit à partir de sources d'énergie renouvelables, les progrès accomplis en matière d'interconnexions, les obstacles potentiels aux échanges transfrontaliers.»;

18) L'article 15, paragraphe 2, est remplacé par le texte suivant:

L'ACER publie chaque année un rapport sur les résultats de ses activités de surveillance visées au paragraphe 1. Dans ce rapport, elle relève toute entrave à l'achèvement des marchés intérieurs de l'électricité, du gaz naturel et de l'hydrogène, notamment les pratiques anticoncurrentielles, injustes ou opaques adoptées par les opérateurs du marché.».

Article 66

Modification du règlement (UE) n° 1227/2011

Le règlement n° 1227/2011 est modifié comme suit:

- a) À l'article 2, à l'article 3, paragraphes 3 et 4, à l'article 4, paragraphe 1 et à l'article 8, paragraphe 5, les mots «(d'/l'/de l')électricité ou (de/le/du) gaz naturel» sont remplacés par les mots «(d'/l'/de l')électricité, (d'/l'/de l')hydrogène ou (de/le/du) gaz naturel»;
- a bis) À l'article 2, les points suivants sont ajoutés:
- «16) «échanges de GNL», les offres d'achat et de vente ou les transactions relatives à l'achat ou à la vente de GNL:
- a) qui précisent la livraison dans l'Union;
- b) qui aboutissent à une livraison dans l'Union; ou
- c) dans lesquelles une contrepartie regazéifie le GNL dans un terminal de l'Union;
- 17) «données relatives au marché du GNL», les enregistrements des offres d'achat et de vente ou des transactions aux fins d'échanges de GNL, accompagnés des informations correspondantes spécifiées à l'article 8 quinquies;
- 18) «acteur du marché du GNL», toute personne physique ou morale, quel que soit son lieu de constitution ou son domicile, qui prend part à des échanges de GNL;
- 19) «évaluation du prix du GNL», la détermination d'un prix de référence journalier pour les échanges de GNL conformément à une méthode à établir par l'Agence;
- 20) «indice de référence pour le GNL», la détermination d'un écart entre l'évaluation du prix du GNL et le prix de règlement pour le contrat à terme Title Transfer Facility (TTF) Gas Futures à expiration la plus proche (front month) établi quotidiennement par ICE Endex Markets B.V.»;

b) À l'article 6, paragraphe 2, les mots «les marchés de l'électricité et du gaz» sont remplacés par les mots «les marchés de l'électricité, de l'hydrogène et du gaz naturel»;

b bis) Les articles suivants sont insérés:

«Article 8 bis

Tâches et compétences de l'Agence en matière d'évaluation du prix du GNL et d'établissement d'indices de référence pour le GNL

1. L'Agence établit et publie une évaluation du prix du GNL. Aux fins de l'évaluation du prix du GNL, l'Agence collecte et traite systématiquement les données relatives au marché du GNL concernant les transactions.
2. L'Agence établit et publie l'indice de référence pour le GNL, aux fins duquel elle collecte et traite systématiquement toutes les données relatives au marché du GNL.
3. Par dérogation à l'article 3, paragraphe 4, point b), du règlement 1227/2011, les obligations et interdictions incombant aux acteurs du marché en vertu du présent règlement s'appliquent aux acteurs du marché du GNL. Les pouvoirs conférés à l'Agence par le présent règlement et le règlement d'exécution (UE) n° 1348/2014 s'appliquent également en ce qui concerne les acteurs du marché du GNL, y compris les dispositions relatives à la confidentialité.

Article 8 ter

Publication des évaluations du prix du GNL et de l'indice de référence pour le GNL

1. L'évaluation du prix du GNL visée à l'article 8 bis, paragraphe 1, est publiée quotidiennement, et au plus tard à 18h00 HEC pour l'évaluation basée sur les prix de transaction absolus. L'Agence publie aussi,

quotidiennement, l'indice de référence pour le GNL visé à l'article 8 bis, paragraphe 2, au plus tard à 19h00 HEC ou dès qu'elle en a la possibilité technique.

2. Aux fins du présent article, l'Agence peut recourir aux services d'un tiers.

Article 8 quater

Fourniture à l'Agence des données relatives au marché du GNL

1. Les acteurs du marché du GNL soumettent quotidiennement à l'Agence les données relatives au marché du GNL conformément aux spécifications énoncées à l'article 8 quinquies, dans un format normalisé, au moyen d'un protocole de transmission de haute qualité, et dans un délai aussi proche du temps réel qu'il est techniquement possible avant la publication quotidienne de l'évaluation du prix du GNL (18h00 HEC).
2. La Commission peut adopter des actes d'exécution précisant le moment auquel les données relatives au marché du LNG doivent être soumises avant la publication quotidienne de l'évaluation du prix du GNL visée au paragraphe 1. Ces actes d'exécution sont adoptés en conformité avec la procédure d'examen visée à l'article 21, paragraphe 2.
3. S'il y a lieu, l'Agence publie, après consultation de la Commission, des orientations sur:
 - a) les éléments d'information à communiquer, outre les données actuelles concernant les transactions et données fondamentales à déclarer au titre du règlement d'exécution (UE) n° 1348/2014, y compris les offres d'achat et de vente; et
 - b) la procédure, le modèle et le format électronique ainsi que les exigences techniques et organisationnelles pour la transmission des données à utiliser pour la fourniture des données requises relatives au marché.

4. Les acteurs du marché du GNL soumettent à l'Agence les données requises relatives au marché du GNL gratuitement et par l'intermédiaire des canaux de transmission mis en place par l'Agence, si possible en recourant à des procédures existantes et disponibles.

Article 8 quinquies

Qualité des données relatives au marché du GNL

1. Les données relatives au marché du GNL comprennent des informations détaillées sur:
 - a) les parties au contrat, y compris l'indicateur achat/vente;
 - b) la partie déclarante;
 - c) le prix de la transaction;
 - d) les quantités prévues dans le contrat;
 - e) la valeur du contrat;
 - f) la fenêtre d'arrivée de la cargaison de GNL;
 - g) les conditions de livraison;
 - h) les points de livraison;
 - i) l'horodatage de toutes les informations suivantes:
 - i) la date et l'heure auxquelles l'offre d'achat ou de vente a été placée;
 - ii) la date et l'heure de la transaction;
 - iii) la date et l'heure auxquelles l'offre d'achat ou de vente ou la transaction ont été déclarées;
 - iv) la réception de données relatives au marché du GNL par l'Agence.
2. Les acteurs du marché du GNL fournissent à l'Agence les données relatives au marché du GNL de la manière suivante:

- a) les prix unitaires des transactions et des offres d'achat et de vente sont déclarés dans la devise indiquée dans le contrat et en €/MWh et comprennent les taux de conversion et de change appliqués, le cas échéant;
 - b) les quantités prévues dans le contrat sont déclarées dans les unités spécifiées dans les contrats et en MWh;
 - c) les fenêtres d'arrivée sont déclarées en termes de dates de livraison au format TUC;
 - d) le point de livraison indique un identifiant valide énuméré par l'Agence tel que celui figurant sur la liste des installations de GNL soumises à déclaration, le présent règlement et le règlement d'exécution (UE) n° 1348/2014; les informations relatives à l'horodatage sont indiquées au format TUC;
 - e) le cas échéant, la formule de calcul du prix figurant dans le contrat à long terme à partir de laquelle le prix est inféré doit être indiquée dans son intégralité.
3. L'Agence publie des orientations concernant les critères selon lesquels un soumettant unique représente une part importante des données relatives au marché du GNL soumises au cours d'une période de référence donnée et concernant la manière dont cette situation doit être prise en compte dans le cadre de son évaluation du prix du GNL et de ses indices de référence pour le GNL.

Article 8 sexies

Continuité des activités

L'Agence réexamine, met à jour et publie régulièrement son évaluation du prix de référence du GNL et sa méthodologie relative à la référence GNL, ainsi que la méthodologie utilisée pour la communication des données relatives au marché du GNL et la publication de ses évaluations du prix du GNL et

des références GNL, en tenant compte de l'avis des contributeurs en données de marché.».

Article 67

Modifications apportées au règlement (UE) 2017/1938

Le règlement (UE) 2017/1938 est modifié comme suit:

1) À l'article 1er, la première phrase est remplacée par le texte suivant:

«Le présent règlement établit des dispositions visant à préserver la sécurité de l'approvisionnement en gaz dans l'Union en garantissant le fonctionnement correct et continu du marché intérieur du gaz naturel, du gaz d'origine renouvelable et du gaz bas carbone (ci-après dénommé «gaz»), en permettant la mise en œuvre de mesures exceptionnelles lorsque le marché ne peut plus fournir les volumes de gaz requis, y compris une mesure de solidarité de dernier recours, et en instaurant une définition et une répartition claires des responsabilités entre les entreprises de gaz naturel, les États membres et l'Union tant du point de vue de l'action préventive que de la réaction à des ruptures concrètes de l'approvisionnement en gaz.

Le présent règlement encourage également les mesures préventives qui visent à réduire la demande de gaz, à savoir les mesures qui renforcent l'efficacité énergétique et augmentent la part des énergies renouvelables, de manière à diminuer la dépendance de l'Union à l'égard des importations de gaz.»;

2) À l'article 2, les définitions suivantes sont ajoutées: «gaz»:

«27) «gaz»: le gaz naturel tel que défini à l'article 2, point 1), de la [refonte de la directive Gaz telle que proposée dans le COM(2021) xxx];

■

29 bis) «plate-forme de négociation», l'un des éléments suivants:

- a) «marché réglementé» au sens de l'article 4, paragraphe 1, point 21), de la directive 2014/65/UE;
- b) «système multilatéral de négociation» au sens de l'article 4, paragraphe 1, point 22), de la directive 2014/65/UE;
- c) «système organisé de négociation» au sens de l'article 4, paragraphe 1, point 23), de la directive 2014/65/UE;

29 ter) «instrument dérivé sur matières premières liées à l'énergie», un instrument dérivé sur matières premières, au sens de l'article 2, paragraphe 1, point 30, du règlement (UE) n° 600/2014 du Parlement européen et du Conseil, négocié sur une plate-forme de négociation, dont le sous-jacent est l'électricité ou le gaz et dont l'échéance n'excède pas 12 mois;»;

3) À l'article 2, l'alinéa suivant est ajouté:

«Les références au gaz naturel s'entendent comme des références au gaz tel que défini au point 27).»;

3 bis) à l'article 6 ter, paragraphe 1, troisième alinéa, le point e) est remplacé par le texte suivant:

«e) à recourir à des mécanismes volontaires d'achats conjoints de gaz naturel;»;

4) L'article 7 est modifié comme suit:

a) le paragraphe 1 est remplacé par le texte suivant:

«1. Au plus tard le 1er novembre 2017, le REGRT pour le gaz effectue une simulation à l'échelle de l'Union des scénarios de rupture de l'approvisionnement en gaz et de défaillance d'infrastructures. Cette simulation comprend l'identification et l'évaluation des corridors d'approvisionnement d'urgence en gaz et indique également quels États membres sont en mesure de faire face aux risques identifiés, y compris en ce qui concerne le stockage et le GNL, et inclut en outre des scénarios

étudiant différentes manières de diminuer la demande en gaz grâce à des mesures d'économies d'énergie et d'efficacité énergétique. Les scénarios de rupture de l'approvisionnement en gaz et de défaillance d'infrastructures ainsi que la méthodologie pour la simulation sont définis par le REGRT pour le gaz en coopération avec le groupe de coordination pour le gaz. Le REGRT pour le gaz garantit un niveau de transparence approprié et l'accès aux hypothèses de modélisation qu'il a utilisées dans ses scénarios. La simulation à l'échelle de l'Union des scénarios de rupture de l'approvisionnement en gaz et de défaillance d'infrastructures est répétée tous les quatre ans, jusqu'à ce que les circonstances justifient des mises à jour plus fréquentes.»;

5) Au paragraphe 4, le point e) est remplacé par le texte suivant:

«e) en tenant compte des risques liés au contrôle des infrastructures pertinentes pour la sécurité de l'approvisionnement en gaz dans la mesure où cela peut notamment impliquer des risques de sous-investissement, la remise en cause de la diversification, le détournement des infrastructures existantes, y compris l'accaparement de capacités de stockage, ou le non-respect du droit de l'Union;»;

6) L'article ■ suivant est inséré:

«Article 7 bis

Mesures préventives et d'urgence

Les États membres prennent les mesures préventives et d'urgence appropriées, y compris des mesures d'économies d'énergie et d'efficacité énergétique. Ces mesures doivent tenir compte des résultats de la plus récente simulation à l'échelle de l'Union des scénarios de rupture prévus à l'article 7 et être appropriés pour traiter les risques recensés dans les évaluations des risques communes et nationales.»;

7) Les articles 8, paragraphe 1 et 9, paragraphes 3 à 10 sont déplacés à l'article 7 bis, paragraphes 2 à 12;

8) Les articles ■ suivants sont insérés:

«Article 7 ter

Utilisation efficace et conjointe des infrastructures et des stockages de gaz

1. Les États membres veillent à l'utilisation efficace des infrastructures existantes aux niveaux national et régional, au bénéfice de la sécurité de l'approvisionnement. En particulier, les États membres permettent les échanges transfrontaliers de gaz ainsi que l'accès transfrontalier au stockage et au GNL.
2. Les évaluations communes des risques et les éventuelles mises à jour ultérieures comprennent une analyse de l'adéquation des capacités des installations de stockage disponibles dans la région, du fonctionnement des capacités de stockage et de leur contribution à la sécurité de l'approvisionnement de l'Union, notamment les risques liés à la propriété directe ou indirecte ou au contrôle des infrastructures de stockage pertinentes pour la sécurité de l'approvisionnement en gaz par des entités de pays tiers. Les évaluations communes des risques et les éventuelles mises à jour ultérieures recensent les mesures d'économies d'énergie et d'efficacité énergétique, conformément au principe de primauté de l'efficacité énergétique prévu à [l'article X de la refonte de la directive relative à l'efficacité énergétique] et au principe d'efficacité du système conformément à [l'article X de la refonte de la directive relative à l'efficacité énergétique]. Cette analyse compare le rôle des stockages de gaz avec les autres mesures envisageables telles que les investissements dans l'efficacité énergétique et les renouvelables. L'analyse porte

notamment sur le rapport coût-efficacité du stockage de gaz et tient compte du risque lié aux investissements caducs.

3. Lorsque les résultats de cette analyse dans l'évaluation commune des risques ou dans toute mise à jour de cette évaluation indiquent qu'il existe un risque au niveau régional qui peut constituer un risque pour un ou plusieurs États membres du même groupe de risque et qui ne peut être traité par un autre moyen, les États membres envisagent ■ de laisser la possibilité d'intégrer pleinement les stockages dans le réseau du gestionnaire de réseau de transport dans les cas où le stockage serait autrement contraint de cesser ses activités, lorsqu'une telle cessation menacerait la sûreté et la fiabilité de fonctionnement du réseau de transport. Les États membres consultent le groupe de risques concerné avant de laisser une telle possibilité, notamment en ce qui concerne la manière dont les mesures répondent aux risques recensés dans l'évaluation commune des risques. Cette mesure s'appliquera à toutes les installations de stockage, y compris les sites de stockage contrôlés par des entités de pays tiers.
- 3 bis. Les États membres du groupe de risque concerné se mettent d'accord sur une procédure commune coordonnée pour prélever du gaz dans les installations de stockage visées au paragraphe 3 du présent article dans les cas de crise définis à l'article 11, paragraphe 1. La procédure commune coordonnée doit inclure les arrangements pour le prélèvement de gaz dans le cadre des actions coordonnées par la Commission conformément à l'article 12, paragraphe 3, en cas d'urgence au niveau régional ou de l'Union.
4. Les mesures adoptées en vertu de l'article 7 bis et du paragraphe 3 du présent article ■ ne faussent pas indûment la concurrence ou le fonctionnement efficace du marché intérieur du gaz ni ne menacent la

sécurité de l'approvisionnement en gaz d'autres États membres ou de l'Union et sont sans préjudice des règles nationales de sécurité de l'approvisionnement, qui incluent les stocks de gaz. ■

7. Après la consultation interne au sein du groupe de risque concerné visée au paragraphe 3, les États membres consultent le groupe de coordination pour le gaz. ■

Article 7 quater

Analyse du risque à l'échelle de l'UE

À titre de disposition provisoire, dans les six mois à compter de l'entrée en vigueur du présent règlement, tous les États membres complètent les évaluations communes et nationales des risques et le cas échéant le plan d'action préventive et le plan d'urgence, par l'addendum nécessaire pour se conformer à l'article 7 ter, paragraphes 2 à 6. Ces plans actualisés sont rendus publics et notifiés à la Commission selon la procédure prévue à l'article 8, paragraphe 7, et la Commission formule une recommandation dans les conditions définies à l'article 8, paragraphe 8, à prendre en considération par l'autorité compétente concernée en suivant la procédure décrite à l'article 8, paragraphe 9.

Article 7 quinquies

Mécanisme volontaire pour la passation conjointe de marchés pour le gaz

1. Les États membres peuvent mettre en place un mécanisme volontaire de passation conjointe de marchés pour le gaz par les gestionnaires de réseau de transport ou d'autres entreprises désignées par les États membres dans le cadre des mesures préventives visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement.

Ce mécanisme est conçu en conformité avec la législation de l'Union, en particulier les règles de concurrence de l'Union et des États membres, et

de façon que le gaz puisse également être utilisé dans le cadre d'actions coordonnées par la Commission en cas d'urgence régionale ou à l'échelle de l'Union, telles que visées à l'article 12, paragraphe 3.

Le mécanisme est ouvert à la participation de tous les gestionnaires de réseau de transport ou d'autres entreprises désignées par les États membres, des fournisseurs de gaz et d'autres acteurs du marché dans l'Union qui souhaitent y adhérer après son établissement.

2. Les États membres participants notifient à la Commission leur intention de mettre en place un tel mécanisme. La notification inclut les informations nécessaires à l'évaluation de la conformité avec le présent règlement, telles que le volume de gaz à acquérir, la durée de la mesure, les gestionnaires de réseau de transport participants ou d'autres entreprises désignées par les États membres, ainsi que les fournisseurs de gaz et d'autres acteurs du marché concernés, les modalités de gouvernance, les procédures opérationnelles et les conditions d'activation en situation d'urgence. Elle indique également les coûts et les avantages attendus. La Commission informe de la notification reçue le groupe de coordination pour le gaz et, le cas échéant, l'ACER.
3. Dans un délai de trois mois à compter d'une notification telle que visée au paragraphe 2, la Commission peut rendre un avis **■** en ce qui concerne la conformité du mécanisme envisagé avec le présent règlement. **■** Les États membres participants tiennent le plus grand compte de l'avis de la Commission.

Article 7 quinquies bis

Lignes directrices de la Commission sur le recours au mécanisme volontaire de passation conjointe de marchés pour le gaz

Au plus tard le... [trois mois après la date d'entrée en vigueur du présent règlement], la Commission adopte des lignes directrices sur le recours au mécanisme volontaire de passation conjointe de marchés pour le gaz visé à l'article 7 quinquies du présent règlement. Lorsqu'elle adopte ces lignes directrices, la Commission tient compte des enseignements tirés de l'agrégation de la demande et des achats communs établis en vertu du règlement (UE) 2022/2576.

Article 7 sexies

Rapport sur le stockage et mécanisme volontaire pour la passation conjointe de marchés pour le gaz

Au plus tard le... [un an après la date d'entrée en vigueur du présent règlement], la Commission présente un rapport au Parlement européen et au Conseil sur l'application des articles 7 ter, 7 quater et 7 quinquies ainsi que sur l'expérience, les avantages, les coûts et tout obstacle rencontré dans le recours à la possibilité de la passation conjointe de marchés pour le gaz. Ce rapport est accompagné, le cas échéant, d'une proposition législative.

Article 7 sexies bis

Transparence et échange d'informations

1. Les entreprises de gaz naturel ou les entreprises consommant du gaz établies dans l'Union ou les autorités ou entités réglementées des États membres qui ont l'intention d'engager des négociations avec des producteurs ou des fournisseurs de gaz naturel en vue de l'achat, du commerce ou de la fourniture de gaz d'un volume supérieur à 5 TWh/an informent la Commission de leur intention de conclure un contrat de fourniture de gaz ou un protocole d'accord avant de conclure un tel contrat ou protocole d'accord conformément au présent article.

2. Les entreprises de gaz naturel ou les entreprises consommant du gaz établies dans l'Union ou les autorités ou entités réglementées des États membres informent la Commission, au moins six semaines avant la conclusion d'un contrat ou d'un protocole d'accord juridiquement contraignant visé au paragraphe 1, de l'identité du ou des partenaires contractuels, des volumes concernés, des dates pertinentes, de l'origine du gaz et, le cas échéant, du prestataire de services qui organise ces achats pour le compte d'un État membre.
3. Si la Commission estime que les projets d'achats de gaz d'entreprises de gaz naturel ou d'entreprises consommant du gaz établies dans l'Union ou d'autorités ou d'entités réglementées d'États membres peuvent avoir une incidence négative sur le fonctionnement des achats communs, sur le marché intérieur, sur les intérêts essentiels de sécurité de l'Union, sur la sécurité de l'approvisionnement ou sur la solidarité énergétique, la Commission adresse une recommandation aux États membres concernés afin qu'ils prennent les mesures appropriées pour éviter de tels effets négatifs. L'État membre concerné tient le plus grand compte de la recommandation de la Commission.
4. Lorsqu'un État membre fournit des informations à la Commission conformément aux paragraphes 1 et 2, les entités qui fournissent les informations peuvent indiquer si certaines parties de ces informations, qu'elles soient de nature commerciale ou autre, dont la divulgation pourrait nuire aux activités des parties concernées, doivent être considérées comme confidentielles et si les informations fournies peuvent être partagées avec d'autres États membres.
5. Les demandes de confidentialité au titre du présent article ne limitent pas l'accès de la Commission elle-même aux informations confidentielles. La Commission veille à ce que l'accès aux informations confidentielles soit

strictement limité aux services de la Commission pour lesquels il est absolument nécessaire de disposer de ces informations. Les représentants de la Commission traitent les informations sensibles avec toute la confidentialité requise.

6. Sans préjudice de l'article 346 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, les informations confidentielles ne sont échangées avec la Commission et les autres autorités compétentes que si cet échange est nécessaire à l'application du présent règlement. Les informations échangées se limitent à ce qui est nécessaire et proportionné à l'objectif de cet échange. Cet échange d'informations préserve la confidentialité de ces informations et assure la sécurité ainsi que la protection des intérêts commerciaux des entités relevant du champ d'application du présent règlement. Le mécanisme n'utilise pas les informations recueillies à d'autres fins que l'exécution du contrat.
7. Tous les serveurs et informations sont physiquement localisés et stockés sur le territoire de l'Union.»;
- 9) L'article 8 est modifié comme suit:
 - a) le paragraphe 1 est supprimé;
 - b) le paragraphe 3 est remplacé par le texte suivant:

«3. Le plan d'action préventif et le plan d'urgence contiennent un chapitre régional, ou plusieurs chapitres régionaux, lorsqu'un État membre fait partie de différents groupes de risque au sens de l'annexe I.

Les chapitres régionaux sont élaborés conjointement par tous les États membres faisant partie du groupe de risque avant d'être intégrés dans les plans nationaux respectifs. La Commission fait office de facilitateur de manière à faire en sorte que les chapitres régionaux renforcent collectivement la

sécurité de l'approvisionnement en gaz dans l'Union et ne donnent lieu à aucune contradiction, et de manière à lever tout obstacle à la coopération.

Les chapitres régionaux contiennent des mesures transfrontalières appropriées et efficaces, y compris en ce qui concerne les stockages et le GNL, sous réserve d'un accord entre les États membres faisant partie d'un même groupe de risque ou de groupes de risque différents qui sont touchés par lesdites mesures et qui les mettront en œuvre sur la base de la simulation visée à l'article 7, paragraphe 1, et de l'évaluation commune des risques.»;

10) au paragraphe 6, la phrase suivante est ajoutée:

«La proposition de coopération peut inclure la participation volontaire à une passation conjointe de marchés pour des stocks stratégiques, telle que visée à l'article 7 quater.»;

11) Le nouvel article 8 bis suivant est inséré:

Article 8 bis

Mesures relatives à la cybersécurité

1. Lors de l'élaboration des plans d'action préventive et des plans d'urgence, les États membres prennent en considération les mesures appropriées relatives à la cybersécurité.
2. La Commission peut adopter un acte délégué conformément à l'article 19 établissant des règles spécifiques pour le secteur gazier en matière de cybersécurité des flux transfrontaliers de gaz, notamment des règles relatives à des exigences minimales communes, à la planification, au suivi, aux rapports et à la gestion de crise.
3. Aux fins de l'élaboration de cet acte délégué, la Commission collabore étroitement avec l'Agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie (ACER), l'Agence pour la cybersécurité

(ENISA), le réseau européen des gestionnaires de réseau de transport pour le gaz (REGRT pour le gaz) et un nombre limité des principaux acteurs concernés, ainsi que des entités possédant des compétences en matière de cybersécurité, dans le cadre de leur propre mandat, telles que les centres d'opérations de cybersécurité (SOC) pertinents pour les entités réglementées et les centres de réponse aux incidents de sécurité informatique (CSIRT), tels que visés à l'article 9 de la directive (UE) 2022/xxx concernant des mesures destinées à assurer un niveau élevé commun de cybersécurité dans l'ensemble de l'Union.»;

12) L'article 9 est modifié comme suit:

a) le paragraphe 1 est modifié comme suit:

i) le point e) est remplacé par le texte suivant:

«e) d'autres mesures préventives conçues pour faire face aux risques identifiés dans l'évaluation des risques, comme visé à l'article 7 bis, paragraphe 1, telles que celles liées à la nécessité de renforcer les interconnexions entre États membres voisins, d'accroître davantage l'efficacité énergétique, de prévenir l'accaparement des capacités, de réduire la demande de gaz, et à la possibilité de diversifier les voies et les sources d'approvisionnement en gaz et l'utilisation régionale des capacités de stockage et de GNL existantes, le cas échéant, de manière à maintenir l'approvisionnement en gaz de tous les clients dans toute la mesure du possible;»;

ii) le point k) est remplacé par le texte suivant:

«k) des informations relatives à toutes les obligations de service public en rapport avec la sécurité de l'approvisionnement en gaz, y compris les obligations en matière de capacités de stockage et les stocks stratégiques;»;

iii) le point l) suivant est ajouté:

«l) des informations relatives aux mesures liées à la cybersécurité, telles que visées à l'article 8 bis.»;

13) À l'article 12, paragraphe 3, le point suivant est ajouté:

«d) à la coordination des actions concernant la passation conjointe de marchés pour des stocks stratégiques, telle que visée à l'article 7 quater.»;



14 bis) Les articles suivants sont insérés:

«Article 13 bis

Extension de la protection au titre de la solidarité aux volumes critiques de gaz pour la sécurité de l'approvisionnement en électricité

1. Par dérogation à l'article 13, paragraphe 3, une mesure de solidarité en vertu de l'article 13, paragraphes 1 et 2, ne s'applique que si l'État membre demandant la solidarité n'a pas été en mesure de combler:

a) le déficit d'approvisionnement en gaz de ses clients protégés au titre de la solidarité ou, lorsqu'un État membre a pris des mesures temporaires pour réduire la consommation non essentielle des clients protégés conformément à l'article 13 ter, les volumes essentiels de consommation de gaz de ses clients protégés au titre de la solidarité;

b) le volume critique de gaz pour la sécurité de l'approvisionnement en électricité, en dépit de l'application des mesures visées à l'article 11, paragraphe 3. Les conditions énoncées à l'article 13, paragraphe 3, points b), c) et d), s'appliquent.

2. Les États membres qui sont tenus d'apporter leur solidarité en vertu du paragraphe 1 ont le droit de déduire de l'offre de solidarité:

a) les fournitures à leurs clients protégés au titre de la solidarité dans la mesure où des volumes essentiels sont affectés ou, lorsqu'un État membre

a pris des mesures temporaires pour réduire la consommation non essentielle des clients protégés conformément à l'article 13 ter, les approvisionnements de volumes essentiels de consommation de gaz pour ses clients protégés au titre de la solidarité;

- b) les fournitures de volumes critiques de gaz pour la sécurité de l'approvisionnement en électricité;
 - c) les approvisionnements de volumes de gaz pour l'électricité nécessaire à la production et au transport du gaz; et
 - d) les volumes de gaz nécessaires au fonctionnement des infrastructures critiques pour la sécurité de l'approvisionnement visées à l'annexe VIII ter, ainsi que d'autres installations cruciales pour le fonctionnement des services des forces armées, de la sécurité nationale et de l'aide humanitaire.
3. Les volumes critiques de gaz pour la sécurité de l'approvisionnement en électricité visés au paragraphe 1, point b), et au paragraphe 2, points b) et d), ne dépassent pas les volumes indiqués à l'annexe VIII bis. Si un État membre peut démontrer qu'un volume de gaz plus élevé est nécessaire pour éviter qu'un État membre ne soit confronté à une crise électrique, la Commission peut, sur demande dûment motivée, décider d'autoriser la déduction de volumes plus élevés.
4. Si des États membres dont le système électrique n'est synchronisé qu'avec le système électrique d'un pays tiers sont invités à prendre des mesures de solidarité, ils peuvent, à titre exceptionnel, déduire des volumes plus élevés de gaz dans le cas où le système électrique est désynchronisé du système de ce pays tiers aussi longtemps que des services de réseau électrique isolés ou d'autres services au gestionnaire de réseau de transport

d'électricité sont nécessaires pour assurer le fonctionnement sûr et fiable du système électrique.

Article 13 ter

Mesures de réduction de la demande concernant les clients protégés

1. Les États membres peuvent, à titre exceptionnel, prendre des mesures temporaires pour réduire la consommation non essentielle de clients protégés, en particulier lorsqu'un des niveaux de crise visés à l'article 11, paragraphe 1, et à l'article 12, ou l'alerte de l'Union conformément au règlement (UE) 2022/1369, a été déclaré. Ces mesures ne portent que sur les utilisations non essentielles de gaz et tiennent compte des éléments énoncés à l'article 6, paragraphe 2, du règlement (UE) 2022/1369. De telles mesures exceptionnelles ne peuvent être prises qu'après une évaluation effectuée par les autorités compétentes en ce qui concerne les conditions de détermination de ces volumes de gaz non essentiels.
2. En conséquence des mesures visées au paragraphe 1 du présent article, la consommation des clients vulnérables, tels que définis par les États membres conformément à l'article 25, paragraphe 3, de la directive de refonte 2009/73/CE, n'est en aucun cas réduite, et l'application du paragraphe 1 du présent article ne conduit pas les États membres à déconnecter des clients protégés.

Article 13 quater

Garanties pour les flux transfrontaliers

Dans le cas d'une demande de la Commission au titre de l'article 12, paragraphe 6, premier alinéa, visant à mettre fin à des restrictions injustifiées des flux transfrontaliers de gaz ou de l'accès aux infrastructures gazières, ou à des mesures mettant en péril l'approvisionnement en gaz dans un autre État membre, l'autorité compétente ou l'État membre, au lieu de suivre la

procédure prévue à l'article 12, paragraphe 6, deuxième alinéa, modifie son action ou entreprend une action pour assurer le respect de l'article 12, paragraphe 5.

Article 13 quinquies

Extension temporaire des obligations de solidarité aux États membres disposant d'installations de GNL

1. L'obligation de prendre des mesures de solidarité en vertu de l'article 13, paragraphe 1, s'applique non seulement aux États membres directement connectés à l'État membre demandeur, mais aussi aux États membres disposant d'installations de GNL, à condition que la capacité nécessaire dans l'infrastructure pertinente, notamment les navires et transporteurs de GNL, soit disponible.
2. L'article 13, paragraphes 2 à 9, s'applique aux États membres disposant d'installations de GNL, sauf disposition contraire du présent règlement.
3. Les États membres disposant d'installations de GNL qui ne sont pas directement connectés à un État membre demandeur peuvent convenir bilatéralement avec tout autre État membre des nécessaires arrangements techniques, juridiques et financiers de solidarité qui s'appliquent aux mesures de solidarité.
4. Les règles par défaut applicables aux mesures de solidarité en vertu de l'article 13 sexies s'appliquent également aux États membres non connectés dans la mesure où aucun accord bilatéral n'est conclu au moment de la réception d'une demande de solidarité.

Article 13 sexies

Règles par défaut applicables aux mesures de solidarité

1. Lorsqu'il n'a pas été convenu, entre deux États membres, des arrangements techniques, juridiques et financiers nécessaires conformément à l'article 13, paragraphe 10 (ci-après «accord de solidarité»), la livraison de gaz en vertu de l'obligation prévue à l'article 13, paragraphe 1, en cas d'urgence est soumise aux conditions énoncées dans le présent article.
2. L'indemnisation pour la mesure de solidarité ne dépasse pas les coûts raisonnables et, par dérogation à l'article 13, paragraphe 8, comprend en tout état de cause:
 - a) le prix du gaz dans l'État membre qui répond à la demande de solidarité;
 - b) les coûts de stockage et de transport, y compris d'éventuels frais résultant du détournement de cargaisons de GNL, jusqu'au point d'interconnexion demandé;
 - c) les frais de contentieux pour les procédures judiciaires ou d'arbitrage connexes impliquant l'État membre qui répond à la demande de solidarité;
 - d) les autres coûts indirects qui ne sont pas couverts par le prix du gaz, tels que le remboursement des dommages financiers ou autres résultant d'obligations de délestage de clients liées aux mesures de solidarité, pour autant que ces coûts indirects n'excèdent pas 100 % du prix du gaz.
3. Lorsqu'un État membre demande, en vertu du paragraphe 2, point d), une indemnisation pour des coûts indirects dépassant 100 % du prix du gaz, la Commission, après consultation des autorités compétentes concernées, décide si une indemnisation plus élevée est appropriée, en tenant compte des circonstances contractuelles et nationales particulières de l'espèce et du principe de solidarité énergétique.
4. À moins que l'État membre faisant appel à la solidarité et l'État membre qui répond à la demande de solidarité ne conviennent d'un autre prix, le

prix du gaz fourni à l'État membre faisant appel à la solidarité correspond au prix du marché journalier du jour précédant la demande de solidarité dans l'État membre qui répond à la demande de solidarité, ou au prix du marché journalier correspondant observé au cours de la journée précédant la demande de solidarité sur le point d'échange virtuel accessible le plus proche, ou sur un nœud gazier convenu.

5. L'indemnisation pour les volumes de gaz livrés dans le cadre d'une demande de solidarité au titre de l'article 13 septies est versée directement par l'État membre faisant appel à la solidarité à l'État membre qui y a répondu ou à l'entité que les deux États membres indiquent dans leur réponse à la demande de solidarité ainsi que dans l'accusé de réception et la confirmation du volume à prendre.
6. L'État membre auquel la demande d'une mesure de solidarité est adressée prend les mesures de solidarité dès que possible et au plus tard trois jours après la demande. Un État membre ne peut refuser d'apporter sa solidarité à un État membre qui fait appel à la solidarité que s'il démontre que:
 - a) qu'il ne dispose pas de suffisamment de gaz pour les volumes visés à l'article 13 bis, paragraphe 2; ou
 - b) qu'il n'a pas de capacité d'interconnexion disponible suffisante, telle que visée à l'article 13, paragraphe 7, et qu'il n'a pas la possibilité de fournir suffisamment de volumes de GNL.
7. Outre les règles par défaut prévues au présent article, les États membres peuvent convenir d'arrangements techniques et de la coordination des mesures de solidarité.
8. Le présent article est sans préjudice des arrangements existants garantissant un fonctionnement sûr et fiable du système gazier.

Article 13 septies

Procédure applicable aux mesures de solidarité en l'absence d'accord de solidarité

1. L'État membre qui demande l'application des mesures de solidarité adresse une demande de solidarité à un autre État membre, en précisant au moins les informations suivantes:
 - a) les coordonnées de l'autorité compétente de l'État membre;
 - b) les coordonnées des gestionnaires de réseau de transport concernés de l'État membre (le cas échéant);
 - c) les coordonnées du tiers agissant au nom de l'État membre (le cas échéant);
 - d) le délai de livraison, y compris le calendrier de la première livraison possible et la durée prévue des livraisons;
 - e) les points de livraison et d'interconnexion;
 - f) le volume de gaz en kWh pour chaque point d'interconnexion;
 - g) la qualité du gaz.
2. La demande de solidarité est envoyée simultanément aux États membres potentiellement à même de prendre des mesures de solidarité, à la Commission et aux gestionnaires de crise désignés en vertu de l'article 10, paragraphe 1, point g).
3. Les États membres qui reçoivent une demande de solidarité envoient une réponse indiquant les coordonnées visées au paragraphe 1, points a, b) et c), et le volume pouvant être livré aux points d'interconnexion et au moment demandés visés au paragraphe 1, points d) à g). La réponse indique le volume résultant d'une éventuelle réduction de livraison ou, lorsque c'est strictement indispensable, d'un éventuel déblocage de stocks stratégiques si le volume pouvant être fourni par des mesures volontaires est insuffisant.

4. Les demandes de solidarité sont soumises au moins 72 heures avant l'heure de livraison indiquée pour le GNL et au moins 24 heures avant l'heure de livraison indiquée pour le gaz transporté par gazoduc. La réponse aux demandes de solidarité est donnée dans les 12 heures. L'accusé de réception et la confirmation du volume à prendre par l'État membre faisant appel à la solidarité sont effectués dans les 4 heures qui suivent la réception de l'offre de solidarité.
5. La demande peut être soumise pour une durée d'un jour ou de plusieurs jours, et la réponse correspond à la durée demandée.
6. Lorsque plusieurs États membres répondent à une demande de solidarité et que des arrangements bilatéraux en matière de solidarité ont été mis en place avec un ou plusieurs d'entre eux, ces arrangements prévalent entre les États membres ayant un accord bilatéral. Les règles par défaut prévues par le présent article ne sont applicables que vis-à-vis des autres États membres répondant à la demande de solidarité.
7. La Commission peut faciliter la mise en œuvre des accords de solidarité, notamment au moyen d'un modèle sous la forme d'une plateforme sécurisée en ligne pour permettre la transmission en temps réel des demandes et des offres.

Article 13 octies

Réexamen des mesures de solidarité

Au plus tard le 1er juillet 2025, la Commission évalue l'applicabilité et l'efficacité de la solidarité en matière de GNL et la faisabilité de la solidarité impliquant les États membres qui ne sont pas directement connectés. La Commission présente au Parlement européen et au Conseil un rapport sur les principales conclusions de cette évaluation et, le cas échéant, propose

des modifications des dispositions du présent règlement relatives à la solidarité.»;

- 15) À l'article 14, paragraphe 3, le premier alinéa est remplacé par le texte suivant:

«Après une urgence, l'autorité compétente visée au paragraphe 1 présente à la Commission, dans les meilleurs délais et au plus tard six semaines après la levée de l'urgence, une évaluation détaillée de l'urgence et de l'efficacité des mesures mises en œuvre, qui comprend une évaluation de l'impact économique de l'urgence, de l'impact sur le secteur de l'électricité et de l'assistance fournie à l'Union et à ses États membres ou reçue de l'Union et de ses États membres. Le cas échéant, l'évaluation comprend une description détaillée des circonstances qui ont conduit à activer le mécanisme prévu à l'article 13 et les conditions dans lesquelles les approvisionnements en gaz manquants ont été reçus, notamment le prix et l'indemnisation versée et, le cas échéant, les raisons pour lesquelles les offres de solidarité n'ont pas été acceptées et/ou le gaz n'a pas été livré. Cette évaluation est mise à la disposition du groupe de coordination pour le gaz, et les mises à jour des plans d'action préventifs et des plans d'urgence en tiennent compte.»;

- 15 bis) Les articles suivants sont insérés:

«Article 14 bis

Mécanisme de gestion de la volatilité intrajournalière

1. Au plus tard le... [un mois après l'entrée en vigueur du présent règlement], chaque plateforme de négociation sur laquelle sont négociés des instruments dérivés sur matières premières liées à l'énergie met en place, pour chacun des instruments dérivés sur matières premières liées à l'énergie négociés en son sein, un mécanisme de gestion de la volatilité

intrajournalière fondé sur un prix plafond et un prix plancher (ci-après dénommés «limites de prix») qui définit les prix au-dessus et en dessous desquels les ordres ne peuvent pas être exécutés (ci-après dénommé «mécanisme de gestion de la volatilité intrajournalière»). Les plateformes de négociation veillent à ce que le mécanisme de gestion de la volatilité intrajournalière empêche les prix des instruments dérivés sur matières premières liées à l'énergie de fluctuer de façon excessive au cours d'une journée de négociation. Lors de la mise en place du mécanisme de gestion de la volatilité intrajournalière, les plateformes de négociation veillent également à ce que la mise en œuvre de ces mesures n'empêche pas la formation de cours de clôture fiables en fin de journée.

2. Pour chaque instrument dérivé sur matières premières liées à l'énergie négocié en leur sein, les plateformes de négociation établissent la méthode de calcul applicable pour déterminer les limites de prix par rapport à un prix de référence. Le premier prix de référence de la journée est égal au prix déterminé à l'ouverture de la séance de négociation pertinente. Les prix de référence ultérieurs correspondent au dernier prix de marché observé à intervalles réguliers. En cas d'interruption de la négociation pendant la journée de négociation, le premier prix de référence après l'interruption est le prix d'ouverture à la reprise de la négociation.
3. Les limites de prix sont exprimées soit en valeur absolue, soit en termes relatifs, sous la forme d'un pourcentage de variation par rapport au prix de référence. Les plateformes de négociation adaptent cette méthode de calcul aux particularités de chaque instrument dérivé sur matières premières liées à l'énergie au profil de liquidité du marché de l'instrument dérivé concerné et à son profil de volatilité. La plateforme de négociation informe l'autorité compétente de la méthode sans retard injustifié.

4. Les plateformes de négociation renouvellent les limites de prix à intervalles réguliers pendant les heures de négociation, sur la base du prix de référence.
5. Les plateformes de négociation rendent publiques sans retard injustifié les caractéristiques du mécanisme de gestion de la volatilité intrajournalière qu'elles ont mis en place ou chaque fois qu'elles ont appliqué une modification.
6. Les plateformes de négociation mettent en œuvre le mécanisme de gestion de la volatilité intrajournalière, soit en l'intégrant dans leurs coupe-circuits existants déjà établis conformément à la directive 2014/65/UE, soit en tant que mécanisme supplémentaire.
7. Lorsqu'une plateforme de négociation a l'intention de modifier la méthode de calcul des limites de prix applicables à un instrument dérivé sur matières premières liées à l'énergie, elle informe sans retard injustifié l'autorité compétente des modifications envisagées.
8. Lorsque les informations recueillies par l'Autorité européenne des marchés financiers (AEMF) conformément à l'article 14 ter, paragraphe 3, montrent qu'une plus grande cohérence dans la mise en œuvre du mécanisme est nécessaire pour assurer une gestion plus efficace de la volatilité excessive des prix dans toute l'Union, la Commission peut adopter des actes d'exécution précisant les principes uniformes de mise en œuvre du mécanisme de gestion de la volatilité intrajournalière, en tenant compte des particularités de chaque instrument dérivé sur matières premières liées à l'énergie, du profil de liquidité du marché de l'instrument dérivé concerné et de son profil de volatilité. En particulier, afin d'assurer le bon fonctionnement des plateformes de négociation qui proposent la négociation d'instruments dérivés sur matières premières liées à l'énergie, la Commission peut fixer la fréquence à laquelle les limites de prix seront

renouvelées ou les mesures à prendre si la négociation sort de ces limites de prix, y compris des mesures pour assurer la formation de cours de clôture fiables. Ces actes d'exécution sont adoptés en conformité avec la procédure d'examen visée à l'article 18 bis, paragraphe 2.

Article 14 ter

Rôle des autorités compétentes

1. Les autorités compétentes supervisent la mise en œuvre du mécanisme de gestion de la volatilité intrajournalière. Les autorités compétentes veillent à ce que les divergences de mise en œuvre des mécanismes de gestion de la volatilité intrajournalière entre les plateformes de négociation établies dans leurs États membres soient dûment justifiées par les particularités des plateformes de négociation ou des instruments dérivés sur matières premières liées à l'énergie concernés.
2. Les autorités compétentes veillent à ce que les plateformes de négociation mettent en œuvre des mécanismes préliminaires propres à atténuer, dans l'attente de la mise en place du mécanisme de gestion de la volatilité intrajournalière visé à l'article 14 bis, paragraphe 1, la volatilité excessive sur les marchés d'instruments dérivés sur matières premières liées à l'énergie.
3. Les autorités compétentes font rapport à l'AEMF de la mise en œuvre du mécanisme de gestion de la volatilité intrajournalière par les plateformes de négociation soumises à leur surveillance dans un délai de trois semaines à compter de la date visée à l'article 14 bis, paragraphe 1, et au moins une fois par trimestre.

Article 14 quater

Rôle de coordination de l'AEMF

1. L'AEMF coordonne et surveille la mise en œuvre des mécanismes de gestion de la volatilité intrajournalière sur la base des rapports que les autorités compétentes lui présentent en application de l'article 14 ter, paragraphe 3.
2. L'AEMF documente, en s'appuyant sur les rapports des autorités compétentes, toute divergence de mise en œuvre des mécanismes de gestion de la volatilité intrajournalière entre les juridictions de l'Union. Au plus tard le 30 juin 2023 et périodiquement par la suite, l'AEMF présente à la Commission un rapport évaluant l'efficacité des mécanismes de gestion de la volatilité intrajournalière. Sur la base de ce rapport, la Commission examine s'il y a lieu de soumettre au Conseil une proposition législative visant à modifier le présent règlement.»;

15 ter) À l'article 17 bis, le paragraphe suivant est ajouté:

«2. Lorsqu'elle présente son rapport, conformément au paragraphe 1, au plus tard le 28 février 2025, la Commission inclut une évaluation générale de l'application des articles 6 bis à 6 quinquies, de l'article 7, paragraphe 1, et paragraphe 4, point g), de l'article 16, paragraphe 3, de l'article 17 bis, de l'article 18 bis, de l'article 20, paragraphe 4, et des annexes I bis et I ter. Le rapport est accompagné, le cas échéant, d'une proposition législative.»;

16) L'article 19 est modifié comme suit:

a) la première phrase du paragraphe 2 est remplacée par le texte suivant:

«Le pouvoir d'adopter des actes délégués visé à l'article 3, paragraphe 4, à l'article 7, paragraphe 5, à l'article 8, paragraphe 5, et à l'article 8 bis, paragraphe 2 (cybersécurité), est conféré à la Commission pour une période de cinq ans à compter du [date d'adoption des modifications].»;

b) la première phrase du paragraphe 3 est remplacée par le texte suivant:

«3. La délégation de pouvoir visée à l'article 3, paragraphe 8, à l'article 7, paragraphe 5, à l'article 8, paragraphe 5, et à l'article 8 bis, paragraphe 2 peut être révoquée à tout moment par le Parlement européen ou le Conseil.»;

c) la première phrase du paragraphe 6 est remplacée par le texte suivant:

«6. Un acte délégué adopté en vertu de l'article 3, paragraphe 8, de l'article 7, paragraphe 5, de l'article 8, paragraphe 5, et de l'article 8 bis, paragraphe 2 (cybersécurité), n'entre en vigueur que si le Parlement européen ou le Conseil n'a pas exprimé d'objections dans un délai de deux mois à compter de la notification de cet acte au Parlement européen et au Conseil ou si, avant l'expiration de ce délai, le Parlement européen et le Conseil ont tous les deux informé la Commission de leur intention de ne pas exprimer d'objections.»;

16 bis) À l'article 22, le paragraphe 4 est supprimé;

17) l'annexe VI est modifiée comme suit:

a) à la section 5, point a), deuxième alinéa, le tiret suivant est ajouté après le deuxième tiret, «les mesures visant à diversifier les voies d'acheminement du gaz et les sources d'approvisionnement»:

«- les mesures visant à prévenir l'accaparement de capacités;»;

b) à la section 11.3, point a), deuxième alinéa, le tiret suivant est ajouté après le deuxième tiret, «les mesures visant à diversifier les voies d'acheminement du gaz et les sources d'approvisionnement»:

«- les mesures visant à prévenir l'accaparement de capacités;»;

17 bis) Les annexes suivantes sont insérées:

«ANNEXE VIII bis

a) Volumes critiques de gaz maximaux pour la sécurité de l’approvisionnement en électricité en vertu de l’article 13 bis, pour la période entre décembre 2022 et mars 2023 (valeurs en millions de mètres cubes)(1):

État membre	Décembre 2022	Janvier 2023	Février 2023	Mars 2023
AT	74,24	196,83	152,20	139,35
BE	399,05	458,77	382,76	398,99
BG	61,49	71,26	61,55	63,29
CY	-	-	-	-
CZ	17,26	49,64	34,80	28,28
DE	2 090,53	2 419,56	2 090,59	1 863,77
DK	249,48	295,56	254,87	268,09
EE	5,89	5,78	5,00	1,05
EL	209,95	326,68	317,18	232,80
ES	1 378,23	1 985,66	1 597,27	1 189,29
IE	372,76	375,29	364,26	375,74
FI	28,42	39,55	44,66	12,97
FR	876,37	875,58	802,53	771,15
HR	10,95	66,01	59,99	48,85
HU	82,13	133,97	126,44	93,72
IT	2 166,46	3 304,99	3 110,79	2 774,67
LV	89,26	83,56	84,96	66,19
LT	16,13	20,22	18,81	4,21
LU	-	-	-	-

MT	32,88	34,84	31,43	33,02
NL	684,26	762,31	556,26	480,31
PL	158,14	158,64	136,97	148,64
PT	409,97	415,22	368,54	401,32
RO	130,35	179,35	162,41	159,71
SI	12,98	15,15	13,35	12,80
SK	33,99	47,26	34,80	34,76
SE	18,05	18,61	17,71	15,76

b) Volumes critiques de gaz maximaux pour la sécurité de l’approvisionnement en électricité en vertu de l’article 13 bis, pour la période entre avril 2023 et décembre 2023 (valeurs en millions de mètres cubes)

État membre Valeur mensuelle

AT	140,66
BE	409,89
BG	64,40
CY	-
CZ	32,50
DE	2 116,11
DK	267,00
EE	4,43
EL	271,65
ES	1 537,61

IE	372,01
FI	31,40
FR	831,41
HR	46,45
HU	109,06
IT	2 839,23
LV	80,99
LT	14,84
LU	-
MT	33,03
NL	620,79
PL	150,60
PT	398,76
RO	157,96
SI	13,57
SK	37,70
SE	17,53

-
- (1) Les chiffres figurant à l'annexe I, parties a) et b), sont basés sur les données de l'évaluation de l'adéquation d'hiver réalisée en vertu de l'article 9 du règlement (UE) 2019/941 par le Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (REGRT-E), sauf pour Malte où la production d'électricité est exclusivement tributaire des

livraisons de GNL, sans capacités de stockage significatives. Compte tenu de la spécificité du gaz à faible valeur calorifique, les valeurs pour les Pays-Bas figurant dans le présent tableau devraient être multipliées par un facteur de conversion de 37,89 divisé par 35,17. L'annexe I, point a), présente les volumes mensuels individuels calculés par le REGRT-E pour les mois de décembre 2022 à mars 2023; les chiffres de l'annexe 1, partie b), pour les mois d'avril 2023 à décembre 2023 représentent la moyenne des valeurs au cours de la période de décembre 2022 à mars 2023.

ANNEXE VIII ter

Infrastructures critiques pour la sécurité de l'approvisionnement en vertu de l'article 13 bis, paragraphe 2, point d)

Secteur/Sous-secteur

I Énergie 1. Électricité

Infrastructures et installations permettant la production et le transport d'électricité, en ce qui concerne la fourniture d'électricité

2. Pétrole

Production pétrolière, raffinage, traitement, stockage et distribution par oléoducs

3. Gaz

Production gazière, raffinage, traitement, stockage et distribution par oléoducs

Terminaux GNL

II Transport 4. Transport routier

5. Transport ferroviaire

6. Transport aérien

»;

18) Le texte figurant à l'annexe II du présent règlement est ajouté à l'annexe IX du règlement (UE) 2017/1938.

Article 68

Abrogation

Le règlement (CE) n° 715/2009 est abrogé. Les références faites au règlement abrogé s'entendent comme faites au présent règlement et sont à lire selon le tableau de correspondance figurant à l'annexe II.

Article 69

Entrée en vigueur

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

■

L'article 67, point 8 bis), s'applique à partir du... [date de fin d'application du règlement (UE) 2022/2576].

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

Fait à ..., le ...

Par le Parlement européen Par le Conseil

La présidente Le président

Annexe I

LIGNES DIRECTRICES

1. INFORMATIONS À PUBLIER EN CE QUI CONCERNE LA MÉTHODOLOGIE UTILISÉE POUR FIXER LES REVENUS RÉGULÉS DU GESTIONNAIRE DE RÉSEAU DE TRANSPORT

Les informations ci-dessous sont publiées avant la période tarifaire par l'autorité de régulation ou par le gestionnaire de réseau de transport, selon ce que décide l'autorité de régulation.

Ces informations sont fournies séparément pour les activités de transport lorsque le gestionnaire de réseau de transport fait partie d'une entité commerciale plus vaste ou d'une holding.

1. Entité chargée de calculer, de fixer et d'approuver les différentes composantes de la méthodologie.
2. Description de la méthodologie, avec, au minimum, une description des éléments suivants:
 - a) méthodologie globale, par exemple: régime avec fixation d'un plafond de revenu, régime hybride, régime à coûts remboursés avec marge (cost-plus) ou régime fondé sur une analyse comparative des tarifs;
 - b) méthodologie appliquée pour fixer la base d'actifs régulés (BAR), y compris:
 - i) méthodologie appliquée pour déterminer la valeur initiale (d'ouverture) des actifs telle qu'appliquée lors du lancement de la réglementation et lors de l'intégration de nouveaux actifs à la base d'actifs régulés;
 - ii) méthodologie de réévaluation des actifs;
 - iii) explications relatives à l'évolution de la valeur des actifs;

- iv) traitement des actifs mis hors service;
- v) méthodologie de calcul des amortissements appliquée à la base d'actifs régulés, y compris toute modification appliquée aux valeurs;
- c) méthodologie appliquée pour déterminer le coût du capital;
- d) méthodologie appliquée pour déterminer les charges totales (TOTEX) ou, si applicable, les charges d'exploitation (OPEX) et les charges de capital (CAPEX);
- e) méthodologie appliquée pour déterminer l'efficacité des coûts, le cas échéant;
- f) méthodologie appliquée pour déterminer l'inflation;
- g) méthodologie appliquée pour déterminer les primes et les incitations, le cas échéant;
- h) coûts non maîtrisables;
- i) services fournis au sein de la holding, le cas échéant.

3. Valeurs des paramètres utilisés dans la méthodologie

- a) valeurs détaillées des paramètres pris en compte dans le calcul du coût des fonds propres et du coût de la dette ou du coût moyen pondéré du capital, exprimées en pourcentage;
- b) durées d'amortissement, en années, séparément pour les canalisations et les stations de compression;
- c) toute modification des durées d'amortissement ou toute accélération de l'amortissement des actifs;
- d) objectifs d'efficacité, en pourcentage;
- e) indices d'inflation;
- f) primes et incitations.

4. Valeurs des coûts et des charges utilisées pour fixer le revenu autorisé ou prévisionnel, dans la monnaie locale et en EUR, des éléments suivants:
 - a) base d'actifs régulés, par type d'actif et par année jusqu'à son amortissement complet, y compris:
 - b) investissements ajoutés à la base d'actifs régulés, par type d'actifs;
 - c) amortissement par type d'actif jusqu'à l'amortissement complet des actifs;
 - d) coût du capital, y compris le coût des fonds propres et le coût de la dette;
 - e) charges d'exploitation;
 - f) primes et incitations, détaillées séparément pour chaque élément.
5. Indicateurs financiers à fournir pour le gestionnaire de réseau de transport. Dans le cas où le gestionnaire de réseau de transport fait partie d'une holding ou d'une société plus vaste, ces valeurs sont fournies séparément pour le gestionnaire de réseau de transport, y compris:
 - a) résultat avant intérêts, impôts, dépréciation et amortissement (EBITDA);
 - b) résultat avant intérêts et taxes (EBIT);
 - c) rendement des actifs / de l'actif I (ROA) = $EBITDA / RAB$;
 - d) rendement des actifs II (ROA) = $EBIT / RAB$;
 - e) rendement des fonds propres (ROE) = bénéfices / fonds propres;
 - aa) rendement des capitaux engagés (RoCE);
 - bb) ratio de levier;
 - cc) dette nette / (dette nette + fonds propres);
 - dd) dette nette / EBITDA.

L'autorité de régulation ou le gestionnaire de réseau de transport fournit un modèle tarifaire simplifié qui comporte une ventilation des paramètres et

des valeurs de la méthodologie et qui permet de reproduire le calcul du revenu autorisé ou prévisionnel du gestionnaire de réseau de transport.

6. Les gestionnaires de réseau de transport établissent et mettent à la disposition de l'autorité compétente, à la demande de celle-ci, un relevé quotidien des opérations de maintenance en cours et des interruptions de service qui se sont produites. Ces informations sont également communiquées, sur demande, aux clients affectés par des interruptions.

2. PRINCIPES DES MÉCANISMES D'ATTRIBUTION DES CAPACITÉS ET PROCÉDURES DE GESTION DE LA CONGESTION EN CE QUI CONCERNE LES GESTIONNAIRES DE RÉSEAU DE TRANSPORT AINSI QUE LEUR APPLICATION EN CAS DE CONGESTION CONTRACTUELLE

2.1. Principes des mécanismes d'attribution des capacités et procédures de gestion de la congestion en ce qui concerne les gestionnaires de réseau de transport

1. Les mécanismes d'attribution des capacités et les procédures de gestion de la congestion favorisent le développement de la concurrence et la liquidité des échanges de capacités et sont compatibles avec les mécanismes commerciaux, dont les marchés spot et les centres d'échange. Ils sont souples et s'adaptent à l'évolution des conditions de marché.
2. Ces mécanismes et procédures tiennent compte de l'intégrité du système concerné ainsi que de la sécurité d'approvisionnement.
3. Ces mécanismes et procédures n'empêchent pas les nouveaux arrivants d'accéder au marché ni ne constituent un obstacle indu à l'accès au marché. Ils n'empêchent pas les acteurs du marché, y compris les nouveaux entrants et les entreprises ayant une petite part de marché, d'exercer une concurrence effective.

4. Ces mécanismes et procédures fournissent des signaux économiques appropriés permettant d'assurer une utilisation efficace et optimale de la capacité technique et favorisent les investissements dans de nouvelles infrastructures.
5. Les utilisateurs du réseau sont informés des circonstances qui pourraient avoir une incidence sur la disponibilité de la capacité contractuelle. Les informations relatives à l'interruption devraient refléter le niveau des informations dont dispose le gestionnaire de réseau de transport.
6. S'il s'avère difficile de satisfaire aux obligations contractuelles de livraison pour des raisons liées à l'intégrité du système, les gestionnaires de réseau de transport en informent les utilisateurs et recherchent immédiatement une solution non discriminatoire.

Les gestionnaires de réseau de transport mettent en œuvre les procédures après consultation des utilisateurs du réseau en accord avec l'autorité de régulation.

2.2. Procédures de gestion de la congestion en cas de congestion contractuelle

2.2.1. Dispositions générales

1. Les dispositions du point 2.2 s'appliquent aux points d'interconnexion entre les systèmes entrée-sortie adjacents, qu'ils soient physiques ou virtuels, entre deux États membres ou plus, ou au sein d'un même État membre, pour autant que les utilisateurs aient la possibilité de réserver des capacités à ces points. Elles peuvent également s'appliquer aux points d'entrée et de sortie en provenance et à destination des pays tiers, sous réserve de la décision de l'autorité de régulation nationale compétente. Les points de sortie vers les consommateurs finaux et les réseaux de distribution, les points d'entrée à partir des terminaux GNL et des installations de production, et les points d'entrée et de sortie en

provenance et à destination des installations de stockage ne sont pas visés par les dispositions du point 2.2.

2. Sur la base des informations publiées par les gestionnaires de réseau de transport en application de la partie 3 de la présente annexe et, le cas échéant, validées par les autorités de régulation nationales, l'ACER publie un rapport de suivi de la congestion aux points d'interconnexion au regard des produits de capacité ferme vendus au cours de l'année précédente, compte tenu dans la mesure du possible des échanges de capacités sur le marché secondaire et de l'utilisation de capacités interruptibles.

Le rapport de suivi est publié tous les deux ans. L'ACER publie des rapports supplémentaires sur la base d'une demande motivée de la Commission, au maximum une fois par an.

3. Toute capacité additionnelle rendue disponible par l'application de l'une des procédures de gestion de la congestion prévues aux points 2.2.2, 2.2.3, 2.2.4 et 2.2.5 est proposée par le ou les gestionnaires de réseau de transport respectifs dans le cadre du processus d'attribution usuel.

2.2.2. Accroissement de la capacité par un système de surréservation et de rachat

1. Les gestionnaires de réseau de transport proposent et, après approbation par l'autorité de régulation nationale, mettent en œuvre un système incitatif de surréservation et de rachat destiné à offrir des capacités additionnelles sur une base ferme. Avant la mise en œuvre, les autorités de régulation nationales consultent celles des États membres frontaliers et tiennent compte de leurs avis. Par capacités additionnelles, on entend les capacités fermes offertes en plus de la capacité technique d'un point d'interconnexion calculée sur la base de l'article 5, paragraphe 1, du présent règlement.
2. Le système de surréservation et de rachat offre aux gestionnaires de réseau de transport une incitation à rendre disponibles des capacités additionnelles, compte tenu des conditions techniques du système entrée-sortie pertinent, telles que le pouvoir calorifique, la température et la consommation prévisible, et des capacités

des réseaux adjacents. Les gestionnaires de réseau de transport suivent une approche dynamique pour réviser le calcul de la capacité technique ou additionnelle du système entrée-sortie.

3. Le système de surréservation et de rachat est fondé sur un régime incitatif tenant compte des risques encourus par les gestionnaires de réseau de transport qui proposent des capacités additionnelles. Le système de surréservation et de rachat est structuré de façon que les recettes des ventes de capacités additionnelles et les coûts découlant du système de rachat ou des mesures prises en vertu du point 6 soient partagés entre les gestionnaires de réseau de transport et les utilisateurs du réseau. Les autorités de régulation nationales décident de la répartition des recettes et des coûts entre le gestionnaire de réseau de transport et l'utilisateur du réseau.
4. Dans le but de déterminer les recettes des gestionnaires de réseau de transport, la capacité technique, notamment les capacités restituées ainsi que, le cas échéant, les capacités issues de l'application de mécanismes use-it-or-lose-it (UIOLI, c'est-à-dire d'offre de capacités qui, si elles ne sont pas utilisées, sont perdues) portant sur des capacités fermes à un jour et sur des capacités à long terme, est prise en compte pour être attribuée avant toute capacité additionnelle.
5. Pour déterminer les capacités additionnelles, le gestionnaire de réseau de transport s'appuie sur des scénarios statistiques évaluant la quantité de capacité physique qui ne sera probablement pas utilisée à un moment et à un point d'interconnexion donnés. Il se fonde en outre sur un profil de risque pour l'offre de capacités additionnelles qui n'entraîne pas une obligation de rachat excessive. En outre, dans le cadre du système de surréservation et de rachat, la probabilité et les coûts du rachat de capacités sur le marché sont évalués et reflétés dans la quantité de capacités additionnelles qui devront être rendues disponibles.
6. Lorsque cela s'avère nécessaire pour maintenir l'intégrité du système, les gestionnaires de réseau de transport appliquent une procédure de rachat fondée sur le marché dans laquelle les utilisateurs du réseau peuvent proposer de la capacité. Les utilisateurs du réseau reçoivent des informations sur la procédure de rachat applicable. L'application d'une procédure de rachat se fait sans préjudice des mesures d'urgence applicables.

7. Les gestionnaires de réseau de transport vérifient, avant d'appliquer une procédure de rachat, si des mesures techniques et commerciales autres peuvent permettre de maintenir l'intégrité du système avec un meilleur rapport coût-efficacité.
8. Lorsqu'il soumet son système de surréservation et de rachat, le gestionnaire de réseau de transport fournit toutes les données, estimations et modèles dont a besoin l'autorité de régulation nationale pour évaluer ledit système. Le gestionnaire de réseau de transport rend compte régulièrement à l'autorité de régulation nationale du fonctionnement du système et, à la demande de cette dernière, lui fournit toute donnée utile. L'autorité de régulation nationale peut demander au gestionnaire de réseau de transport de réviser son système.

2.2.3. *Mécanisme use-it-or-lose-it (UIOLI) d'offre de capacités fermes à un jour*

1. En ce qui concerne la modification de la nomination initiale, les autorités de régulation nationales exigent des gestionnaires de réseau de transport qu'ils appliquent au minimum, pour chaque utilisateur du réseau aux points d'interconnexion, les règles établies au point 3, si, sur la base du rapport annuel de suivi de l'ACER établi conformément au point 2.2.1.2, il apparaît qu'aux points d'interconnexion, et au prix de réserve lorsqu'il s'agit d'enchères, la demande a été supérieure à l'offre dans le cadre des procédures d'attribution des capacités durant l'année couverte par le rapport, pour les produits destinés à être utilisés au cours de cette même année ou de l'une des deux suivantes, et ce:
 - a) pour au minimum trois produits de capacité ferme de maturité égale à un mois; ou
 - b) pour au minimum deux produits de capacité ferme de maturité égale à un trimestre; ou
 - c) pour au minimum un produit de capacité ferme de maturité égale à au moins un an; ou
 - d) lorsque, durant au minimum six mois, aucun produit de capacité ferme de maturité égale à au moins un mois n'a été offert.
2. Si, sur la base du rapport de suivi annuel, il est démontré qu'une situation visée au point 1 ne devrait pas se reproduire au cours des trois années suivantes du fait, par exemple, d'un accroissement de la capacité disponible rendu possible par l'expansion

physique du réseau ou de l'arrivée à échéance de contrats à long terme, les autorités de régulation nationales compétentes peuvent décider de mettre un terme au mécanisme UIOLI d'offre de capacités fermes à un jour.

3. Sont autorisées les renominations fermes jusqu'à 90 % au maximum et 10 % au minimum de la capacité contractuelle de l'utilisateur du réseau au point d'interconnexion. Cependant, si la nomination dépasse 80 % de la capacité contractuelle, la moitié de la capacité non nominée peut être renominée à la hausse. Si la nomination ne dépasse pas 20 % de la capacité contractuelle, la moitié de la capacité nominée peut être renominée à la baisse. L'application du présent point se fait sans préjudice des mesures d'urgence applicables.
4. Le détenteur initial de la capacité contractuelle peut renommer sur une base interruptible la part soumise à restriction de sa capacité ferme contractuelle.
5. Le point 3 ne s'applique pas aux utilisateurs du réseau (les personnes ou les entreprises et les entreprises qu'elles contrôlent conformément à l'article 3 du règlement (CE) n° 139/2004) détenant moins de 10 % de la capacité technique moyenne au cours de l'année précédente au point d'interconnexion.
6. Aux points d'interconnexion auxquels un mécanisme UIOLI d'offre de capacités fermes à un jour conforme au point 3 est appliqué, une évaluation de la relation avec le système de surréservation et de rachat conformément au point 2.2.2 est réalisée par l'autorité de régulation nationale, qui peut décider à la suite de celle-ci de ne pas appliquer les dispositions du point 2.2.2 auxdits points d'interconnexion. Cette décision est notifiée immédiatement à l'ACER et à la Commission.
7. Une autorité de régulation nationale peut décider de mettre en œuvre un mécanisme UIOLI d'offre de capacités fermes à un jour conformément au point 3 à un point d'interconnexion. Avant d'adopter sa décision, l'autorité de régulation nationale consulte les autorités de régulation nationales des États membres frontaliers. Pour prendre sa décision, l'autorité de régulation nationale tient compte des avis des autorités de régulation nationales des États membres frontaliers.

2.2.4. *Restitution de capacités contractuelles*

Les gestionnaires de réseau de transport acceptent toute restitution de capacité ferme acquise contractuellement par l'utilisateur du réseau à un point d'interconnexion, à

l'exception des produits de capacité ayant une maturité d'un jour ou inférieure à un jour. L'utilisateur du réseau conserve ses droits et obligations au titre du contrat de capacité jusqu'à ce que la capacité soit réattribuée par le gestionnaire de réseau de transport et si elle n'est pas réattribuée par le gestionnaire de réseau de transport. La capacité restituée est prise en compte pour être réattribuée uniquement lorsque toute la capacité disponible a été attribuée. Le gestionnaire de réseau de transport notifie immédiatement à l'utilisateur du réseau toute réattribution de la capacité qu'il a restituée. Les modalités et conditions spécifiques applicables à la restitution de capacité, notamment pour les cas où plusieurs utilisateurs du réseau restituent de la capacité, sont approuvées par l'autorité de régulation nationale.

2.2.5. Mécanisme use-it-or-lose-it (UIOLI) d'offre de capacités à long terme

1. Les autorités de régulation nationales demandent aux gestionnaires de réseau de transport de retirer systématiquement, en tout ou partie, les capacités contractuelles sous-utilisées par un utilisateur du réseau à un point d'interconnexion lorsque ce dernier n'a ni vendu ni offert sa capacité non utilisée à des conditions raisonnables et que d'autres utilisateurs du réseau demandent des capacités fermes. La capacité contractuelle est considérée comme étant systématiquement sous-utilisée dans les cas suivants notamment:
 - a) l'utilisateur du réseau utilise annuellement en moyenne, à la fois entre le 1^{er} avril et le 30 septembre et entre le 1^{er} octobre et le 31 mars, moins de 80 % de sa capacité acquise par un contrat d'une durée effective de plus d'un an, sans qu'aucune justification appropriée n'ait été fournie, ou
 - b) l'utilisateur du réseau nomme systématiquement près de 100 % de sa capacité contractuelle et renomme à la baisse en vue de contourner les règles établies au point 2.2.3.3.
2. L'application d'un mécanisme UIOLI d'offre de capacités fermes à un jour n'est pas considérée comme justifiant la non-application du point 1.
3. Le retrait signifie pour l'utilisateur du réseau la perte partielle ou totale de sa capacité contractuelle pour une période donnée ou pour le reste de la période contractuelle effective. L'utilisateur du réseau conserve ses droits et obligations au titre du contrat de capacité jusqu'à ce que la capacité soit réattribuée par le gestionnaire de réseau de transport et si elle n'est pas réattribuée par le gestionnaire de réseau de transport.

4. Les gestionnaires de réseau de transport fournissent régulièrement aux autorités de régulation nationales toutes les données nécessaires pour qu'elles puissent surveiller la mesure dans laquelle sont utilisées les capacités acquises par un contrat d'une durée effective de plus d'un an ou par plusieurs contrats trimestriels formant au minimum deux ans.

3. DÉFINITION DES INFORMATIONS TECHNIQUES NÉCESSAIRES AUX UTILISATEURS POUR OBTENIR UN ACCÈS EFFECTIF AU RÉSEAU DE GAZ NATUREL, DÉFINITION DE TOUS LES POINTS PERTINENTS POUR LES EXIGENCES DE TRANSPARENCE ET INFORMATIONS À PUBLIER À TOUS LES POINTS PERTINENTS, AVEC LEUR FRÉQUENCE DE PUBLICATION

3.1. Définition des informations techniques nécessaires aux utilisateurs pour obtenir un accès effectif au réseau

3.1.1. Forme de la publication

1. Les gestionnaires de réseau de transport fournissent toutes les informations visées au point 3.1.2 et aux points 3.3.1 à 3.3.5 selon les modalités suivantes:

- a) sur un site web accessible au public, gratuitement et sans obligation d'inscription ou d'enregistrement auprès du gestionnaire de réseau de transport;
- b) de façon régulière/continue; la fréquence sera fonction des changements qui se produisent et de la durée du service;
- c) sous une forme conviviale;
- d) les informations doivent être *utiles, suffisamment* claires, *faciles d'accès et* non discriminantes et exposer clairement les données chiffrées;
- e) sous un format téléchargeable convenu, sur la base d'un avis fourni par l'ACER concernant un format harmonisé, entre les gestionnaires de réseau de transport et les autorités de régulation nationales, et permettant de procéder à des analyses quantitatives *et comparatives*;
- f) en utilisant les unités de manière cohérente, notamment le kWh (avec une température de combustion de référence de 298,15 K) pour le contenu énergétique et le m³ (à 273,15 K et 1,01325 bar) pour le volume. Il convient de

préciser le facteur constant de conversion en contenu énergétique. Il est également possible d'utiliser, pour la publication, d'autres unités que celles citées ci-dessus;

- g) dans la (les) langue(s) officielle(s) de l'État membre et en anglais;
- h) toutes les données sont mises à disposition sur une plate-forme centrale à l'échelle de l'Union, établie par le REGRT pour le gaz avec un bon rapport coût-efficacité.

2. Les gestionnaires de réseau de transport fournissent des détails concernant les modifications apportées à toutes les informations visées au point 3.1.2 et aux points 3.3.1 à 3.3.5 en temps utile, dès que ces dernières sont à leur disposition.

3.1.2. *Exigences de contenu relatives à la publication*

1. Les gestionnaires de réseau de transport publient au moins les informations ci-après concernant leurs systèmes et leurs services:

- a) une description détaillée et complète des différents services offerts et de leurs redevances;
- b) les différents types de contrat de transport existant pour ces services;
- c) le code de réseau et/ou les conditions types définissant les droits et les responsabilités de tous les utilisateurs du réseau, y compris:
 - i) les contrats de transport harmonisés et autres documents pertinents;
 - ii) dans la mesure où cela se révèle pertinent pour l'accès au système, pour tous les points pertinents définis au point 3.2 de la présente annexe, la spécification des paramètres pertinents relatifs à la qualité du gaz, y compris, au minimum, le pouvoir calorifique supérieur, l'indice de Wobbe et la teneur en oxygène, et la responsabilité ou les coûts de conversion pour les utilisateurs du réseau si le gaz ne correspond pas à ces spécifications;
 - iii) dans la mesure où cela se révèle pertinent pour l'accès au système, pour tous les points pertinents, des informations relatives aux exigences de pression;

- iv) la procédure en cas d'interruption d'une capacité interruptible et notamment, le cas échéant, le calendrier, le volume, et l'ordre de priorité de chaque interruption (par exemple, au prorata ou sur la base «premier arrivé, dernier interrompu»);
- d) les procédures harmonisées concernant l'utilisation du réseau de transport, y compris la définition des principaux termes;
- e) les dispositions concernant l'attribution des capacités, la gestion de la congestion et les procédures antisaturation et de réutilisation;
- f) les règles applicables à l'échange de capacités sur le marché secondaire vis-à-vis du gestionnaire de réseau de transport;
- g) les règles d'équilibrage et la méthode de calcul des redevances d'équilibrage;
- h) le cas échéant, la flexibilité et les niveaux de tolérance inclus dans le transport et les autres services ne donnant pas lieu à une redevance spécifique, ainsi que toute offre de flexibilité supplémentaire et les redevances correspondantes;
- i) une description détaillée du réseau de gaz du gestionnaire de réseau de transport et de ses points d'interconnexion pertinents tels qu'ils sont définis au point 3.2 de la présente annexe, ainsi que les noms des gestionnaires des réseaux ou installations interconnectés;
- j) les règles applicables à la connexion au réseau exploité par le gestionnaire de réseau de transport;
- k) les informations relatives aux mécanismes d'urgence, pour autant qu'ils relèvent de la responsabilité du gestionnaire de réseau de transport, tels que des mesures pouvant conduire à l'interruption du raccordement de groupes de consommateurs et d'autres règles générales en matière de responsabilité applicables au gestionnaire de réseau de transport;
- l) toute procédure approuvée par les gestionnaires de réseau de transport aux points d'interconnexion et pertinente pour l'accès des utilisateurs aux réseaux de transport concernés, en ce qui concerne l'interopérabilité du réseau, les procédures de nomination et procédures de mise en correspondance approuvées, ainsi que les autres procédures approuvées qui établissent des

dispositions relatives aux attributions de flux de gaz et à l'équilibrage, y compris les méthodes utilisées;

- m) les gestionnaires de réseau de transport publient une description détaillée et complète de la méthode et du processus de calcul de la capacité technique, avec notamment des informations sur les paramètres employés et les principales hypothèses.

3.2. Définition de tous les points pertinents pour les exigences de transparence

1. Les points pertinents comprennent au moins:

- a) tous les points d'entrée et de sortie d'un réseau de transport qui sont gérés par un gestionnaire de réseau de transport, à l'exception des points de sortie auxquels est raccordé un seul client final et des points d'entrée directement raccordés à l'installation de production d'un seul producteur établi dans l'Union européenne;
- b) tous les points d'entrée et de sortie connectant les zones d'équilibrage des gestionnaires de réseau de transport;
- c) tous les points raccordant le réseau d'un gestionnaire de réseau de transport à un terminal GNL, à des plates-formes gazières physiques et à des installations de stockage et de production, à moins que ces installations de production ne bénéficient d'une exemption en vertu du point a);
- d) tous les points raccordant le réseau d'un gestionnaire de réseau de transport donné à l'infrastructure nécessaire à la fourniture de services auxiliaires tels que définis à l'article 2, point 30, de la [refonte de la directive sur le gaz telle que proposée sous la référence COM(2021)xxx].

2. Les informations destinées aux clients finals uniques et aux installations de production, qui sont exclues de la définition des points pertinents figurant au point 3.2.1 a), sont publiées sous forme agrégée, au moins pour chaque zone d'équilibrage. Aux fins de l'application de la présente annexe, les informations agrégées ayant trait aux clients finals uniques et aux installations de productions, qui sont exclues de la définition des points pertinents figurant au point 3.2.1 a), sont considérées comme relatives à un même point pertinent.

3. Lorsque des points situés à l'interconnexion de réseaux de transport exploités par deux ou plusieurs gestionnaires de réseau de transport sont gérés uniquement par les gestionnaires concernés, sans intervention contractuelle ou opérationnelle d'utilisateurs des réseaux, quels qu'ils soient, ou lorsqu'il s'agit de points connectant un réseau de transport et un réseau de distribution et qu'il n'existe pas de congestion contractuelle aux points en question, les gestionnaires de réseau de transport peuvent être exemptés, pour ces points, de l'obligation de publier les exigences visées au point 3.3 de la présente annexe. L'autorité de régulation nationale peut imposer aux gestionnaires de réseau de transport de publier les exigences visées au point 3.3 de la présente annexe pour certains des points exemptés ou pour la totalité d'entre eux. Dans ce cas, les informations, si les gestionnaires de réseau de transport en disposent, sont publiées sous forme agrégée et à un niveau significatif, au moins pour chaque zone d'équilibrage. Aux fins de l'application de la présente annexe, les informations agrégées ayant trait à ces points sont considérées comme relatives à un même point pertinent.

3.3. Informations à publier à tous les points pertinents et fréquence de publication

1. À tous les points pertinents, les gestionnaires de réseau de transport publient les informations énumérées aux points a) à g) pour tous les services et services auxiliaires fournis (ces informations concernent en particulier le mélange, l'ajustement de la qualité du gaz et la conversion). Les informations sont publiées sous forme de données chiffrées pour des pas horaires ou des pas quotidiens équivalant à la plus courte période de référence pour la réservation et la (re)nomination de capacités et à la plus courte période de liquidation pour laquelle des redevances d'équilibrage sont calculées. Si la période de référence la plus courte n'est pas une période d'une journée, les informations énumérées aux points a) à g) doivent aussi être fournies pour la période d'une journée. Le gestionnaire de réseau publie ces informations et ces mises à jour dès qu'elles sont à sa disposition («en temps presque réel»):
- a) la capacité technique des flux dans les deux sens;
 - b) la capacité contractuelle totale ferme et interruptible dans les deux sens;
 - c) les nominations et renominations dans les deux sens;
 - d) la capacité disponible ferme et interruptible dans les deux sens;

- e) les flux physiques réels;
 - f) les interruptions prévues et effectives de capacité interruptible;
 - g) les interruptions de services fermes prévues et non prévues et les informations relatives à la restauration des services fermes (notamment les opérations de maintenance du réseau et la durée probable de toute interruption due à la maintenance). Les prévisions d'interruptions sont publiées au moins 42 jours à l'avance.
 - h) les cas de rejet de demandes légalement valables de produits de capacité ferme de maturité supérieure ou égale au mois, avec le nombre de demandes rejetées et la quantité de capacité correspondante;
 - i) en cas d'enchères, les lieux et dates auxquels des produits de capacité ferme de maturité supérieure ou égale au mois ont été vendus à des prix plus élevés que le prix de réserve;
 - j) les lieux et dates auxquels aucun produit de capacité ferme de maturité supérieure ou égale au mois n'a été proposé dans le cadre du processus d'attribution usuel;
 - k) la capacité totale rendue disponible par l'application des procédures de gestion de la congestion prévues aux points 2.2.2, 2.2.3, 2.2.4 et 2.2.5, pour chaque procédure de gestion de la congestion appliquée.
2. Pour tous les points pertinents, les informations mentionnées au point 3.3.1 a), b) et d), sont publiées au moins 24 mois à l'avance.
 3. À tous les points pertinents, les gestionnaires de réseau de transport publient, de façon continue pour les cinq années passées, des informations historiques sur les exigences visées au point 3.3.1 a) à g).
 4. Les gestionnaires de réseau de transport publient quotidiennement les valeurs mesurées du pouvoir calorifique supérieur, de l'indice de Wobbe, de la teneur en hydrogène en mélange dans le réseau de gaz naturel, de la teneur en méthane et de la teneur en oxygène à tous les points pertinents. Les chiffres préliminaires sont publiés au plus tard trois jours après la journée gazière considérée. Les chiffres définitifs sont publiés dans les trois mois suivant la fin du mois considéré.

5. Pour tous les points pertinents, les gestionnaires de réseau de transport publient tous les ans les capacités disponibles, les capacités réservées et les capacités techniques pour toutes les années où des capacités font l'objet de contrats plus un an, et ce au moins pour les dix années qui suivent. Ces informations sont mises à jour au moins une fois par mois, voire plus fréquemment si de nouvelles informations sont disponibles. La publication reflète la période pour laquelle des capacités sont offertes au marché.

3.4. Informations à publier sur le réseau de transport et fréquence de publication

1. Les gestionnaires de réseau de transport veillent à la publication et à la mise à jour quotidiennes d'informations sur les quantités agrégées des capacités offertes et des capacités contractuelles sur le marché secondaire (c'est-à-dire vendues par un utilisateur du réseau à un autre utilisateur du réseau), lorsqu'ils disposent de ces informations. Les informations incluent les éléments suivants:
 - a) le point d'interconnexion où la capacité est vendue;
 - b) le type de capacité, à savoir entrée, sortie, ferme, interruptible;
 - c) la quantité et la durée des droits d'utilisation de la capacité;
 - d) le type de vente, à savoir transfert ou attribution;
 - e) le nombre total d'échanges/transferts;
 - f) toute autre condition connue du gestionnaire de réseau de transport et visée au point 3.3.

Lorsque ces informations sont fournies par un tiers, les gestionnaires de réseau de transport sont exemptés de cette obligation.

2. Les gestionnaires de réseau de transport publient les conditions harmonisées dans lesquelles ils acceptent les transactions (transferts et attributions, par exemple) portant sur des capacités. Ces conditions doivent au moins comprendre:
 - a) une description des produits normalisés pouvant être vendus sur le marché secondaire;
 - b) les délais relatifs à la mise en œuvre/l'acceptation/l'enregistrement des échanges sur le marché secondaire. Les raisons des éventuels retards doivent être publiées;

- c) la notification au gestionnaire du réseau de transport, par le vendeur ou par le tiers mentionné au point 3.4.1, du nom du vendeur et de l'acheteur et des spécifications de la capacité telles qu'elles sont décrites au point 3.4.1.

Lorsque ces informations sont fournies par un tiers, les gestionnaires de réseau de transport sont exemptés de cette obligation.

3. En ce qui concerne le service d'équilibrage de son réseau, chaque gestionnaire de réseau de transport communique à chaque utilisateur du réseau, pour chaque période d'équilibrage, ses volumes de déséquilibre préliminaires spécifiques ainsi que les données relatives aux coûts, pour chaque utilisateur du réseau, au plus tard un mois après la fin de la période d'équilibrage. Les données définitives relatives aux clients dont l'approvisionnement se fait sur la base de courbes de charge normalisées peuvent être fournies jusqu'à 14 mois plus tard. Lorsque ces informations sont fournies par un tiers, les gestionnaires de réseau de transport sont exemptés de cette obligation. Les exigences de confidentialité concernant les informations commercialement sensibles sont respectées lors de la fourniture de ces informations.
4. Lorsque des services de flexibilité autres que des tolérances sont proposés, les gestionnaires de réseau de transport publient quotidiennement des prévisions à un jour concernant le degré maximal de flexibilité, le niveau de flexibilité réservé et la disponibilité en matière de flexibilité pour le marché pour la journée gazière suivante. Le gestionnaire de réseau de transport publie aussi des informations ex post sur l'utilisation cumulée de chaque service de flexibilité à la fin de chaque journée gazière. Si l'autorité de régulation nationale estime que ces informations pourraient donner lieu à des abus de la part des utilisateurs du réseau, elle peut décider d'exempter le gestionnaire de réseau de transport de cette obligation.
5. Les gestionnaires de réseau de transport publient, par zone d'équilibrage, la quantité de gaz dans le réseau de transport au début de chaque journée gazière et les prévisions de quantité de gaz dans le réseau de transport à la fin de chaque journée gazière. Les prévisions de quantité de gaz dans le réseau de transport à la fin de la journée gazière sont mises à jour heure par heure tout au long de la journée gazière. Si les redevances d'équilibrage sont calculées sur une base horaire, le gestionnaire de réseau de transport publie la quantité de gaz dans le réseau de transport sur une base horaire. Les gestionnaires de réseau de transport peuvent aussi publier, par zone

d'équilibrage, les déséquilibres cumulés de tous les utilisateurs au début de chaque période d'équilibrage et les prévisions de déséquilibres cumulés de tous les utilisateurs à la fin de chaque journée gazière. Si l'autorité de régulation nationale estime que ces informations pourraient donner lieu à des abus de la part des utilisateurs du réseau, elle peut décider d'exempter le gestionnaire de réseau de transport de cette obligation.

6. Les gestionnaires de réseau de transport fournissent des moyens conviviaux permettant de calculer les tarifs.
7. Les gestionnaires de réseau de transport tiennent pendant cinq (5) ans au moins à la disposition des autorités nationales des relevés effectifs de tous les contrats de capacité et les autres informations concernant le calcul des capacités disponibles et l'accès à celles-ci, et notamment les nominations et interruptions individuelles. Les gestionnaires de réseau de transport conservent pendant au moins cinq ans toutes les informations pertinentes visées au point 3.3.4 et au point 3.3.5 et les mettent à la disposition des autorités de régulation lorsque celles-ci en font la demande. Les deux parties respectent la confidentialité des informations commerciales.
8. Par voie de publication à une date prédéfinie et avec un préavis suffisant, les gestionnaires de réseau de transport communiquent, au moins une fois par an, toutes les périodes de maintenance prévues qui sont susceptibles d'affecter les droits dont les utilisateurs du réseau disposent en vertu de contrats de transport, ainsi que toutes les informations correspondantes concernant l'exploitation. Ils publient notamment, dans les meilleurs délais et sans discrimination, tout changement dans les périodes de maintenance prévues et notifient toute opération de maintenance imprévue dès qu'ils ont connaissance de ces informations. Au cours des périodes de maintenance, les gestionnaires de réseau de transport publient régulièrement des informations actualisées sur les détails, la durée prévisible et les effets des opérations de maintenance.

4. EXIGENCES RELATIVES À LA FORME ET AU CONTENU DE LA PUBLICATION DES INFORMATIONS TECHNIQUES CONCERNANT L'ACCÈS AU RÉSEAU PAR LES GESTIONNAIRES DE RÉSEAU D'HYDROGÈNE ET INFORMATIONS À PUBLIER À TOUS LES POINTS PERTINENTS, AVEC LA FRÉQUENCE DE PUBLICATION

4.1. Forme de la publication des informations techniques concernant l'accès au

réseau

1. Les gestionnaires de réseau d'hydrogène fournissent toutes les informations nécessaires aux utilisateurs du réseau pour obtenir un accès effectif au réseau visées aux points 4.2 et 4.3 selon les modalités suivantes:
 - a) sur un site web accessible au public, gratuitement et sans obligation d'inscription ou d'enregistrement auprès du gestionnaire de réseau d'hydrogène;
 - b) de façon régulière/continue; la fréquence sera fonction des changements qui se produisent et de la durée du service;
 - c) sous une forme conviviale;
 - d) les informations doivent être claires, quantifiables, faciles d'accès et non discriminantes;
 - e) sous un format téléchargeable convenu, sur la base d'un avis fourni par l'ACER concernant un format harmonisé, entre les gestionnaires de réseau d'hydrogène et les autorités de régulation, et permettant de procéder à des analyses quantitatives;
 - f) en utilisant les unités de manière cohérente, notamment le kWh pour le contenu énergétique et le m³ pour le volume. Il convient de préciser le facteur constant de conversion en contenu énergétique. Il est également possible d'utiliser, pour la publication, d'autres unités que celles citées ci-dessus;
 - g) dans la (les) langue(s) officielle(s) de l'État membre et en anglais;
 - h) toutes les données sont mises à disposition, à compter du [1^{er} octobre 2025], sur une plate-forme centrale à l'échelle de l'Union, établie par le réseau européen des gestionnaires de réseaux pour l'hydrogène avec un bon rapport coût-efficacité.
2. Les gestionnaires de réseau d'hydrogène fournissent des détails concernant les modifications apportées à toutes les informations visées aux points 4.2 et 4.3 en temps utile, dès que ces dernières sont à leur disposition.

4.2. Contenu de la publication des informations techniques concernant l'accès au réseau

1. Les gestionnaires de réseau d'hydrogène publient au moins les informations ci-après concernant leurs systèmes et leurs services:
 - a) une description détaillée et complète des différents services offerts et de leurs redevances;
 - b) les différents types de contrat de transport existant pour ces services;
 - c) les codes de réseau et/ou les conditions types définissant les droits et les responsabilités de tous les utilisateurs du réseau, y compris:
 - 1) les contrats de transport harmonisés et autres documents pertinents;
 - 2) dans la mesure où cela se révèle pertinent pour l'accès au réseau, pour tous les points pertinents, la spécification des paramètres pertinents relatifs à la qualité de l'hydrogène, et la responsabilité ou les coûts de conversion pour les utilisateurs du réseau si l'hydrogène ne correspond pas à ces spécifications;
 - 3) dans la mesure où cela se révèle pertinent pour l'accès au système, pour tous les points pertinents, des informations relatives aux exigences de pression;
 - d) les procédures harmonisées appliquées lors de l'utilisation du réseau d'hydrogène, y compris la définition des principaux termes;
 - e) le cas échéant, la flexibilité et les niveaux de tolérance inclus dans le transport et les autres services ne donnant pas lieu à une redevance spécifique, ainsi que toute offre de flexibilité supplémentaire et les redevances correspondantes;
 - f) une description détaillée du réseau d'hydrogène du gestionnaire de réseau d'hydrogène et de ses points d'interconnexion pertinents tels qu'ils sont définis au point 2, ainsi que les noms des gestionnaires des réseaux ou installations interconnectés;
 - g) les règles de raccordement au réseau exploité par le gestionnaire de réseau d'hydrogène;
 - h) les informations relatives aux mécanismes d'urgence, pour autant qu'ils relèvent de la responsabilité du gestionnaire de réseau d'hydrogène, par exemple les mesures pouvant conduire à l'interruption du raccordement de

groupes de consommateurs et les autres règles générales en matière de responsabilité applicables au gestionnaire de réseau d'hydrogène;

- i) toute procédure approuvée par les gestionnaires de réseau d'hydrogène aux points d'interconnexion et pertinente pour l'accès des utilisateurs au réseau d'hydrogène concerné, en ce qui concerne l'interopérabilité du réseau.

2. Les points pertinents comprennent au moins:

- a) tous les points d'entrée et de sortie d'un réseau d'hydrogène qui sont gérés par un gestionnaire de réseau d'hydrogène, à l'exception des points de sortie auxquels est raccordé un seul client final et des points d'entrée directement raccordés à une installation de production d'un seul producteur établi dans l'UE;
- b) tous les points d'entrée et de sortie raccordant les réseaux des gestionnaires de réseau d'hydrogène;
- c) tous les points raccordant le réseau d'un gestionnaire de réseau d'hydrogène à un terminal GNL, à des terminaux d'hydrogène, à des plates-formes gazières physiques et à des installations de stockage et de production, à moins que ces installations de production ne bénéficient d'une exemption en vertu du point a);
- d) tous les points raccordant le réseau d'un gestionnaire de réseau d'hydrogène donné à l'infrastructure nécessaire à la fourniture de services auxiliaires.

3. Les informations destinées aux clients finals uniques et aux installations de production, qui sont exclues de la définition des points pertinents figurant au point 2 a) de la présente section sont publiées sous forme agrégée, et considérées comme un point pertinent.

4.3. Informations à publier à tous les points pertinents et fréquence de publication

1. À tous les points pertinents, les gestionnaires de réseau d'hydrogène publient les informations énumérées aux points a) à g), pour tous les services sous forme de données chiffrées pour des pas horaires ou des pas quotidiens. Le gestionnaire de réseau d'hydrogène publie ces informations et ces mises à jour dès qu'elles sont à sa disposition («en temps presque réel»):

- a) la capacité technique des flux dans les deux sens;

- b) la capacité contractuelle totale dans les deux sens;
 - c) les nominations et renominations dans les deux sens;
 - d) la capacité disponible dans les deux sens;
 - e) les flux physiques réels;
 - f) les interruptions prévues et effectives de capacité;
 - g) les interruptions de services prévues et non prévues. Les prévisions d'interruptions sont publiées au moins 42 jours à l'avance.
2. Pour tous les points pertinents, les informations mentionnées au point 1 a), b) et d) ci-dessus sont publiées au moins 24 mois à l'avance.
3. À tous les points pertinents, les gestionnaires de réseau d'hydrogène publient, de façon continue pour les cinq années passées, des informations historiques sur les exigences visées au point 1 a) à f) ci-dessus.
4. Les gestionnaires de réseau d'hydrogène publient quotidiennement les valeurs mesurées de la pureté de l'hydrogène et des contaminants à tous les points pertinents. Les chiffres préliminaires sont publiés au plus tard dans les trois jours. Les chiffres définitifs sont publiés dans les trois mois suivant la fin du mois considéré.
5. Les modalités de mise en œuvre des points 4.1, 4.2 et 4.3, telles que les détails relatifs à la forme et au contenu des informations nécessaires aux utilisateurs du réseau pour obtenir un accès effectif au réseau, les informations à publier aux points pertinents et le détail des fréquences de publication, doivent être fixées dans un code de réseau établi sur la base de l'article 52 du présent règlement.

Annexe II

**ARRANGEMENTS TECHNIQUES, JURIDIQUES ET
FINANCIERS PAR DÉFAUT CONFORMÉMENT À
L'ARTICLE 13, PARAGRAPHE 14, DU RÈGLEMENT (UE)
2017/1938**

La présente annexe contient la procédure, sous la forme de modèles obligatoires, à suivre aux fins de l'application d'une mesure de solidarité conformément à l'article 13, dans l'hypothèse où l'État membre qui demande la solidarité («État membre demandeur») et l'État membre qui est obligé de fournir la mesure de solidarité en vertu de l'article 13, paragraphes 1 et 2 («État membre qui répond à la demande») ne sont pas parvenus à se mettre d'accord ou à établir la version définitive des arrangements techniques, juridiques et financiers prévus à l'article 13, paragraphe 10.

Lorsque plusieurs États membres répondent à la demande et que des arrangements bilatéraux en matière de solidarité sont en place avec un ou plusieurs d'entre eux, ces derniers arrangements devraient prévaloir entre les États membres qui se sont mis d'accord au niveau bilatéral. Les arrangements par défaut ne seront applicables qu'avec l'autre État membre qui répond à la demande.

La communication entre l'État membre demandeur et l'État membre qui répond à la demande se fait en priorité par courrier électronique; si cela n'est pas possible, par téléphone ou par tout autre moyen disponible, à spécifier dans la demande de solidarité et à confirmer dans l'accusé de réception de la demande.

Les modèles suivants, une fois remplis, sont à adresser par courrier électronique aux contreparties concernées des autres États membres (en tant que destinataires principaux, pour action), ainsi qu'au point de contact de la Commission pour la gestion des crises gazières (en copie, pour information).

1. Demande de solidarité (à remplir en anglais)

Instructions:

À transmettre au plus tard 20 heures avant le début du jour de livraison (*sauf cas de force majeure*).

Lorsque plusieurs États membres répondent à la demande, la demande de solidarité leur est envoyée à tous simultanément, de préférence au moyen du même courrier électronique.

Les mesures de solidarité doivent être demandées pour la journée gazière suivante, telle que définie à l'article 3, point 7, du règlement (UE) n° 984/2013. Si nécessaire, la demande sera renouvelée pour d'autres journées gazières.

Date: _____

Heure: _____

1. Au nom de [la /le /l'](*État membre demandeur*), je demande à [la /le /l'](*État membre qui répond à la demande*) l'application de mesures de solidarité en vertu de l'article 13, paragraphe 1, et de l'article 13, paragraphe 2 (*supprimer ce dernier article si non pertinent*). Je confirme que les exigences de l'article 13, paragraphe 3, sont satisfaites.

2. Brève description des mesures mises en œuvre par [la /le /l'](*État membre demandeur*) [telle que prévue à l'article 13, paragraphe 3, point c)]:

3. [La /Le /L'](*État membre demandeur*) s'engage à verser rapidement une indemnisation équitable pour les mesures de solidarité à [la /le /l'](*État membre qui répond à la demande*) conformément à l'article 13, paragraphe 8. L'indemnisation sera versée en EUR dans les 30 jours suivant la réception de la facture.

4. Autorité compétente de l'État membre demandeur:

Personne de contact:

Adresse électronique: _____

Téléphone: + _____ En cas d'absence:

Ou messagerie instantanée: + _____

5. Autorité compétente de l'État membre qui répond à la demande (à confirmer dans votre accusé de réception):

Personne de contact:

Adresse électronique: _____

Téléphone: + _____ En cas d'absence:

Ou messagerie instantanée: + _____

6. GRT responsable de l'État membre demandeur:

Personne de contact: _____

Téléphone + _____

7. Gestionnaire de zone de marché responsable de l'État membre demandeur (le cas échéant): _____

Personne de contact: _____

Téléphone + _____

8. Dans le cas où les mesures de solidarité sont prises sur une base volontaire (mesures fondées sur le marché), les contrats de livraison de gaz sont conclus avec les acteurs du marché de l'État membre qui répond à la demande

- par l'État membre demandeur ou
- par un agent agissant pour le compte de l'État membre demandeur (avec garantie de l'État).

Nom: _____.

Personne de contact: _____.

Téléphone: + _____.

9. Détails techniques de la demande

a) Volume de gaz nécessaire (total):

_____ kWh,

dont

gaz à haut pouvoir calorifique: _____ kWh;

gaz à bas pouvoir calorifique: _____ kWh.

b) Points de livraison (interconnexions):

_____;

_____;

_____;

_____.

Existence de limitations en ce qui concerne les points de livraison:

Non

Oui

Si oui, veuillez indiquer précisément les points de livraison et les volumes de gaz nécessaires:

Point de livraison:

Volume de gaz:

_____ kWh

_____ kWh

_____ kWh

_____ kWh

Signature: _____

2. Accusé de réception/demande d'informations complémentaires (à remplir en anglais)

Instructions:

À transmettre dans les 30 minutes suivant la réception de la demande.

À l'attention de (*autorité compétente de l'État membre demandeur*):

Au nom de [la /le /l'](*État membre qui répond à la demande*), j'accuse réception de votre demande d'application de mesures de solidarité en vertu de l'article 13, paragraphe 1, et de l'article 13, paragraphe 2 (*supprimer ce dernier article si non pertinent*).

Je confirme / modifie les coordonnées à utiliser lors des prochaines étapes:

Personne de contact:

Adresse électronique: _____

Téléphone: + _____ En cas d'absence:

Ou messagerie instantanée: + _____

(*Si la demande est incomplète/contient des erreurs ou des omissions*) Après vérification, il semble que votre demande est incomplète/contient les erreurs/informations manquantes suivantes:

.....
.....

Veillez nous adresser une demande modifiée comportant les données manquantes / correctes dans un délai de 30 minutes, si possible.

Fait le (date) à (heure)

Signature:

3. Offre de solidarité (à remplir en anglais)

Instructions:

1) À transmettre au plus tard 11 heures avant le début du jour de livraison (sauf cas de force majeure).

2) L'offre de solidarité comprend en priorité des offres de gaz fondées sur des mesures volontaires («offres primaires»). Ensuite, si les offres primaires ne suffisent pas à couvrir les volumes indiqués dans la demande de solidarité, l'offre de solidarité inclut des offres de gaz additionnelles, fondées sur des mesures obligatoires («offres secondaires»). Si les offres primaires émises par les autres États membres qui répondent à la demande (le cas échéant) ne suffisent pas à couvrir la demande de solidarité, (autorité compétente de l'État membre qui répond à la demande) se tient prête à activer les mesures non fondées sur le marché et à fournir les volumes manquants.

3) L'indemnisation au titre de l'article 13, paragraphe 8, pour les offres de gaz au titre de la solidarité fondées sur des mesures volontaires inclut le prix du gaz (tel qu'il découle des clauses contractuelles, des appels d'offre ou des autres mécanismes fondés sur le marché appliqués) et les coûts du transport jusqu'au point de livraison. Cette indemnisation est versée directement par l'État membre demandeur au ou aux fournisseurs de gaz de la partie qui répond à la demande.

(4) L'indemnisation (à verser à l'État membre qui répond à la demande) au titre de l'article 13, paragraphe 8, pour les offres de gaz au titre de la solidarité fondées sur des mesures obligatoires comprend inclut:

a. le prix du gaz, qui correspond au dernier prix disponible sur le marché spot, pour la qualité du gaz concernée, sur la plate-forme d'échange de l'État membre qui répond à la demande à la date de fourniture de la mesure de solidarité; si plusieurs plates-formes d'échange existent sur le territoire de l'État membre qui répond à la demande, le prix correspond à la moyenne arithmétique des derniers prix disponibles sur le marché au comptant sur l'ensemble des plates-formes; s'il n'existe pas de plate-forme d'échange sur le territoire de l'État membre qui répond à la demande, il correspond à la moyenne arithmétique des derniers prix disponibles sur le marché spot de l'ensemble des plates-formes présentes sur le territoire de l'Union;

b. toute indemnisation résultant de la mesure obligatoire, que doit verser l'État membre qui répond à la demande aux tiers affectés sur la base des dispositions législatives et réglementaires applicables, y compris, le cas échéant, les coûts des procédures judiciaires et extrajudiciaires, et

c. les coûts du transport jusqu'au point de livraison.

5) L'État membre qui répond à la demande supporte le risque lié au transport pour le transport jusqu'au point de livraison.

6) L'État membre demandeur veille à ce que les volumes de gaz fournis aux points de livraison convenus soient soutirés. L'indemnisation pour les mesures de solidarité est due quels que soient les volumes de gaz réellement soutirés par rapport à ceux fournis conformément au contrat.

Date

Heure:.....

À l'attention de (*autorité compétente de l'État membre demandeur*).

1. En réponse à votre demande d'application de mesures de solidarité au titre de l'article 13, paragraphe 1, et de l'article 13, paragraphe 2 (*supprimer ce dernier article si non pertinent*), reçue le (date) à (heure), (*autorité compétente de l'État membre qui répond à la demande*) vous soumet l'offre/les offres suivantes:

2. Informations relatives à la partie qui fournit du gaz

a. Fournisseur de gaz / acteur du marché signant le contrat

Personne de contact: _____

Téléphone: + _____

b. Autorité compétente contractante

Personne de contact: _____

Téléphone: + _____

c. GRT responsable:

Personne de contact: _____

Téléphone: + _____

d. Gestionnaire de zone de marché responsable (le cas échéant):

Personne de contact: _____

Téléphone + _____

3. Offres primaires – fondées sur des mesures volontaires («fondées sur le marché»)

a. Volume de gaz (total):

_____ kWh, dont

gaz à haut pouvoir calorifique: _____ kWh,

gaz à bas pouvoir calorifique: _____ kWh.

b. Période de fourniture:

c. Capacité de transport maximale:

_____ kW/h, dont

capacité ferme: _____ kWh/h;

capacité interruptible: _____ kWh/h.

d. Points de livraison (interconnexions):

Point de livraison	Capacité de transport ferme	Capacité de transport interruptible
--------------------	-----------------------------	-------------------------------------

_____	_____ kWh/h	_____ kWh/h
-------	-------------	-------------

_____	_____ kWh/h	_____ kWh/h
-------	-------------	-------------

_____	_____ kWh/h	_____ kWh/h
-------	-------------	-------------

_____	_____ kWh/h	_____ kWh/h
-------	-------------	-------------

_____	_____ kWh/h	_____ kWh/h
-------	-------------	-------------

e. Référence relative à la plate-forme de réservation de capacités:

f. Indemnisation estimée de la mesure volontaire

prix du gaz: EUR;

autres coûts: EUR (veuillez préciser)

g. Détails du paiement:

Bénéficiaire: _____

Coordonnées bancaires: _____

4. Offres secondaires — fondées sur des mesures obligatoires («non fondées sur le marché»)

a. Volume de gaz (total):

_____ kWh, dont

gaz à haut pouvoir calorifique: _____ kWh,

gaz à bas pouvoir calorifique: _____ kWh.

b. Période de fourniture:

c. Capacité de transport maximale:

_____ kW/h, dont

capacité ferme: _____ kWh/h;

capacité interruptible: _____ kWh/h.

d. Points de livraison (interconnexions):

Point de livraison	Capacité de transport ferme	Capacité de transport interruptible
--------------------	-----------------------------	-------------------------------------

_____	_____ kWh/h	_____ kWh/h
-------	-------------	-------------

_____	_____ kWh/h	_____ kWh/h
-------	-------------	-------------

_____	_____ kWh/h	_____ kWh/h
-------	-------------	-------------

_____	_____ kWh/h	_____ kWh/h
-------	-------------	-------------

_____	_____ kWh/h	_____ kWh/h
-------	-------------	-------------

e. Référence relative à la plate-forme de réservation de capacités:

f. Coûts prévisibles des mesures obligatoires:

prix estimé du gaz par kWh: _____ EUR;

coûts de transport prévisibles: _____ EUR;

Montant estimé du versement d'une indemnisation aux secteurs de l'économie de l'État
membre qui répond à la demande affectés par des réductions de livraisons

_____ EUR.

g. Détails du paiement:

Bénéficiaire: _____

Coordonnées bancaires: _____

Fait le (date) à (heure)

Signature:

4. Accusé de réception de l'offre de solidarité (à remplir en anglais)

Instructions:

À transmettre dans les 30 minutes qui suivent la réception de la demande.

À l'attention de (*autorité compétente de l'État membre demandeur*):

Au nom de [la /le /l'](*État membre demandeur*), j'accuse réception de votre offre de solidarité reçue le (date)...., à (heure). (heure):

(*Autorité compétente de l'État membre demandeur*)

Personne de contact:

Téléphone: +

Fait le (date) à (heure)

Signature:

5. **Acceptation / refus des offres de solidarité fondées sur des mesures volontaires** (*à remplir en anglais*)

Instructions:

- (1) À transmettre dans les 2 heures qui suivent la réception de la demande.
- (2) Si l'offre est acceptée dans son intégralité, la déclaration d'acceptation doit reproduire les termes exacts de l'offre, telle que reçue de la part de l'État membre qui répond à la demande. Une acceptation partielle de l'offre ne peut porter que sur les volumes à fournir.

Date Heure.....

1. Au nom de [la /le /l'](*État membre demandeur*), j'accepte / je refuse *partiellement / dans son intégralité* l'offre faite par [la /le /l'](*État membre qui répond à la demande*) le (*date*) à (*heure*) en vue de l'application de mesures de solidarité en vertu de l'article 13, paragraphe 1, et de l'article 13, paragraphe 2 (*supprimer ce dernier article si non pertinent*).

2. Autorité compétente de l'État membre demandeur:

Personne de contact:

Téléphone: + _____

3. GRT responsable de l'État membre demandeur:

Personne de contact: _____

Téléphone: + _____

4. Gestionnaire de zone de marché responsable de l'État membre demandeur (le cas échéant):

Personne de contact: _____

Téléphone + _____

5. Offre(s) primaire(s) acceptée(s), fondée(s) sur des mesures volontaires (*veuillez reproduire les termes exacts de l'«offre primaire» ou des «offres primaires», telle(s) qu'acceptée(s)*):

.....

Fait le (date) à (heure)

Signature:

6. Acceptation des offres de solidarité fondées sur des mesures obligatoires (à remplir en anglais)

Instructions:

- (1) À transmettre dans les 3 heures qui suivent la réception de l'offre de solidarité.
- (2) Si l'offre est acceptée dans son intégralité, la déclaration d'acceptation doit reproduire les termes exacts de l'offre, telle que reçue de la part de l'État membre qui répond à la demande. Une acceptation partielle de l'offre ne peut porter que sur les volumes à fournir.
- (3) La déclaration d'acceptation des offres fondées sur des mesures obligatoires comporte:
 - a) une brève description des offres fondées sur des mesures volontaires reçues des autres États membres qui répondent à la demande; b) le cas échéant, les motifs pour lesquels ces offres n'ont pas été acceptées (nb.: ces motifs ne peuvent pas porter sur le prix); c) une brève description des offres fondées sur des mesures obligatoires reçues des autres États membres qui répondent à la demande; d) une mention indiquant si ces offres ont été acceptées, et, si elles ont été refusées, les motifs du refus.
- (4) La Commission peut convoquer une réunion téléphonique de coordination avec l'État membre demandeur et tous les États membres qui répondent à la demande; elle y est tenue si l'un des États membres en fait la demande. Cette réunion téléphonique se tient dans les 30 minutes à compter de l'acceptation des offres de solidarité fondées sur des mesures obligatoires (si elle est organisée à l'initiative de la Commission) ou à compter de la réception de la demande, si elle est demandée par un État membre.

Date Heure.....

1. Au nom de [la /le /l'](*État membre demandeur*), j'accepte / je refuse *partiellement / dans son intégralité* l'offre faite par [la /le /l'](*État membre qui répond à la demande*) le (*date*) à (*heure*) en vue de l'application de mesures de solidarité en vertu de l'article 13, paragraphe 1, et de l'article 13, paragraphe 2 (*supprimer ce dernier article si non pertinent*).
2. Autorité compétente de l'État membre demandeur:

Personne de contact:

Téléphone: + _____

3. GRT responsable de l'État membre demandeur:

Personne de contact: _____

Téléphone: + _____

4. Gestionnaire de zone de marché responsable de l'État membre demandeur (le cas échéant):

Personne de contact: _____

Téléphone + _____

5. Offre secondaire acceptée, fondée sur des mesures obligatoires (*veuillez reproduire les termes exacts de l'«offre secondaire», telle que reçue de l'État membre qui répond à la demande*):

.....

6. Informations additionnelles relatives à l'acceptation d'offres secondaires:

a) brève description des offres fondées sur des mesures volontaires reçues des autres États membres qui répondent à la demande:

.....

b) ces offres ont-elles été acceptées? Si non, veuillez en indiquer les raisons:

.....

c) brève description des offres fondées sur des mesures obligatoires reçues des autres États membres qui répondent à la demande:

.....

a) ces offres ont-elles été acceptées? Si non, veuillez en indiquer les raisons:

.....

Fait le (date) à (heure)

Signature

Annexe III

Règlement abrogé et liste de ses modifications successives

Règlement (CE) n° 715/2009 du Parlement européen et du Conseil (JO L 211 du 14.8.2009, p. 36)	
Décision 2010/685/UE de la Commission (JO L 293 du 11.11.2010, p. 67)	
Décision 2012/490/UE de la Commission (JO L 231 du 28.8.2012, p. 16)	
Règlement (UE) n° 347/2013 du Parlement européen et du Conseil (JO L 115 du 25.4.2013, p. 39)	(article 22 uniquement)
Décision (UE) 2015/715 de la Commission (JO L 114 du 5.5.2015, p. 9)	
Règlement (UE) 2018/1999 du Parlement européen et du Conseil (JO L 328 du 21.12.2018, p. 1)	(article 50 uniquement)

Annexe IV

Tableau de correspondance

Règlement (UE) n° 715/2009	Présent règlement
Article 1 ^{er} , premier alinéa (partie introductive)	Article 1 ^{er} , premier alinéa (partie introductive)
Article 1 ^{er} , point a)	Article 1 ^{er} , point a)
Article 1 ^{er} , point b)	-
Article 1 ^{er} , point c)	Article 1 ^{er} , point b)
Article 1 ^{er} , deuxième, troisième et quatrième alinéas	Article 1 ^{er} , deuxième, troisième et quatrième alinéas
Article 2, paragraphe 1 (partie introductive)	Article 2, paragraphe 1 (partie introductive)
-	Article 2, paragraphe 1, point 1)
Article 2, paragraphe 1, point 1)	Article 2, paragraphe 1, point 2)
Article 2, paragraphe 1, point 2)	Article 2, paragraphe 1, point 3)
Article 2, paragraphe 1, point 3)	Article 2, paragraphe 1, point 4)
Article 2, paragraphe 1, point 4)	Article 2, paragraphe 1, point 5)
Article 2, paragraphe 1, point 5)	Article 2, paragraphe 1, point 6)
Article 2, paragraphe 1, point 6)	Article 2, paragraphe 1, point 7)

Règlement (UE) n° 715/2009	Présent règlement
Article 2, paragraphe 1, point 7)	Article 2, paragraphe 1, point 8)
Article 2, paragraphe 1, point 8)	Article 2, paragraphe 1, point 9)
Article 2, paragraphe 1, point 9)	Article 2, paragraphe 1, point 10)
Article 2, paragraphe 1, point 10)	Article 2, paragraphe 1, point 11)
Article 2, paragraphe 1, point 11)	Article 2, paragraphe 1, point 12)
Article 2, paragraphe 1, point 12)	Article 2, paragraphe 1, point 13)
Article 2, paragraphe 1, point 13)	Article 2, paragraphe 1, point 14)
Article 2, paragraphe 1, point 14)	Article 2, paragraphe 1, point 15)
Article 2, paragraphe 1, point 15)	Article 2, paragraphe 1, point 16)
Article 2, paragraphe 1, point 16)	Article 2, paragraphe 1, point 17)
Article 2, paragraphe 1, point 17)	Article 2, paragraphe 1, point 18)
Article 2, paragraphe 1, point 18)	Article 2, paragraphe 1, point 19)
Article 2, paragraphe 1, point 19)	Article 2, paragraphe 1, point 20)
Article 2, paragraphe 1, point 20)	Article 2, paragraphe 1, point 21)
Article 2, paragraphe 1, point 21)	Article 2, paragraphe 1, point 22)
Article 2, paragraphe 1, point 22)	Article 2, paragraphe 1, point 23)

Règlement (UE) n° 715/2009	Présent règlement
Article 2, paragraphe 1, point 23)	Article 2, paragraphe 1, point 24)
Article 2, paragraphe 1, point 24)	Article 2, paragraphe 1, point 25)
Article 2, paragraphe 1, point 25)	Article 2, paragraphe 1, point 26)
Article 2, paragraphe 1, point 26)	Article 2, paragraphe 1, point 27)
Article 2, paragraphe 1, point 27)	Article 2, paragraphe 1, point 28)
Article 2, paragraphe 1, point 28)	Article 2, paragraphe 1, point 29)
-	Article 2, paragraphe 1, point 30)
-	Article 2, paragraphe 1, point 31)
-	Article 2, paragraphe 1, point 32)
-	Article 2, paragraphe 1, point 33)
-	Article 2, paragraphe 1, point 34)
-	Article 2, paragraphe 1, point 35)
-	Article 2, paragraphe 1, point 36)
-	Article 2, paragraphe 1, point 37)
-	Article 2, paragraphe 1, point 38)
Article 2, paragraphe 2	Article 2, paragraphe 2

Règlement (UE) n° 715/2009	Présent règlement
-	Article 3
-	Article 4
Article 14	Article 5
Article 14, paragraphe 1	Article 5, paragraphes 1 et 2
-	Article 5, paragraphe 3
Article 14, paragraphe 3	Article 5, paragraphe 4
Article 14, paragraphe 2	Article 5, paragraphe 5
-	Article 6
Article 15	Article 7
Article 7, paragraphes 1 et 2	Article 7, paragraphes 1 et 2
-	Article 7, paragraphe 3
Article 7, paragraphe 3	Article 7, paragraphe 4
-	Article 7, paragraphe 4, deuxième alinéa
Article 7, paragraphe 4	Article 7, paragraphe 5
Article 7, paragraphe 5	Article 7, paragraphe 6
-	Article 8

Règlement (UE) n° 715/2009	Présent règlement
Article 16	Article 9
Article 16, paragraphes 1 à 3	Article 9, paragraphes 1 à 3
-	Article 9, paragraphe 4
Article 9, paragraphe 4	-
Article 9, paragraphe 5	-
Article 17	Article 10
Article 22	Article 11
Article 21	Article 12
Article 3	Article 13
-	Article 14
Article 13	Article 15
-	Article 16
-	Article 17
-	Article 18
-	Article 19
-	Article 20

Règlement (UE) n° 715/2009	Présent règlement
Article 4	Article 21
Article 5	Article 22
Article 5, paragraphes 1 à 4	Article 22, paragraphes 1 à 4
Article 8	Article 23
Article 8, paragraphe 1 à paragraphe 3, point f)	Article 23, paragraphe 1 à paragraphe 3, point f)
-	Article 23, paragraphe 3, point g)
-	Article 23, paragraphe 3, deuxième alinéa
Article 8, paragraphe 4	Article 23, paragraphe 4
-	Article 23, paragraphe 4, deuxième alinéa
Article 8, paragraphe 5 à paragraphe 6, point 1)	Article 23, paragraphe 5 à paragraphe 6, point 1)
-	Article 23, paragraphe 6, point m)
Article 8, paragraphes 7 à 11	Article 23, paragraphes 7 à 11
Article 8, paragraphe 11	Article 23, paragraphe 10
Article 8, paragraphe 12	Article 23, paragraphe 11
Article 9	Article 24

Règlement (UE) n° 715/2009	Présent règlement
Article 24	Article 25
Article 10	Article 26
Article 11	Article 27
Article 12	Article 28
Article 29	Article 29
-	Article 29, point a)
Article 29, points b) et c)	Article 29, points b) et c)
Article 18	Article 30
Article 18, paragraphes 1 à 6	Article 30, paragraphes 1 à 6
-	Article 30, paragraphe 7
Article 19	Article 31
Article 19, paragraphe 1	Article 31, paragraphe 1
-	Article 31, paragraphe 2
Article 19, paragraphe 2	Article 31, paragraphe 3
Article 19, paragraphe 3	Article 31, paragraphe 4
Article 19, paragraphe 4	Article 31, paragraphe 5

Règlement (UE) n° 715/2009	Présent règlement
Article 19, paragraphe 5	Article 31, paragraphe 6
-	Article 31, paragraphe 6, deuxième alinéa
Article 20	Article 32
-	Article 33
-	Article 34
-	Article 35
-	Article 36
-	Article 37
-	Article 38
-	Article 39
-	Article 40
-	Article 41
-	Article 42
-	Article 43
-	Article 44
-	Article 45

Règlement (UE) n° 715/2009	Présent règlement
-	Article 46
-	Article 47
-	Article 48
-	Article 49
-	Article 50
-	Article 51
	Article 52
Article 6	Article 53
	Article 53, paragraphes 1 à 15
Article 6, paragraphes 1 à 12	-
-	Article 54
	Article 55
Article 7	Article 55, paragraphes 1 à 3
Article 7, paragraphes 1 à 4	-
Article 23	Article 56
Article 23, paragraphe 1	-

Règlement (UE) n° 715/2009	Présent règlement
-	Article 56, paragraphes 1 à 5
Article 23, paragraphes 6 et 7	-
Article 25	-
Article 23	Article 57
Article 58, paragraphes 1 et 2	Article 58, paragraphes 1 et 2
	Article 58, paragraphes 3 à 7
Article 27	Article 59
-	Article 59, paragraphes 1 à 3
Article 27, paragraphes 1 et 2	-
-	Article 60
Article 28	Article 61
Article 28, paragraphe 1	Article 61, paragraphe 1
-	Article 61, paragraphes 2 et 3
Article 28, paragraphe 2	-
Article 30	Article 62
Article 30, point a)	-

Règlement (UE) n° 715/2009	Présent règlement
Article 30, point b)	-
Article 30, point c)	-
Article 30, deuxième alinéa	-
-	Article 63
-	Article 64
-	Article 65
-	Article 66
-	Article 67
Article 31	Article 68
Article 32	Article 69
Annexe I	Annexe I
-	Annexe II
-	Annexe III
Annexe III	Annexe IV

Justification

Les amendements aux parties de la proposition restées inchangées («parties blanches») s'imposent pour des raisons impérieuses de cohérence interne du texte et de connexité avec d'autres amendements recevables.

EXPOSÉ DES MOTIFS

L'accès aux sources d'énergie et leurs modes de transformation détermineront le développement économique, social et civilisationnel de notre planète. Les combustibles fossiles ont été, et sont encore, notre principale source d'énergie, et l'augmentation considérable de leur utilisation a non seulement entraîné une dégradation directe de l'environnement, mais aussi un réchauffement radical de la planète et les risques dramatiques qui y sont associés, confirmés à Paris en 2015 par 196 pays lors du sommet des Nations unies sur le climat.

Il est donc temps d'éliminer rapidement les combustibles fossiles et de passer à une énergie renouvelable et décarbonée. Du point de vue des consommateurs, individuels, industriels et collectifs, le vecteur énergétique le plus respectueux de l'environnement et du climat est l'électricité. Toutefois, les processus industriels, transports ou moyens de communication ne peuvent pas tous être électrifiés. Il est donc nécessaire d'inclure une autre source, respectueuse de l'environnement et du climat, à savoir l'hydrogène, dont le seul déchet après utilisation est l'eau. À terme, l'hydrogène est également le meilleur moyen de stocker l'électricité à grande échelle.

L'ère de l'hydrogène est sur le point d'advenir. On l'attendait depuis des décennies, mais ce n'est qu'aujourd'hui qu'elle devient réalité, grâce, notamment, aux investissements de l'Union dans la recherche de pointe sur la production, le transport et l'utilisation de l'hydrogène. Le pacte vert pour l'Europe propose déjà une stratégie de l'Union pour l'hydrogène. Le présent règlement et la directive du même nom constituent le premier train de mesures législatives ouvrant la voie à la création d'une infrastructure de base pour l'hydrogène et à l'utilisation généralisée de l'hydrogène en tant que vecteur énergétique. Le Parlement veillera à ce que le paquet «Hydrogène et gaz décarbonés» soit conforme à la loi sur le climat et cohérent avec le paquet «Ajustement à l'objectif 55», et qu'il remplisse les conditions d'une législation européenne solide.

Après un certain nombre de réunions avec des représentants du secteur, des PME, des universités, des syndicats, des organisations locales et de la société civile, le rapporteur peut conclure que la proposition de règlement de la Commission a été bien accueillie par les acteurs concernés. Les observations suivantes, ainsi que les amendements du rapporteur, découlent notamment de ces réunions.

Il est notamment extrêmement important de définir précisément les termes et de s'y tenir. Le mélange d'hydrogène et de gaz naturel est considéré comme très désavantageux, bien qu'acceptable dans des cas exceptionnels. Lors du calcul des coûts et des émissions des carburants, il est fortement recommandé de tenir compte de l'ensemble de la chaîne de production, d'approvisionnement, de transport, d'élimination, etc.

Les énormes besoins en investissement nécessitent des incitations pour les producteurs et les consommateurs d'hydrogène, notamment des réductions tarifaires réelles et d'autres incitations financières, l'accès à la recherche et à l'innovation technologique et la création d'un marché intérieur européen de l'hydrogène, ainsi qu'une coopération avec des partenaires fiables des pays tiers.

Au sein de l'Union, la coopération entre les autorités politiques, l'industrie, les PME, la recherche, les ONG et la société civile est essentielle. C'est pourquoi l'activité d'institutions telles que l'Alliance européenne pour un hydrogène propre et Hydrogen Europe sont si importantes. Il convient de s'attirer un large soutien du public en faveur du pacte vert pour l'Europe, en particulier en ce qui concerne la production, le transport et l'utilisation de l'hydrogène. Il est demandé aux États membres d'introduire des stratégies nationales en faveur de l'hydrogène. Les institutions européennes s'attacheront à garantir le financement des investissements en faveur de l'hydrogène à partir des programmes et des fonds de l'Union.

Les amendements tiennent également compte des solutions adoptées dans le plan RePowerEU de la Commission, qui répond à l'agression violente et criminelle de la Russie à l'encontre de l'Ukraine, et de la nécessité pour l'Union d'abandonner rapidement les importations de combustibles fossiles en provenance de Russie. Une voie efficace et totalement transparente pour les investissements dans les infrastructures liées à la sécurité de l'approvisionnement énergétique de l'Union a été proposée. Les investissements doivent correspondre à des solutions d'avenir et protéger contre l'apparition d'actifs délaissés. Des solutions ont également été proposées pour promouvoir le biométhane, l'objectif étant de produire et d'injecter dans le système de gaz naturel au moins 35 milliards de m³ de biométhane d'ici au 31 décembre 2030. Ont par ailleurs été fixées la limite applicable aux importations de gaz par un État membre en provenance d'un pays tiers et la nécessité d'un réexamen périodique de la dérogation pour les gazoducs en provenance de pays tiers (dans les deux cas, de pays extérieurs à l'Espace économique européen). Les règles relatives à la possibilité d'achats conjoints de gaz auprès de pays tiers ont été renforcées, comme le demandait le Parlement il y a déjà 12 ans. Les dispositions relatives à l'ouverture du marché commun de l'énergie aux pays de la Communauté de l'énergie, en particulier à l'Ukraine, se poursuivent. Les amendements proposés introduisent également des solutions récemment adoptées au titre du règlement relatif au stockage du gaz.

Les seules réserves sérieuses concernant le projet de règlement présenté par la Commission portent sur la proposition d'une nouvelle institution chargée de gérer le marché et l'infrastructure de l'hydrogène nouvellement créés: le réseau européen des gestionnaires de réseaux pour l'hydrogène (REGRH). À la suite de longues et nombreuses discussions, le rapporteur a proposé une solution qui évite la création d'une autre institution du marché de l'énergie dans l'Union, cette partie du marché en étant encore à un stade précoce de développement. Dans le même temps, le rapporteur apprécie que les besoins, les risques et les espoirs des acteurs du marché de l'hydrogène soient clairement et publiquement articulés par la création d'une structure distincte pour l'hydrogène au sein du REGRT-G. L'une des raisons importantes de cette proposition est également la nécessité de réaffecter l'infrastructure du gaz naturel à celle de l'hydrogène et de limiter le volume d'actifs délaissés. Nous verrons dans le courant des dix prochaines années si cette structure distincte (REGRH) est nécessaire.

Le rapporteur apprécie également le rôle du REGRT-E dans la création et le soutien du marché de l'hydrogène, en particulier pour la production d'hydrogène à partir de sources d'énergie renouvelable, car la solution d'avenir dans l'Union est un marché basé sur seulement deux grands vecteurs énergétiques: l'électricité et l'hydrogène, avec une petite proportion de biogaz/biométhane et de biomasse. L'hydrogène, produit par électrolyse, sera utilisé directement dans l'industrie ou les transports et indirectement pour stocker l'électricité.

ANNEXE: LISTE DES ENTITÉS OU PERSONNES AYANT APPORTÉ LEUR CONTRIBUTION AU RAPPORTEUR

La liste suivante est établie sur une base purement volontaire, sous la responsabilité exclusive du rapporteur. Le rapporteur a reçu des contributions des entités ou personnes suivantes pour l'élaboration du rapport, préalablement à son adoption en commission:

Entité et/ou personne
European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER)
Council of European Energy Regulators (CEER)
Energy Community
European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSOE)
European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG)
Hydrogen Europe
European Consumer Organisation (BEUC)
Clean Air Task Force
International Association of Oil & Gas Producers (IOGP)
European Biogas Association
Eurogas
Climate Action Network (CAN) Europe
Agora Energiewende
Emerson Automation Solutions
European Steel Association (EUROFER)
Bellona Foundation
European Committee of Manufacturers of Domestic Heating and Cooking Appliances (CEFACD)
PGNiG S.A.
SolarPower Europe
European Chemical Industry Council (CEFIC)
SSAB
Gas Distributors for Sustainability (GD4S)
France Hydrogen
Energinet
Eurelectric
ENGIE
Iberdrola
Gaz-System S.A.
Confederation of Norwegian Enterprise (NHO)
Gas Naturally
Euroheat & Power
European Industrial Gases Association (EIGA)
Polenergia S.A.

2.2.2023

LETTRE DE LA COMMISSION DES AFFAIRES JURIDIQUES

M. Cristian-Silviu Buşoi
Président
Commission de l'industrie, de la recherche et de l'énergie
BRUXELLES

Objet: Avis sur la proposition de règlement du Parlement européen et du Conseil sur les marchés intérieurs des gaz naturel et renouvelable et de l'hydrogène (refonte) (COM(2021)0804 – C9-0470/2021 – 2021/0424(COD))

Madame la Présidente,

La commission des affaires juridiques a examiné la proposition susmentionnée conformément à l'article 110 sur la refonte du règlement intérieur du Parlement.

Le paragraphe 3 de cet article est libellé comme suit:

«Si la commission compétente pour les affaires juridiques estime que la proposition n'implique aucune modification de fond autre que celles qui y ont été identifiées comme telles, elle en informe la commission compétente au fond.

Dans ce cas, outre les conditions posées aux articles 180 et 181, seuls sont recevables au sein de la commission compétente au fond les amendements visant les parties de la proposition contenant des modifications.

Cependant, des amendements aux parties de la proposition restées inchangées peuvent être acceptés, à titre exceptionnel et au cas par cas, par le président de la commission compétente au fond s'il estime que des raisons impérieuses de cohérence interne du texte ou de connexité avec d'autres amendements recevables l'exigent. Ces raisons doivent figurer dans une justification écrite des amendements.»

À la suite de l'avis ci-joint du groupe consultatif des services juridiques du Parlement, du Conseil et de la Commission, qui a examiné la proposition de refonte, et conformément aux recommandations du rapporteur, la commission des affaires juridiques considère que la proposition en question ne comporte aucune modification de fond autre que celles identifiées comme telles et que, pour ce qui est de la codification des dispositions inchangées des actes précédents avec ces modifications, la proposition se limite à une codification pure et simple des textes existants, sans modification de leur substance.

En conclusion, lors de sa réunion extraordinaire du 31 janvier 2023, la commission des affaires juridiques a décidé à l'unanimité¹ de recommander que la commission de l'industrie,

¹ Étaient présents au moment du vote final: Adrián Vázquez Lázara (président), Sergey Lagodinsky (vice-

de la recherche et de l'énergie (ITRE), compétente au fond, procède à l'examen de la proposition susmentionnée conformément à l'article 110.

Je vous prie d'agréer, Madame la Présidente, l'expression de ma haute considération.

Adrián Vázquez Lázara

président), Marion Walsmann (vice-présidente), Lara Wolters (vice-présidente), Raffaele Stancanelli (vice-président), Pascal Arimont, Manon Aubry, Alessandra Basso, Brando Benifei, Jérémy Decerle (pour Pierre Karleskind, conformément à l'article 209, paragraphe 7), Angel Dzhambazki, Ibán García Del Blanco, Frances Fitzgerald (pour Esteban González Pons, conformément à l'article 209, paragraphe 7), Virginie Joron, Andrzej Halicki, Heidi Hautala, Gilles Lebreton, Karen Melchior, Sabrina Pignedoli, Jiří Pospíšil, Franco Roberti, Axel Voss et Tiemo Wölken.

ANNEXE: AVIS DU GROUPE CONSULTATIF DES SERVICES JURIDIQUES DU PARLEMENT EUROPÉEN, DU CONSEIL ET DE LA COMMISSION

Annexe



GROUPE CONSULTATIF
DES SERVICES JURIDIQUES

Bruxelles, le 6 décembre 2022

AVIS

À L'ATTENTION DU PARLEMENT EUROPÉEN DU CONSEIL DE LA COMMISSION

Proposition de règlement du Parlement européen et du Conseil sur les marchés intérieurs des gaz naturel et renouvelable et de l'hydrogène (refonte) COM(2021)804 of 15.12.2021 – 2021/0424(COD)

Eu égard à l'accord interinstitutionnel du 28 novembre 2001 sur un recours plus structuré à la technique de la refonte des actes juridiques, et notamment à son paragraphe 9, le groupe consultatif, composé des services juridiques respectifs du Parlement européen, du Conseil et de la Commission, s'est réuni les 7 et 30 septembre 2022 afin d'examiner la proposition susmentionnée, présentée par la Commission.

Lors de ces réunions², l'examen de la proposition de règlement du Parlement européen et du Conseil en vue de la refonte du règlement (CE) n° 715/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel a conduit le groupe consultatif à constater, d'un commun accord, ce qui suit:

1. Les passages suivants du texte auraient dû apparaître en grisé, comme il est d'usage pour les modifications de fond:
 - dans le titre de l'acte, le remplacement des mots «concernant les conditions d'accès aux» par les mots «sur les marchés intérieurs pour» et l'ajout des mots «renouvelable et» et «et de l'hydrogène»;
 - au considérant 15, la suppression du mot «transport»;
 - au considérant 16, le remplacement de «du gaz» par «des gaz»;
 - l'intégralité de l'article 5, paragraphe 5;
 - à l'article 9, paragraphe 3, deuxième alinéa, le remplacement de la référence au point b) du premier alinéa par une référence au point a) du premier alinéa,

² Le groupe de travail consultatif a travaillé sur la base de la version anglaise de la proposition, version linguistique originale du texte à l'examen.

- à l'article 10, paragraphe 1, le mot «ou» précédant «d'hydrogène»;
- à l'article 22, paragraphe 1, le remplacement des mots « les gestionnaires de réseau de transport de gaz soumettent» par les mots «le REGRT soumet»;
- à l'article 22, paragraphe 2, le remplacement du mot «deux» par le mot «quatre»;
- à l'article 23, paragraphe 8, l'ajout du mot «ou à l'article 56».
- à l'article 25, premier paragraphe, le remplacement de la référence actuelle à «l'article 23» par une référence aux «articles 52 à 56»;
- à l'article 27, le remplacement de la référence actuelle aux «articles 4 à 12» par une référence aux «articles 21 à 23»;
- à l'article 29, paragraphe 2, point b), le remplacement de la référence actuelle aux «articles 14 et 22» par une référence aux «articles 56 et 52»;
- à l'article 56, paragraphe 3, le remplacement de la référence actuelle aux «articles 14 et 15 » par une référence aux «articles 5 à 7»;
- à l'article 3, premier paragraphe, le remplacement de la référence actuelle à «l'article 13» par une référence aux «articles 15 à 16»;
- à l'article 58, paragraphe 1, la suppression des derniers mots «de l'article 23»;
- à l'annexe 1, la suppression du point 1.9 de l'annexe 1 du règlement (CE) n° 715/2009;
- à l'annexe 1, point 2.2.2.1, le remplacement de la référence actuelle à «l'article 16» par une référence à l'«article 5»;

2. Les modifications suivantes auraient dû être marquées par des signes formels d'adaptation:

- dans le titre de l'acte, le remplacement des mots «les réseaux de transport de gaz naturel» par les mots «gaz naturel» et la suppression des mots «et abrogeant le règlement (CE) n° 1775/2005»;

à l'article 9, paragraphe 3, deuxième alinéa, le remplacement des mots «In regard to» par les mots «As regards» dans la version anglaise, sans effet sur la version française.

Cet examen de la proposition a ainsi permis au groupe consultatif de conclure, d'un commun accord, que la proposition ne contient aucune modification de fond autre que celles identifiées comme telles. Le groupe consultatif a également constaté que, en ce qui concerne la codification des dispositions inchangées de l'acte précédent avec ces modifications, la proposition se limite à une codification pure et simple de l'acte existant, sans modification de sa substance.

F. DREXLER
Jurisconsulte

J.B. LAIGNELOT
Directeur général f.f.

D. CALLEJA CRESPO
Directeur général

3.6.2022

LETTRE DE LA COMMISSION DE L'AGRICULTURE ET DU DÉVELOPPEMENT RURAL

M. Cristian-Silviu Buşoi
Président
Commission de l'industrie, de la recherche et de l'énergie
ASP 11E102
BRUXELLES

Objet: Avis de la commission AGRI sur les propositions de règlement et de directive de la Commission sur les marchés du gaz et de l'hydrogène

Monsieur le Président,

Lors de leur réunion du 2 février 2022, les coordinateurs de la commission AGRI ont décidé d'émettre un avis sous la forme d'une lettre adressée à la commission ITRE, compétente au fond, sur les deux propositions suivantes de la Commission:

- proposition de règlement de la Commission sur les marchés intérieurs des gaz naturel et renouvelable et de l'hydrogène (COM/2021/804 - 2021/0424(COD));
- proposition de directive de la Commission concernant des règles communes pour les marchés intérieurs des gaz naturel et renouvelable et de l'hydrogène (COM/2021/803 - 2021/0425(COD)).

Dans l'ensemble, la commission AGRI est favorable aux deux propositions de la Commission (le train de mesures sur le gaz), qui constituent un cadre indispensable et efficace pour faciliter l'accès des énergies renouvelables, y compris le biogaz durable et le biométhane, aux réseaux de distribution et de transport. Cet aspect est d'autant plus important compte tenu de la crise provoquée par l'invasion russe de l'Ukraine. En effet, jamais les arguments en faveur d'une transition rapide vers une énergie propre n'ont été aussi pertinents et clairs.

Il est également important de noter que les énergies renouvelables, les biogaz à faibles émissions de carbone et les biogaz sont nécessaires pour que l'Union atteigne les objectifs climatiques fixés dans le document «Ajustement à l'objectif 55» et pour décarboner les secteurs où cette réduction est plus difficile à réaliser. Le train de mesures sur le gaz à l'examen étend également les droits des consommateurs et des utilisateurs finaux ainsi que la participation au marché intérieur. En outre, la commission AGRI estime qu'il est particulièrement important d'encourager et de soutenir les agriculteurs qui produisent déjà du biogaz et du biométhane durables ou qui envisagent de commencer à produire à la fois sur le réseau et hors du réseau.

La commission AGRI souligne la nécessité de créer des synergies avec d'autres actes législatifs. Il convient en particulier d'assurer la cohérence entre le train de mesures sur le gaz et la directive RED II (directive 2018/2001 du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et sa révision en tant que RED III). En outre,

la commission AGRI demande à la commission ITRE, compétente au fond, de tenir compte des questions suivantes:

- la sécurité d'approvisionnement:

compte tenu de la crise énergétique actuelle à laquelle l'Union européenne est confrontée, les propositions de la Commission à l'examen devraient être révisées, dans la mesure nécessaire, à la lumière des événements récents. Dans sa communication «REPowerEU» du 8 mars 2022 (COM(2022)108), la Commission suggère de porter la production de biométhane à 35 milliards de m³ d'ici à 2030, ce qui équivaut à 10 % de la production actuelle de gaz naturel. Cela représente plus du double du montant indiqué dans le paquet «Ajustement à l'objectif 55», tandis que l'objectif relatif au biométhane représente plus de 20 % des importations actuelles de gaz de l'Union en provenance de Russie. La réalisation de cet objectif nécessitera une coopération étroite entre la Commission, les États membres et l'ensemble de la chaîne de valeur du biométhane. Les propositions de directive et de règlement doivent tenir compte de cet objectif. En collaboration avec les parties prenantes, la Commission devrait évaluer si d'autres mesures réglementaires spécifiques sont nécessaires pour la réalisation de cet objectif. Par conséquent, la commission AGRI invite la Commission à élaborer un plan d'action visant à mieux exploiter le potentiel des ressources issues du soutirage latéral ou des déchets de biomasse qui n'ont pas d'autre utilisation pour l'alimentation humaine ou animale, qu'elles proviennent de l'agriculture ou de la sylviculture, pour la production et la distribution de biogaz et de biométhane;

- lier la production de biogaz et de biométhane à l'agriculture:
 - ✓ afin de stimuler la production de biogaz et de biométhane à partir de l'agriculture, la Commission devrait souligner plus clairement le rôle qu'elle peut jouer dans la réalisation des objectifs climatiques fixés. En outre, elle devrait veiller à ce que, dans la mesure du possible, tous les moyens législatifs (RED II, train de mesures sur le gaz, PAC, directive relative au système d'échange de quotas d'émission, règles en matière d'aides d'État, etc.) soutiennent l'augmentation de la production de biogaz durable et de biométhane dans le secteur agricole et reconnaissent les multiples avantages qu'elle peut apporter;
 - ✓ la production de biogaz et de biométhane peut diversifier les revenus des agriculteurs, générer des flux de revenus supplémentaires et offrir des possibilités de développement et d'investissement dans les zones rurales;
 - ✓ les déchets agricoles non recyclables (c'est-à-dire les effluents d'élevage) et les flux de résidus sans autre utilisation pour l'alimentation humaine ou animale peuvent être utilisés dans des digesteurs anaérobies pour produire du biogaz et du biométhane. Dans le cas de la production de biogaz, de telles matières premières peuvent contribuer efficacement à réduire les émissions de méthane provenant des processus de décomposition anaérobie dans la nature.
 - ✓ le biogaz et le biométhane renouvelables produits de manière durable contribueront à réduire les émissions (dans les transports, le chauffage, la production d'électricité ou encore l'industrie) ainsi que la dépendance de l'Union à l'égard des combustibles fossiles;
 - ✓ la production de biogaz et de biométhane peut contribuer à un recyclage efficace des

nutriments. Les nutriments récupérés à partir de ce digestat végétal peuvent être transformés en engrais organiques utilisés dans l'agriculture ou à des fins industrielles, ce qui réduit la dépendance à l'égard des engrais fossiles. Ce potentiel devrait également être pris en compte dans les plans stratégiques relevant de la PAC.

En outre, la commission AGRI souhaite formuler les recommandations suivantes en ce qui concerne le train de mesures proposé relatif au gaz:

- une définition claire de la production de biogaz et de biométhane, distincte du gaz naturel, est nécessaire.

La définition actuelle du gaz naturel inclut à la fois le biogaz et le biométhane. Cela pose problème étant donné que le gaz naturel, d'une part, et le biogaz/biométhane, d'autre part, sont produits différemment et que le règlement et la directive proposés devraient en tenir compte;

- droit d'injection et de partage des coûts:

Il est nécessaire de veiller à ce que les agriculteurs n'aient pas à supporter tous les coûts liés à leur entrée sur le marché du gaz et sur le réseau. Le train de mesures relatif au gaz devrait ainsi garantir que les producteurs de biogaz et de biométhane injectent facilement et sans encombre leur production dans le réseau gazier. Pour ce faire, il est possible de garantir le «droit d'injection» pour les producteurs de biogaz et de biométhane, sous réserve de résultats satisfaisants des essais et analyses de qualité et de sécurité requis, ainsi que du partage des coûts entre les producteurs et les gestionnaires de réseau. La plupart des producteurs de biogaz et de biométhane sont de petite taille, de sorte que la prise en charge de tous les coûts constituerait un obstacle important pour eux;

- soutenir également la production de biogaz hors réseau:

Une grande partie de la production de biogaz et de biométhane advient hors du réseau, principalement dans les zones agricoles. Par conséquent, même si le train de mesures relatif au gaz se concentre sur la régulation de la production sur le réseau, il importe de tenir compte de la production de biogaz et de biométhane hors réseau, et de veiller à ce qu'elle soit traitée de la même manière que le biogaz et le biométhane injectés dans le système de transport de gaz. Par exemple, les procédures d'autorisation simplifiées proposées dans la directive devraient également s'appliquer aux sites de production hors réseau. Des systèmes de collecte innovants devraient être étudiés et intégrés;

- l'objectif de réduction de l'intensité des émissions de gaz à effet de serre de l'approvisionnement en gaz à l'horizon 2030 au niveau de l'Union constituerait un facteur d'incitation supplémentaire en faveur des gaz renouvelables.

Un objectif de réduction de l'intensité des émissions de gaz à effet de serre dans l'approvisionnement en gaz augmenterait inévitablement la demande de biogaz et de biométhane, étant donné qu'il s'agit de l'un des moyens les plus efficaces de réduire l'utilisation de gaz d'origine fossile. Un tel objectif constituerait un signal clair en faveur de la stimulation de la production de gaz renouvelable et à faibles émissions de carbone, en plus de contribuer de manière considérable à la prévisibilité et à la confiance entre la chaîne de valeur du gaz et les investisseurs;

- invitation, adressée à la Commission, à réaliser une cartographie régionale du potentiel de production durable de biogaz et de biométhane:

cette cartographie contribuerait à l'optimisation de la production et servirait de base à l'élaboration de projets et à l'évaluation des besoins de renforcement du réseau. La cartographie devrait inclure les autorités régionales, les agences publiques de l'énergie, les associations nationales de biogaz et les gestionnaires de réseau. En outre, compte tenu des circonstances actuelles, il serait important que l'Union dresse l'inventaire de tous les moyens de répondre à la nécessité de remplacer les importations d'énergie en provenance de Russie.

En ma qualité de président de la commission AGRI, je souhaiterais demander à la commission ITRE de tenir dûment compte de cet avis dans ses rapports sur la proposition de règlement et de directive sur le paquet gaz.

Veillez agréer, Monsieur, l'expression de ma haute considération.

Norbert Lins

PROCÉDURE DE LA COMMISSION COMPÉTENTE AU FOND

Titre	Marchés intérieurs des gaz renouvelables et naturels et de l'hydrogène (refonte)			
Références	COM(2021)0804 – C9-0470/2021 – 2021/0424(COD)			
Date de la présentation au PE	15.12.2021			
Commission compétente au fond Date de l'annonce en séance	ITRE 17.2.2022			
Commissions saisies pour avis Date de l'annonce en séance	BUDG 17.2.2022	ECON 17.2.2022	ENVI 17.2.2022	IMCO 17.2.2022
	AGRI 17.2.2022			
Avis non émis Date de la décision	BUDG 13.1.2022	ECON 25.1.2022	ENVI 26.1.2022	IMCO 25.1.2022
Rapporteurs Date de la nomination	Jerzy Buzek 16.2.2022			
Examen en commission	13.7.2022			
Date de l'adoption	9.2.2023			
Résultat du vote final	+ : 54 - : 17 0 : 1			
Membres présents au moment du vote final	Nicola Beer, François-Xavier Bellamy, Hildegard Bentele, Tom Berendsen, Michael Bloss, Paolo Borchia, Marc Botenga, Markus Buchheit, Cristian-Silviu Buşoi, Jerzy Buzek, Maria da Graça Carvalho, Ignazio Corrao, Beatrice Covassi, Ciarán Cuffe, Josianne Cutajar, Nicola Danti, Marie Dauchy, Pilar del Castillo Vera, Christian Ehler, Valter Flego, Lina Gálvez Muñoz, Jens Geier, Nicolás González Casares, Bart Groothuis, Christophe Grudler, András Gyürk, Henrike Hahn, Robert Hajšel, Ivo Hristov, Ivars Ijabs, Romana Jerković, Seán Kelly, Izabela-Helena Kloc, Łukasz Kohut, Miapetra Kumpula-Natri, Eva Maydell, Iskra Mihaylova, Johan Nissinen, Mauri Pekkarinen, Mikuláš Peksa, Tsvetelina Penkova, Morten Petersen, Markus Pieper, Clara Ponsatí Obiols, Robert Roos, Sara Skytvedal, Maria Spyraki, Beata Szydło, Grzegorz Tobiszowski, Patrizia Toia, Henna Virkkunen, Pernille Weiss, Carlos Zorrinho			
Suppléants présents au moment du vote final	Damian Boeselager, Jakop G. Dalunde, Margarita de la Pisa Carrión, Matthias Ecke, Cornelia Ernst, Klemen Grošelj, Elena Kountoura, Dace Melbārde, Alin Miţuţa, Jutta Paulus, Massimiliano Salini			
Suppléants (art. 209, par. 7) présents au moment du vote final	Marco Campomenosi, Rosanna Conte, Jarosław Duda, France Jamet, Aušra Maldeikienė, Tilly Metz, Alessandro Panza, Rovana Plumb			
Date du dépôt	16.2.2023			

VOTE FINAL PAR APPEL NOMINAL EN COMMISSION COMPÉTENTE AU FOND

54	+
ECR	Izabela-Helena Kloc, Margarita de la Pisa Carrión, Beata Szydło, Grzegorz Tobiszowski
ID	Paolo Borchia, Marco Campomenosi, Rosanna Conte, Marie Dauchy, France Jamet, Alessandro Panza
PPE	Hildegard Bentele, Tom Berendsen, Cristian-Silviu Buşoi, Jerzy Buzek, Maria da Graça Carvalho, Pilar del Castillo Vera, Jarosław Duda, Christian Ehler, Seán Kelly, Aušra Maldeikienė, Eva Maydell, Dace Melbārde, Markus Pieper, Massimiliano Salini, Sara Skyttedal, Maria Spyraiki, Henna Virkkunen, Pernille Weiss
Renew	Nicola Beer, Nicola Danti, Valter Flego, Bart Groothuis, Klemen Grošelj, Christophe Grudler, Ivars Ijabs, Iskra Mihaylova, Alin Mituța, Mauri Pekkarinen, Morten Petersen
S&D	Beatrice Covassi, Josianne Cutajar, Matthias Ecke, Lina Gálvez Muñoz, Jens Geier, Nicolás González Casares, Robert Hajšel, Ivo Hristov, Romana Jerković, Łukasz Kohut, Miapetra Kumpula-Natri, Tsvetelina Penkova, Rovana Plumb, Patrizia Toia, Carlos Zorrinho

17	-
ECR	Johan Nissinen, Robert Roos
ID	Markus Buchheit
NI	András Gyürk, Clara Ponsatí Obiols
The Left	Marc Botenga, Cornelia Ernst, Elena Kountoura
Verts/ALE	Michael Bloss, Damian Boeselager, Ignazio Corrao, Ciarán Cuffe, Jakob G. Dalunde, Henrike Hahn, Tilly Metz, Jutta Paulus, Mikuláš Peksa

1	0
PPE	François-Xavier Bellamy

Légende des signes utilisés:

+ : pour

- : contre

0 : abstention