

## I

(Actes législatifs)

## RÈGLEMENTS

### 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**

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

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

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

vu la proposition de la Commission européenne,

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

vu l'avis du Comité économique et social européen <sup>(1)</sup>,

après consultation du Comité des régions,

statuant conformément à la procédure législative ordinaire <sup>(2)</sup>,

considérant ce qui suit:

- (1) Le gaz naturel (ci-après dénommé «gaz») reste un élément essentiel de l'approvisionnement énergétique de l'Union. Une proportion considérable de ce gaz est importée dans l'Union en provenance de pays tiers.
- (2) Une rupture majeure de l'approvisionnement en gaz peut affecter tous les États membres, l'Union et les parties contractantes au traité instituant la Communauté de l'énergie, signé à Athènes le 25 octobre 2005. Elle peut aussi nuire gravement à l'économie de l'Union et avoir des répercussions sociales majeures, notamment sur les catégories de clients vulnérables.
- (3) Le présent règlement vise à faire en sorte que toutes les mesures nécessaires soient prises pour garantir la continuité de l'approvisionnement en gaz dans l'ensemble de l'Union, notamment pour les clients protégés en cas de conditions climatiques difficiles ou de ruptures de l'approvisionnement en gaz. Ces objectifs devraient être atteints en recourant à des mesures présentant le meilleur rapport coût-efficacité, et d'une manière qui n'entraîne pas de distorsion des marchés du gaz.

<sup>(1)</sup> JO C 487 du 28.12.2016, p. 70.

<sup>(2)</sup> Position du Parlement européen du 12 septembre 2017 (non encore parue au Journal officiel) et décision du Conseil du 9 octobre 2017.

- (4) Le droit de l'Union, notamment les directives du Parlement européen et du Conseil 2009/72/CE <sup>(1)</sup> et 2009/73/CE <sup>(2)</sup> et les règlements du Parlement européen et du Conseil (CE) n° 713/2009 <sup>(3)</sup>, (CE) n° 714/2009 <sup>(4)</sup>, (CE) n° 715/2009 <sup>(5)</sup> et (UE) n° 994/2010 <sup>(6)</sup>, a déjà eu un effet positif significatif sur la sécurité de l'approvisionnement en gaz dans l'Union, du point de vue tant de la préparation à une éventuelle rupture d'approvisionnement que de l'atténuation de ses effets. Les États membres sont mieux préparés à affronter une crise de l'approvisionnement à présent du fait qu'ils sont tenus d'établir des plans d'action préventifs et des plans d'urgence et ils sont mieux protégés à présent du fait qu'ils doivent respecter un certain nombre d'obligations en ce qui concerne la capacité des infrastructures et l'approvisionnement en gaz. Cependant, le rapport de la Commission sur la mise en œuvre du règlement (UE) n° 994/2010 d'octobre 2014 a mis en évidence des domaines dans lesquels des améliorations dudit règlement pourraient renforcer encore la sécurité de l'approvisionnement en gaz dans l'Union.
- (5) Dans sa communication du 16 octobre 2014 sur la résilience à court terme du système gazier européen, la Commission a analysé les effets d'une rupture partielle ou totale des approvisionnements en gaz en provenance de la Russie, et a conclu que des approches purement nationales ne sont pas très efficaces en cas de perturbation grave, du fait de leur champ d'application, qui est par définition limité. Le test de résistance a démontré à quel point une approche plus coopérative entre les États membres pourrait considérablement réduire les effets de scénarios de perturbation majeure dans les États membres les plus vulnérables.
- (6) La sécurité énergétique constitue l'un des objectifs de la stratégie de l'Union de l'énergie, comme l'indique la Commission dans sa communication du 25 février 2015 sur un cadre stratégique pour une Union de l'énergie résiliente, dotée d'une politique clairvoyante en matière de changement climatique, qui a également mis en avant le principe de la priorité à l'efficacité énergétique et la nécessité de mettre pleinement en œuvre les actes juridiques de l'Union en vigueur dans le domaine de l'énergie. Dans sa communication, la Commission a souligné le fait que l'Union de l'énergie repose sur la solidarité, inscrite à l'article 194 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, et la confiance, qui sont des éléments indispensables à la sécurité énergétique. Le présent règlement vise à stimuler la solidarité et la confiance entre les États membres et à mettre en place les mesures requises pour y parvenir. Lorsqu'elle évalue les plans d'action préventifs et les plans d'urgence établis par les États membres, la Commission devrait également être en mesure d'attirer l'attention de ces derniers sur les objectifs de l'Union de l'énergie.
- (7) Un marché intérieur du gaz qui fonctionne correctement constitue la meilleure garantie pour assurer la sécurité de l'approvisionnement en gaz dans l'ensemble de l'Union et pour réduire les risques d'exposition de chaque État membre aux effets néfastes des ruptures de l'approvisionnement en gaz. Lorsque la sécurité de l'approvisionnement en gaz d'un État membre est menacée, il existe un risque que les mesures élaborées unilatéralement par cet État membre compromettent le bon fonctionnement du marché intérieur du gaz et nuisent à l'approvisionnement en gaz des clients dans d'autres États membres. Pour permettre au marché intérieur du gaz de fonctionner même en cas de déficit d'approvisionnement, la réaction aux crises d'approvisionnement doit être coordonnée et solidaire, tant au niveau de l'action préventive que de la réaction à des ruptures concrètes de l'approvisionnement en gaz.
- (8) Un marché intérieur de l'énergie réellement interconnecté, avec des points d'entrée multiples et des flux inversés, ne peut être réalisé qu'en interconnectant pleinement ses réseaux gaziers, en développant des points d'échanges de gaz naturel liquéfié (GNL) dans les régions méridionale et orientale de l'Union, en achevant les corridors gaziers nord-sud et le corridor gazier sud-européen et en développant davantage la production locale. Il est, par conséquent, nécessaire d'accélérer la mise en place d'interconnexions et de projets visant à diversifier les sources d'approvisionnement, comme le prévoit déjà la stratégie pour la sécurité énergétique.
- (9) Jusqu'ici, les possibilités que recèle la coopération régionale pour mettre en œuvre des mesures plus efficaces et moins coûteuses n'ont pas été pleinement exploitées. Il s'agit non seulement de mieux coordonner les actions nationales d'atténuation en situation d'urgence, mais également de prévoir des mesures préventives nationales, telles que le stockage national ou les politiques concernant le GNL, qui peuvent être d'une importance stratégique dans certaines régions de l'Union.

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

(2) Directive 2009/73/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 2003/55/CE (JO L 211 du 14.8.2009, p. 94).

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

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

(5) 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).

(6) Règlement (UE) n° 994/2010 du Parlement européen et du Conseil du 20 octobre 2010 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et abrogeant la directive 2004/67/CE du Conseil (JO L 295 du 12.11.2010, p. 1).

- (10) Dans un esprit de solidarité, la coopération régionale, associant à la fois les autorités publiques et les entreprises de gaz naturel, devrait être le principe directeur du présent règlement, afin d'atténuer les risques identifiés et d'optimiser les avantages de mesures coordonnées et de mettre en œuvre les mesures présentant le meilleur rapport coût-efficacité pour les consommateurs de l'Union. La coopération régionale devrait être progressivement complétée par une perspective de l'Union plus marquée permettant de recourir à tous les approvisionnements et à tous les outils disponibles sur la totalité du marché intérieur du gaz. La coopération régionale devrait prévoir une évaluation des corridors d'approvisionnement d'urgence au niveau de l'Union.
- (11) Une approche fondée sur les risques pour évaluer la sécurité d'approvisionnement et pour instituer des mesures de prévention et d'atténuation permet de coordonner les efforts et présente des avantages importants du point de vue de l'efficacité des mesures et de l'optimisation des ressources. Cela vaut notamment pour les mesures conçues pour garantir la continuité de l'approvisionnement, dans des conditions particulièrement difficiles, des clients protégés, et pour les mesures visant à atténuer l'impact d'une urgence. Une évaluation commune des risques corrélés par groupes de risque, laquelle est à la fois plus complète et plus précise, permettra aux États membres d'être mieux préparés à des crises éventuelles. En outre, en cas d'urgence, une approche de la sécurité d'approvisionnement coordonnée et convenue à l'avance garantit une réponse cohérente et réduit le risque de retombées négatives que des mesures purement nationales pourraient avoir dans les États membres voisins.
- (12) Aux fins de l'approche fondée sur les risques, les groupes de risque devraient être définis sur la base des risques transnationaux majeurs pour la sécurité de l'approvisionnement en gaz dans l'Union. Ces risques ont été identifiés dans la communication de la Commission du 16 octobre 2014 sur la résilience à court terme du système gazier européen et dans l'évaluation figurant dans le dernier plan décennal de développement du réseau (TYNDP) élaboré par le réseau européen des gestionnaires de réseau de transport pour le gaz (ci-après dénommé «REGRT pour le gaz»). En vue de permettre une évaluation plus précise et mieux ciblée aux fins du présent règlement, les groupes de risque devraient être constitués en tenant compte des principales sources et des principales routes d'approvisionnement en gaz.
- (13) Pour contribuer aux évaluations communes et nationales des risques, le REGRT pour le gaz devrait, en concertation avec le groupe de coordination pour le gaz et avec le réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité (REGRT-E), effectuer une simulation à l'échelle de l'Union de scénarios de rupture de l'approvisionnement en gaz et de défaillance d'infrastructures. Cette simulation devrait être répétée au moins tous les deux ans. Afin de renforcer la coopération régionale en fournissant des informations relatives aux flux de gaz et en apportant une expertise technique et opérationnelle, le système de coordination régionale pour le gaz (SCRG), institué par le REGRT pour le gaz et composé de groupes d'experts permanents, devrait être associé à la réalisation des simulations. Le REGRT pour le gaz devrait garantir un niveau de transparence approprié et l'accès aux hypothèses de modélisation qu'il a utilisées dans ses scénarios.
- (14) La Commission devrait être habilitée à mettre à jour la composition des groupes de risque au moyen d'un acte délégué en fonction de l'évolution des risques transnationaux majeurs pour la sécurité de l'approvisionnement en gaz dans l'Union et de son impact sur les États membres, compte tenu du résultat de la simulation réalisée à l'échelle de l'Union et des débats tenus au sein du groupe de coordination pour le gaz.
- (15) Afin de rendre possible la coopération régionale, les États membres devraient se mettre d'accord sur un mécanisme de coopération au sein de chaque groupe de risque. Un tel mécanisme devrait être élaboré suffisamment tôt pour permettre la réalisation de l'évaluation commune des risques ainsi que des débats et un accord sur des mesures transfrontalières appropriées et efficaces, qui nécessiteront l'accord de chaque État membre concerné, à intégrer dans les chapitres régionaux des plans d'action préventifs et des plans d'urgence, après consultation de la Commission. Les États membres sont libres de se mettre d'accord sur le mécanisme de coopération qui correspond le mieux à un groupe de risque donné. La Commission devrait pouvoir jouer un rôle de facilitateur dans le processus global et partager les bonnes pratiques pour l'organisation de la coopération régionale, telles que la rotation du rôle de coordination au sein des groupes de risque pour l'élaboration des différents documents, ou la création d'organes spécialisés. En l'absence d'accord sur le mécanisme de coopération, la Commission devrait proposer un mécanisme de coopération approprié pour un groupe de risque donné.
- (16) Lorsqu'elles procèdent à l'évaluation commune des risques, les autorités compétentes devraient évaluer tous les facteurs de risques qui pourraient mener à la réalisation du risque transnational majeur pour lequel le groupe de risque a été constitué, y compris la rupture de l'approvisionnement en gaz en provenance du plus gros fournisseur. Il convient de traiter ces facteurs de risques en appliquant des mesures transfrontalières appropriées, convenues par les autorités compétentes des États membres concernés. Ces mesures transfrontalières devraient être intégrées dans les chapitres régionaux des plans d'action préventifs et des plans d'urgence. En outre, les autorités compétentes devraient procéder à une évaluation globale des risques au niveau national et évaluer les

risques naturels, technologiques, commerciaux, financiers, sociaux, politiques et liés au marché, ainsi que tout autre risque pertinent. Tous les risques devraient être traités par des mesures efficaces, proportionnées et non discriminatoires, à définir dans les plans d'action préventifs et les plans d'urgence. Les résultats des évaluations communes et nationales des risques devraient aussi contribuer aux évaluations tous risques prévues à l'article 6 de la décision n° 1313/2013/UE du Parlement européen et du Conseil <sup>(1)</sup> et être pleinement pris en compte dans les évaluations nationales des risques.

- (17) Afin de garantir un état de préparation maximale, et d'éviter ainsi une rupture de l'approvisionnement en gaz ou d'en atténuer les effets dans le cas où elle se produirait malgré tout, les autorités compétentes d'un groupe de risque donné devraient établir, après avoir consulté les parties prenantes, des plans d'action préventifs et des plans d'urgence comportant des chapitres régionaux. Ces plans devraient être conçus pour traiter les risques nationaux d'une façon qui tire pleinement parti des possibilités offertes par la coopération régionale. Les plans devraient être par nature techniques et opérationnels, leur fonction étant de contribuer à prévenir la survenance ou l'intensification d'une urgence ou d'en atténuer les effets. Les plans devraient prendre en compte la sécurité des réseaux d'électricité et devraient être cohérents avec les outils de planification stratégique et de production de rapports de l'Union de l'énergie.
- (18) Lorsqu'elles établissent et mettent en œuvre les plans d'action préventifs et les plans d'urgence, les autorités compétentes devraient tenir compte à tout moment de la sûreté de fonctionnement du réseau gazier aux niveaux régional et national. Elles devraient aborder et énoncer dans ces plans les contraintes techniques pesant sur le fonctionnement du réseau, notamment les motifs techniques et de sécurité qui justifieraient une réduction des flux en cas d'urgence.
- (19) La Commission devrait évaluer les plans d'action préventifs et les plans d'urgence en tenant dûment compte des points de vue exprimés au sein du groupe de coordination pour le gaz et recommander que les plans fassent l'objet d'un réexamen, en particulier s'ils ne répondent pas réellement aux risques identifiés dans l'évaluation des risques, s'ils faussent la concurrence ou nuisent au fonctionnement du marché intérieur de l'énergie, s'ils menacent la sécurité de l'approvisionnement en gaz d'autres États membres ou s'ils ne respectent pas les dispositions du présent règlement ou d'autres dispositions du droit de l'Union. Il convient que l'autorité compétente de l'État membre tienne compte des recommandations de la Commission. Si, à la suite de la position finale adoptée par l'autorité compétente, la Commission conclut que la mesure en question menacerait la sécurité de l'approvisionnement en gaz d'un autre État membre ou de l'Union, il convient qu'elle poursuive le dialogue avec l'État membre concerné afin qu'il accepte de modifier ladite mesure ou de la retirer.
- (20) Les plans d'action préventifs et les plans d'urgence devraient être régulièrement mis à jour et publiés. Afin que les plans d'urgence soient toujours actualisés et effectifs, les États membres devraient effectuer au moins un essai entre les mises à jour des plans, en simulant les scénarios à impact élevé et moyen et les réactions en temps réel. Les autorités compétentes devraient présenter les résultats des essais au groupe de coordination pour le gaz.
- (21) Des modèles complets obligatoires comprenant tous les risques à prendre en considération dans l'évaluation des risques et toutes les composantes des plans d'action préventifs et des plans d'urgence sont nécessaires pour faciliter l'évaluation des risques et l'élaboration des plans, ainsi que leur évaluation par la Commission.
- (22) Afin de faciliter la communication entre les États membres et la Commission, les évaluations des risques, les plans d'action préventifs, les plans d'urgence et tous les autres échanges de documents et d'informations prévus par le présent règlement devraient être notifiés à l'aide d'un système de notification électronique sécurisé et normalisé.
- (23) Certains clients, dont les ménages et les clients fournissant des services sociaux essentiels, sont particulièrement vulnérables et peuvent avoir besoin d'être protégés contre les effets néfastes d'une rupture de l'approvisionnement en gaz. Une définition de ces clients protégés ne devrait pas entrer en conflit avec les mécanismes de solidarité de l'Union.
- (24) Il y a lieu de restreindre la définition des clients protégés au titre du mécanisme de solidarité. Cela s'impose du fait de l'obligation qu'ont les États membres de faire preuve de solidarité en cas de circonstances extrêmes et pour répondre à des besoins essentiels. La définition des clients protégés au titre de la solidarité devrait par conséquent être limitée aux ménages, tout en restant susceptible d'englober également, dans des conditions spécifiques, certains services sociaux essentiels et installations de chauffage urbain. Les États membres peuvent dès lors, conformément à ce cadre, considérer les services de soins de santé, d'aide sociale essentielle, d'urgence et de sécurité comme des clients protégés au titre de la solidarité, y compris lorsque ces services sont fournis par une administration publique.

<sup>(1)</sup> Décision n° 1313/2013/UE du Parlement européen et du Conseil du 17 décembre 2013 relative au mécanisme de protection civile de l'Union (JO L 347 du 20.12.2013, p. 924).

- (25) La responsabilité de la sécurité de l'approvisionnement en gaz devrait être partagée par les entreprises de gaz naturel, les États membres, agissant par l'intermédiaire de leurs autorités compétentes, et la Commission, dans le cadre de leurs compétences respectives. Cette responsabilité partagée nécessite une coopération très étroite entre ces parties. Toutefois, les clients qui consomment du gaz pour la production d'électricité ou à des fins industrielles peuvent également avoir un rôle important à jouer en matière de sécurité de l'approvisionnement en gaz, étant donné qu'ils peuvent réagir à une crise en prenant des mesures axées sur la demande, telles que les contrats interruptibles et le changement de combustible, qui peuvent avoir une incidence immédiate sur l'équilibre entre la demande et l'offre. En outre, la sécurité de l'approvisionnement en gaz de certains clients qui consomment du gaz pour produire de l'électricité peut également être considérée comme essentielle dans certains cas. En cas d'urgence, un État membre devrait avoir la possibilité d'accorder, dans certaines conditions, la priorité à l'approvisionnement en gaz de tels clients, même par rapport à l'approvisionnement en gaz des clients protégés. Dans des circonstances exceptionnelles, l'approvisionnement prioritaire en gaz de certains de ces clients en cas d'urgence par rapport aux clients protégés peut aussi être maintenu dans un État membre qui répond à une demande de solidarité afin d'éviter un dysfonctionnement grave du réseau d'électricité ou de gaz dans cet État membre. Cette mesure spécifique devrait s'entendre sans préjudice de la directive 2005/89/CE du Parlement européen et du Conseil <sup>(1)</sup>.
- (26) Les autorités compétentes devraient coopérer étroitement avec les autres autorités nationales concernées, en particulier les autorités de régulation nationales, dans l'exécution des tâches précisées dans le présent règlement.
- (27) Les normes relatives aux infrastructures devraient obliger les États membres à maintenir un niveau minimal d'infrastructures propre à assurer une certaine redondance dans le système en cas de défaillance de la plus grande infrastructure gazière. Étant donné qu'une analyse conduite sur la base de la formule  $N - 1$  constitue une approche fondée exclusivement sur les capacités, les résultats de la formule  $N - 1$  devraient être complétés par une analyse détaillée couvrant également les flux de gaz.
- (28) Le règlement (UE) n° 994/2010 impose aux gestionnaires de réseau de transport de mettre en place une capacité physique bidirectionnelle permanente sur toutes les interconnexions transfrontalières, sauf si une dérogation à cette obligation a été accordée. Il vise à faire en sorte que les avantages potentiels d'une capacité bidirectionnelle permanente soient toujours pris en compte lors de la planification d'une nouvelle interconnexion. Toutefois, une capacité bidirectionnelle peut être utilisée pour fournir du gaz aussi bien à l'État membre voisin qu'à d'autres États sur le parcours du corridor d'approvisionnement en gaz. Il convient d'envisager les avantages qu'offre la mise en place d'une capacité physique bidirectionnelle permanente pour la sécurité de l'approvisionnement en gaz dans une perspective plus large, dans un esprit de solidarité et de coopération renforcée. Lorsqu'on envisage la mise en place d'une capacité bidirectionnelle, il y a lieu de procéder à une analyse coûts-avantages globale qui tienne compte de la totalité du corridor de transport. Les autorités compétentes concernées devraient être tenues de réexaminer les dérogations accordées au titre du règlement (UE) n° 994/2010 sur la base des résultats des évaluations communes des risques. L'objectif général devrait être d'avoir une capacité bidirectionnelle croissante et de limiter au maximum la capacité unidirectionnelle contenue dans les futurs projets transfrontaliers.
- (29) La capacité à un point d'interconnexion avec un État membre peut entrer en concurrence avec la capacité aux points de sortie du réseau gazier vers une installation de stockage du gaz. Ceci pourrait conduire à une situation dans laquelle la réservation ferme de capacités de sortie vers le stockage réduirait la capacité techniquement disponible pouvant être allouée au point d'interconnexion. Afin de garantir un niveau de sécurité énergétique plus élevé en cas d'urgence, le présent règlement devrait prévoir une règle de priorité claire. Il convient d'accorder à toute capacité réservée aux points d'interconnexion la priorité sur une capacité concurrente à un point de sortie vers une installation de stockage, ce qui permet au gestionnaire de réseau de transport d'allouer la capacité technique maximale au point d'interconnexion afin de permettre d'augmenter les flux de gaz vers l'État membre voisin qui a déclaré une urgence. Cela peut avoir pour conséquence d'empêcher des injections de gaz vers les installations de stockage ou de ne permettre que des injections de volumes limités de gaz, même lorsqu'une réservation ferme a préalablement été effectuée. Afin de compenser la perte financière occasionnée, le présent règlement devrait prévoir l'application directe et rapide d'une indemnisation équitable entre les utilisateurs du réseau touchés. Les gestionnaires de réseau de transport concernés devraient coopérer conformément aux actes juridiques pertinents dans le but d'appliquer cette règle de priorité.
- (30) La directive 2008/114/CE du Conseil <sup>(2)</sup> définit un processus dont le but est de renforcer la sécurité des infrastructures critiques européennes désignées, dont certaines infrastructures gazières, dans l'Union. La directive 2008/114/CE et le présent règlement contribuent à l'élaboration d'une approche globale de la sécurité énergétique de l'Union.

<sup>(1)</sup> Directive 2005/89/CE du Parlement européen et du Conseil du 18 janvier 2006 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en électricité et les investissements dans les infrastructures (JO L 33 du 4.2.2006, p. 22).

<sup>(2)</sup> Directive 2008/114/CE du Conseil du 8 décembre 2008 concernant le recensement et la désignation des infrastructures critiques européennes ainsi que l'évaluation de la nécessité d'améliorer leur protection (JO L 345 du 23.12.2008, p. 75).

- (31) Le présent règlement établit des normes de sécurité d'approvisionnement suffisamment harmonisées et couvrant au moins la situation qui s'est présentée en janvier 2009 lorsque l'approvisionnement en gaz en provenance de Russie a été interrompu. Ces normes tiennent compte des différences entre États membres, des obligations de service public et des mesures de protection des consommateurs visées à l'article 3 de la directive 2009/73/CE. Les normes de sécurité d'approvisionnement devraient être stables, de manière à assurer la sécurité juridique nécessaire; elles devraient être clairement définies et éviter d'imposer des charges excessives et disproportionnées aux entreprises de gaz naturel. Elles devraient également garantir l'égalité d'accès aux clients nationaux pour les entreprises de gaz naturel de l'Union. Les États membres devraient mettre en place des mesures permettant de garantir, de manière efficace et proportionnée, que les entreprises de gaz naturel respectent ces normes, et prévoyant notamment la possibilité d'appliquer des amendes aux fournisseurs lorsqu'ils le jugent approprié.
- (32) Les rôles et les responsabilités de toutes les entreprises de gaz naturel et autorités compétentes devraient être définis de manière précise afin d'assurer le bon fonctionnement du marché intérieur du gaz, en particulier en cas de rupture d'approvisionnement et de crise. Ces rôles et responsabilités devraient être définis de façon à garantir le respect d'une approche à trois niveaux qui impliquerait, en premier lieu, les entreprises de gaz naturel concernées et l'industrie, en second lieu, les États membres au niveau national ou régional et, en troisième lieu, l'Union. Le présent règlement devrait permettre aux entreprises de gaz naturel et aux clients de s'appuyer sur les mécanismes fondés sur le marché aussi longtemps que possible lorsqu'ils sont confrontés à des ruptures d'approvisionnement. Toutefois, il devrait également prévoir des mécanismes à mettre en œuvre lorsque les marchés ne sont plus à eux seuls en mesure de faire face, de manière appropriée, à une rupture de l'approvisionnement en gaz.
- (33) En cas de rupture de l'approvisionnement en gaz, les acteurs du marché devraient avoir une latitude suffisante pour réagir à la situation par des mesures fondées sur le marché. Lorsque les mesures fondées sur le marché ont été épuisées et qu'elles restent insuffisantes, les États membres et leurs autorités compétentes devraient prendre des mesures afin de supprimer ou d'atténuer l'impact d'une rupture de l'approvisionnement en gaz.
- (34) Lorsque les États membres prévoient de prendre des mesures non fondées sur le marché, leur introduction devrait être accompagnée d'une description de leur impact économique. Cela permet de garantir que les clients disposent des informations dont ils ont besoin concernant le coût de ces mesures, dont la transparence est ainsi garantie, en particulier en ce qui concerne l'impact qu'elles ont sur le prix du gaz.
- (35) La Commission devrait être habilitée à garantir que les nouvelles mesures préventives non fondées sur le marché ne menacent pas la sécurité de l'approvisionnement en gaz d'autres États membres ou dans l'Union. Étant donné que de telles mesures peuvent tout particulièrement nuire à la sécurité de l'approvisionnement en gaz, il convient qu'elles n'entrent en vigueur qu'après avoir été approuvées par la Commission ou modifiées conformément à une décision de la Commission.
- (36) Des mesures axées sur la demande, telles que le changement de combustible ou la réduction de l'approvisionnement en gaz des gros clients industriels selon un ordre économiquement efficace peuvent jouer un rôle précieux pour garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz si elles peuvent être appliquées rapidement et réduire sensiblement la demande afin de répondre à une rupture de l'approvisionnement en gaz. Il convient de faire davantage pour promouvoir une utilisation efficace de l'énergie, en particulier lorsque des mesures axées sur la demande sont nécessaires. L'impact environnemental de toute proposition de mesure axée sur la demande ou sur l'offre devrait être pris en compte, la préférence devant aller autant que possible aux mesures ayant le plus faible impact sur l'environnement. Parallèlement, certains aspects de la sécurité de l'approvisionnement en gaz et de la compétitivité devraient être pris en considération.
- (37) Il est nécessaire de faire en sorte que l'action à mettre en œuvre en cas d'urgence soit prévisible, afin que tous les acteurs du marché puissent réagir et se préparer à ce type de situations. En règle générale, les autorités compétentes devraient donc agir conformément à leur plan d'urgence. Dans des circonstances exceptionnelles dûment justifiées, elles devraient être autorisées à prendre des mesures s'écartant de ces plans. Il importe également de rendre plus transparentes et prévisibles les modalités de déclaration des urgences. Les informations sur la position d'équilibrage du réseau (la situation globale du réseau de transport), dont le cadre est défini dans le règlement (UE) n° 312/2014 de la Commission <sup>(1)</sup>, peuvent jouer un rôle important à cet égard. Les autorités compétentes et, lorsqu'elles ne sont pas les autorités compétentes, les autorités de régulation nationales devraient pouvoir accéder à ces informations en temps réel.
- (38) Comme l'ont démontré les tests de résistance d'octobre 2014, la solidarité est nécessaire pour garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz dans l'Union. Elle répartit les effets de manière plus homogène et réduit les effets globaux d'une perturbation grave. Le mécanisme de solidarité est conçu pour faire face à des situations extrêmes

<sup>(1)</sup> Règlement (UE) n° 312/2014 de la Commission du 26 mars 2014 relatif à l'établissement d'un code de réseau sur l'équilibrage des réseaux de transport de gaz (JO L 91 du 27.3.2014, p. 15).

dans lesquelles l'approvisionnement de clients protégés au titre de la solidarité constitue pour un État membre un besoin essentiel et une priorité indispensable. La solidarité garantit la coopération avec des États membres plus vulnérables. Parallèlement, la solidarité constitue une mesure de dernier recours qui s'applique uniquement en cas d'urgence et uniquement dans des conditions restrictives. Lorsqu'une urgence est déclarée dans un État membre, il convient dès lors de suivre une approche progressive et proportionnée afin de garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz. L'État membre qui a déclaré l'urgence devrait, en particulier, d'abord mettre en œuvre toutes les mesures d'urgence prévues dans son plan d'urgence afin de garantir l'approvisionnement en gaz de ses clients protégés au titre de la solidarité. Dans le même temps, tous les États membres qui ont introduit une norme d'approvisionnement renforcée devraient la ramener temporairement au niveau d'une norme d'approvisionnement normale afin d'améliorer la liquidité du marché du gaz dans le cas où l'État membre qui déclare l'urgence fait savoir qu'une action transfrontalière est requise. Si ces deux séries de mesures ne permettent pas d'assurer l'approvisionnement nécessaire, des mesures de solidarité devraient être prises par les États membres directement connectés afin de garantir l'approvisionnement en gaz des clients protégés au titre de la solidarité dans l'État membre qui est confronté à l'urgence et à sa demande. Ces mesures de solidarité devraient consister à garantir une réduction ou une interruption de l'approvisionnement en gaz des clients autres que les clients protégés au titre de la solidarité sur le territoire de l'État membre qui répond à une demande de solidarité, afin de libérer les volumes de gaz, dans la mesure nécessaire et aussi longtemps que l'approvisionnement en gaz des clients protégés au titre de la solidarité dans l'État membre qui fait appel à la solidarité n'est pas assuré. Nulle disposition du présent règlement ne saurait être interprétée en ce sens qu'un État membre serait tenu d'exercer l'autorité publique dans un autre État membre ou autorisé à le faire.

- (39) Des mesures de solidarité devraient également être prises en dernier recours lorsqu'un État membre est connecté à un autre État membre via un pays tiers, à moins que les flux transitant par ce pays tiers ne soient réduits, et moyennant l'accord des États membres concernés, lesquels devraient, le cas échéant, associer le pays tiers via lequel ils sont connectés.
- (40) Lorsque des mesures de solidarité sont prises en dernier recours, la réduction ou l'interruption de l'approvisionnement en gaz de l'État membre qui répond à une demande de solidarité devrait, lorsque cela est nécessaire pour lui permettre de satisfaire à ses obligations en matière de solidarité et afin d'éviter tout traitement discriminatoire, s'appliquer à tous les clients qui ne sont pas des clients protégés au titre de la solidarité, qu'ils reçoivent du gaz directement ou, sous forme de chauffage, via des installations de chauffage urbain protégées au titre de la solidarité. Inversement, il devrait en aller de même pour les clients qui ne sont pas des clients protégés au titre de la solidarité dans l'État membre qui reçoit du gaz au titre du mécanisme de solidarité.
- (41) Lorsque des mesures de solidarité sont prises en dernier recours, il est préférable que la consommation de gaz de l'État membre qui répond à une demande de solidarité soit, dans un premier temps, réduite de manière volontaire, par des mesures fondées sur le marché, telles que des mesures volontaires axées sur la demande ou des enchères inversées, dans le cadre desquelles certains clients, comme les clients industriels, indiqueraient au gestionnaire de réseau de transport ou à une autre autorité responsable le prix auquel ils réduiraient ou interrompraient leur consommation de gaz. Si les mesures fondées sur le marché se révèlent insuffisantes pour faire face au déficit d'approvisionnement en gaz requis, et compte tenu de l'importance des mesures de solidarité en tant que dernier recours, l'État membre qui répond à une demande de solidarité devrait, dans un deuxième temps, être en mesure de recourir à des mesures non fondées sur le marché, notamment la réduction des livraisons à certains groupes de clients, afin de satisfaire à ses obligations en matière de solidarité.
- (42) Les mesures de solidarité de dernier recours devraient être mises en place contre indemnisation. L'État membre qui répond à une demande de solidarité devrait recevoir rapidement de l'État membre qui bénéficie de la solidarité une indemnisation équitable, y compris pour le gaz acheminé sur son territoire et pour tous les autres coûts pertinents et raisonnables occasionnés par la réponse à la demande de solidarité. Les mesures de solidarité de dernier recours devraient être soumises à la condition que l'État membre qui fait appel à la solidarité s'engage à verser rapidement cette indemnisation équitable. Le présent règlement n'harmonise pas tous les aspects de l'indemnisation équitable. Les États membres concernés devraient adopter les mesures nécessaires, en particulier les arrangements techniques, juridiques et financiers, pour mettre en œuvre les dispositions concernant une indemnisation rapide et équitable entre eux.
- (43) Lorsqu'ils prennent des mesures de solidarité en application des dispositions du présent règlement, les États membres mettent en œuvre le droit de l'Union et sont donc tenus de respecter les droits fondamentaux garantis par le droit de l'Union. Dès lors, de telles mesures peuvent créer dans le chef d'un État membre une obligation de verser une indemnisation à ceux qui sont touchés par les mesures qu'il a prises. Les États membres devraient donc veiller à ce qu'il existe des règles nationales en matière d'indemnisation qui soient conformes au droit de l'Union, en particulier aux droits fondamentaux. En outre, il convient de veiller à ce que l'État membre qui bénéficie de la solidarité supporte en dernier ressort tous les coûts raisonnables découlant de l'obligation qu'a l'État membre qui répond à une demande de solidarité de payer l'indemnisation ainsi que les autres coûts raisonnables encourus du fait du paiement de celle-ci conformément aux règles nationales susvisées en matière d'indemnisation.

- (44) Étant donné qu'il est possible que plus d'un État membre réponde à une demande de solidarité formulée par un autre État membre, il convient de mettre en place un mécanisme de partage de la charge. Dans le cadre de ce mécanisme, l'État membre qui fait appel à la solidarité devrait, après avoir consulté tous les États membres concernés, rechercher l'offre la plus avantageuse en se fondant sur les coûts, la rapidité de la livraison, la fiabilité et la diversification des approvisionnements en gaz auprès des différents États membres. Les États membres devraient, autant que possible et le plus longtemps possible, proposer de telles offres sur la base de mesures volontaires axées sur la demande avant de recourir à des mesures non fondées sur le marché.
- (45) Le présent règlement introduit, pour la première fois, un tel mécanisme de solidarité entre les États membres en tant qu'instrument visant à atténuer les effets d'une urgence grave au sein de l'Union, associé à un mécanisme de partage de la charge. Par conséquent, la Commission devrait réexaminer le mécanisme de partage de la charge et le mécanisme de solidarité en général à la lumière des enseignements qui seront tirés de leur fonctionnement et proposer, le cas échéant, d'y apporter des modifications.
- (46) 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. La Commission devrait élaborer des orientations non contraignantes concernant les principaux éléments à inclure dans ces arrangements.
- (47) Tant qu'un État membre peut couvrir, par sa production propre, la consommation de gaz de ses clients protégés au titre de la solidarité et qu'il n'a dès lors pas besoin de faire appel à la solidarité, il devrait être exempté de l'obligation de conclure des arrangements techniques, juridiques et financiers avec d'autres États membres dans le but de bénéficier de la solidarité. L'obligation de l'État membre concerné de faire preuve de solidarité à l'égard d'autres États membres ne devrait pas s'en trouver affectée.
- (48) Il convient de prévoir une garantie au cas où l'Union pourrait supporter des coûts du fait d'une responsabilité, autre qu'une responsabilité pour des actes illégaux ou un comportement illégal en application de l'article 340, deuxième alinéa, du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, en ce qui concerne les mesures que les États membres sont tenus de prendre en vertu des dispositions du présent règlement sur le mécanisme de solidarité. Dans de tels cas, il convient que l'État membre qui bénéficie de la solidarité rembourse les coûts supportés par l'Union.
- (49) La solidarité devrait également se traduire, au besoin, par une assistance en matière de protection civile fournie par l'Union et ses États membres. Cette assistance devrait être facilitée et coordonnée par le mécanisme de protection civile de l'Union établi par la décision n° 1313/2013/UE, qui vise à renforcer la coopération entre l'Union et les États membres et à faciliter la coordination dans le domaine de la protection civile en vue de rendre plus efficaces les systèmes de prévention, de préparation et de réaction en cas de catastrophes naturelles ou d'origine humaine.
- (50) Pour évaluer la sécurité de l'approvisionnement en gaz dans un État membre ou dans tout ou partie de l'Union, l'accès aux informations pertinentes est essentiel. En particulier, les États membres et la Commission ont besoin d'avoir un accès régulier aux informations provenant des entreprises de gaz naturel en ce qui concerne les principaux paramètres de l'approvisionnement en gaz, notamment les mesures exactes des réserves en stock disponibles, qui constituent des données de base aux fins de la conception des politiques en matière de sécurité de l'approvisionnement en gaz. Pour des motifs raisonnables, qu'une urgence ait été déclarée ou non, il devrait être possible d'accéder à des informations supplémentaires nécessaires pour évaluer la situation d'ensemble concernant l'approvisionnement en gaz. Ces informations supplémentaires seraient généralement des données relatives aux livraisons de gaz, sans lien avec les prix, telles que les volumes minimaux et maximaux de gaz, les points de livraison ou les conditions de suspension des livraisons de gaz.
- (51) Un mécanisme efficace et ciblé permettant aux États membres et à la Commission d'accéder aux contrats clés de fourniture de gaz devrait garantir une évaluation complète des risques pertinents susceptibles d'entraîner une rupture de l'approvisionnement en gaz ou d'interférer avec les mesures d'atténuation nécessaires si une crise survenait malgré tout. Dans le cadre de ce mécanisme, certains contrats clés de fourniture de gaz devraient être automatiquement notifiés aux autorités compétentes des États membres les plus touchés, quelle que soit l'origine du gaz, à l'intérieur ou à l'extérieur de l'Union. Les nouveaux contrats ou modifications devraient être notifiés immédiatement après leur conclusion. Dans un souci de transparence et de fiabilité, les contrats existants devraient également être notifiés. L'obligation de notification devrait également s'appliquer à tous les accords commerciaux pertinents pour l'exécution du contrat de fourniture de gaz, notamment les accords pertinents susceptibles de concerner les infrastructures, le stockage et tout autre aspect important pour la sécurité de l'approvisionnement en gaz.
- (52) Toute obligation de notifier automatiquement un contrat à l'autorité compétente doit être proportionnée. L'application de cette obligation aux contrats entre un fournisseur et un acheteur couvrant l'équivalent de 28 % ou plus de la consommation annuelle de gaz sur le marché national constitue un bon équilibre en termes d'efficacité administrative et de transparence et fixe des obligations claires pour les acteurs du marché. L'autorité compétente devrait évaluer le contrat aux fins de la sécurité de l'approvisionnement en gaz et soumettre les résultats de cette



évaluation à la Commission. Si l'autorité compétente s'interroge sur le fait qu'un contrat mette en péril la sécurité de l'approvisionnement en gaz de l'État membre ou d'une région, elle devrait notifier le contrat à la Commission pour évaluation. Cela ne signifie pas que d'autres contrats de fourniture de gaz ne sont pas pertinents pour la sécurité de l'approvisionnement en gaz. En conséquence, lorsque l'autorité compétente de l'État membre le plus touché ou la Commission estime qu'un contrat de fourniture de gaz qui n'est pas soumis à la notification automatique prévue par le présent règlement pourrait, en raison de sa spécificité, du groupe de clients desservi ou de sa pertinence pour la sécurité de l'approvisionnement en gaz, mettre en péril la sécurité de l'approvisionnement en gaz d'un État membre, d'une région ou de l'Union, l'autorité compétente ou la Commission devrait être en mesure de demander à accéder à ce contrat afin d'en évaluer l'impact sur la sécurité de l'approvisionnement en gaz. Une telle demande pourrait, par exemple, être formulée en cas de modifications du modèle d'approvisionnement en gaz d'un ou de plusieurs acheteurs donnés dans un État membre auxquelles on ne s'attendrait pas si les marchés fonctionnaient normalement, et qui pourraient affecter l'approvisionnement en gaz de tout ou partie de l'Union. Un tel mécanisme permettra de garantir l'accès à d'autres contrats clés de fourniture de gaz pertinents pour la sécurité de l'approvisionnement. Une telle demande devrait être motivée, compte tenu de la nécessité de limiter autant que possible la charge administrative induite par cette mesure.

- (53) La Commission peut proposer aux États membres de modifier les évaluations des risques ainsi que les plans d'action préventifs et les plans d'urgence afin de tenir compte des informations tirées des contrats. Les dispositions du présent règlement devraient s'entendre sans préjudice du droit de la Commission d'engager une procédure d'infraction conformément à l'article 258 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne et de faire appliquer les règles relatives à la concurrence, y compris en matière d'aides d'État.
- (54) Tous les contrats ou informations contractuelles reçus dans ce cadre, y compris les évaluations effectuées par l'autorité compétente ou la Commission, devraient rester confidentiels, notamment pour protéger les informations sensibles sur le plan commercial ainsi que l'intégrité et le bon fonctionnement du système d'échange d'informations. Cette confidentialité peut aussi être pertinente à des fins de sécurité publique compte tenu de l'importance que peut revêtir pour les États membres un produit de base essentiel tel que le gaz. En outre, les évaluations sérieuses et complètes effectuées par les autorités compétentes ou la Commission comprendront, en particulier, des informations relatives à la sécurité publique, des informations commerciales ou des références à ces informations. Il est dès lors nécessaire de garantir la confidentialité des évaluations. Il est tout aussi important que ceux qui reçoivent des informations confidentielles conformément au présent règlement soient tenus à l'obligation de secret professionnel. La Commission, les autorités compétentes et les autorités de régulation nationales, les organismes ou les personnes qui reçoivent des informations confidentielles en application du présent règlement devraient en garantir la confidentialité.
- (55) Il devrait exister un système proportionné de gestion des crises et d'échange d'informations reposant sur trois niveaux de crise: alerte précoce, alerte et urgence. Lorsque l'autorité compétente d'un État membre déclare l'un de ces niveaux de crise, elle devrait en informer immédiatement la Commission ainsi que les autorités compétentes des États membres auxquels l'État membre de cette autorité compétente est directement connecté. Lorsqu'une urgence est déclarée, les États membres faisant partie du groupe de risque devraient également être informés. La Commission devrait déclarer une urgence au niveau régional ou de l'Union à la demande d'au moins deux autorités compétentes ayant déclaré une urgence. Afin de garantir un niveau approprié d'échange d'informations et de coopération en cas d'urgence au niveau régional ou de l'Union, la Commission devrait coordonner les actions des autorités compétentes, en tenant pleinement compte des informations pertinentes découlant de la consultation du groupe de coordination pour le gaz et des résultats de cette consultation. Il convient que la Commission déclare la fin de l'urgence au niveau régional ou de l'Union si, après évaluation de la situation, elle parvient à la conclusion qu'une déclaration d'urgence n'est plus justifiée.
- (56) Le groupe de coordination pour le gaz devrait faire office de conseiller de la Commission afin de l'aider à coordonner les mesures concernant la sécurité de l'approvisionnement en gaz en cas d'urgence au niveau de l'Union. Il devrait également contrôler le caractère adéquat et approprié des mesures à prendre en application du présent règlement, notamment la cohérence des plans d'action préventifs et des plans d'urgence établis par les différents groupes de risque.
- (57) Une crise du gaz pourrait s'étendre au-delà des frontières de l'Union et toucher également les parties contractantes de la Communauté de l'énergie. En tant que partie au traité instituant la Communauté de l'énergie, l'Union devrait promouvoir des modifications de ce traité en vue de créer un marché intégré et un espace de régulation unique en établissant un cadre réglementaire approprié et stable. Afin de veiller à ce qu'il y ait, dans l'intervalle, une gestion efficace des crises aux frontières entre les États membres et les parties contractantes, ils sont invités à coopérer étroitement pour ce qui est de prévenir une crise du gaz, de s'y préparer et de la gérer.
- (58) Les approvisionnements en gaz en provenance de pays tiers étant essentiels pour la sécurité de l'approvisionnement en gaz dans l'Union, il convient que la Commission coordonne l'action à l'égard des pays tiers, et collabore avec les pays fournisseurs et les pays de transit à l'établissement des modalités permettant de gérer les situations de crise et de garantir un flux de gaz stable à destination de l'Union. La Commission devrait être

habilitée à mettre en place une équipe de travail pour contrôler, en cas de crise, les flux de gaz à destination de l'Union après avoir consulté les États membres et les pays tiers concernés et, lorsqu'une crise résulte de difficultés dans un pays tiers, à faire office de médiateur et de facilitateur. Il convient que la Commission rende compte régulièrement au groupe de coordination pour le gaz.

- (59) Lorsque des informations fiables indiquent qu'une situation en dehors de l'Union menace la sécurité de l'approvisionnement en gaz d'un ou de plusieurs États membres et peut déclencher un mécanisme d'alerte précoce impliquant l'Union et un pays tiers, la Commission devrait informer le groupe de coordination pour le gaz sans tarder et l'Union devrait prendre des mesures appropriées pour tenter de remédier à cette situation.
- (60) Étant donné que l'objectif du présent règlement, à savoir préserver la sécurité de l'approvisionnement en gaz dans l'Union, ne peut pas être atteint de manière suffisante par l'action propre des États membres, mais peut, en raison de ses dimensions et de ses effets, l'être mieux au niveau de l'Union, celle-ci peut prendre des mesures, conformément au principe de subsidiarité consacré à l'article 5 du traité sur l'Union européenne. Conformément au principe de proportionnalité tel qu'énoncé audit article, le présent règlement n'excède pas ce qui est nécessaire pour atteindre cet objectif.
- (61) Afin que l'Union puisse réagir rapidement à l'évolution de la situation concernant la sécurité de l'approvisionnement en gaz, il convient de déléguer à la Commission le pouvoir d'adopter des actes conformément à l'article 290 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne en ce qui concerne la composition des groupes de risque ainsi que les modèles pour les évaluations des risques et pour les plans d'action préventifs et les plans d'urgence. 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»<sup>(1)</sup>. En particulier, pour assurer leur égale participation à la préparation des actes délégués, le Parlement européen et le Conseil reçoivent tous les documents au même moment que les experts des États membres, et leurs experts ont systématiquement accès aux réunions des groupes d'experts de la Commission traitant de la préparation des actes délégués.
- (62) Le présent règlement n'affecte pas le droit qu'ont les États membres de déterminer les conditions d'exploitation de leurs ressources énergétiques conformément à l'article 194, paragraphe 2, du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne.
- (63) Il y a lieu d'abroger le règlement (UE) n° 994/2010. Cependant, afin d'éviter toute incertitude juridique, les plans d'action préventifs et les plans d'urgence établis en application dudit règlement devraient rester en vigueur jusqu'à l'adoption initiale des nouveaux plans d'action préventifs et plans d'urgence établis en application du présent règlement,

ONT ADOPTÉ LE PRÉSENT RÈGLEMENT:

#### *Article premier*

#### **Objet**

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 (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 établit également des mécanismes transparents concernant, dans un esprit de solidarité, la coordination de la préparation et de la réaction à des urgences aux niveaux national, régional et de l'Union.

#### *Article 2*

#### **Définitions**

Aux fins du présent règlement, les définitions suivantes s'appliquent:

- 1) «sécurité», la sécurité au sens de l'article 2, point 32, de la directive 2009/73/CE;
- 2) «client», un client au sens de l'article 2, point 24, de la directive 2009/73/CE;
- 3) «client résidentiel», un client résidentiel au sens de l'article 2, point 25, de la directive 2009/73/CE;
- 4) «service social essentiel», un service de soins de santé, d'aide sociale essentielle, d'urgence, de sécurité, d'éducation ou d'administration publique;

<sup>(1)</sup> JO L 123 du 12.5.2016, p. 1.

- 5) «client protégé», un client résidentiel qui est connecté à un réseau de distribution de gaz et, en outre, lorsque l'État membre concerné le décide, une ou plusieurs des entités suivantes, pour autant que les entreprises ou services visés aux points a) et b) ne représentent pas conjointement plus de 20 % de la consommation finale totale annuelle de gaz dans cet État membre:
  - a) une petite ou moyenne entreprise, pour autant qu'elle soit connectée à un réseau de distribution de gaz;
  - b) un service social essentiel, pour autant qu'il soit connecté à un réseau de distribution ou de transport de gaz;
  - c) une installation de chauffage urbain, dans la mesure où elle fournit du chauffage à des clients résidentiels, à de petites ou moyennes entreprises ou à des services sociaux essentiels, pour autant que cette installation ne soit pas en mesure de passer à d'autres combustibles que le gaz;
- 6) «client protégé au titre de la solidarité», un client résidentiel qui est connecté à un réseau de distribution de gaz et, en outre, peut comprendre une des entités suivantes ou les deux:
  - a) une installation de chauffage urbain s'il s'agit d'un client protégé dans l'État membre concerné et uniquement dans la mesure où elle fournit du chauffage à des ménages ou à des services sociaux essentiels autres que des services d'éducation ou d'administration publique;
  - b) un service social essentiel s'il s'agit d'un client protégé dans l'État membre concerné, autre qu'un service d'éducation ou d'administration publique;
- 7) «autorité compétente», une autorité gouvernementale nationale ou une autorité de régulation nationale désignée par un État membre pour veiller à la mise en œuvre des mesures prévues dans le présent règlement;
- 8) «autorité de régulation nationale», une autorité de régulation nationale désignée conformément à l'article 39, paragraphe 1, de la directive 2009/73/CE;
- 9) «entreprise de gaz naturel», une entreprise de gaz naturel au sens de l'article 2, point 1, de la directive 2009/73/CE;
- 10) «contrat de fourniture de gaz», un contrat de fourniture de gaz au sens de l'article 2, point 34, de la directive 2009/73/CE;
- 11) «transport», le transport au sens de l'article 2, point 3, de la directive 2009/73/CE;
- 12) «gestionnaire de réseau de transport», un gestionnaire de réseau de transport au sens de l'article 2, point 4, de la directive 2009/73/CE;
- 13) «distribution», la distribution au sens de l'article 2, point 5, de la directive 2009/73/CE;
- 14) «gestionnaire de réseau de distribution», un gestionnaire de réseau de distribution au sens de l'article 2, point 6, de la directive 2009/73/CE;
- 15) «interconnecteur», une interconnexion au sens de l'article 2, point 17, de la directive 2009/73/CE;
- 16) «corridors d'approvisionnement d'urgence», des voies d'approvisionnement en gaz de l'Union qui aident les États membres à mieux atténuer les effets d'éventuelles ruptures d'approvisionnement ou de défaillances d'infrastructures;
- 17) «capacité de stockage», une capacité de stockage au sens de l'article 2, point 28, du règlement (CE) n° 715/2009;
- 18) «capacité technique», une capacité technique au sens de l'article 2, point 18, du règlement (CE) n° 715/2009;
- 19) «capacité ferme», une capacité ferme au sens de l'article 2, point 16, du règlement (CE) n° 715/2009;
- 20) «capacité interruptible», une capacité interruptible au sens de l'article 2, point 13, du règlement (CE) n° 715/2009;
- 21) «capacité d'installation de GNL», la capacité d'installation de GNL au sens de l'article 2, point 24, du règlement (CE) n° 715/2009;
- 22) «installation de GNL», une installation de GNL au sens de l'article 2, point 11, de la directive 2009/73/CE;
- 23) «installation de stockage», une installation de stockage au sens de l'article 2, point 9, de la directive 2009/73/CE;
- 24) «réseau», un réseau au sens de l'article 2, point 13, de la directive 2009/73/CE;

- 25) «utilisateur du réseau», un utilisateur du réseau au sens de l'article 2, point 23, de la directive 2009/73/CE;
- 26) «services auxiliaires», des services auxiliaires au sens de l'article 2, point 14, de la directive 2009/73/CE.

### Article 3

#### **Responsabilité de la sécurité de l'approvisionnement en gaz**

1. La sécurité de l'approvisionnement en gaz est la responsabilité partagée des entreprises de gaz naturel, des États membres, en particulier par l'intermédiaire de leurs autorités compétentes, et de la Commission, dans leurs domaines d'activité et de compétence respectifs.
2. Chaque État membre désigne une autorité compétente. Les autorités compétentes coopèrent entre elles aux fins de la mise en œuvre du présent règlement. Les États membres peuvent autoriser l'autorité compétente à déléguer à d'autres organismes des tâches spécifiques prévues dans le présent règlement. Lorsque les autorités compétentes délèguent la tâche de déclarer l'un des niveaux de crise visés à l'article 11, paragraphe 1, elles ne peuvent le faire qu'à une autorité publique, un gestionnaire de réseau de transport ou un gestionnaire de réseau de distribution. Les tâches déléguées sont exécutées sous le contrôle de l'autorité compétente et sont précisées dans le plan d'action préventif et le plan d'urgence.
3. Chaque État membre notifie, sans tarder, à la Commission et rend public le nom de son autorité compétente et tout changement y afférent.
4. Lorsqu'elle met en œuvre les mesures prévues dans le présent règlement, l'autorité compétente définit les rôles et responsabilités des différents acteurs concernés de façon à garantir une approche à trois niveaux impliquant, en premier lieu, les entreprises de gaz naturel concernées, les entreprises d'électricité le cas échéant, et l'industrie, en second lieu, les États membres au niveau national ou régional et, en troisième lieu, l'Union.
5. La Commission coordonne l'action des autorités compétentes aux niveaux régional et de l'Union, en vertu du présent règlement, notamment par l'intermédiaire du groupe de coordination pour le gaz ou, en particulier, en cas d'urgence au niveau régional ou de l'Union en vertu de l'article 12, paragraphe 1, par l'intermédiaire du groupe de gestion de crise visé à l'article 12, paragraphe 4.
6. En cas d'urgence au niveau régional ou de l'Union, les gestionnaires de réseau de transport coopèrent et échangent des informations par l'intermédiaire du SCRG institué par le REGRT pour le gaz. Le REGRT pour le gaz informe la Commission et les autorités compétentes des États membres concernés en conséquence.
7. Conformément à l'article 7, paragraphe 2, les risques transnationaux majeurs pour la sécurité de l'approvisionnement en gaz dans l'Union doivent être identifiés et les groupes de risque doivent être constitués sur cette base. Ces groupes de risque servent de fondement à la coopération régionale renforcée en vue d'accroître la sécurité de l'approvisionnement en gaz et permettent à tous les États membres concernés au sein ou en dehors des groupes de risque le long des corridors d'approvisionnement d'urgence de trouver un accord sur des mesures transfrontalières appropriées et efficaces.

La liste de ces groupes de risque et leur composition figurent à l'annexe I. La composition des groupes de risque n'empêche pas toute autre forme de coopération régionale favorisant la sécurité de l'approvisionnement.

8. La Commission est habilitée à adopter des actes délégués conformément à l'article 19 pour mettre à jour la composition des groupes de risque figurant à l'annexe I en modifiant cette annexe afin de refléter l'évolution des risques transnationaux majeurs pour la sécurité de l'approvisionnement en gaz dans l'Union et son impact sur les États membres, compte tenu du résultat de la simulation de scénarios de rupture de l'approvisionnement en gaz et de défaillance d'infrastructures effectuée à l'échelle de l'Union par le REGRT pour le gaz conformément à l'article 7, paragraphe 1. Avant de procéder à une mise à jour, la Commission soumet le projet de mise à jour au groupe de coordination pour le gaz, sous la forme prévue à l'article 4, paragraphe 4.

### Article 4

#### **Groupe de coordination pour le gaz**

1. Un groupe de coordination pour le gaz est créé pour faciliter la coordination des mesures relatives à la sécurité de l'approvisionnement en gaz. Le groupe de coordination pour le gaz est composé de représentants des États membres, en particulier des représentants de leurs autorités compétentes, ainsi que de l'agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ci-après dénommée «agence»), du REGRT pour le gaz et des instances représentatives du secteur concerné et de celles des clients concernés. La Commission, en consultation avec les États membres, décide de la composition du groupe de coordination pour le gaz en veillant à ce que celui-ci soit pleinement représentatif. Elle exerce la présidence du groupe de coordination pour le gaz. Le groupe de coordination pour le gaz arrête son règlement intérieur.
2. Le groupe de coordination pour le gaz est consulté et assiste la Commission, notamment sur les questions suivantes:
  - a) la sécurité de l'approvisionnement en gaz, à tout moment et plus particulièrement en cas d'urgence;
  - b) toutes les informations pertinentes pour la sécurité de l'approvisionnement en gaz aux niveaux national, régional et de l'Union;

- c) les bonnes pratiques et les éventuelles lignes directrices pour toutes les parties concernées;
- d) le niveau de sécurité de l'approvisionnement en gaz, les niveaux de référence et les méthodologies d'évaluation;
- e) les scénarios nationaux, régionaux et à l'échelle de l'Union et l'examen des niveaux de préparation;
- f) l'évaluation des plans d'action préventifs et des plans d'urgence, la cohérence entre les différents plans et la mise en œuvre des mesures qu'ils prévoient;
- g) la coordination des mesures visant à gérer une urgence au niveau de l'Union, avec les parties contractantes de la Communauté de l'énergie et avec d'autres pays tiers;
- h) l'assistance dont ont besoin les États membres les plus touchés.

3. La Commission convoque le groupe de coordination pour le gaz de manière régulière et partage les informations reçues des autorités compétentes tout en préservant la confidentialité des informations sensibles sur le plan commercial.

4. La Commission peut convoquer le groupe de coordination pour le gaz sous une forme restreinte aux représentants des États membres et, en particulier, de leurs autorités compétentes. La Commission convoque le groupe de coordination pour le gaz sous cette forme restreinte à la demande d'un ou de plusieurs représentants des États membres et, en particulier, de leurs autorités compétentes. Dans ce cas, l'article 16, paragraphe 2, ne s'applique pas.

#### Article 5

#### Normes relatives aux infrastructures

1. Chaque État membre ou, lorsqu'un État membre le prévoit, son autorité compétente veille à ce que les mesures nécessaires soient prises afin qu'en cas de défaillance de la plus grande infrastructure gazière, la capacité technique des infrastructures restantes, déterminée conformément à la formule  $N - 1$  énoncée à l'annexe II, point 2, permette, sans préjudice du paragraphe 2 du présent article, de satisfaire la demande totale de gaz de la zone couverte pendant une journée de demande en gaz exceptionnellement élevée se produisant avec une probabilité statistique d'une fois en vingt ans. Cela doit se faire en tenant compte des tendances de la consommation de gaz, de l'incidence à long terme des mesures d'efficacité énergétique et des taux d'utilisation des infrastructures existantes.

L'obligation énoncée au premier alinéa du présent paragraphe s'entend sans préjudice de la responsabilité des gestionnaires de réseau de transport de procéder aux investissements correspondants et des obligations des gestionnaires de réseau de transport établies dans le règlement (CE) n° 715/2009 et la directive 2009/73/CE.

2. L'obligation de veiller à ce que les infrastructures restantes aient la capacité technique de satisfaire la demande totale de gaz conformément au paragraphe 1 du présent article est également réputée remplie lorsque l'autorité compétente démontre dans le plan d'action préventif qu'une rupture de l'approvisionnement en gaz peut être compensée suffisamment et en temps utile par des mesures fondées sur le marché et axées sur la demande appropriées. À cet effet, la formule  $N - 1$  est calculée comme énoncé à l'annexe II, point 4.

3. Le cas échéant, conformément aux évaluations des risques visées à l'article 7, les autorités compétentes des États membres voisins peuvent convenir de s'acquitter conjointement de l'obligation énoncée au paragraphe 1 du présent article. En pareil cas, les autorités compétentes prévoient, dans l'évaluation des risques, le calcul de la formule  $N - 1$  accompagné d'une explication, dans les chapitres régionaux des plans d'action préventifs, sur la façon dont les arrangements convenus permettent de remplir cette obligation. L'annexe II, point 5, s'applique.

4. Les gestionnaires de réseau de transport mettent en place une capacité physique permanente de transport du gaz dans les deux directions (ci-après dénommée «capacité bidirectionnelle») sur toutes les interconnexions entre États membres, sauf:

- a) dans le cas des connexions aux installations de production, aux installations de GNL et aux réseaux de distribution;  
ou
- b) lorsqu'une dérogation à cette obligation a été accordée, après évaluation détaillée et consultation des autres États membres et de la Commission, conformément à l'annexe III.

Aux fins de la procédure de mise en place ou de renforcement d'une capacité bidirectionnelle sur une interconnexion ou pour obtenir ou prolonger une dérogation à cette obligation, l'annexe III s'applique. La Commission rend publique la liste des dérogations et la tient à jour.

5. Une proposition de mise en place ou de renforcement d'une capacité bidirectionnelle ou une demande d'octroi ou de prorogation d'une dérogation comprend une analyse des coûts et avantages élaborée sur la base de la méthodologie définie en vertu de l'article 11 du règlement (UE) n° 347/2013 du Parlement européen et du Conseil <sup>(1)</sup> et s'appuie sur les éléments suivants:

- a) une évaluation de la demande du marché;
- b) des projections de la demande et de l'offre;
- c) l'impact économique éventuel sur les infrastructures existantes;
- d) une étude de faisabilité;
- e) les coûts de la capacité bidirectionnelle, y compris le renforcement nécessaire du réseau de transport; et
- f) les avantages pour la sécurité de l'approvisionnement en gaz, compte tenu de l'éventuelle contribution de la capacité bidirectionnelle au respect des normes relatives aux infrastructures prévues au présent article.

6. Les autorités de régulation nationales prennent en compte les coûts encourus pour remplir de manière efficiente l'obligation énoncée au paragraphe 1 du présent article et les coûts de la mise en place de la capacité bidirectionnelle, de manière à accorder le bénéfice de mesures incitatives appropriées lors de la fixation ou de l'approbation, de manière transparente et détaillée, des tarifs ou des méthodes, conformément à l'article 13 du règlement (CE) n° 715/2009 et à l'article 41, paragraphe 8, de la directive 2009/73/CE.

7. Dans la mesure où un investissement permettant de mettre en place ou de renforcer une capacité bidirectionnelle ne répond pas à un besoin du marché mais est jugé nécessaire à des fins de sécurité de l'approvisionnement en gaz, et lorsque cet investissement implique des coûts dans plus d'un État membre, ou dans un État membre au bénéfice d'un autre État membre, les autorités de régulation nationales de tous les États membres concernés prennent une décision coordonnée sur la répartition des coûts avant qu'une décision d'investissement ne soit prise. La répartition des coûts tient compte des principes énoncés et des éléments figurant à l'article 12, paragraphe 4, du règlement (UE) n° 347/2013, en particulier, la proportion des avantages que les investissements dans les infrastructures procurent en termes d'accroissement de la sécurité de l'approvisionnement en gaz des États membres concernés ainsi que les investissements déjà consentis dans les infrastructures en question. La répartition des coûts ne fausse pas indûment la concurrence ni le fonctionnement efficace du marché intérieur et elle vise à éviter tout effet de distorsion indu sur le marché.

8. L'autorité compétente veille à ce que toute nouvelle infrastructure de transport contribue à la sécurité de l'approvisionnement en gaz grâce au développement d'un réseau bien connecté, y compris, le cas échéant, au moyen d'un nombre suffisant de points d'entrée et de sortie transfrontaliers par rapport à la demande du marché et aux risques identifiés.

L'autorité compétente détermine dans l'évaluation des risques si, dans une perspective intégrée des réseaux de gaz et d'électricité, il existe des goulets d'étranglement internes et si les capacités d'entrée et les infrastructures nationales, en particulier les réseaux de transport, permettent d'adapter les flux nationaux et transfrontaliers de gaz au scénario de défaillance de la plus grande infrastructure gazière au niveau national et de la plus grande infrastructure gazière d'intérêt commun pour le groupe de risque identifié dans l'évaluation des risques.

9. Par dérogation au paragraphe 1 du présent article et sous réserve des conditions fixées au présent paragraphe, le Luxembourg, la Slovénie et la Suède ne sont pas liés par l'obligation énoncée audit paragraphe mais s'efforcent de la respecter, tout en assurant l'approvisionnement en gaz des clients protégés conformément à l'article 6.

La dérogation s'applique au Luxembourg pour autant que:

- a) il ait au moins deux interconnecteurs avec d'autres États membres;
- b) il ait au moins deux sources d'approvisionnement en gaz différentes; et
- c) il n'ait aucune installation de stockage du gaz sur son territoire.

La dérogation s'applique à la Slovénie pour autant que:

- a) elle ait au moins deux interconnecteurs avec d'autres États membres;
- b) elle ait au moins deux sources d'approvisionnement en gaz différentes; et
- c) elle n'ait aucune installation de stockage du gaz ou installation de GNL sur son territoire.

<sup>(1)</sup> Règlement (UE) n° 347/2013 du Parlement européen et du Conseil du 17 avril 2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes, et abrogeant la décision n° 1364/2006/CE et modifiant les règlements (CE) n° 713/2009, (CE) n° 714/2009 et (CE) n° 715/2009 (JO L 115 du 25.4.2013, p. 39).

La dérogation s'applique à la Suède pour autant que:

- a) elle n'assure aucun transit de gaz vers d'autres États membres sur son territoire;
- b) sa consommation intérieure brute annuelle de gaz soit inférieure à 2 Mtep; et
- c) moins de 5 % de sa consommation totale d'énergie primaire provienne du gaz.

Le Luxembourg, la Slovénie et la Suède informent la Commission de toute évolution des conditions fixées au présent paragraphe. La dérogation prévue au présent paragraphe cesse de s'appliquer lorsqu'au moins une de ces conditions cesse d'être remplie.

Dans le cadre de l'évaluation nationale des risques effectuée conformément à l'article 7, paragraphe 3, le Luxembourg, la Slovénie et la Suède décrivent la situation en ce qui concerne les conditions respectives fixées au présent paragraphe et les perspectives de respect de l'obligation prévue au paragraphe 1 du présent article, compte tenu de l'impact économique de la mise en conformité avec les normes relatives aux infrastructures, de l'évolution du marché du gaz et des projets d'infrastructures gazières au sein du groupe de risque. Sur la base des informations fournies dans l'évaluation nationale des risques et si les conditions respectives fixées au présent paragraphe sont toujours réunies, la Commission peut décider que la dérogation peut continuer à s'appliquer pendant quatre années supplémentaires. En cas de décision positive, la procédure énoncée au présent alinéa est répétée après quatre ans.

#### Article 6

##### **Normes d'approvisionnement en gaz**

1. L'autorité compétente exige que les entreprises de gaz naturel qu'elle identifie prennent des mesures visant à garantir l'approvisionnement en gaz des clients protégés de l'État membre dans les cas suivants:

- a) des températures extrêmes pendant une période de pointe de sept jours, se produisant avec une probabilité statistique d'une fois en vingt ans;
- b) une période de trente jours de demande de gaz exceptionnellement élevée, se produisant avec une probabilité statistique d'une fois en vingt ans;
- c) pendant une période de trente jours en cas de défaillance de la plus grande infrastructure gazière dans des conditions hivernales moyennes.

Au plus tard le 2 février 2018, chaque État membre notifie à la Commission sa définition de clients protégés, les volumes de consommation annuelle de gaz des clients protégés et le pourcentage que ces volumes de consommation représentent dans la consommation finale totale annuelle de gaz dans cet État membre. Lorsqu'un État membre inclut dans sa définition de clients protégés les catégories visées à l'article 2, point 5) a) ou b), il précise les volumes de consommation de gaz correspondant aux clients appartenant à ces catégories et le pourcentage que représente chacun de ces groupes de clients dans la consommation finale totale annuelle de gaz.

L'autorité compétente identifie les entreprises de gaz naturel visées au premier alinéa du présent paragraphe et les indique dans le plan d'action préventif.

Toute nouvelle mesure non fondée sur le marché envisagée pour garantir le respect des normes d'approvisionnement en gaz respecte la procédure établie à l'article 9, paragraphes 4 à 9.

Les États membres peuvent s'acquitter de l'obligation fixée au premier alinéa en mettant en œuvre des mesures d'efficacité énergétique ou en substituant au gaz une autre source d'énergie, notamment une source d'énergie renouvelable, dans la mesure où le même niveau de protection est assuré.

2. Toute norme d'approvisionnement en gaz renforcée d'une durée supérieure à la période de trente jours visée au paragraphe 1, points b) et c), ou toute obligation supplémentaire imposée pour des raisons tenant à la sécurité de l'approvisionnement en gaz, repose sur l'évaluation des risques, figure dans le plan d'action préventif et:

- a) respecte l'article 8, paragraphe 1;
- b) ne porte pas préjudice à la capacité de tout autre État membre d'assurer l'approvisionnement en gaz de ses clients protégés conformément au présent article en cas d'urgence au niveau national, régional ou de l'Union; et
- c) respecte l'article 12, paragraphe 5, en cas d'urgence au niveau régional ou de l'Union.

La Commission peut demander une justification démontrant la conformité de toute mesure visée au premier alinéa avec les conditions qui y sont fixées. Cette justification est rendue publique par l'autorité compétente de l'État membre qui introduit la mesure.

Toute nouvelle mesure non fondée sur le marché prise en vertu du premier alinéa du présent paragraphe et adoptée le 1<sup>er</sup> novembre 2017 ou après cette date respecte la procédure établie à l'article 9, paragraphes 4 à 9.

3. Au terme des périodes fixées par l'autorité compétente conformément aux paragraphes 1 et 2, ou dans des conditions plus rigoureuses que celles fixées au paragraphe 1, les autorités compétentes et les entreprises de gaz naturel s'efforcent de maintenir l'approvisionnement en gaz, dans toute la mesure du possible, en particulier des clients protégés.
4. Les obligations imposées aux entreprises de gaz naturel pour le respect des normes d'approvisionnement en gaz fixées au présent article sont non discriminatoires et ne font pas peser une charge excessive sur ces entreprises.
5. Les entreprises de gaz naturel sont autorisées à s'acquitter de leurs obligations fondées sur le présent article au niveau régional ou de l'Union, le cas échéant. Les autorités compétentes n'exigent pas que les normes d'approvisionnement en gaz fixées au présent article soient respectées en tenant compte uniquement des infrastructures situées sur leur territoire.
6. Les autorités compétentes veillent à ce que les conditions d'approvisionnement des clients protégés soient établies sans nuire au bon fonctionnement du marché intérieur de l'énergie et à un prix respectant la valeur marchande des approvisionnements.

#### Article 7

### Évaluation des risques

1. Au plus tard le 1<sup>er</sup> 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 GNL. 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, à moins que les circonstances ne justifient des mises à jour plus fréquentes.
2. Les autorités compétentes au sein de chaque groupe de risque figurant à l'annexe I effectuent une évaluation commune au niveau du groupe de risque (ci-après dénommée «évaluation commune des risques») de tous les facteurs de risque pertinents, tels que les risques de catastrophe naturelle, technologiques, commerciaux, sociaux, politiques et autres risques, qui pourraient conduire à la réalisation du risque transnational majeur pour la sécurité de l'approvisionnement en gaz pour lequel le groupe de risque a été constitué. Les autorités compétentes tiennent compte des résultats de la simulation visée au paragraphe 1 du présent article pour élaborer les évaluations des risques, les plans d'action préventifs et les plans d'urgence.

Les autorités compétentes dans chaque groupe de risque se mettent d'accord sur un mécanisme de coopération aux fins de la réalisation de l'évaluation commune des risques et font rapport à ce sujet au groupe de coordination pour le gaz, onze mois avant l'expiration du délai pour la notification de l'évaluation commune des risques et de ses mises à jour. À la demande d'une autorité compétente, la Commission peut jouer un rôle de facilitateur lors de l'élaboration de l'évaluation commune des risques, en particulier pour la mise en place du mécanisme de coopération. Si les autorités compétentes au sein d'un groupe de risque ne parviennent pas à se mettre d'accord sur un mécanisme de coopération, la Commission propose un mécanisme de coopération pour ce groupe de risque, après avoir consulté les autorités compétentes concernées. Les autorités compétentes concernées se mettent d'accord sur un mécanisme de coopération pour ce groupe de risque en tenant le plus grand compte de la proposition de la Commission.

Dix mois avant l'expiration du délai pour la notification de l'évaluation commune des risques ou de ses mises à jour, chaque autorité compétente partage et met à jour, au sein du mécanisme de coopération convenu, toutes les données nationales nécessaires pour élaborer l'évaluation commune des risques, en particulier pour élaborer les différents scénarios visés au paragraphe 4, point c).

3. L'autorité compétente de chaque État membre réalise une évaluation nationale des risques (ci-après dénommée «évaluation nationale des risques») de l'ensemble des risques pertinents affectant la sécurité de l'approvisionnement en gaz. Cette évaluation est totalement cohérente avec les hypothèses et les résultats de la ou des évaluations communes des risques.
4. Les évaluations des risques visées aux paragraphes 2 et 3 du présent article sont effectuées, selon le cas:
  - a) selon les normes précisées aux articles 5 et 6. L'évaluation des risques décrit le calcul de la formule  $N - 1$  au niveau national et, le cas échéant, comprend un calcul de la formule  $N - 1$  au niveau régional. L'évaluation des risques inclut également les hypothèses utilisées, notamment, s'il y a lieu, celles pour le calcul de la formule  $N - 1$  au niveau régional, et les données nécessaires à ce calcul. Le calcul de la formule  $N - 1$  au niveau national s'accompagne d'une simulation de la défaillance de la plus grande infrastructure gazière selon une modélisation hydraulique pour le territoire national, ainsi que d'un calcul de la formule  $N - 1$  prenant en considération un niveau de gaz dans les installations de stockage de 30 % et de 100 % du volume utile maximal;



- b) en tenant compte de toutes les circonstances nationales et transnationales pertinentes, en particulier de la taille du marché, de la configuration du réseau, des flux réels, y compris les flux sortant des États membres concernés, de la possibilité de flux physiques de gaz dans les deux directions, y compris l'éventuelle nécessité d'un renforcement consécutif du réseau de transport, de la présence de capacités de production et de stockage et du rôle du gaz dans la palette énergétique, en particulier en ce qui concerne le chauffage urbain, la production d'électricité et les usages industriels, ainsi que de considérations de sûreté et de qualité du gaz;
- c) en élaborant différents scénarios de demande de gaz exceptionnellement élevée et de rupture de l'approvisionnement en gaz, compte tenu de l'historique, de la probabilité, de la saison, de la fréquence et de la durée de ces événements, et en évaluant les conséquences probables de ces scénarios, par exemple:
  - i) la défaillance des infrastructures pertinentes pour la sécurité de l'approvisionnement en gaz, en particulier les infrastructures de transport, les installations de stockage ou les terminaux GNL, y compris la plus grande infrastructure gazière identifiée pour le calcul de la formule  $N - 1$ ; et
  - ii) la rupture des approvisionnements en provenance de fournisseurs de pays tiers et, le cas échéant, les risques géopolitiques;
- d) en identifiant l'interaction et la corrélation des risques parmi les États membres du groupe de risque et avec d'autres États membres ou d'autres groupes de risque, selon le cas, y compris en ce qui concerne les interconnexions, les approvisionnements transfrontaliers, l'accès transfrontalier aux installations de stockage et la capacité bidirectionnelle;
- 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 ou le non-respect du droit de l'Union;
- f) en tenant compte de la capacité maximale d'interconnexion de chaque point d'entrée et de sortie frontalier et de différents niveaux de remplissage des installations de stockage.

5. Les évaluations communes et nationales des risques sont élaborées conformément au modèle pertinent figurant à l'annexe IV ou V. Si nécessaire, les États membres peuvent inclure des informations complémentaires. La Commission est habilitée à adopter des actes délégués conformément à l'article 19 en vue de modifier les modèles figurant aux annexes IV et V, après avoir consulté le groupe de coordination pour le gaz, afin de tenir compte de l'expérience acquise dans l'application du présent règlement et de réduire la charge administrative pour les États membres.

6. Les entreprises de gaz naturel, les clients industriels consommant du gaz, les organisations pertinentes représentant les intérêts des clients résidentiels et industriels consommant du gaz ainsi que les États membres et, lorsqu'elles ne sont pas les autorités compétentes, les autorités de régulation nationales coopèrent avec les autorités compétentes et leur fournissent sur demande toutes les informations nécessaires pour les évaluations communes et nationales des risques.

7. Au plus tard le 1<sup>er</sup> octobre 2018, les États membres notifient à la Commission la première évaluation commune des risques, une fois approuvée par tous les États membres du groupe de risque, et les évaluations nationales des risques. Les évaluations des risques sont mises à jour tous les quatre ans par la suite, à moins que les circonstances ne justifient des mises à jour plus fréquentes. Les évaluations des risques tiennent compte des progrès réalisés dans les investissements nécessaires pour se conformer aux normes relatives aux infrastructures définies à l'article 5 ainsi que des difficultés spécifiques rencontrées par chaque pays lors de la mise en œuvre de nouvelles solutions de substitution. Elles s'appuient également sur l'expérience acquise grâce à la simulation des plans d'urgence prévue à l'article 10, paragraphe 3.

#### Article 8

##### **Mise en place des plans d'action préventifs et des plans d'urgence**

1. Les mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz figurant dans un plan d'action préventif et un plan d'urgence sont clairement définies, transparentes, proportionnées, non discriminatoires et contrôlables, ne faussent pas indûment la concurrence ou le fonctionnement efficace du marché intérieur du gaz, et ne menacent pas la sécurité de l'approvisionnement en gaz d'autres États membres ou de l'Union.
2. L'autorité compétente de chaque État membre met en place, après avoir consulté les entreprises de gaz naturel, les organisations concernées représentant les intérêts des clients résidentiels et industriels consommant du gaz, y compris les producteurs d'électricité, les gestionnaires de réseau de transport d'électricité et, lorsqu'elle n'est pas l'autorité compétente, l'autorité de régulation nationale:
  - a) un plan d'action préventif contenant les mesures nécessaires pour éliminer ou atténuer les risques identifiés, y compris les effets des mesures d'efficacité énergétique et des mesures axées sur la demande, figurant dans les évaluations communes et nationales des risques conformément à l'article 9;
  - b) un plan d'urgence contenant les mesures à prendre pour éliminer ou atténuer l'impact des ruptures de l'approvisionnement en gaz conformément à l'article 10.

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 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 mettent en œuvre sur la base de la simulation visée à l'article 7, paragraphe 1, et de l'évaluation commune des risques.

4. Les autorités compétentes font régulièrement rapport au groupe de coordination pour le gaz sur l'état d'avancement de l'élaboration et de l'adoption des plans d'action préventifs et des plans d'urgence, en particulier des chapitres régionaux. Plus particulièrement, les autorités compétentes se mettent d'accord sur un mécanisme de coopération pour l'élaboration du plan d'action préventif et du plan d'urgence, y compris l'échange de projets de plans. Elles font rapport au groupe de coordination pour le gaz en ce qui concerne le mécanisme de coopération convenu, seize mois avant l'expiration du délai fixé pour dégager un accord sur ces plans et leurs mises à jour.

La Commission peut jouer un rôle de facilitateur lors de l'élaboration du plan d'action préventif et du plan d'urgence, en particulier pour la mise en place du mécanisme de coopération. Si les autorités compétentes au sein d'un groupe de risque ne parviennent pas à se mettre d'accord sur un mécanisme de coopération, la Commission propose un mécanisme de coopération pour ce groupe de risque. Les autorités compétentes concernées se mettent d'accord sur un mécanisme de coopération pour ce groupe de risque en tenant compte de la proposition de la Commission. Les autorités compétentes assurent le suivi régulier de la mise en œuvre du plan d'action préventif et du plan d'urgence.

5. Le plan d'action préventif et le plan d'urgence sont élaborés conformément aux modèles figurant aux annexes VI et VII. La Commission est habilitée à adopter des actes délégués conformément à l'article 19 en vue de modifier les modèles figurant aux annexes VI et VII, après avoir consulté le groupe de coordination pour le gaz, afin de tenir compte de l'expérience acquise dans l'application du présent règlement et de réduire la charge administrative pour les États membres.

6. Les autorités compétentes d'États membres voisins se concertent en temps utile en vue d'assurer la cohérence de leurs plans d'action préventifs et de leurs plans d'urgence.

Les autorités compétentes échangent, au sein de chaque groupe de risque, les projets de plans d'action préventifs et de plans d'urgence assortis de propositions de coopération, au plus tard cinq mois avant l'expiration du délai pour la présentation des plans.

Les versions finales des chapitres régionaux visés au paragraphe 3 sont approuvées par tous les États membres faisant partie du groupe de risque. Les plans d'actions préventifs et les plans d'urgence contiennent également les mesures nationales nécessaires pour mettre en œuvre et faire appliquer les mesures transfrontalières figurant dans les chapitres régionaux.

7. Les plans d'action préventifs et les plans d'urgence sont rendus publics et notifiés à la Commission au plus tard le 1<sup>er</sup> mars 2019. La Commission informe le groupe de coordination pour le gaz de la notification des plans et publie ceux-ci sur son site internet.

Dans un délai de quatre mois à compter de la notification par les autorités compétentes, la Commission évalue les plans en tenant compte des vues exprimées au sein du groupe de coordination pour le gaz.

8. La Commission adresse à l'autorité compétente un avis accompagné de la recommandation visant à réviser un plan d'action préventif ou un plan d'urgence si un ou plusieurs des éléments suivants s'appliquent:

- a) il n'est pas efficace pour atténuer les risques identifiés dans l'évaluation des risques;
- b) il n'est pas cohérent avec les scénarios de risques évalués ou avec les plans d'un autre État membre ou d'un groupe de risque;
- c) il ne respecte pas l'exigence fixée au paragraphe 1 de ne pas fausser indûment la concurrence ou le fonctionnement efficace du marché intérieur;
- d) il ne respecte pas les dispositions du présent règlement ou d'autres dispositions du droit de l'Union.

9. Dans un délai de trois mois à compter de la notification de l'avis de la Commission visé au paragraphe 8, l'autorité compétente concernée notifie le plan d'action préventif ou le plan d'urgence modifié à la Commission ou informe celle-ci des raisons pour lesquelles elle n'est pas d'accord avec les recommandations.

En cas de désaccord en rapport avec des éléments visés au paragraphe 8, la Commission peut, dans un délai de quatre mois à compter de la réponse de l'autorité compétente, retirer sa demande ou convoquer l'autorité compétente et, lorsqu'elle le juge nécessaire, le groupe de coordination pour le gaz, afin d'étudier la question. La Commission expose de manière détaillée les motifs qui l'amènent à demander une modification du plan d'action préventif ou du plan d'urgence. L'autorité compétente concernée tient pleinement compte des motifs détaillés de la Commission.

S'il y a lieu, l'autorité compétente concernée procède sans tarder aux modifications et rend public le plan d'action préventif ou le plan d'urgence modifié.

Lorsque la position finale de l'autorité compétente concernée diverge des motifs détaillés de la Commission, cette autorité compétente expose et rend public, conjointement avec sa position et les motifs détaillés de la Commission, la justification qui sous-tend sa position, dans un délai de deux mois à compter de la réception des motifs détaillés de la Commission.

10. Pour les mesures non fondées sur le marché adoptées le 1<sup>er</sup> novembre 2017 ou après cette date, la procédure établie à l'article 9, paragraphes 4, 6, 8 et 9, s'applique.

11. La confidentialité des informations sensibles sur le plan commercial est préservée.

12. Les plans d'action préventifs et les plans d'urgence élaborés en application du règlement (UE) n° 994/2010, et mis à jour conformément audit règlement, demeurent en vigueur jusqu'à ce que les plans d'action préventifs et les plans d'urgence visés au paragraphe 1 du présent article soient mis en place pour la première fois.

#### Article 9

### Contenu des plans d'action préventifs

1. Le plan d'action préventif contient:

- a) les résultats de l'évaluation des risques et un résumé des scénarios considérés, visés à l'article 7, paragraphe 4, point c);
- b) la définition de clients protégés et les informations décrites à l'article 6, paragraphe 1, deuxième alinéa;
- c) les mesures, les volumes et les capacités nécessaires pour satisfaire aux normes relatives aux infrastructures et aux normes d'approvisionnement en gaz fixées aux articles 5 et 6, y compris, le cas échéant, l'indication de la mesure dans laquelle des mesures axées sur la demande peuvent compenser suffisamment et en temps utile une rupture de l'approvisionnement en gaz visée à l'article 5, paragraphe 2, l'identification de la plus grande infrastructure gazière d'intérêt commun dans le cas de l'application de l'article 5, paragraphe 3, les volumes de gaz nécessaires par catégorie de clients protégés et par scénario visés à l'article 6, paragraphe 1, et toute norme d'approvisionnement en gaz renforcée, y compris toute justification démontrant la conformité avec les conditions fixées à l'article 6, paragraphe 2, et une description d'un mécanisme visant à réduire temporairement toute norme d'approvisionnement en gaz renforcée ou obligation supplémentaire conformément à l'article 11, paragraphe 3;
- d) les obligations imposées aux entreprises de gaz naturel, aux entreprises d'électricité le cas échéant et aux autres organismes pertinents susceptibles d'avoir un impact sur la sécurité de l'approvisionnement en gaz, telles que des obligations concernant la sûreté de fonctionnement du réseau de gaz;
- e) d'autres mesures préventives conçues pour faire face aux risques identifiés dans l'évaluation des risques, telles que celles liées à la nécessité de renforcer les interconnexions entre États membres voisins, d'accroître davantage l'efficacité énergétique, 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;
- f) des informations sur l'impact économique, l'efficacité et l'efficience des mesures contenues dans le plan, y compris les obligations visées au point k);
- g) une description des effets des mesures contenues dans le plan sur le fonctionnement du marché intérieur de l'énergie ainsi que des marchés nationaux, y compris les obligations visées au point k);
- h) une description de l'impact des mesures sur l'environnement et sur les clients;
- i) les mécanismes à utiliser pour la coopération avec les autres États membres, y compris les mécanismes pour l'élaboration et la mise en œuvre des plans d'action préventifs et des plans d'urgence;

- j) des informations sur les interconnexions et infrastructures existantes et futures, y compris celles donnant accès au marché intérieur, sur les flux transfrontaliers, sur l'accès transfrontalier aux installations de stockage et de GNL ainsi que sur la capacité bidirectionnelle, en particulier en cas d'urgence;
- k) des informations relatives à toutes les obligations de service public en rapport avec la sécurité de l'approvisionnement en gaz.

Les informations sensibles concernant les points a), c) et d) du premier alinéa qui, si elles étaient divulguées, pourraient menacer la sécurité de l'approvisionnement en gaz peuvent être exclues.

2. Le plan d'action préventif, notamment les actions visant à respecter les normes relatives aux infrastructures prévues à l'article 5, tient compte du TYNDP dans l'ensemble de l'Union élaboré par le REGRT pour le gaz conformément à l'article 8, paragraphe 10, du règlement (CE) n° 715/2009.

3. Le plan d'action préventif repose essentiellement sur des mesures fondées sur le marché et ne fait pas peser une charge excessive sur les entreprises de gaz naturel ni ne porte préjudice au fonctionnement du marché intérieur du gaz.

4. Les États membres et, en particulier, leurs autorités compétentes veillent à ce que toutes les mesures préventives non fondées sur le marché, telles que celles visées à l'annexe VIII, qui sont adoptées le 1<sup>er</sup> novembre 2017 ou après cette date, qu'elles fassent partie du plan d'action préventif ou qu'elles soient adoptées ultérieurement, respectent les critères énoncés à l'article 6, paragraphe 2, premier alinéa.

5. L'autorité compétente rend publique toute mesure visée au paragraphe 4 qui ne figure pas encore dans le plan d'action préventif, et notifie à la Commission la description de toute mesure de ce type ainsi que de son impact sur le marché national du gaz et, dans la mesure du possible, sur les marchés du gaz des autres États membres.

6. Si la Commission a des doutes quant au fait qu'une mesure visée au paragraphe 4 du présent article respecte les critères fixés à l'article 6, paragraphe 2, premier alinéa, elle demande à l'État membre concerné de lui notifier une analyse d'impact.

7. Une analyse d'impact en application du paragraphe 6 porte au moins sur les aspects suivants:

- a) l'impact potentiel sur le développement du marché national du gaz et la concurrence au niveau national;
- b) l'impact potentiel sur le marché intérieur du gaz;
- c) l'impact potentiel sur la sécurité de l'approvisionnement en gaz des États membres voisins, notamment pour les mesures qui pourraient réduire la liquidité des marchés régionaux ou restreindre les flux vers les États membres voisins;
- d) les coûts et avantages évalués par rapport à des mesures de substitution fondées sur le marché;
- e) une évaluation de la nécessité et de la proportionnalité par rapport à d'éventuelles mesures fondées sur le marché;
- f) une appréciation de la mesure quant aux possibilités égales qu'elle garantit à tous les acteurs du marché;
- g) une stratégie de retrait progressif, la durée attendue de la mesure envisagée et un calendrier de révision approprié.

L'analyse visée aux points a) et b) est effectuée par l'autorité de régulation nationale. L'analyse d'impact est rendue publique par l'autorité compétente et est notifiée à la Commission.

8. Lorsque, sur la base de l'analyse d'impact, la Commission estime que la mesure est susceptible de menacer la sécurité de l'approvisionnement en gaz d'autres États membres ou de l'Union, elle prend, dans un délai de quatre mois à compter de la notification de l'analyse d'impact, une décision exigeant, dans la mesure nécessaire, la modification ou le retrait de la mesure.

La mesure adoptée n'entre en vigueur que lorsqu'elle est approuvée par la Commission ou a été modifiée conformément à la décision de la Commission.

Le délai de quatre mois commence à courir à compter du jour suivant celui de la réception d'une notification complète. Ce délai de quatre mois peut être prolongé avec le consentement de la Commission et de l'autorité compétente.

9. Lorsque, sur la base de l'analyse d'impact, la Commission estime que la mesure ne respecte pas les critères fixés à l'article 6, paragraphe 2, premier alinéa, elle peut émettre un avis dans un délai de quatre mois à compter de la notification de l'analyse d'impact. La procédure énoncée à l'article 8, paragraphes 8 et 9, s'applique.

Le délai de quatre mois commence à courir à compter du jour suivant celui de la réception d'une notification complète. Ce délai de quatre mois peut être prolongé avec le consentement de la Commission et de l'autorité compétente.

10. L'article 8, paragraphe 9, s'applique à toute mesure soumise aux paragraphes 6 à 9 du présent article.

11. Le plan d'action préventif est mis à jour tous les quatre ans après le 1<sup>er</sup> mars 2019, ou plus fréquemment si les circonstances le justifient ou à la demande de la Commission. Le plan mis à jour tient compte de l'évaluation des risques mise à jour et des résultats des essais effectués conformément à l'article 10, paragraphe 3. L'article 8 s'applique au plan mis à jour.

#### Article 10

##### Contenu des plans d'urgence

1. Le plan d'urgence:
  - a) se fonde sur les niveaux de crise visés à l'article 11, paragraphe 1;
  - b) précise le rôle et les responsabilités des entreprises de gaz naturel, des gestionnaires de réseau de transport d'électricité le cas échéant, et des clients industriels consommant du gaz, y compris des producteurs d'électricité concernés, en tenant compte de la façon dont ils sont touchés en cas de rupture de l'approvisionnement en gaz, ainsi que leur interaction avec les autorités compétentes et, le cas échéant, avec les autorités de régulation nationales à chacun des niveaux de crise visés à l'article 11, paragraphe 1;
  - c) précise le rôle et les responsabilités des autorités compétentes et des autres organismes auxquels des tâches ont été déléguées conformément à l'article 3, paragraphe 2, à chacun des niveaux de crise visés à l'article 11, paragraphe 1;
  - d) veille à ce que les entreprises de gaz naturel et les clients industriels consommant du gaz, y compris les producteurs d'électricité concernés, aient une latitude suffisante pour réagir aux niveaux de crise visés à l'article 11, paragraphe 1;
  - e) définit, si c'est approprié, les mesures et les actions à prendre pour atténuer l'impact potentiel d'une rupture de l'approvisionnement en gaz sur le chauffage urbain et sur l'approvisionnement en électricité produite à partir du gaz, notamment à l'aide d'une vue intégrée du fonctionnement des réseaux énergétiques d'électricité et de gaz, le cas échéant;
  - f) établit des procédures et mesures détaillées à suivre pour les niveaux de crise visés à l'article 11, paragraphe 1, notamment les mécanismes correspondants de flux d'information;
  - g) désigne un gestionnaire de crise et précise son rôle;
  - h) définit la contribution des mesures fondées sur le marché pour faire face à la situation en cas d'alerte et pour atténuer les conséquences en cas d'urgence;
  - i) définit la contribution des mesures non fondées sur le marché prévues ou à mettre en œuvre en cas d'urgence et évalue la nécessité d'utiliser de telles mesures pour faire face à une crise. Les effets des mesures non fondées sur le marché sont évalués et des procédures pour leur mise en œuvre sont définies. Des mesures non fondées sur le marché ne doivent être utilisées que lorsque les mécanismes fondés sur le marché ne peuvent plus à eux seuls assurer les approvisionnements, en particulier au profit des clients protégés, ou aux fins de l'application de l'article 13;
  - j) décrit les mécanismes employés pour la coopération avec les autres États membres pour les niveaux de crise visés à l'article 11, paragraphe 1, et les modalités de l'échange d'informations entre les autorités compétentes;
  - k) précise les obligations en matière de présentation de rapports imposées aux entreprises de gaz naturel et, le cas échéant, aux entreprises d'électricité en cas d'alerte et en cas d'urgence;
  - l) décrit les arrangements techniques ou juridiques en place pour empêcher une consommation de gaz indue de la part de clients qui sont connectés à un réseau de distribution ou de transport de gaz mais qui ne sont pas des clients protégés;
  - m) décrit les arrangements techniques, juridiques et financiers en place pour satisfaire aux obligations en matière de solidarité fixées à l'article 13;
  - n) fait une estimation des volumes de gaz susceptibles d'être consommés par les clients protégés au titre de la solidarité, compte tenu au moins des cas décrits à l'article 6, paragraphe 1;
  - o) établit une liste d'actions prédéfinies visant à rendre du gaz disponible en cas d'urgence, y compris les accords commerciaux entre les parties impliquées dans ces actions et, le cas échéant, les mécanismes d'indemnisation pour les entreprises de gaz naturel, en tenant dûment compte de la confidentialité des données sensibles. Ces actions peuvent impliquer des accords transfrontaliers entre des États membres et/ou des entreprises de gaz naturel.

Pour empêcher une consommation indue de gaz pendant une urgence, visée au point l) du premier alinéa, ou pendant l'application des mesures visées à l'article 11, paragraphe 3, et à l'article 13, l'autorité compétente de l'État membre concerné informe les clients qui ne sont pas des clients protégés qu'ils doivent interrompre ou réduire leur consommation de gaz sans générer de situation dangereuse d'un point de vue technique.

2. Le plan d'urgence est mis à jour tous les quatre ans après le 1<sup>er</sup> mars 2019, ou plus fréquemment si les circonstances le justifient ou à la demande de la Commission. Le plan mis à jour tient compte de l'évaluation des risques mise à jour et des résultats des essais effectués conformément au paragraphe 3 du présent article. L'article 8, paragraphes 4 à 11, s'applique au plan mis à jour.

3. Les mesures, actions et procédures prévues dans le plan d'urgence sont testées au moins une fois entre les mises à jour prévues tous les quatre ans visées au paragraphe 2. Pour tester le plan d'urgence, l'autorité compétente simule des scénarios à impact élevé et moyen et des réponses en temps réel conformément audit plan d'urgence. Les résultats des essais sont présentés par l'autorité compétente au groupe de coordination pour le gaz.

4. Le plan d'urgence veille au maintien de l'accès transfrontalier aux infrastructures conformément au règlement (CE) n° 715/2009 autant que possible au regard des contraintes techniques et de sûreté en cas d'urgence, et il n'introduit pas de mesure limitant indûment le flux de gaz transfrontalier.

#### Article 11

##### Déclaration de crise

1. Il existe les trois niveaux de crise suivants:

- a) niveau d'alerte précoce (alerte précoce): lorsqu'il existe des informations concrètes, sérieuses et fiables, selon lesquelles un événement qui est de nature à nuire considérablement à l'état de l'approvisionnement en gaz peut se produire et est susceptible d'entraîner le déclenchement du niveau d'alerte ou d'urgence; le niveau d'alerte précoce peut être activé au moyen d'un mécanisme d'alerte précoce;
- b) niveau d'alerte (alerte): lorsqu'il y a rupture de l'approvisionnement en gaz ou que la demande de gaz est exceptionnellement élevée, ce qui nuit considérablement à l'état de l'approvisionnement en gaz, mais que le marché est encore en mesure de faire face à cette rupture ou à cette demande sans qu'il soit nécessaire de recourir à des mesures non fondées sur le marché;
- c) niveau d'urgence (urgence): lorsqu'il y a une demande de gaz exceptionnellement élevée, une interruption significative de l'approvisionnement en gaz ou une autre détérioration significative de l'état de l'approvisionnement en gaz et que toutes les mesures pertinentes fondées sur le marché ont été mises en œuvre sans que l'approvisionnement en gaz soit suffisant pour satisfaire la demande de gaz restante, de sorte que des mesures supplémentaires, non fondées sur le marché, doivent être mises en place, en vue, en particulier, de garantir l'approvisionnement en gaz des clients protégés conformément à l'article 6.

2. Lorsque l'autorité compétente déclare l'un des niveaux de crise visés au paragraphe 1, elle informe immédiatement la Commission ainsi que les autorités compétentes des États membres avec lesquels l'État membre de cette autorité compétente est directement connecté et leur fournit toutes les informations nécessaires, notamment au sujet des actions qu'elle compte entreprendre. En cas d'urgence susceptible de provoquer une demande d'assistance adressée à l'Union et à ses États membres, l'autorité compétente de l'État membre concerné informe sans tarder le Centre de coordination de la réaction d'urgence (ERCC) de la Commission.

3. Lorsqu'un État membre a déclaré une urgence et a indiqué qu'une action transfrontalière est requise, toute norme d'approvisionnement en gaz renforcée ou toute obligation supplémentaire imposée aux entreprises de gaz naturel dans d'autres États membres faisant partie du même groupe de risque en vertu de l'article 6, paragraphe 2, est temporairement ramenée au niveau établi à l'article 6, paragraphe 1.

Les obligations fixées au premier alinéa du présent paragraphe cessent de s'appliquer immédiatement après que l'autorité compétente déclare la fin de l'urgence ou que la Commission conclut, conformément au paragraphe 8, premier alinéa, que la déclaration d'urgence n'est pas ou n'est plus justifiée.

4. Lorsque l'autorité compétente déclare une urgence, elle lance les actions prédéfinies exposées dans son plan d'urgence et elle informe immédiatement la Commission et les autorités compétentes au sein du groupe de risque, ainsi que les autorités compétentes des États membres avec lesquels l'État membre de cette autorité compétente est directement connecté, notamment des actions qu'elle compte entreprendre. Dans des circonstances exceptionnelles dûment justifiées, l'autorité compétente peut entreprendre des actions s'écartant du plan d'urgence. L'autorité compétente informe immédiatement la Commission et les autorités compétentes au sein de son groupe de risque, figurant à l'annexe I, ainsi que les autorités compétentes des États membres avec lesquels l'État membre de cette autorité compétente est directement connecté, de ces actions et elle justifie cet écart.

5. Le gestionnaire de réseau de transport veille à ce que, lorsqu'une urgence est déclarée dans un État membre voisin, la priorité sur toute capacité concurrente aux points de sortie vers des installations de stockage soit accordée à la capacité aux points d'interconnexion vers cet État membre, qu'elle soit ferme ou interruptible et qu'elle ait été réservée avant ou pendant l'urgence. L'utilisateur du réseau bénéficiant de la capacité prioritaire verse rapidement une indemnisation équitable à l'utilisateur du réseau bénéficiant de la capacité ferme pour la perte financière subie du fait du traitement prioritaire appliqué, y compris un remboursement proportionné des frais liés à l'interruption de la capacité ferme. Le processus de détermination et de versement de l'indemnisation ne porte pas atteinte à l'application de la règle de priorité.

6. Les États membres et, en particulier, les autorités compétentes, veillent à ce que:

- a) aucune mesure ne soit prise, à aucun moment, qui restreigne indûment le flux de gaz au sein du marché intérieur;
- b) aucune mesure ne soit prise qui risque de compromettre gravement l'état de l'approvisionnement en gaz dans un autre État membre; et
- c) l'accès transfrontalier aux infrastructures conformément au règlement (CE) n° 715/2009 soit maintenu autant que possible au regard des contraintes techniques et de sûreté, conformément au plan d'urgence.

7. Pendant une urgence et pour des motifs raisonnables, à la demande du gestionnaire de réseau de transport d'électricité ou de gaz concerné, un État membre peut décider d'assurer en priorité l'approvisionnement en gaz de certaines centrales au gaz d'importance stratégique par rapport à l'approvisionnement en gaz de certaines catégories de clients protégés, si le déficit d'approvisionnement en gaz de ces centrales au gaz d'importance stratégique est susceptible:

- a) d'entraîner un dysfonctionnement grave du réseau d'électricité; ou
- b) de nuire à la production et/ou au transport du gaz.

Les États membres fondent une telle mesure sur l'évaluation des risques.

Les centrales au gaz d'importance stratégique visées au premier alinéa sont clairement identifiées comme le sont les volumes de gaz qui feraient éventuellement l'objet d'une telle mesure et ces données sont consignées dans les chapitres régionaux des plans d'action préventifs et des plans d'urgence. Leur identification est effectuée en étroite coopération avec les gestionnaires de réseau de transport du réseau d'électricité et du réseau de gaz de l'État membre concerné.

8. La Commission vérifie, dans les meilleurs délais, mais en tout état de cause dans un délai de cinq jours à compter de la réception, de la part de l'autorité compétente, des informations visées au paragraphe 2, si la déclaration d'urgence est justifiée conformément au paragraphe 1, point c), et si les mesures prises suivent d'aussi près que possible les actions répertoriées dans le plan d'urgence, ne font pas peser une charge excessive sur les entreprises de gaz naturel et sont conformes au paragraphe 6. La Commission peut, à la demande d'une autre autorité compétente, d'entreprises de gaz naturel ou de sa propre initiative, demander à l'autorité compétente de modifier les mesures lorsqu'elles ne remplissent pas les conditions visées dans la première phrase du présent paragraphe. La Commission peut également demander à l'autorité compétente de déclarer la fin de l'urgence lorsqu'elle conclut que cette déclaration d'urgence n'est pas ou n'est plus justifiée conformément au paragraphe 1, point c).

Dans un délai de trois jours à compter de la notification de la demande de la Commission, l'autorité compétente modifie les mesures et les notifie à la Commission ou informe celle-ci des raisons pour lesquelles elle n'est pas d'accord avec la demande. Dans ce dernier cas, la Commission peut, dans un délai de trois jours à compter de son information, modifier ou retirer sa demande ou convoquer l'autorité compétente ou, le cas échéant, les autorités compétentes concernées et, lorsqu'elle le juge nécessaire, le groupe de coordination pour le gaz, afin d'étudier la question. La Commission expose de manière détaillée les motifs qui l'amènent à demander la modification de l'action. L'autorité compétente tient pleinement compte de la position de la Commission. Lorsque la décision finale de l'autorité compétente diverge de la position de la Commission, l'autorité compétente expose les motifs qui sous-tendent cette décision.

9. Lorsque l'autorité compétente déclare la fin d'un des niveaux de crise visés au paragraphe 1, elle en informe la Commission ainsi que les autorités compétentes des États membres avec lesquels l'État membre de cette autorité compétente est directement connecté.

## Article 12

### Mesures d'urgence aux niveaux régional et de l'Union

1. La Commission peut déclarer une urgence au niveau régional ou de l'Union à la demande d'une autorité compétente qui a déclaré une urgence et à la suite des vérifications menées conformément à l'article 11, paragraphe 8.

La Commission déclare, selon le cas, une urgence au niveau régional ou de l'Union à la demande d'au moins deux autorités compétentes qui ont déclaré une urgence et à la suite des vérifications prévues à l'article 11, paragraphe 8, et lorsque les motifs de ces urgences sont liés.

Dans tous les cas, quand elle déclare une urgence au niveau régional ou de l'Union, la Commission, utilisant les moyens de communication les plus appropriés à la situation, consulte d'autres autorités compétentes et tient dûment compte de toutes les informations pertinentes fournies par celles-ci. Lorsque la Commission décide, à la suite d'une évaluation, qu'il n'y a plus de raison suffisante au niveau régional ou de l'Union pour justifier la déclaration d'urgence, la Commission déclare la fin de l'urgence au niveau régional ou de l'Union, elle motive sa décision et en informe le Conseil.

2. La Commission convoque le groupe de coordination pour le gaz dès qu'elle déclare une urgence au niveau régional ou de l'Union.

3. En cas d'urgence au niveau régional ou de l'Union, la Commission coordonne les actions des autorités compétentes, en tenant pleinement compte des informations pertinentes découlant de la consultation du groupe de coordination pour le gaz et des résultats de cette consultation. La Commission veille notamment:

- a) aux échanges d'informations;
- b) à la cohérence et à l'efficacité des actions aux niveaux de l'État membre et de la région par rapport au niveau de l'Union;
- c) à la coordination des actions vis-à-vis des pays tiers.

4. La Commission peut convoquer un groupe de gestion de crise composé des gestionnaires de crise visés à l'article 10, paragraphe 1, point g), des États membres concernés par l'urgence. Elle peut, en accord avec les gestionnaires de crise, inviter d'autres parties prenantes concernées à participer. Elle veille à ce que le groupe de coordination pour le gaz soit régulièrement informé des travaux du groupe de gestion de crise.

5. Les États membres et, en particulier, les autorités compétentes, veillent à ce que:

- a) aucune mesure ne soit prise, à aucun moment, qui restreigne indûment le flux de gaz au sein du marché intérieur, notamment le flux de gaz à destination des marchés touchés;
- b) aucune mesure ne soit prise qui risque de compromettre gravement l'état de l'approvisionnement en gaz dans un autre État membre; et
- c) l'accès transfrontalier aux infrastructures conformément au règlement (CE) n° 715/2009 soit maintenu autant que possible au regard des contraintes techniques et de sûreté, conformément au plan d'urgence.

6. Lorsque, à la demande d'une autorité compétente ou d'une entreprise de gaz naturel ou de sa propre initiative, la Commission estime que, en cas d'urgence au niveau régional ou de l'Union, une action entreprise par un État membre ou une autorité compétente ou le comportement d'une entreprise de gaz naturel est contraire au paragraphe 5, elle demande à l'État membre ou à l'autorité compétente de modifier son action ou d'entreprendre une action pour assurer le respect du paragraphe 5, en l'informant des motifs justifiant sa demande. Il est tenu dûment compte de la nécessité d'exploiter le réseau d'approvisionnement en gaz en toute sécurité à tout moment.

Dans un délai de trois jours à compter de la notification de la demande de la Commission, l'État membre ou l'autorité compétente modifie son action et en informe la Commission ou expose à la Commission les raisons pour lesquelles il ou elle n'est pas d'accord avec la demande. Dans ce dernier cas, la Commission peut, dans un délai de trois jours à compter de son information, modifier ou retirer sa demande ou convoquer l'État membre ou l'autorité compétente et, lorsque la Commission le juge nécessaire, le groupe de coordination pour le gaz, afin d'étudier la question. La Commission expose de manière détaillée les motifs qui l'amènent à demander la modification de l'action. L'État membre ou l'autorité compétente tient pleinement compte de la position de la Commission. Lorsque la décision finale de l'État membre ou de l'autorité compétente diverge de la position de la Commission, l'autorité compétente ou l'État membre expose les motifs qui sous-tendent cette décision.

7. Après avoir consulté le groupe de coordination pour le gaz, la Commission dresse une liste de réserve permanente pour une équipe de travail de contrôle composée d'experts du secteur et de représentants de la Commission. L'équipe de travail de contrôle peut être déployée hors de l'Union en cas de besoin. Elle surveille et fait rapport sur les flux de gaz qui entrent dans l'Union, en collaboration avec les pays tiers fournisseurs et de transit.

8. L'autorité compétente transmet les informations relatives à tout besoin d'assistance à l'ERCC de la Commission. L'ERCC évalue la situation globale et donne des conseils sur l'assistance à fournir aux États membres les plus touchés et, le cas échéant, aux pays tiers.



## Article 13

**Solidarité**

1. Si un État membre a demandé l'application de la mesure de solidarité au titre du présent article, un État membre qui est directement connecté à l'État membre demandeur ou, lorsque celui-ci le prévoit, son autorité compétente ou le gestionnaire de réseau de transport ou le gestionnaire de réseau de distribution, prend, dans la mesure du possible sans générer de situation dangereuse, les mesures nécessaires pour que l'approvisionnement en gaz de clients autres que les clients protégés au titre de la solidarité sur son territoire soit réduit ou interrompu dans la mesure nécessaire et aussi longtemps que l'approvisionnement en gaz des clients protégés au titre de la solidarité n'est pas assuré dans l'État membre demandeur. L'État membre demandeur veille à ce que le volume de gaz concerné soit effectivement fourni aux clients protégés au titre de la solidarité sur son territoire.

Dans des circonstances exceptionnelles et sur demande dûment motivée adressée par le gestionnaire de réseau de transport d'électricité ou de gaz concerné à son autorité compétente, l'approvisionnement en gaz peut aussi être maintenu pour certaines centrales au gaz d'importance stratégique au sens de l'article 11, paragraphe 7, dans l'État membre qui répond à la demande de solidarité si le déficit d'approvisionnement en gaz de ces centrales devait entraîner un dysfonctionnement grave du réseau d'électricité ou nuire à la production et/ou au transport du gaz.

2. Un État membre prend également la mesure de solidarité en faveur d'un autre État membre auquel il est connecté via un pays tiers, à moins que les flux transitant par ce pays tiers ne soient réduits. Cette extension de la mesure de solidarité est subordonnée à l'accord des États membres concernés, lesquels associent, le cas échéant, le pays tiers via lequel ils sont connectés.

3. Une mesure de solidarité est prise en dernier recours et s'applique uniquement si l'État membre demandeur:

- a) n'a pas été en mesure de combler le déficit d'approvisionnement en gaz de ses clients protégés au titre de la solidarité, malgré l'application de la mesure visée à l'article 11, paragraphe 3;
- b) a épuisé toutes les mesures fondées sur le marché et toutes les mesures prévues dans son plan d'urgence;
- c) a notifié à la Commission et aux autorités compétentes de tous les États membres avec lesquels il est connecté soit directement, soit, en vertu du paragraphe 2, via un pays tiers, une demande explicite accompagnée d'une description des mesures mises en œuvre visées au point b) du présent paragraphe;
- d) s'engage à verser rapidement une indemnisation équitable à l'État membre qui répond à la demande de solidarité conformément au paragraphe 8.

4. Si plus d'un État membre est susceptible de répondre à la demande de solidarité d'un État membre, l'État membre demandeur, après avoir consulté tous les États membres tenus de répondre à la demande de solidarité, recherche l'offre la plus avantageuse en se fondant sur les coûts, la rapidité de la livraison, la fiabilité et la diversification des approvisionnements en gaz. Les États membres concernés font ces offres sur la base de mesures volontaires axées sur la demande autant que possible et le plus longtemps possible, avant de recourir à des mesures non fondées sur le marché.

5. Lorsque les mesures fondées sur le marché se révèlent insuffisantes pour l'État membre qui répond à la demande de solidarité pour faire face au déficit d'approvisionnement en gaz des clients protégés au titre de la solidarité dans l'État membre demandeur, l'État membre qui répond à la demande de solidarité peut introduire des mesures non fondées sur le marché pour satisfaire aux obligations fixées aux paragraphes 1 et 2.

6. L'autorité compétente de l'État membre demandeur informe immédiatement la Commission et les autorités compétentes des États membres qui répondent à la demande de solidarité lorsque l'approvisionnement en gaz des clients protégés au titre de la solidarité sur son territoire est assuré ou lorsque les obligations établies aux paragraphes 1 et 2 sont, compte tenu de ses besoins, réduites ou lorsqu'elles sont suspendues à la demande de l'État membre qui bénéficie de la solidarité.

7. Les obligations fixées aux paragraphes 1 et 2 s'appliquent sous réserve de la sûreté et de la fiabilité techniques du fonctionnement du réseau de gaz d'un État membre qui répond à une demande de solidarité et à concurrence de la capacité maximale d'exportation à l'interconnexion de l'infrastructure de l'État membre concerné vers l'État membre demandeur. Les arrangements techniques, juridiques et financiers peuvent tenir compte de ces circonstances, en particulier celles dans lesquelles le marché sera mis à contribution jusqu'à concurrence de la capacité maximale d'interconnexion.

8. La solidarité au titre du présent règlement s'entend contre indemnisation. L'État membre qui fait appel à la solidarité verse ou fait verser rapidement une indemnisation équitable à l'État membre qui répond à la demande de solidarité. Cette indemnisation équitable couvre au minimum:

- a) le gaz acheminé sur le territoire de l'État membre demandeur;
- b) tous les autres coûts pertinents et raisonnables occasionnés par la réponse à la demande de solidarité, y compris, le cas échéant, le coût des mesures éventuellement établies à l'avance;
- c) le remboursement de toute indemnisation résultant d'une procédure judiciaire, d'une procédure d'arbitrage ou de procédures et règlements similaires et des coûts connexes de ce type de procédure entre l'État membre qui répond à la demande de solidarité et les entités impliquées dans la réponse à cette demande.

Conformément au premier alinéa, une indemnisation équitable inclut, entre autres, tous les coûts raisonnables que l'État membre qui répond à une demande de solidarité supporte du fait de l'obligation de verser une indemnisation en vertu des droits fondamentaux garantis par le droit de l'Union et en vertu des obligations internationales applicables dans le cadre de la mise en œuvre du présent article, ainsi que tout autre coût raisonnable découlant du versement d'une indemnisation conformément aux règles nationales en matière d'indemnisation.

Le 1<sup>er</sup> décembre 2018 au plus tard, les États membres adoptent les mesures nécessaires, en particulier les arrangements techniques, juridiques et financiers en application du paragraphe 10, pour mettre en œuvre les premier et deuxième alinéas du présent paragraphe. Ces mesures peuvent prévoir les modalités pratiques d'un versement rapide.

9. Les États membres veillent à ce que les dispositions du présent article soient mises en œuvre conformément aux traités, à la Charte des droits fondamentaux de l'Union européenne et aux obligations internationales applicables. Ils prennent les mesures qui s'imposent à cet effet.

10. Le 1<sup>er</sup> décembre 2018 au plus tard, les États membres adoptent les mesures nécessaires, y compris celles convenues dans le cadre d'arrangements techniques, juridiques et financiers, pour faire en sorte que le gaz soit fourni aux clients protégés au titre de la solidarité dans l'État membre demandeur conformément aux paragraphes 1 et 2. Les arrangements techniques, juridiques et financiers sont convenus entre les États membres qui sont connectés directement ou, conformément au paragraphe 2, via un pays tiers, et sont décrits dans leurs plans d'urgence respectifs. Ces arrangements peuvent, entre autres, porter sur les éléments suivants:

- a) la sécurité opérationnelle des réseaux;
- b) les prix du gaz à appliquer et/ou la méthodologie pour fixer ces prix, compte tenu de l'impact sur le fonctionnement du marché;
- c) l'utilisation des interconnexions, y compris la capacité bidirectionnelle et le stockage souterrain de gaz;
- d) les volumes de gaz ou la méthodologie pour déterminer ces volumes;
- e) les catégories de coûts qui devront faire rapidement l'objet d'une indemnisation équitable, qui peuvent inclure le préjudice subi par les secteurs ayant fait l'objet de délestages;
- f) une indication de la méthode pouvant servir au calcul de l'indemnisation équitable.

Les arrangements financiers convenus entre les États membres avant qu'il ne soit fait appel à la solidarité contiennent des dispositions permettant le calcul de l'indemnisation équitable d'au moins tous les coûts pertinents et raisonnables occasionnés par la réponse à la demande de solidarité et un engagement de verser cette indemnisation.

Tout mécanisme d'indemnisation comprend des mesures encourageant la participation à des solutions fondées sur le marché, telles que des enchères et des mesures axées sur la demande. Il ne crée aucune mesure comportant des effets pervers, notamment sur le plan financier, qui encourageraient les acteurs du marché à différer leur action jusqu'à ce que des mesures non fondées sur le marché soient appliquées. Tous les mécanismes d'indemnisation, ou du moins un résumé de ceux-ci, sont consignés dans les plans d'urgence.

11. Tant qu'un État membre peut couvrir, par sa production propre, la consommation de gaz de ses clients protégés au titre de la solidarité, il est exempté de l'obligation de conclure des arrangements techniques, juridiques et financiers avec les États membres avec lesquels il est connecté directement ou, conformément au paragraphe 2, via un pays tiers, dans le but de bénéficier de la solidarité. Une telle dérogation n'affecte pas l'obligation de l'État membre concerné de répondre à une demande de solidarité en faveur d'autres États membres en application du présent article.

12. Au plus tard le 1<sup>er</sup> décembre 2017, la Commission, après avoir consulté le groupe de coordination pour le gaz, fournit des orientations juridiquement non contraignantes concernant les éléments clés des arrangements techniques, juridiques et financiers, en particulier quant à la manière d'appliquer les éléments décrits aux paragraphes 8 et 10.

13. Lorsque les États membres ne parviennent pas à se mettre d'accord sur les arrangements techniques, juridiques et financiers nécessaires au plus tard le 1<sup>er</sup> octobre 2018, la Commission peut proposer, après avoir consulté les autorités compétentes concernées, un cadre pour ces mesures, fixant les principes nécessaires pour les rendre opérationnelles, sur la base des orientations de la Commission énoncées au paragraphe 12. Les États membres établissent la version définitive de leurs arrangements au plus tard le 1<sup>er</sup> décembre 2018 en tenant le plus grand compte de la proposition de la Commission.

14. Le fait que les États membres ne parviennent pas à se mettre d'accord sur leurs arrangements techniques, juridiques et financiers ou à en établir la version définitive est sans incidence sur l'applicabilité du présent article. Dans un tel cas, les États membres concernés conviennent des mesures ad hoc nécessaires et l'État membre qui fait appel à la solidarité prend un engagement conformément au paragraphe 3, point d).

15. Les obligations fixées aux paragraphes 1 et 2 du présent article cessent de s'appliquer immédiatement après que la fin de l'urgence est déclarée ou après que la Commission conclut, conformément à l'article 11, paragraphe 8, premier alinéa, que la déclaration d'urgence n'est pas ou n'est plus justifiée.

16. Lorsque l'Union supporte des coûts du fait d'une responsabilité autre qu'une responsabilité pour des actes illégaux ou un comportement illégal en application de l'article 340, deuxième alinéa, du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, en ce qui concerne les mesures que les États membres sont tenus de prendre en vertu du présent article, ces coûts lui sont remboursés par l'État membre qui bénéficie de la solidarité.

#### Article 14

### Échange d'informations

1. Lorsqu'un État membre a déclaré un des niveaux de crise visés à l'article 11, paragraphe 1, les entreprises de gaz naturel concernées mettent quotidiennement à la disposition de l'autorité compétente de l'État membre concerné, notamment les informations suivantes:

- a) les prévisions pour les trois prochains jours de la demande et de l'approvisionnement quotidiens en gaz, en millions de mètres cubes par jour (Mio m<sup>3</sup>/j);
- b) le flux quotidien de gaz à tous les points d'entrée et de sortie transfrontaliers, ainsi qu'à tous les points qui relient une installation de production, une installation de stockage ou un terminal GNL au réseau, en millions de mètres cubes par jour (Mio m<sup>3</sup>/j);
- c) la période, exprimée en jours, pendant laquelle il est prévu que l'approvisionnement en gaz des clients protégés peut être assuré.

2. En cas d'urgence au niveau régional ou de l'Union, la Commission peut demander à l'autorité compétente visée au paragraphe 1 de lui fournir sans tarder au moins les éléments suivants:

- a) les informations indiquées au paragraphe 1;
- b) des informations relatives aux mesures prévues et à celles déjà mises en œuvre par l'autorité compétente pour atténuer les conséquences en cas d'urgence, ainsi que des informations sur leur efficacité;
- c) les demandes de mesures supplémentaires à prendre par d'autres autorités compétentes;
- d) les mesures mises en œuvre à la demande d'autres autorités compétentes.

3. 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. 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.

La Commission analyse les évaluations présentées par les autorités compétentes et communique aux États membres, au Parlement européen et au groupe de coordination pour le gaz les conclusions de son analyse sous une forme agrégée.

4. Dans des circonstances dûment justifiées, indépendamment d'une déclaration d'urgence, l'autorité compétente de l'État membre le plus touché peut exiger des entreprises de gaz naturel qu'elles fournissent les informations visées au paragraphe 1 ou des informations supplémentaires nécessaires pour évaluer la situation globale de l'approvisionnement en gaz dans l'État membre ou d'autres États membres, y compris des informations contractuelles, autres que des informations relatives aux prix. La Commission peut demander aux autorités compétentes les informations fournies par des entreprises de gaz naturel au titre du présent paragraphe, pour autant que ces mêmes informations n'aient pas déjà été transmises à la Commission.

5. Lorsque la Commission estime que l'approvisionnement en gaz dans l'Union ou une partie de l'Union est menacé ou susceptible de l'être et que cela peut conduire à la déclaration d'un des niveaux de crise visés à l'article 11, paragraphe 1, elle peut exiger des autorités compétentes concernées qu'elles collectent et lui communiquent les informations nécessaires pour évaluer l'état de l'approvisionnement en gaz. La Commission communique son évaluation au groupe de coordination pour le gaz.

6. Pour permettre aux autorités compétentes et à la Commission d'évaluer la situation en matière de sécurité d'approvisionnement en gaz aux niveaux national, régional et de l'Union, chaque entreprise de gaz naturel notifie:
- a) à l'autorité compétente concernée les détails suivants relatifs aux contrats de fourniture de gaz comportant une dimension transfrontalière et d'une durée supérieure à un an qu'elle a conclus pour se procurer du gaz:
    - i) durée du contrat;
    - ii) volumes annuels prévus par le contrat;
    - iii) volumes maximaux journaliers prévus par le contrat en cas d'alerte ou d'urgence;
    - iv) points de livraison prévus par le contrat;
    - v) volumes de gaz minimaux journaliers et mensuels;
    - vi) conditions de suspension des livraisons de gaz;
    - vii) mention indiquant si le contrat, individuellement ou conjointement avec les autres contrats qu'elle a passés avec le même fournisseur ou ses filiales, représente le seuil de 28 % visé au paragraphe 6, point b), ou le dépasse dans l'État membre le plus touché;
  - b) à l'autorité compétente de l'État membre le plus touché, immédiatement après leur conclusion ou leur modification, les contrats de fourniture de gaz d'une durée supérieure à un an qu'elle a conclus ou modifiés le 1<sup>er</sup> novembre 2017 ou après cette date et qui, individuellement ou conjointement avec les autres contrats qu'elle a passés avec le même fournisseur ou ses filiales, représentent 28 % ou plus de la consommation annuelle de gaz de cet État membre, à calculer sur la base des données disponibles les plus récentes. En outre, au plus tard le 2 novembre 2018, les entreprises de gaz naturel notifient à l'autorité compétente tous les contrats existants qui remplissent les mêmes conditions. L'obligation de notification ne concerne pas les informations relatives aux prix et ne s'applique pas aux modifications portant uniquement sur le prix du gaz. L'obligation de notification s'applique aussi à tous les accords commerciaux qui sont pertinents pour l'exécution du contrat de fourniture de gaz, à l'exclusion des informations relatives aux prix.

L'autorité compétente notifie à la Commission, sous une forme anonymisée, les données énumérées au point a) du premier alinéa. Si de nouveaux contrats sont conclus ou des modifications apportées à des contrats existants, l'ensemble des données est notifié avant la fin du mois de septembre de l'année concernée. Si l'autorité compétente s'interroge quant au fait qu'un contrat donné, qui a été obtenu en vertu du point b) du premier alinéa, mette en péril la sécurité de l'approvisionnement en gaz d'un État membre ou d'une région, elle notifie ledit contrat à la Commission.

7. Dans des circonstances dûment justifiées par la nécessité de garantir la transparence des contrats clés de fourniture de gaz pertinents pour la sécurité de l'approvisionnement en gaz, et lorsque l'autorité compétente de l'État membre le plus touché ou la Commission estime qu'un contrat de fourniture de gaz risque de mettre en péril la sécurité de l'approvisionnement en gaz d'un État membre, d'une région ou de l'Union, l'autorité compétente de l'État membre ou la Commission peut demander à l'entreprise de gaz naturel de communiquer le contrat, à l'exclusion des informations relatives aux prix, pour évaluer l'impact dudit contrat sur la sécurité de l'approvisionnement en gaz. La demande est motivée et peut également englober les détails de tout autre accord commercial qui est pertinent pour l'exécution du contrat de fourniture de gaz, à l'exclusion des informations relatives aux prix. Les motifs portent notamment sur la proportionnalité de la charge administrative découlant de la demande.

8. L'autorité compétente qui reçoit des informations en application du paragraphe 6, point b), ou du paragraphe 7 du présent article, évalue les informations reçues aux fins de la sécurité de l'approvisionnement en gaz dans un délai de trois mois et soumet les résultats de cette évaluation à la Commission.

9. L'autorité compétente tient compte des informations reçues en application du présent article pour élaborer l'évaluation des risques, le plan d'action préventif et le plan d'urgence, ou leurs mises à jour respectives. La Commission peut adopter un avis proposant à l'autorité compétente de modifier l'évaluation des risques ou les plans sur la base des informations reçues en application du présent article. L'autorité compétente concernée réexamine l'évaluation des risques et les plans faisant l'objet de cette demande conformément à la procédure prévue à l'article 8, paragraphe 9.

10. Au plus tard le 2 mai 2019, les États membres fixent les règles relatives aux sanctions applicables en cas de violation, par les entreprises de gaz naturel, du paragraphe 6 ou 7 du présent article, et prennent toutes les mesures nécessaires pour garantir leur mise en œuvre. Les sanctions prévues sont effectives, proportionnées et dissuasives.

11. Aux fins du présent article, on entend par «État membre le plus touché» l'État membre dans lequel se situe l'essentiel des ventes de gaz ou des clients d'une partie à un contrat donné.

12. Tous les contrats ou informations contractuelles reçus au titre des paragraphes 6 et 7 ainsi que les évaluations respectives effectuées par les autorités compétentes ou par la Commission restent confidentiels. Les autorités compétentes et la Commission garantissent leur totale confidentialité.

*Article 15***Secret professionnel**

1. Toute information sensible sur le plan commercial reçue, échangée ou transmise en application de l'article 14, paragraphes 4 à 8, et de l'article 18, à l'exclusion des résultats des évaluations visées à l'article 14, paragraphes 3 et 5, est confidentielle et soumise aux conditions relatives au secret professionnel fixées au présent article.
2. L'obligation de secret professionnel s'applique aux personnes suivantes qui reçoivent des informations confidentielles conformément au présent règlement:
  - a) personnes qui travaillent ou qui ont travaillé pour la Commission;
  - b) auditeurs et experts mandatés par la Commission;
  - c) personnes qui travaillent ou qui ont travaillé pour les autorités compétentes et les autorités de régulation nationales ou pour d'autres autorités concernées;
  - d) auditeurs et experts mandatés par les autorités compétentes et les autorités de régulation nationales ou par d'autres autorités concernées.
3. Sans préjudice des cas relevant du droit pénal, d'autres dispositions du présent règlement ou d'autres dispositions pertinentes du droit de l'Union, les personnes visées au paragraphe 2 ne peuvent pas divulguer les informations confidentielles qu'elles ont reçues dans l'exercice de leurs fonctions à quelque personne ou autorité que ce soit, excepté sous une forme résumée ou agrégée de manière telle qu'elle ne permet pas d'identifier un acteur du marché ou un marché à titre individuel.
4. Sans préjudice des cas relevant du droit pénal, la Commission, les autorités compétentes et les autorités de régulation nationales, les organismes ou les personnes qui reçoivent des informations confidentielles en application du présent règlement ne peuvent les utiliser que dans l'exécution de leurs missions et pour l'exercice de leurs fonctions. Les autres autorités, organismes ou personnes peuvent utiliser lesdites informations aux fins pour lesquelles ils les ont reçues ou dans le cadre de procédures administratives ou judiciaires spécifiquement liées à l'exercice de leurs fonctions.

*Article 16***Coopération avec les parties contractantes de la Communauté de l'énergie**

1. Lorsque les États membres et les parties contractantes de la Communauté de l'énergie coopèrent dans le cadre de l'élaboration des évaluations des risques, des plans d'action préventifs et des plans d'urgence, cette coopération peut prévoir, en particulier, l'identification de l'interaction et de la corrélation des risques ainsi que des consultations en vue de garantir la cohérence transfrontalière des plans d'action préventifs et des plans d'urgence.
2. En ce qui concerne le paragraphe 1, les parties contractantes de la Communauté de l'énergie peuvent participer, à l'invitation de la Commission, aux travaux du groupe de coordination pour le gaz sur toutes les questions d'intérêt mutuel.

*Article 17***Suivi exercé par la Commission**

La Commission suit en permanence les mesures visant la sécurité de l'approvisionnement en gaz et fait rapport régulièrement au groupe de coordination pour le gaz.

Au plus tard le 1<sup>er</sup> septembre 2023, sur la base des évaluations visées à l'article 8, paragraphe 7, la Commission tire des conclusions quant aux moyens envisageables pour renforcer la sécurité de l'approvisionnement en gaz au niveau de l'Union et présente un rapport au Parlement européen et au Conseil sur l'application du présent règlement, y compris, s'il y a lieu, en formulant des propositions législatives pour modifier le présent règlement.

*Article 18***Notifications**

L'évaluation des risques, les plans d'action préventifs, les plans d'urgence et tous les autres documents sont notifiés à la Commission par voie électronique via la plateforme CIRCABC.

Toute la correspondance relative à une notification est transmise par voie électronique.

*Article 19***Exercice de la délégation**

1. Le pouvoir d'adopter des actes délégués conféré à la Commission est soumis aux conditions fixées au présent article.
2. Le pouvoir d'adopter des actes délégués visé à l'article 3, paragraphe 8, à l'article 7, paragraphe 5, et à l'article 8, paragraphe 5, est conféré à la Commission pour une période de cinq ans à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2017. 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 à l'article 3, paragraphe 8, à l'article 7, paragraphe 5, et à l'article 8, paragraphe 5, peut être révoquée à tout moment par le Parlement européen ou le Conseil. La décision de révocation met fin à la délégation de pouvoir qui y est précisée. La révocation prend effet le jour suivant celui de la publication de ladite décision au *Journal officiel de l'Union européenne* ou à une date ultérieure qui est précisée dans ladite décision. Elle ne porte pas atteinte à la validité des actes délégués déjà en vigueur.
4. Avant l'adoption d'un acte délégué, la Commission consulte les experts désignés par chaque État membre, conformément aux principes définis dans l'accord interinstitutionnel du 13 avril 2016 «Mieux légiférer».
5. Aussitôt qu'elle adopte un acte délégué, la Commission le notifie au Parlement européen et au Conseil simultanément.
6. Un acte délégué adopté en vertu de l'article 3, paragraphe 8, de l'article 7, paragraphe 5, et de l'article 8, paragraphe 5, 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 20***Dérogation**

1. Le présent règlement n'est pas applicable à Malte et à Chypre tant qu'aucun approvisionnement en gaz n'a lieu sur leurs territoires respectifs. En ce qui concerne Malte et Chypre, les obligations fixées dans les dispositions suivantes sont remplies, et les choix que lesdits États membres sont en droit de faire en application de celles-ci sont effectués, dans le délai imparti calculé à partir de la date à laquelle leurs territoires respectifs commenceront à être approvisionnés en gaz:
  - a) pour l'article 2, point 5), l'article 3, paragraphe 2, l'article 7, paragraphe 5, et l'article 14, paragraphe 6, point a): douze mois;
  - b) pour l'article 6, paragraphe 1: dix-huit mois;
  - c) pour l'article 8, paragraphe 7: vingt-quatre mois;
  - d) pour l'article 5, paragraphe 4: trente-six mois;
  - e) pour l'article 5, paragraphe 1: quarante-huit mois.

Afin de satisfaire à l'obligation établie à l'article 5, paragraphe 1, Malte et Chypre peuvent appliquer les dispositions prévues à l'article 5, paragraphe 2, y compris recourir à des mesures non fondées sur le marché et axées sur la demande.

2. Les obligations liées aux travaux des groupes de risque énoncées aux articles 7 et 8, en ce qui concerne les groupes de risque «Corridor gazier sud-européen» et «Méditerranée orientale», commencent à s'appliquer à compter de la date à laquelle débute la phase de test des infrastructures/du gazoduc clés.

3. Tant que la Suède a accès au gaz exclusivement via des interconnexions au réseau du Danemark, qui est donc son seul fournisseur de gaz et le seul État membre susceptible de répondre à une demande de solidarité de sa part, ces deux États membres sont exemptés de l'obligation établie à l'article 13, paragraphe 10, de conclure des arrangements techniques, juridiques et financiers pour que la Suède puisse répondre à une demande de solidarité du Danemark. L'obligation du Danemark de répondre à une demande de solidarité et de conclure les arrangements techniques, juridiques et financiers nécessaires à cet effet, en application de l'article 13, ne s'en trouve pas affectée.

*Article 21***Abrogation**

Le règlement (UE) n° 994/2010 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 IX.

*Article 22***Entrée en vigueur**

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

Il est applicable à partir du 1<sup>er</sup> novembre 2017.

Toutefois, l'article 13, paragraphes 1 à 6, l'article 13, paragraphe 8, premier et deuxième alinéas, et l'article 13, paragraphes 14 et 15, s'appliquent à compter du 1<sup>er</sup> décembre 2018.

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

Fait à Strasbourg, le 25 octobre 2017.

*Par le Parlement européen*

*Le président*

A. TAJANI

*Par le Conseil*

*Le président*

M. MAASIKAS

---

## ANNEXE I

**Coopération régionale**

Les groupes de risque d'États membres qui servent de base à la coopération fondée sur les risques visée à l'article 3, paragraphe 7, sont les suivants:

- 1) Groupes de risque approvisionnés en gaz via la route orientale:
    - a) Ukraine: Bulgarie, République tchèque, Allemagne, Grèce, Croatie, Italie, Luxembourg, Hongrie, Autriche, Pologne, Roumanie, Slovénie, Slovaquie;
    - b) Biélorussie: Belgique, République tchèque, Allemagne, Estonie, Lettonie, Lituanie, Luxembourg, Pays-Bas, Pologne, Slovaquie;
    - c) Mer Baltique: Belgique, République tchèque, Danemark, Allemagne, France, Luxembourg, Pays-Bas, Autriche, Slovaquie, Suède;
    - d) Nord-Est: Estonie, Lettonie, Lituanie, Finlande;
    - e) Trans-Balkans: Bulgarie, Grèce, Roumanie.
  - 2) Groupes de risque approvisionnés en gaz via la route de la Mer du Nord:
    - a) Norvège: Belgique, Danemark, Allemagne, Irlande, Espagne, France, Italie, Luxembourg, Pays-Bas, Portugal, Suède, Royaume-Uni;
    - b) Gaz à faible valeur calorifique: Belgique, Allemagne, France, Pays-Bas;
    - c) Danemark: Danemark, Allemagne, Luxembourg, Pays-Bas, Suède;
    - d) Royaume-Uni: Belgique, Allemagne, Irlande, Luxembourg, Pays-Bas, Royaume-Uni.
  - 3) Groupes de risque approvisionnés en gaz via la route de l'Afrique du Nord:
    - a) Algérie: Grèce, Espagne, France, Croatie, Italie, Malte, Autriche, Portugal, Slovénie;
    - b) Libye: Croatie, Italie, Malte, Autriche, Slovénie.
  - 4) Groupes de risque approvisionnés en gaz via la route du Sud-Est
    - a) Corridor gazier sud-européen — Caspienne: Bulgarie, Grèce, Croatie, Italie, Hongrie, Malte, Autriche, Roumanie, Slovénie, Slovaquie;
    - b) Méditerranée orientale: Grèce, Italie, Chypre, Malte.
-



## ANNEXE II

## Calcul de la formule N – 1

## 1. Définition de la formule N – 1

La formule N – 1 décrit l'aptitude de la capacité technique des infrastructures gazières à répondre à la demande totale de gaz de la zone couverte en cas de défaillance de la plus grande infrastructure gazière pendant une journée de demande exceptionnellement élevée en gaz se produisant avec une probabilité statistique d'une fois en vingt ans.

Les infrastructures gazières englobent le réseau de transport de gaz, y compris les interconnexions, ainsi que les installations de production, les installations de GNL et les installations de stockage connectées à la zone couverte.

La capacité technique de toutes les autres infrastructures gazières disponibles, en cas de défaillance de la plus grande infrastructure gazière, est au moins égale à la somme de la demande quotidienne totale de gaz de la zone couverte pendant une journée de demande exceptionnellement élevée se produisant avec une probabilité statistique d'une fois en vingt ans.

Les résultats de la formule N – 1, comme calculés ci-dessous, sont au moins égaux à 100 %.

## 2. Méthode de calcul de la formule N – 1

$$N - 1 [\%] = \frac{EP_m + P_m + S_m + LNG_m - I_m}{D_{max}} \times 100, N - 1 \geq 100 \%$$

Les paramètres utilisés pour le calcul sont clairement décrits et justifiés.

Pour le calcul de l' $EP_m$ , une liste détaillée des points d'entrée et de leur capacité individuelle est fournie.

## 3. Définitions des paramètres de la formule N – 1

On entend par «zone couverte» une zone géographique pour laquelle on calcule la formule N – 1; cette zone est déterminée par l'autorité compétente.

Définition relative à la demande

« $D_{max}$ » désigne la demande quotidienne totale de gaz (en Mio m<sup>3</sup>/j) de la zone couverte pendant une journée de demande exceptionnellement élevée se produisant avec une probabilité statistique d'une fois en vingt ans.

Définitions relatives à l'offre

« $EP_m$ »: on entend par «capacité technique des points d'entrée (en Mio m<sup>3</sup>/j), autres que les installations de production, les installations de GNL et les installations de stockage couvertes par les définitions  $P_m$ ,  $LNG_m$  et  $S_m$ », la somme des capacités techniques de tous les points d'entrée frontaliers capables d'approvisionner la zone couverte en gaz;

« $P_m$ »: on entend par «capacité de production technique maximale (en Mio m<sup>3</sup>/j)» la somme des capacités de production techniques maximales quotidiennes de l'ensemble des installations de production de gaz pouvant être délivrées aux points d'entrée dans la zone couverte;

« $S_m$ »: on entend par «capacité de soutirage technique maximale des installations de stockage (en Mio m<sup>3</sup>/j)» la somme des capacités techniques maximales quotidiennes de soutirage de l'ensemble des installations de stockage, compte tenu de leurs caractéristiques physiques respectives, pouvant être délivrées aux points d'entrée de la zone couverte;

« $LNG_m$ »: on entend par «capacité technique maximale des installations de GNL (en Mio m<sup>3</sup>/j)» la somme des capacités techniques quotidiennes maximales d'émission sur le réseau offertes par toutes les installations de GNL dans la zone couverte, compte tenu d'éléments essentiels comme le déchargement, les services auxiliaires, le stockage temporaire et la regazéification du GNL, ainsi que la capacité technique d'émission sur le réseau;

« $I_m$ » désigne la capacité technique de la plus grande infrastructure gazière (en Mio m<sup>3</sup>/j), caractérisée par la plus importante capacité à approvisionner la zone couverte. Lorsque plusieurs infrastructures gazières sont connectées à une infrastructure gazière commune en amont ou en aval, et ne peuvent être exploitées séparément, elles sont considérées comme une infrastructure gazière unique.

4. Calcul de la formule N – 1 avec utilisation de mesures axées sur la demande

$$N - 1 [\%] = \frac{EP_m + P_m + S_m + LNG_m - I_m}{D_{\max} - D_{\text{eff}}} \times 100, N - 1 \geq 100 \%$$

Définition relative à la demande

«D<sub>eff</sub>» désigne la partie (en Mio m<sup>3</sup>/j) de D<sub>max</sub> qui, en cas d'une rupture de l'approvisionnement en gaz, peut être couverte suffisamment et en temps utile au moyen de mesures fondées sur le marché et axées sur la demande, conformément à l'article 9, paragraphe 1, point c), et à l'article 5, paragraphe 2.

5. Calcul de la formule N – 1 au niveau régional

La zone couverte visée au point 3 est étendue au niveau régional approprié, le cas échéant, comme l'ont déterminé les autorités compétentes des États membres concernés. Le calcul peut également s'étendre au niveau régional du groupe de risque s'il en a été convenu ainsi avec les autorités compétentes du groupe de risque. Pour le calcul de la formule N – 1 au niveau régional, on utilise la plus grande infrastructure gazière d'intérêt commun. La plus grande infrastructure gazière d'intérêt commun d'une région est l'infrastructure gazière la plus grande de cette région qui contribue directement ou indirectement à l'approvisionnement en gaz des États membres de cette région et qui est définie dans l'évaluation des risques.

Le calcul de la formule N – 1 au niveau régional ne peut remplacer le calcul de la formule N – 1 au niveau national que lorsque la plus grande infrastructure gazière d'intérêt commun présente une importance majeure pour l'approvisionnement en gaz de tous les États membres concernés, conformément à l'évaluation commune des risques.

Au niveau du groupe de risque, on utilise aux fins des calculs visés à l'article 7, paragraphe 4, la plus grande infrastructure gazière d'intérêt commun pour les groupes de risque, tels qu'ils sont énumérés à l'annexe I.

## ANNEXE III

**Capacité bidirectionnelle permanente**

1. Aux fins de l'exécution des dispositions énoncées dans la présente annexe, l'autorité de régulation nationale peut agir en qualité d'autorité compétente si l'État membre en a décidé ainsi.
2. Afin de mettre en place une capacité bidirectionnelle ou de la renforcer sur une interconnexion, ou d'obtenir ou de prolonger une dérogation à cet égard, les gestionnaires de réseau de transport de part et d'autre de l'interconnexion soumettent à leurs autorités compétentes (ci-après dénommées «autorités compétentes concernées») et à leurs autorités de régulation (ci-après dénommées «autorités de régulation concernées»), après consultation de tous les gestionnaires de réseau de transport potentiellement concernés:
  - a) une proposition visant à mettre en place une capacité physique permanente de transport du gaz dans les deux directions afin d'assurer une capacité bidirectionnelle permanente concernant le sens rebours (ci-après dénommée «capacité physique de flux inversé»); ou
  - b) une demande de dérogation à l'obligation de mettre en place une capacité bidirectionnelle.

Les gestionnaires de réseau de transport s'efforcent de soumettre une proposition ou une demande de dérogation conjointe. Dans le cas d'une proposition visant à mettre en place une capacité bidirectionnelle, les gestionnaires de réseau de transport peuvent soumettre une proposition motivée de répartition transfrontalière des coûts. Cette soumission a lieu au plus tard le 1<sup>er</sup> décembre 2018 pour toutes les interconnexions existant au 1<sup>er</sup> novembre 2017 et, pour les nouvelles interconnexions, après l'achèvement de la phase d'étude de la faisabilité, mais avant le début de la phase de conception technique détaillée.

3. Dès réception de la proposition ou de la demande de dérogation, les autorités compétentes concernées consultent sans tarder les autorités compétentes et, lorsqu'elles ne sont pas les autorités compétentes, les autorités de régulation nationales de l'État membre qui pourrait, conformément à l'évaluation des risques, bénéficier de la capacité de flux inversé, l'Agence et la Commission sur la proposition ou la demande de dérogation. Les autorités consultées peuvent émettre un avis dans les quatre mois à compter de la réception de la demande de consultation.
4. Dans les six mois à compter de la réception de la proposition conjointe, les autorités de régulation concernées prennent, conformément à l'article 5, paragraphes 6 et 7, après avoir consulté les promoteurs de projet concernés, des décisions coordonnées concernant la répartition transfrontalière des coûts d'investissement à supporter par chaque gestionnaire de réseau de transport concerné par le projet. Lorsque les autorités de régulation concernées ne sont pas parvenues à un accord dans ce délai, elles en informent sans tarder les autorités compétentes concernées.
5. Les autorités compétentes concernées prennent une décision coordonnée sur la base de l'évaluation des risques, des informations énumérées à l'article 5, paragraphe 5, du présent règlement, des avis reçus à la suite de la consultation menée conformément au point 3 de la présente annexe, et compte tenu de la sécurité de l'approvisionnement en gaz et de la contribution au marché intérieur du gaz. Cette décision coordonnée est prise dans un délai de deux mois. Le délai de deux mois commence à courir à l'issue de la période de quatre mois allouée aux fins des avis visés au point 3 de la présente annexe, sauf si tous les avis ont été reçus auparavant, ou à l'issue de la période de six mois visée au point 4 de la présente annexe allouée aux autorités de régulation concernées aux fins de l'adoption d'une décision coordonnée. La décision coordonnée porte sur les points suivants:
  - a) l'acceptation de la proposition de capacité bidirectionnelle. Cette décision contient une analyse des coûts et avantages, un calendrier de mise en œuvre et les arrangements régissant son utilisation ultérieure, est accompagnée de la décision coordonnée concernant la répartition transfrontalière des coûts visée au point 4 et est élaborée par les autorités de régulation concernées;
  - b) l'octroi ou la prolongation d'une dérogation temporaire pour une durée maximale de quatre ans, si l'analyse des coûts et avantages incluse dans la décision démontre que la capacité de flux inversé ne renforcerait la sécurité de l'approvisionnement en gaz d'aucun État membre concerné, ou si les coûts d'investissement étaient sensiblement supérieurs aux avantages probables pour la sécurité de l'approvisionnement en gaz; ou
  - c) l'obligation, pour les gestionnaires du réseau de transport, de modifier et de soumettre à nouveau leur proposition ou demande de dérogation dans un délai maximal de quatre mois.
6. Les autorités compétentes concernées soumettent la décision coordonnée sans tarder aux autorités compétentes et aux autorités de régulation nationales qui ont émis un avis conformément au point 3, aux autorités de régulation concernées, à l'Agence et à la Commission, accompagnée des avis reçus à la suite de la consultation menée conformément au point 3.

7. Dans les deux mois à compter de la réception de la décision coordonnée, les autorités compétentes visées au point 6 peuvent faire part de leurs objections à l'encontre de ladite décision et les soumettre aux autorités compétentes concernées qui l'ont adoptée, à l'Agence et à la Commission. Les objections se limitent aux faits et à l'évaluation, en particulier la répartition transfrontalière des coûts qui n'a pas fait l'objet de la consultation menée conformément au point 3.
8. Dans les trois mois à compter de la réception de la décision coordonnée prise conformément au point 6, l'Agence émet, sur les éléments de la décision coordonnée, un avis qui tient compte de toutes les objections éventuellement formulées, et soumet cet avis à toutes les autorités compétentes concernées, aux autorités compétentes visées au point 6 et à la Commission.
9. Dans les quatre mois à compter de la réception de l'avis émis par l'Agence en application du point 8, la Commission peut prendre une décision demandant des modifications de la décision coordonnée. Toute décision de la Commission en ce sens est prise sur la base des critères énoncés au point 5, des raisons qui ont motivé la décision des autorités concernées et de l'avis de l'Agence. Les autorités compétentes concernées se conforment à la demande de la Commission en modifiant leur décision dans un délai de quatre semaines.

Si la Commission n'a pas pris de décision dans le délai de quatre mois susvisé, elle est réputée ne pas avoir soulevé d'objections à l'encontre de la décision des autorités compétentes concernées.

10. Si les autorités compétentes concernées ne sont pas parvenues à adopter une décision coordonnée dans le délai énoncé au point 5, ou si les autorités de régulation concernées ne sont pas parvenues à un accord sur la répartition des coûts dans le délai énoncé au point 4, les autorités compétentes concernées en informent l'Agence et la Commission au plus tard le jour de l'expiration dudit délai. Dans les quatre mois à compter de la réception de cette information, la Commission, après consultation éventuelle de l'Agence, adopte une décision portant sur tous les éléments d'une décision coordonnée énumérés au point 5, à l'exception de la répartition transfrontalière des coûts, et soumet cette décision aux autorités compétentes concernées et à l'Agence.
  11. Si la décision de la Commission, prise en application du point 10 de la présente annexe, exige une capacité bidirectionnelle, l'Agence adopte une décision portant sur la répartition transfrontalière des coûts conformément à l'article 5, paragraphe 7, du présent règlement dans un délai de trois mois à compter de la réception de la décision de la Commission. Avant de prendre une telle décision, l'Agence consulte les autorités de régulation concernées et les gestionnaires de réseau de transport. Le délai de trois mois peut être prolongé d'une période de deux mois supplémentaires si l'Agence doit demander des informations complémentaires. Ce délai supplémentaire court à compter du jour suivant celui de la réception des informations complètes.
  12. La Commission, l'Agence, les autorités compétentes, les autorités de régulation nationales et les gestionnaires de réseau de transport préservent la confidentialité des informations sensibles sur le plan commercial.
  13. Les dérogations à l'obligation de mettre en place une capacité bidirectionnelle accordées en application du règlement (UE) n° 994/2010 restent valables sauf si la Commission ou l'autre État membre concerné demande un réexamen ou si leur durée expire.
-

## ANNEXE IV

**Modèle pour l'évaluation commune des risques**

Les documents établis à partir des modèles suivants sont rédigés dans une langue convenue au sein du groupe de risque.

*Informations générales*

- États membres dans le groupe de risque
- Dénomination des autorités compétentes responsable de l'élaboration de l'évaluation des risques <sup>(1)</sup>

**1. Description du réseau**

Veillez fournir une brève description du réseau gazier du groupe de risque, comprenant:

- a) les principaux chiffres de la consommation de gaz <sup>(2)</sup>: consommation finale annuelle de gaz (en Mrd m<sup>3</sup>) et ventilation par catégorie de clients <sup>(3)</sup>, pics de demande (total et ventilation par catégorie de consommateurs, en Mio m<sup>3</sup>/j);
- b) une description du fonctionnement du réseau gazier dans le groupe de risque: flux principaux (entrée/sortie/transit), capacité des points d'entrée/de sortie de l'infrastructure vers et depuis la région et par État membre, y compris le taux d'utilisation, installations de GNL (capacité journalière maximale, taux d'utilisation et conditions d'accès), etc.;
- c) la ventilation, dans la mesure du possible, des sources d'importation de gaz par pays d'origine <sup>(4)</sup>;
- d) une description du rôle des installations de stockage pertinentes pour le groupe de risque, y compris les accès transfrontaliers:
  - i) la capacité de stockage (volume total et volume utile de gaz) par rapport à la demande en saison de chauffe;
  - ii) la capacité maximale de soutirage journalier à différents niveaux de remplissage (idéalement, avec des stockages pleins et aux niveaux de fin de saison);
- e) une description du rôle de la production locale du groupe de risque:
  - i) le volume de la production au regard de la consommation annuelle finale de gaz;
  - ii) la capacité maximale de production journalière;
- f) une description du rôle du gaz dans la production d'électricité (par exemple importance et fonction d'appoint en relation avec les énergies renouvelables), y compris la capacité de production à partir du gaz (totale en MWe et en pourcentage de la capacité de production totale) et de cogénération (totale en MWe et en pourcentage de la capacité totale de production).

**2. Normes relatives aux infrastructures (article 5)**

Veillez décrire le calcul de la (des) formule(s) N – 1 au niveau régional pour le groupe de risque, s'il en a été convenu ainsi avec les autorités compétentes du groupe de risque, ainsi que les capacités bidirectionnelles existantes, comme suit:

- a) Formule N – 1
  - i) l'identification de la plus grande infrastructure gazière d'intérêt commun dans le groupe de risque;
  - ii) le calcul de la formule N – 1 au niveau régional;

<sup>(1)</sup> Si cette tâche a été déléguée par une autorité compétente, indiquer le nom du ou des organismes responsables, pour le compte de cette autorité, de l'élaboration de la présente évaluation des risques.

<sup>(2)</sup> Pour la première évaluation, inclure les données des deux dernières années. Pour les mises à jour, inclure les données des quatre dernières années.

<sup>(3)</sup> Clients industriels, production d'électricité, chauffage urbain, secteur résidentiel, services et autres (veuillez préciser le type de clients inclus ici). Indiquer également le volume de consommation des clients protégés.

<sup>(4)</sup> Décrire la méthodologie mise en œuvre.

- iii) une description des valeurs utilisées pour tous les éléments dans la formule  $N - 1$ , y compris les chiffres intermédiaires utilisés pour le calcul (par exemple  $EP_m$  désigne la capacité de tous les points d'entrée considérés dans ce paramètre);
  - iv) une indication des méthodologies et hypothèses utilisées, le cas échéant, pour le calcul des paramètres dans la formule  $N - 1$  (par exemple  $D_{max}$ ) (joindre des annexes pour des explications détaillées);
- b) Capacité bidirectionnelle
- i) indiquer les points d'interconnexion disposant d'une capacité bidirectionnelle et la capacité maximale des flux bidirectionnels;
  - ii) indiquer les arrangements régissant l'utilisation de la capacité de flux inversé (par exemple capacité interruptible);
  - iii) indiquer les points d'interconnexion où une dérogation a été accordée conformément à l'article 5, paragraphe 4, la durée de cette dérogation et les raisons qui ont motivé son octroi.

### 3. Identification des risques

Décrire le risque transnational majeur pour lequel le groupe a été créé ainsi que les facteurs de risques qui, dans différents cas de figure, pourraient conduire à la réalisation de ce risque, leur probabilité et leurs conséquences.

Liste non exhaustive des facteurs de risques devant faire partie de l'évaluation uniquement si l'autorité compétente les juge applicables:

a) Politique

- rupture de l'approvisionnement en gaz provenant de pays tiers pour différentes raisons,
- troubles politiques (dans le pays d'origine ou dans un pays de transit),
- guerre/guerre civile (dans le pays d'origine ou dans un pays de transit),
- terrorisme;

b) Technologique

- explosion/incendies,
- incendies (à l'intérieur d'une installation donnée),
- fuites,
- manque d'entretien approprié,
- dysfonctionnement d'un équipement (défaillance au démarrage, défaillance pendant le fonctionnement, etc.),
- absence d'électricité (ou d'une autre source d'énergie),
- défaillance des TIC [panne matérielle ou logicielle, internet, problèmes liés aux systèmes de surveillance et de saisie des données (SCADA), etc.],
- cyberattaque,
- impact dû à des travaux d'excavation (creusement, battage), de terrassement, etc.;

c) Commercial/lié au marché/financier

- accords avec des fournisseurs de pays tiers,
- litige commercial,
- contrôle des infrastructures pertinentes pour la sécurité de l'approvisionnement en gaz par des entités de pays tiers, ce qui peut notamment impliquer des risques de sous-investissement, la remise en cause de la diversification ou le non-respect du droit de l'Union;
- volatilité des prix,
- sous-investissement,

- pic de demande brusque et inattendu,
  - autres risques qui pourraient aboutir à une sous-performance structurelle;
- d) Social
- grèves (dans différents secteurs liés, tels que le secteur gazier, les ports, les transports, etc.),
  - sabotage,
  - vandalisme,
  - vol;
- e) Naturel
- tremblements de terre,
  - glissements de terrain,
  - inondations (fortes pluies, crues),
  - tempêtes (maritimes),
  - avalanches,
  - conditions météorologiques extrêmes,
  - incendies (en dehors de l'installation, par exemple dans des forêts, prairies, etc., aux alentours).

#### Analyse

- a) décrire le risque transnational majeur et tous les facteurs de risque pertinents pour le groupe de risque, notamment leur probabilité et leur impact ainsi que l'interaction et la corrélation des risques parmi les États membres, le cas échéant;
- b) décrire les critères utilisés pour déterminer si un réseau est exposé à des risques élevés/inacceptables;
- c) établir une liste des scénarios de risque pertinents en fonction des facteurs de risque et décrire les modalités de sélection;
- d) indiquer dans quelle mesure les scénarios établis par le REGRT pour le gaz ont été pris en considération.

#### 4. Analyse et évaluation des risques

Analyse de la série de scénarios de risque pertinents retenue au point 3. Dans la simulation des scénarios de risque, inclure les mesures existantes en matière de sécurité de l'approvisionnement en gaz, telles que les normes relatives aux infrastructures calculées en utilisant la formule  $N - 1$  figurant à l'annexe II, point 2, le cas échéant, et les normes d'approvisionnement en gaz. Pour chaque scénario de risque:

- a) décrire en détail le scénario de risque, en indiquant toutes les hypothèses et, le cas échéant, les méthodologies sous-jacentes pour leur calcul;
- b) décrire en détail les résultats de la simulation effectuée, y compris la quantification des impacts (par exemple les volumes de gaz non livrés, l'impact socio-économique, l'impact sur le chauffage urbain et l'impact sur la production d'électricité).

#### 5. Conclusions

Décrire les principaux résultats de l'évaluation commune des risques, en indiquant les scénarios de risque qui nécessitent des actions supplémentaires.

## ANNEXE V

**Modèle pour l'évaluation nationale des risques***Informations générales*

Dénomination de l'autorité compétente responsable de l'élaboration de la présente évaluation des risques <sup>(1)</sup>.

**1. Description du réseau**

1.1. Fournir une brève description récapitulative du réseau gazier régional pour chaque groupe de risque <sup>(2)</sup> dont l'État membre fait partie, comprenant:

- a) les principaux chiffres de la consommation de gaz <sup>(3)</sup>: consommation finale annuelle (en Mrd m<sup>3</sup> et MWh) et ventilation par catégorie de clients <sup>(4)</sup>, pics de demande (total et ventilation par catégorie de consommateurs, en Mio m<sup>3</sup>/j);
- b) une description du fonctionnement du ou des réseaux gaziers dans les groupes de risque concernés: flux principaux (entrée/sortie/transit), capacité des points d'entrée/de sortie de l'infrastructure vers et depuis la ou les régions des groupes de risque et par État membre, y compris le taux d'utilisation, installations de GNL (capacité journalière maximale, taux d'utilisation et conditions d'accès), etc.;
- c) la ventilation en pourcentage, dans la mesure du possible, des sources d'importation de gaz par pays d'origine <sup>(5)</sup>;
- d) une description du rôle des installations de stockage pertinentes pour le groupe de risque, y compris les accès transfrontaliers:
  - i) la capacité de stockage (volume total et volume utile de gaz) par rapport à la demande en saison de chauffe;
  - ii) la capacité maximale de soutirage journalier à différents niveaux de remplissage (idéalement, avec des stockages pleins et des niveaux de fin de saison);
- e) une description du rôle de la production locale du ou des groupes de risque:
  - i) le volume de la production au regard de la consommation annuelle finale de gaz;
  - ii) la capacité maximale de production journalière et une description de la manière dont elle peut couvrir la consommation maximale journalière;
- f) une description du rôle du gaz dans la production d'électricité (par exemple importance et fonction d'appoint en relation avec les énergies renouvelables), y compris la capacité de production à partir du gaz (totale en MWe et en pourcentage de la capacité de production totale) et de cogénération (totale en MWe et en pourcentage de la capacité totale de production).

1.2. Fournir une brève description du réseau gazier de l'État membre, comprenant:

- a) les principaux chiffres de la consommation de gaz: consommation finale annuelle (en Mrd m<sup>3</sup>) et ventilation par catégorie de clients, pics de demande (en Mio m<sup>3</sup>/j);
- b) une description du fonctionnement du réseau gazier au niveau national, y compris les infrastructures (pour la partie non couverte par le point 1.1.b). Le cas échéant, inclure le réseau de gaz L;
- c) l'identification de l'infrastructure clé pertinente pour la sécurité de l'approvisionnement en gaz;
- d) la ventilation, dans la mesure du possible, au niveau national, des sources d'importation de gaz par pays d'origine;
- e) une description du rôle du stockage et l'indication:
  - i) de la capacité de stockage (volume total et volume utile) par rapport à la demande en saison de chauffe;
  - ii) de la capacité maximale de soutirage journalier à différents niveaux de remplissage (idéalement, avec des stockages pleins et aux niveaux de fin de saison);

<sup>(1)</sup> Si cette tâche a été déléguée par l'autorité compétente, indiquer le nom du ou des organismes responsables, pour le compte de cette autorité, de l'élaboration de la présente évaluation des risques.

<sup>(2)</sup> Dans un souci de simplicité, présenter si possible l'information au plus haut niveau des groupes de risque et regrouper les éléments si nécessaire.

<sup>(3)</sup> Pour la première évaluation, inclure les données des deux dernières années. Pour les mises à jour, inclure les données des quatre dernières années.

<sup>(4)</sup> Clients industriels, production d'électricité, chauffage urbain, secteur résidentiel, services et autres (préciser le type de clients inclus ici). Indiquer également le volume de consommation des clients protégés.

<sup>(5)</sup> Décrire la méthodologie mise en œuvre.



- f) une description du rôle de la production locale et l'indication:
  - i) du volume de la production au regard de la consommation annuelle finale de gaz;
  - ii) de la capacité maximale de production journalière;
- g) une description du rôle du gaz dans la production d'électricité (par exemple importance et fonction d'appoint en relation avec les énergies renouvelables), y compris la capacité de production à partir du gaz (totale en MWe et en pourcentage de la capacité de production totale) et de cogénération (totale en MWe et en pourcentage de la capacité totale de production).

## 2. Normes relatives aux infrastructures (article 5)

Décrire les modalités de mise en conformité avec les normes relatives aux infrastructures, notamment les principales valeurs utilisées pour la formule N – 1, les autres options possibles pour la mise en conformité (avec les États membres directement connectés, par des mesures axées sur la demande) et les capacités bidirectionnelles existantes, comme suit:

### a) Formule N – 1

- i) l'identification de la plus grande infrastructure gazière d'intérêt commun;
- ii) le calcul de la formule N – 1 au niveau national;
- iii) une description des valeurs utilisées pour tous les éléments dans la formule N – 1, y compris les valeurs intermédiaires utilisées pour leur calcul (par exemple  $EP_m$  désigne la capacité de tous les points d'entrée considérés dans ce paramètre);
- iv) une indication des méthodologies utilisées, le cas échéant, pour le calcul des paramètres dans la formule N – 1 (par exemple  $D_{max}$ ) (joindre des annexes pour des explications détaillées);
- v) une explication des résultats du calcul de la formule N – 1 pour les stockages à 30 % et à 100 % du volume utile maximal;
- vi) une explication des principaux résultats de la simulation de la formule N – 1 avec un modèle hydraulique;
- vii) si l'État membre en a décidé ainsi, le calcul de la formule N – 1 avec des mesures axées sur la demande:
  - calcul de la formule N – 1 conformément à l'annexe II, point 2,
  - description des valeurs utilisées pour tous les éléments dans la formule N – 1, y compris les chiffres intermédiaires utilisés pour le calcul (s'ils sont différents des chiffres décrits au point 2 a) iii),
  - indication des méthodologies utilisées, le cas échéant, pour le calcul des paramètres dans la formule N – 1 (par exemple  $D_{max}$ ) (joindre des annexes pour des explications détaillées),
  - explication des mesures fondées sur le marché et axées sur la demande adoptées ou devant être adoptées afin de compenser une rupture de l'approvisionnement en gaz et son impact attendu ( $D_{eff}$ ),
- viii) s'il en a été convenu ainsi avec les autorités compétentes du ou des groupes de risque concernés ou avec les États membres directement connectés, calcul(s) conjoint(s) de la formule N – 1:
  - calcul de la formule N – 1 conformément à l'annexe II, point 5,
  - description des valeurs utilisées pour tous les éléments dans la formule N – 1, y compris les valeurs intermédiaires utilisées pour le calcul (s'ils sont différents des chiffres décrits au point 2 a) iii)],
  - indication des méthodologies et hypothèses utilisées, le cas échéant, pour le calcul des paramètres dans la formule N – 1 (par exemple  $D_{max}$ ) (joindre des annexes pour des explications détaillées),
  - explication des arrangements convenus pour garantir la conformité avec la formule N – 1;

### b) Capacité bidirectionnelle

- i) indiquer les points d'interconnexion disposant d'une capacité bidirectionnelle et la capacité maximale des flux bidirectionnels;

- ii) indiquer les arrangements régissant l'utilisation de la capacité de flux inversé (par exemple capacité interruptible);
- iii) indiquer les points d'interconnexion où une dérogation a été accordée conformément à l'article 5, paragraphe 4, la durée de cette dérogation et les raisons qui ont motivé son octroi.

### 3. Identification des risques

Décrire les facteurs de risque qui pourraient avoir un impact négatif sur la sécurité de l'approvisionnement en gaz dans l'État membre, leur probabilité et leurs conséquences.

Liste non exhaustive des facteurs de risques devant faire partie de l'évaluation, uniquement si l'autorité compétente concernée les juge applicables:

#### a) Politique

- rupture de l'approvisionnement en gaz provenant de pays tiers pour différentes raisons,
- troubles politiques (dans le pays d'origine ou dans un pays de transit),
- guerre/guerre civile (dans le pays d'origine ou dans un pays de transit),
- terrorisme;

#### b) Technologique

- explosion/incendies,
- incendies (à l'intérieur d'une installation donnée),
- fuites,
- manque d'entretien approprié,
- dysfonctionnement d'un équipement (défaillance au démarrage, défaillance pendant le fonctionnement, etc.),
- absence d'électricité (ou d'une autre source d'énergie),
- défaillance des TIC (panne matérielle ou logicielle, internet, problèmes liés aux systèmes de surveillance et de saisie des données (SCADA), etc.),
- cyberattaque,
- impact dû à des travaux d'excavation (creusement, battage), de terrassement, etc.;

#### c) Commercial/lié au marché/financier

- accords avec des fournisseurs de pays tiers,
- litige commercial,
- contrôle des infrastructures pertinentes pour la sécurité de l'approvisionnement en gaz par des entités de pays tiers, ce qui peut notamment impliquer des risques de sous-investissement, la remise en cause de la diversification ou le non-respect du droit de l'Union,
- volatilité des prix,
- sous-investissement,
- pic de demande brusque et inattendu,
- autres risques qui pourraient aboutir à une sous-performance structurelle;

#### d) Social

- grèves (dans différents secteurs liés, tels que le secteur gazier, les ports, les transports, etc.),
- sabotage,
- vandalisme,
- vol;

## e) Naturel

- tremblements de terre,
- glissements de terrain,
- inondations (fortes pluies, crues),
- tempêtes (maritimes),
- avalanches,
- conditions météorologiques extrêmes,
- incendies (en dehors de l'installation, par exemple dans des forêts, prairies, etc., aux alentours).

## Analyse

- a) indiquer les facteurs de risque pertinents pour l'État membre, notamment leur probabilité et leur impact;
- b) décrire les critères utilisés pour déterminer si un réseau est exposé à des risques élevés/inacceptables;
- c) établir une liste des scénarios de risque pertinents en fonction des facteurs de risque et de leur probabilité et décrire les modalités de sélection.

**4. Analyse et évaluation des risques**

Analyse de la série de scénarios de risque pertinents retenue au point 3. Dans la simulation des scénarios de risque, inclure les mesures existantes en matière de sécurité de l'approvisionnement en gaz, telles que les normes relatives aux infrastructures calculées en utilisant la formule  $N - 1$  figurant à l'annexe II, point 2, et les normes d'approvisionnement en gaz. Pour chaque scénario de risque:

- a) décrire en détail le scénario de risque, en indiquant toutes les hypothèses et, le cas échéant, les méthodologies sous-jacentes pour leur calcul;
- b) décrire en détail les résultats de la simulation effectuée, y compris la quantification des impacts (par exemple les volumes de gaz non livrés, l'impact socio-économique, l'impact sur le chauffage urbain et l'impact sur la production d'électricité).

**5. Conclusions**

Décrire les principaux résultats de l'évaluation commune des risques à laquelle l'État membre a participé, en indiquant les scénarios de risque qui nécessitent des actions supplémentaires.

---

## ANNEXE VI

**Modèle de plan d'action préventif***Informations générales*

- États membres faisant partie du groupe de risque
- Dénomination de l'autorité compétente responsable de l'élaboration du plan <sup>(1)</sup>

**1. Description du réseau**

1.1. Fournir une brève description récapitulative du réseau gazier régional pour chacun des groupes de risque <sup>(2)</sup> dont l'État membre fait partie, comprenant:

- a) les principaux chiffres de la consommation de gaz <sup>(3)</sup>: consommation finale annuelle (en Mrd m<sup>3</sup>) et ventilation par catégorie de clients <sup>(4)</sup>, pics de demande (total et ventilation par catégorie de consommateurs, en Mio m<sup>3</sup>/j);
- b) une description du fonctionnement du réseau gazier dans les groupes de risque: flux principaux (entrée/sortie/transit), capacité des points d'entrée/de sortie de l'infrastructure vers et depuis la ou les régions du groupe de risque et par État membre, y compris le taux d'utilisation, installations de GNL (capacité journalière maximale, taux d'utilisation et conditions d'accès), etc.;
- c) la ventilation, dans la mesure du possible, des sources d'importation de gaz par pays d'origine <sup>(5)</sup>;
- d) une description du rôle des installations de stockage pertinentes pour la région, y compris les accès transfrontaliers:
  - i) la capacité de stockage (volume total et volume utile de gaz) par rapport à la demande en saison de chauffe;
  - ii) la capacité maximale de soutirage journalier à différents niveaux de remplissage (idéalement, avec des stockages pleins et aux niveaux de fin de saison);
- e) une description du rôle de la production locale de la région:
  - i) le volume de la production au regard de la consommation annuelle finale de gaz;
  - ii) la capacité maximale de production journalière;
- f) une description du rôle du gaz dans la production d'électricité (par exemple importance et fonction d'appoint en relation avec les énergies renouvelables), y compris la capacité de production à partir du gaz (totale en MWe et en pourcentage de la capacité de production totale) et de cogénération (totale en MWe et en pourcentage de la capacité totale de production);
- g) une description du rôle des mesures d'efficacité énergétique et de leur incidence sur la consommation annuelle finale de gaz.

1.2. Fournir une brève description du réseau gazier par État membre, comprenant:

- a) les principaux chiffres de la consommation de gaz: consommation finale annuelle (en Mrd m<sup>3</sup>) et ventilation par catégorie de clients (en Mio m<sup>3</sup>/j);
- b) une description du fonctionnement du réseau gazier au niveau national, y compris les infrastructures (pour la partie non couverte au point 1.1.b);
- c) l'identification de l'infrastructure clé pertinente pour la sécurité d'approvisionnement;

<sup>(1)</sup> Si cette tâche a été déléguée par une autorité compétente, indiquer le nom du ou des organismes responsables, pour le compte de cette autorité, de l'élaboration du plan.

<sup>(2)</sup> Dans un souci de simplicité, présenter si possible l'information au plus haut niveau des groupes de risque et regrouper les éléments si nécessaire.

<sup>(3)</sup> Pour le premier plan, inclure les données des deux dernières années. Pour les mises à jour, inclure les données des quatre dernières années.

<sup>(4)</sup> Clients industriels, production d'électricité, chauffage urbain, secteur résidentiel, services et autres (veuillez préciser le type de clients inclus ici).

<sup>(5)</sup> Décrire la méthodologie mise en œuvre.

- d) la ventilation, dans la mesure du possible, au niveau national, des sources d'importation de gaz par pays d'origine;
- e) une description du rôle du stockage dans l'État membre et l'indication:
  - i) de la capacité de stockage (volume total et volume utile) par rapport à la demande en saison de chauffe;
  - ii) de la capacité maximale de soutirage journalier à différents niveaux de remplissage (idéalement, avec des stockages pleins et aux niveaux de fin de saison);
- f) une description du rôle de la production locale de la région et l'indication:
  - i) du volume de la production au regard de la consommation annuelle finale de gaz;
  - ii) de la capacité maximale de production journalière;
- g) une description du rôle du gaz dans la production d'électricité (par exemple importance et fonction d'appoint en relation avec les énergies renouvelables), y compris la capacité de production à partir du gaz (totale en MWe et en pourcentage de la capacité de production totale) et de cogénération (totale en MWe et en pourcentage de la capacité totale de production);
- h) une description du rôle des mesures d'efficacité énergétique et de leur incidence sur la consommation annuelle finale de gaz.

## 2. Résumé de l'évaluation des risques

Décrire succinctement les résultats de l'évaluation commune des risques et de l'évaluation nationale des risques pertinentes effectuées conformément à l'article 7, avec indication:

- a) de la liste des scénarios évalués et une description succincte des hypothèses utilisées pour chacun d'eux ainsi que des risques/inconvénients constatés;
- b) des principales conclusions de l'évaluation des risques.

## 3. Normes relatives aux infrastructures (article 5)

Décrire les modalités de mise en conformité avec les normes relatives aux infrastructures, notamment les principales valeurs utilisées pour la formule N – 1, les autres options possibles pour la mise en conformité (avec les États membres voisins, par des mesures axées sur la demande) et les capacités bidirectionnelles existantes, comme suit:

### 3.1. Formule N – 1

- i) l'identification de la plus grande infrastructure gazière d'intérêt commun pour la région;
- ii) le calcul de la formule N – 1 au niveau régional;
- iii) une description des valeurs utilisées pour tous les éléments dans la formule N – 1, y compris les chiffres intermédiaires utilisés pour le calcul (par exemple EP<sub>m</sub> désigne la capacité de tous les points d'entrée considérés dans ce paramètre);
- iv) une indication des méthodologies et hypothèses utilisées, le cas échéant, pour le calcul des paramètres dans la formule N – 1 (par exemple D<sub>max</sub>) (joindre des annexes pour des explications détaillées).

### 3.2. Niveau national

- a) Formule N – 1
  - i) l'identification de la plus grande infrastructure gazière d'intérêt commun;
  - ii) le calcul de la formule N – 1 au niveau national;
  - iii) une description des valeurs utilisées pour tous les éléments dans la formule N – 1, y compris les valeurs intermédiaires utilisées pour le calcul (par exemple EP<sub>m</sub> désigne la capacité de tous les points d'entrée considérés dans ce paramètre).
  - iv) une indication des méthodologies utilisées, le cas échéant, pour le calcul des paramètres dans la formule N – 1 (par exemple D<sub>max</sub>) (joindre des annexes pour des explications détaillées);

- v) si l'État membre l'a décidé, calcul de la formule N – 1 avec des mesures axées sur la demande:
- le calcul de la formule N – 1 conformément à l'annexe II, point 2,
  - une description des valeurs utilisées pour tous les éléments dans la formule N – 1, y compris les chiffres intermédiaires utilisés pour le calcul (s'ils sont différents des chiffres décrits au point 3 a) iii) de la présente annexe),
  - une indication des méthodologies utilisées, le cas échéant, pour le calcul des paramètres dans la formule N – 1 (par exemple  $D_{\max}$ ) (joindre des annexes pour des explications détaillées),
  - une explication des mesures fondées sur le marché et axées sur la demande, adoptées ou devant être adoptées afin de compenser une rupture de l'approvisionnement en gaz et son impact attendu ( $D_{\text{eff}}$ );
- vi) s'il en a été convenu ainsi avec les autorités compétentes du ou des groupes de risque concernés ou avec les États membres directement connectés, calcul(s) conjoint(s) de la formule N – 1:
- le calcul de la formule N – 1 conformément à l'annexe II, point 5,
  - une description des valeurs utilisées pour tous les éléments dans la formule N – 1, y compris les chiffres intermédiaires utilisés pour le calcul (s'ils sont différents des chiffres décrits au point 3 a) iii) de la présente annexe),
  - une indication des méthodologies et hypothèses utilisées, le cas échéant, pour le calcul des paramètres dans la formule N – 1 (par exemple  $D_{\max}$ ) (joindre des annexes pour des explications détaillées),
  - une explication des arrangements convenus pour garantir la conformité avec la formule N – 1.
- b) Capacité bidirectionnelle
- i) Indiquer les points d'interconnexion disposant d'une capacité bidirectionnelle et la capacité maximale pour ces flux;
  - ii) Indiquer les arrangements régissant l'utilisation de la capacité de flux inversé (par exemple capacité interruptible);
  - iii) Indiquer les points d'interconnexion où une dérogation a été accordée conformément à l'article 5, paragraphe 4, la durée de cette dérogation et les raisons qui ont motivé son octroi.

#### 4. Conformité avec les normes d'approvisionnement (article 6)

Décrire les mesures adoptées afin de respecter les normes d'approvisionnement ainsi que toute norme d'approvisionnement renforcée ou toute obligation supplémentaire imposée pour des raisons de sécurité de l'approvisionnement en gaz:

- a) Définition des clients protégés appliquée, y compris les catégories de clients englobés et leur consommation annuelle de gaz (par catégorie, valeur nette et pourcentage de la consommation finale nationale annuelle de gaz);
- b) Volumes de gaz nécessaires pour respecter les normes d'approvisionnement selon les scénarios décrits à l'article 6, paragraphe 1, premier alinéa;
- c) Capacité nécessaire pour respecter les normes d'approvisionnement selon les scénarios décrits à l'article 6, paragraphe 1, premier alinéa;
- d) Mesure(s) en place pour respecter les normes d'approvisionnement:
  - i) une description de la ou des mesures;
  - ii) destinataires;
  - iii) une description, s'il existe, du système de contrôle ex ante de la conformité avec les normes d'approvisionnement;
  - iv) régime de sanctions, le cas échéant;
  - v) description, pour chaque mesure:
    - de l'impact économique, de l'efficacité et de l'efficience de la mesure,

- de l'impact de la mesure sur l'environnement,
  - de l'impact des mesures sur le consommateur;
- vi) en cas d'application de mesures non fondées sur le marché (pour chaque mesure):
- justifier la nécessité de la mesure (raison pour laquelle la sécurité d'approvisionnement ne peut être atteinte par la seule voie de mesures fondées sur le marché),
  - indiquer les raisons pour lesquelles la mesure est proportionnée (pourquoi des mesures non fondées sur le marché constituent les moyens les moins restrictifs d'obtenir l'effet souhaité),
  - fournir une analyse de l'impact de la mesure:
    1. sur la sécurité d'approvisionnement d'autres États membres;
    2. sur le marché national;
    3. sur le marché intérieur;
- vii) si des mesures sont prises le 1<sup>er</sup> novembre 2017 ou après cette date, veuillez fournir un bref résumé de l'analyse d'impact ou un lien vers l'analyse d'impact publique de la ou des mesures effectuées conformément à l'article 9, paragraphe 4;
- e) Le cas échéant, description de toute norme d'approvisionnement renforcée ou de toute obligation supplémentaire imposée pour des raisons de sécurité de l'approvisionnement en gaz:
- i) une description de la ou des mesures;
  - ii) le mécanisme visant à revenir aux valeurs habituelles dans un esprit de solidarité et conformément à l'article 13;
  - iii) le cas échéant, une description de toute nouvelle norme d'approvisionnement renforcée ou de toute obligation supplémentaire imposée pour des raisons de sécurité de l'approvisionnement en gaz adoptée le 1<sup>er</sup> novembre 2017 ou après cette date;
  - iv) destinataires;
  - v) volumes de gaz et capacités concernés;
  - vi) une indication de la manière dont la mesure remplit les conditions fixées à l'article 6, paragraphe 2.

## 5. Mesures préventives

Décrire les mesures préventives en place ou dont l'adoption est prévue:

- a) Décrire chacune des mesures préventives adoptées pour chaque risque identifié selon l'évaluation des risques, en indiquant notamment:
- i) leur dimension nationale et régionale;
  - ii) leur impact économique, leur efficacité et leur efficience;
  - iii) leur impact sur les clients.

Le cas échéant, inclure:

- les mesures visant à renforcer les interconnexions entre les États membres voisins;
  - les mesures visant à diversifier les voies d'acheminement du gaz et les sources d'approvisionnement;
  - les mesures visant à protéger les infrastructures clés pertinentes pour la sécurité d'approvisionnement en relation avec le contrôle exercé par des entités de pays tiers (y compris, le cas échéant, la législation générale ou spécifique du secteur concernant les études de préinvestissement, les droits spéciaux de certains actionnaires, etc.);
- b) Décrire les autres mesures adoptées pour des raisons autres que l'évaluation des risques mais qui ont un impact positif sur la sécurité d'approvisionnement de l'État membre faisant partie du ou des groupes de risque concernés;

- c) En cas d'application de mesures non fondées sur le marché (pour chaque mesure):
- i) justifier la nécessité de la mesure (pourquoi la sécurité d'approvisionnement ne peut être atteinte par la seule voie de mesures fondées sur le marché);
  - ii) indiquer les raisons pour lesquelles la mesure est proportionnée (pourquoi des mesures non fondées sur le marché constituent les moyens les moins restrictifs d'obtenir l'effet souhaité);
  - iii) fournir une analyse de l'impact de la mesure:
    - justifier la nécessité de la mesure (pourquoi la sécurité d'approvisionnement ne peut être atteinte par la seule voie de mesures fondées sur le marché);
    - indiquer les raisons pour lesquelles la mesure est proportionnée (pourquoi des mesures non fondées sur le marché constituent les moyens les moins restrictifs d'obtenir l'effet souhaité);
    - fournir une analyse de l'impact de la mesure:
      1. sur la sécurité d'approvisionnement d'autres États membres;
      2. sur le marché national;
      3. sur le marché intérieur;
      4. expliquer dans quelle mesure ont été envisagées des mesures en faveur de l'efficacité, y compris axées sur la demande, pour renforcer la sécurité d'approvisionnement;
      5. expliquer dans quelle mesure les sources d'énergie renouvelables ont été prises en considération pour renforcer la sécurité d'approvisionnement.

**6. Autres mesures et obligations (par exemple concernant la sûreté de fonctionnement du réseau)**

Décrire les autres mesures et obligations qui ont été imposées aux entreprises de gaz naturel et aux autres organismes pertinents susceptibles d'avoir un impact sur la sécurité de l'approvisionnement en gaz, telles que des obligations liées à la sûreté de fonctionnement du réseau, en indiquant qui serait visé par cette obligation ainsi que les volumes de gaz concernés. Expliquer précisément les conditions et les modalités d'application de ces mesures.

**7. Projets d'infrastructures**

- a) Décrire les projets d'infrastructures, y compris les projets d'intérêt commun, dans les groupes de risque concernés, en indiquant le calendrier estimatif de leur mise en œuvre, la capacité en jeu et l'impact estimatif sur la sécurité de l'approvisionnement en gaz dans le groupe de risque.
- b) Indiquer comment les projets d'infrastructures tiennent compte du TYNDP dans l'ensemble de l'Union élaboré par le REGRT pour le gaz en application de l'article 8, paragraphe 10, du règlement (CE) n° 715/2009.

**8. Obligations de service public liées à la sécurité d'approvisionnement**

Indiquer les obligations de service public liées à la sécurité d'approvisionnement et les décrire succinctement (joindre des annexes pour des informations plus détaillées). Expliquer clairement qui doit s'acquitter de ces obligations et comment. Le cas échéant, indiquer les conditions et les modalités du déclenchement de ces obligations de service public.

**9. Consultation des acteurs concernés**

Conformément à l'article 8, paragraphe 2, du présent règlement, décrire le mécanisme utilisé pour les consultations et les résultats de ces dernières aux fins de l'élaboration du plan et du plan d'urgence, avec:

- a) les entreprises gazières;
- b) les organismes concernés représentant les intérêts des ménages;
- c) les organismes concernés représentant les intérêts des clients industriels consommant du gaz, y compris les producteurs d'électricité;
- d) l'autorité de régulation nationale.



## 10. Dimension régionale

Indiquer les éventuelles particularités et mesures nationales pertinentes pour la sécurité d'approvisionnement et non couvertes par les sections précédentes du plan.

Indiquer comment les éventuelles observations reçues à la suite de la consultation décrite à l'article 8, paragraphe 2, ont été prises en compte.

### 11.1. Calcul de la formule N – 1 au niveau du groupe de risque s'il en a été convenu ainsi par les autorités compétentes du groupe de risque.

Formule N – 1

- a) l'identification de la plus grande infrastructure gazière d'intérêt commun dans le groupe de risque;
- b) le calcul de la formule N – 1 au niveau du groupe de risque;
- c) une description des valeurs utilisées pour tous les éléments dans la formule N – 1, y compris les chiffres intermédiaires utilisés pour le calcul (par exemple  $EP_m$  désigne la capacité de tous les points d'entrée considérés dans ce paramètre);
- d) une indication des méthodologies et hypothèses utilisées, le cas échéant, pour le calcul des paramètres dans la formule N – 1 (par exemple  $D_{max}$ ) (joindre des annexes pour des explications détaillées).

### 11.2. Mécanismes de coopération

Décrire les mécanismes de coopération utilisés parmi les États membres faisant partie des groupes de risque concernés, notamment aux fins de l'élaboration de mesures transfrontalières dans le cadre du plan d'action préventif et du plan d'urgence.

Décrire les mécanismes utilisés pour la coopération avec les autres États membres aux fins de la définition et de l'adoption des dispositions nécessaires pour l'application de l'article 13.

### 11.3. Mesures préventives

Décrire les mesures préventives en place ou dont l'adoption est prévue dans le groupe de risque ou à la suite d'accords régionaux:

- a) Décrire chacune des mesures préventives adoptées pour chaque risque identifié dans l'évaluation des risques, en indiquant notamment:
  - i) leur impact dans les États membres faisant partie du groupe de risque;
  - ii) leur impact économique, leur efficacité et leur efficience;
  - iii) leur impact sur l'environnement;
  - iv) leur impact sur les clients.

Le cas échéant, inclure:

- les mesures visant à renforcer les interconnexions entre les États membres voisins;
  - les mesures visant à diversifier les voies d'acheminement du gaz et les sources d'approvisionnement;
  - les mesures visant à protéger les infrastructures clés pertinentes pour la sécurité d'approvisionnement en liaison avec le contrôle exercé par des entités de pays tiers (y compris, le cas échéant, la législation générale ou spécifique du secteur concernant les études de préinvestissement, les droits spéciaux de certains actionnaires, etc.);
- b) Décrire les autres mesures adoptées pour des raisons autres que l'évaluation des risques mais qui ont un impact positif sur la sécurité d'approvisionnement du groupe de risque;
  - c) En cas d'application de mesures non fondées sur le marché (pour chaque mesure):
    - i) justifier la nécessité de la mesure (pourquoi la sécurité de l'approvisionnement ne peut être atteinte par la seule voie de mesures fondées sur le marché);

- ii) indiquer les raisons pour lesquelles la mesure est proportionnée (pourquoi des mesures non fondées sur le marché constituent les moyens les moins restrictifs d'obtenir l'effet souhaité);
  - iii) fournir une analyse de l'impact de la mesure:
    - justifier la nécessité de la mesure (pourquoi la sécurité d'approvisionnement ne peut être atteinte par la seule voie de mesures fondées sur le marché);
    - indiquer les raisons pour lesquelles la mesure est proportionnée (pourquoi des mesures non fondées sur le marché constituent les moyens les moins restrictifs d'obtenir l'effet souhaité);
    - fournir une analyse de l'impact de la mesure:
      - 1. sur la sécurité d'approvisionnement d'autres États membres;
      - 2. sur le marché national;
      - 3. sur le marché intérieur;
  - d) Expliquer dans quelle mesure ont été envisagées des mesures en faveur de l'efficacité, y compris axées sur la demande, pour renforcer la sécurité d'approvisionnement;
  - e) Expliquer dans quelle mesure les sources d'énergie renouvelables ont été prises en considération pour renforcer la sécurité d'approvisionnement.
-

## ANNEXE VII

**Modèle de plan d'urgence***Informations générales*

Dénomination de l'autorité compétente responsable de l'élaboration du présent plan <sup>(1)</sup>

**1. Définition des niveaux de crise**

- a) indiquer l'organisme responsable de la déclaration de chaque niveau de crise et les procédures à suivre dans chaque cas pour ces déclarations;
- b) s'il en existe, mentionner également les indicateurs ou les paramètres utilisés pour déterminer si un événement peut aboutir à une détérioration significative de l'état d'approvisionnement et décider de la déclaration d'un niveau de crise donné.

**2. Mesures à adopter par niveau de crise <sup>(2)</sup>****2.1. Alerte précoce**

Décrire les mesures à mettre en œuvre à ce stade, et notamment, pour chaque mesure:

- i) décrire succinctement la mesure et les principaux acteurs impliqués;
- ii) décrire la procédure à suivre, le cas échéant;
- iii) indiquer la contribution attendue de la mesure pour faire face à l'impact de l'événement ou se préparer à sa survenance;
- iv) décrire les flux d'information entre les acteurs impliqués.

**2.2. Alerte**

a) décrire les mesures à mettre en œuvre à ce stade, et notamment, pour chaque mesure:

- i) décrire succinctement la mesure et les principaux acteurs impliqués;
- ii) décrire la procédure à suivre, le cas échéant;
- iii) indiquer la contribution attendue de la mesure pour faire face à la situation d'alerte;
- iv) décrire les flux d'information entre les acteurs impliqués;

b) indiquer les obligations en matière de présentation de rapports imposées aux entreprises de gaz naturel en situation d'alerte.

**2.3. Urgence**

a) établir une liste d'actions prédéfinies concernant l'offre et la demande afin de mettre du gaz à disposition en cas d'urgence, y compris les accords commerciaux entre les parties prenantes de ces actions et, le cas échéant, les mécanismes d'indemnisation pour les entreprises de gaz naturel;

b) décrire les mesures fondées sur le marché à mettre en œuvre à ce stade, et notamment, pour chaque mesure:

- i) décrire succinctement la mesure et les principaux acteurs impliqués;
- ii) décrire la procédure à suivre;

<sup>(1)</sup> Si cette tâche a été déléguée par une autorité compétente, veuillez indiquer le nom du ou des organismes responsables, pour le compte de cette autorité, de l'élaboration du plan.

<sup>(2)</sup> Inclure les mesures régionales et nationales.

- iii) indiquer la contribution attendue de la mesure pour atténuer les conséquences en cas d'urgence;
- iv) décrire les flux d'information entre les acteurs impliqués;
- c) décrire les mesures non fondées sur le marché prévues ou à mettre en œuvre en cas d'urgence, et notamment, pour chaque mesure:
  - i) décrire succinctement la mesure et les principaux acteurs impliqués;
  - ii) évaluer la nécessité de la mesure afin de faire face à une crise, y compris son degré d'utilisation;
  - iii) décrire en détail la procédure de mise en œuvre de la mesure (quelles sont les conditions qui déclencheraient la mise en œuvre de cette mesure, et qui en déciderait);
  - iv) indiquer la contribution attendue de la mesure pour atténuer les conséquences en cas d'urgence, en complément des mesures fondées sur le marché;
  - v) évaluer les autres effets de la mesure;
  - vi) justifier la conformité de la mesure avec les conditions fixées à l'article 11, paragraphe 6;
  - vii) décrire les flux d'information entre les acteurs impliqués;
- d) décrire les obligations en matière de présentation de rapports imposées aux entreprises de gaz naturel.

### 3. Mesures spécifiques pour l'électricité et le chauffage urbain

- a) Chauffage urbain
  - i) indiquer succinctement l'impact probable d'une rupture de l'approvisionnement en gaz dans le secteur du chauffage urbain;
  - ii) indiquer les mesures et actions à mettre en œuvre afin d'atténuer l'impact potentiel d'une rupture de l'approvisionnement en gaz sur le chauffage urbain. À défaut, indiquer la raison pour laquelle l'adoption de mesures spécifiques n'est pas appropriée.
- b) Approvisionnement en électricité produite à partir du gaz
  - i) indiquer succinctement l'impact probable d'une rupture de l'approvisionnement en gaz dans le secteur de l'électricité;
  - ii) indiquer les mesures et actions à mettre en œuvre afin d'atténuer l'impact potentiel d'une rupture de l'approvisionnement en gaz dans le secteur de l'électricité. À défaut, indiquer la raison pour laquelle l'adoption de mesures spécifiques n'est pas appropriée;
  - iii) indiquer les mécanismes/dispositions existantes visant à garantir une coordination appropriée, y compris l'échange d'informations, entre les principaux acteurs des secteurs du gaz et de l'électricité, notamment les gestionnaires de réseau de transport, à différents niveaux de crise.

### 4. Gestionnaire ou cellule de crise

Indiquer qui est le gestionnaire de crise et définir son rôle.

### 5. Rôles et responsabilités des différents acteurs

- a) définir, pour chaque niveau de crise, les rôles et les responsabilités, y compris les interactions avec les autorités compétentes et, le cas échéant, avec l'autorité de régulation nationale:
  - i) des entreprises de gaz naturel;
  - ii) des clients industriels;
  - iii) des producteurs d'électricité concernés;
- b) définir, pour chaque niveau de crise, les rôles et les responsabilités des autorités compétentes et des organismes auxquels des tâches ont été déléguées.

## 6. Mesures concernant la consommation induite des clients qui ne sont pas des clients protégés

Décrire les mesures en place visant à empêcher, dans la mesure du possible et sans compromettre la sûreté et la fiabilité du fonctionnement du réseau de gaz ni générer de situation dangereuse, la consommation, par des clients qui ne sont pas des clients protégés, de gaz destiné aux clients protégés, pendant une urgence. Indiquer la nature de la mesure (administrative, technique, etc.), les principaux acteurs et les procédures à suivre.

## 7. Exercices de préparation aux situations d'urgence

- a) indiquer le calendrier des simulations de réaction en temps réel en cas d'urgence;
- b) indiquer les acteurs concernés, les procédures et les scénarios d'impact concret élevé et moyen suivis lors des simulations.

Pour les mises à jour du plan d'urgence: décrire succinctement les essais effectués depuis la présentation du dernier plan d'urgence et leurs principaux résultats. Indiquer les mesures adoptées à l'issue de ces essais.

## 8. Dimension régionale

### 8.1. Mesures à adopter par niveau de crise:

#### 8.1.1. Alerte précoce

Décrire les mesures à mettre en œuvre à ce stade, et notamment, pour chaque mesure:

- i) décrire succinctement la mesure et les principaux acteurs impliqués;
- ii) décrire la procédure à suivre, le cas échéant;
- iii) indiquer la contribution attendue de la mesure pour faire face à l'impact de l'événement ou se préparer à sa survenance;
- iv) décrire les flux d'information entre les acteurs impliqués.

#### 8.1.2. Alerte

a) décrire les mesures à mettre en œuvre à ce stade, et notamment, pour chaque mesure:

- i) décrire succinctement la mesure et les principaux acteurs impliqués;
- ii) décrire la procédure à suivre, le cas échéant;
- iii) indiquer la contribution attendue de la mesure pour faire face à l'impact de l'événement ou se préparer à sa survenance;
- iv) décrire les flux d'information entre les acteurs impliqués;

b) décrire les obligations en matière de présentation de rapports imposées aux entreprises de gaz naturel en situation d'alerte.

#### 8.1.3. Urgence

a) établir une liste d'actions prédéfinies concernant l'offre et la demande afin de mettre du gaz à disposition en cas d'urgence, y compris les accords commerciaux entre les parties prenantes de ces actions et, le cas échéant, les mécanismes d'indemnisation pour les entreprises de gaz naturel;

b) décrire les mesures fondées sur le marché à mettre en œuvre à ce stade, et notamment, pour chaque mesure:

- i) décrire succinctement la mesure et les principaux acteurs impliqués;
- ii) décrire la procédure à suivre;
- iii) indiquer la contribution attendue de la mesure pour atténuer les conséquences en cas d'urgence;
- iv) décrire les flux d'information entre les acteurs impliqués;

- c) décrire les mesures non fondées sur le marché prévues ou à mettre en œuvre en cas d'urgence, et notamment, pour chaque mesure:
  - i) décrire succinctement la mesure et les principaux acteurs impliqués;
  - ii) évaluer la nécessité de la mesure afin de faire face à une crise, y compris son degré d'utilisation;
  - iii) décrire en détail la procédure de mise en œuvre de la mesure (quelles sont les conditions qui déclencheraient la mise en œuvre de la mesure, et qui en déciderait);
  - iv) indiquer la contribution attendue de la mesure afin d'atténuer l'urgence, en complément des mesures fondées sur le marché;
  - v) évaluer les autres effets de la mesure;
  - vi) justifier la conformité de la mesure avec les conditions fixées à l'article 11, paragraphe 6;
  - vii) décrire les flux d'information entre les acteurs impliqués;
- d) décrire les obligations en matière de présentation de rapports imposées aux entreprises de gaz naturel.

#### 8.2. Mécanismes de coopération

- a) décrire, pour chaque niveau de crise, les mécanismes en place en vue de permettre la coopération au sein de chacun des groupes de risque concernés et de garantir une coordination appropriée. Décrire, dans la mesure où il en existe et où elles ne sont pas mentionnées au point 2, les procédures décisionnelles permettant une réaction appropriée au niveau régional pour chaque niveau de crise;
- b) décrire les mécanismes en place en vue de permettre la coopération avec les autres États membres en dehors des groupes de risque et de coordonner les actions pour chaque niveau de crise.

#### 8.3. Solidarité entre États membres

- a) décrire les arrangements convenus entre les États membres directement connectés afin de garantir l'application du principe de solidarité visé à l'article 13;
  - b) décrire, le cas échéant, les arrangements convenus entre les États membres qui sont connectés via un pays tiers afin de garantir l'application du principe de solidarité visé à l'article 13.
-

## ANNEXE VIII

**Liste des mesures non fondées sur le marché visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz**

Lors de l'élaboration du plan d'action préventif et du plan d'urgence, l'autorité compétente tient compte de la contribution de la liste de mesures suivante, indicative et non exhaustive, uniquement en cas d'urgence:

## a) mesures axées sur l'offre:

- recours au stockage stratégique de gaz,
- obligation d'utiliser les stocks de combustibles de remplacement (par exemple, conformément à la directive 2009/119/CE du Conseil <sup>(1)</sup>),
- obligation d'utiliser l'électricité produite à partir d'autres sources que le gaz,
- obligation d'augmenter les niveaux de production de gaz,
- obligation de prélever du gaz dans les stocks;

## b) mesures axées sur la demande:

- diverses mesures de réduction obligatoire de la demande, y compris:
- obligation de changer de combustible,
- obligation de recourir à des contrats interruptibles, lorsque cette possibilité n'est pas pleinement exploitée dans le cadre des mesures fondées sur le marché,
- obligation de délestage.

---

<sup>(1)</sup> Directive 2009/119/CE du Conseil du 14 septembre 2009 faisant obligation aux États membres de maintenir un niveau minimal de stocks de pétrole brut et/ou de produits pétroliers (JO L 265 du 9.10.2009, p. 9).

## ANNEXE IX

## Tableau de correspondance

Règlement (UE) n° 994/2010	Présent règlement
Article 1 <sup>er</sup>	Article 1 <sup>er</sup>
Article 2	Article 2
Article 3	Article 3
Article 6	Article 5
Article 8	Article 6
Article 9	Article 7
Article 4	Article 8
Article 5	Article 9
Article 10	Article 10
Article 10	Article 11
Article 11	Article 12
—	Article 13
Article 13	Article 14
Article 12	Article 4
—	Article 15
—	Article 16
Article 14	Article 17
—	Article 18
—	Article 19
Article 16	Article 20
Article 15	Article 21
Article 17	Article 22
Annexe I	Annexe II
Article 7	Annexe III
Annexe IV	Annexe I
—	Annexe IV
—	Annexe V
—	Annexe VI
—	Annexe VII
Annexe II	—
Annexe III	Annexe VIII
—	Annexe IX