

Bruxelles, le 18 octobre 2022
(OR. en)

13236/22

Dossiers interinstitutionnels:
2021/0424(COD)
2021/0425(COD)

ENER 491
ENV 973
CLIMA 486
IND 388
RECH 525
COMPET 766
ECOFIN 969
CODEC 1433

NOTE

Origine:	Secrétariat général du Conseil
Destinataire:	Comité des représentants permanents/Conseil
Objet:	Directive concernant des règles communes pour les marchés intérieurs des gaz naturel et renouvelable et de l'hydrogène et Règlement sur les marchés intérieurs des gaz naturel et renouvelable et de l'hydrogène (refonte) - Débat d'orientation

En vue de la session du Conseil TTE (Énergie) du 25 octobre 2022, les délégations trouveront en annexe une note de discussion sur la directive concernant des règles communes pour les marchés intérieurs des gaz naturel et renouvelable et de l'hydrogène et le règlement sur les marchés intérieurs des gaz naturel et renouvelable et de l'hydrogène (refonte).

Note de discussion sur le règlement et la directive concernant les marchés du gaz et de l'hydrogène

Le 15 décembre 2021, la Commission a présenté une proposition de directive concernant des règles communes pour les marchés intérieurs des gaz naturel et renouvelable et de l'hydrogène et une proposition de règlement sur les marchés intérieurs des gaz naturel et renouvelable et de l'hydrogène (paquet "gaz"), ces propositions s'inscrivant dans le nouveau cadre de l'UE visant à décarboner les marchés du gaz, à promouvoir l'hydrogène et à réduire les émissions de méthane.

Les propositions ainsi que l'analyse d'impact, suivies du premier échange de vues entre les États membres, ont été présentées sous la présidence française. En juillet 2022, la présidence tchèque a entamé les négociations sur les propositions au sein du groupe "Énergie". Sur la base des premiers résultats de ces discussions, la présidence a présenté la première version révisée du règlement et de la directive le 9 septembre 2022 afin de permettre un examen plus approfondi au sein du groupe "Énergie" au cours des semaines suivantes.

Compte tenu des progrès accomplis à ce jour, et afin de fixer un cap pour les travaux à venir, la présidence propose à présent trois sujets de discussion, chacun comportant plusieurs options à examiner par les ministres.

1. Le calendrier de développement des marchés de l'hydrogène, l'accent étant mis sur la dissociation verticale des gestionnaires de réseau d'hydrogène

La proposition de la Commission prévoit un cadre réglementaire plus souple pour l'hydrogène au cours de la phase de montée en puissance du marché, mais, d'ici au 1^{er} janvier 2031, des règles plus détaillées devraient s'appliquer afin de faciliter l'intégration du marché et les échanges transfrontières. Certains États membres ont estimé que la date fixée pour cette transition réglementaire, à savoir 2030, n'offrait pas suffisamment de souplesse et de temps pour permettre au marché de l'hydrogène de se développer et d'atteindre une maturité suffisante. L'absence de date de fin harmonisée pour la période de transition au niveau de l'UE entraînerait toutefois un risque de divergences entre les systèmes réglementaires d'un pays à l'autre, ce qui pourrait entraver le développement d'un marché intérieur efficace.

Les règles proposées pour la dissociation verticale des gestionnaires de réseau d'hydrogène (*article 62 de la directive*) mettent à disposition le modèle de dissociation des structures de propriété. Il est proposé que le modèle de dissociation avec gestionnaire de réseau indépendant (GRI) soit disponible pour les réseaux d'hydrogène qui appartenaient à des entreprises verticalement intégrées au moment de l'entrée en vigueur du paquet "gaz". Un élément plus contesté est l'expiration du modèle de dissociation avec gestionnaire de transport indépendant (GTI) d'ici à 2031, certains États membres craignant que cela n'entrave le développement des réseaux d'hydrogène et, partant, des marchés, car les gestionnaires de réseau de transport (GRT) de gaz ayant adopté le modèle de dissociation avec GTI ne seraient pas incités à investir dans la conversion de leurs infrastructures.

La période de transition proposée pour les marchés de l'hydrogène d'ici la fin de 2030 figure dans plusieurs articles du paquet "gaz". Le règlement propose qu'à partir du 1^{er} janvier 2031, aucun tarif ne soit appliqué pour l'accès aux réseaux d'hydrogène aux points d'interconnexion entre États membres (*article 6 du règlement*), et que soit créé à la place un mécanisme de compensation pour financer l'infrastructure transfrontière entre les gestionnaires de réseau d'hydrogène concernés (*article 53 de la directive*). La proposition de directive prévoit que d'ici la fin de 2030, les États membres veillent à ce que soit mis en place un système d'accès réglementé des tiers aux réseaux d'hydrogène (*article 31 de la directive*) et que les gestionnaires de réseau d'hydrogène puissent bénéficier de dérogations pour les réseaux d'hydrogène existants et les réseaux géographiquement limités (*articles 47 et 48 de la directive*).

À cet égard, les ministres sont invités à se pencher sur les options suivantes:

- a) *Mettre en œuvre un mécanisme de réexamen concernant la date de transition réglementaire, fixée à 2031, au niveau de l'Union, dans le cadre duquel la Commission réexaminerait les conditions du marché en [2028], sur la base de critères préétablis (par exemple, le fonctionnement du marché, la concurrence, les effets de la divergence des règles sur les échanges transfrontières), et, le cas échéant, adopterait une décision visant à reporter la transition au niveau de l'Union.*
- b) *Reporter à l'année [X] la phase de transition pour les éléments d'organisation du marché de l'hydrogène.*
- c) *Préserver le modèle de dissociation selon un gestionnaire de transport indépendant (GTI) après 2030 pour les GRT de gaz existants utilisant ce modèle.*

2. Rabais sur les tarifs pour les gaz renouvelables et bas carbone dans le système de gaz naturel et tarifs transfrontières pour les réseaux d'hydrogène

I. Tarifs transfrontières pour les réseaux d'hydrogène dédiés

La Commission a proposé un modèle pour un futur marché de l'hydrogène sans tarifs transfrontières à partir du 1^{er} janvier 2031 (*article 6 du règlement*). Comme c'est déjà le cas pour les marchés de l'électricité, cela créerait des conditions de concurrence équitables pour la production d'hydrogène et éviterait un cumul des tarifs ("pancaking"), ce qui est important pour empêcher une augmentation des coûts pour les consommateurs finaux. La mise en œuvre d'un système de tarifs transfrontières nuls et de mécanismes appropriés de partage des coûts est peut-être plus réalisable à un stade précoce du déploiement des infrastructures d'hydrogène que sur un marché parvenu à maturité où ont été réalisés des investissements considérables dans les infrastructures. Afin de garantir le développement d'infrastructures d'hydrogène (transfrontières) en l'absence de tarifs transfrontières, un mécanisme de compensation financière entre les gestionnaires de réseau d'hydrogène est proposé (*article 53 de la directive*). Certains États membres préfèrent conserver le mécanisme tarifaire existant également pour l'hydrogène, tandis que d'autres souhaiteraient reporter l'application des tarifs transfrontières nuls aux réseaux d'hydrogène.

Par suite, les ministres sont invités à se pencher sur les options suivantes:

- a) *Mettre en œuvre un mécanisme de réexamen pour 2031 au niveau de l'Union, dans le cadre duquel la Commission réexaminerait les conditions du marché en [2028], sur la base de critères préétablis (par exemple, le fonctionnement du marché, la concurrence, les effets de la divergence des règles sur les échanges transfrontières), et, le cas échéant, adopterait une décision visant à reporter l'obligation d'appliquer des tarifs transfrontières nuls aux réseaux d'hydrogène.*
- b) *Reporter l'obligation d'appliquer des tarifs transfrontières nuls aux réseaux d'hydrogène jusqu'à l'année [X].*
- c) *Remplacer l'obligation d'appliquer des tarifs transfrontières nuls à partir du 1^{er} janvier 2031 par une décision commune des autorités de régulation nationales concernant les tarifs transfrontières, une décision finale étant prise par l'ACER en cas de désaccord.*

II. Rabais sur les tarifs pour les gaz renouvelables et bas carbone dans le système de gaz naturel

La proposition de la Commission prévoit différents rabais sur les tarifs dont le principal objectif est d'encourager l'adoption et les échanges transfrontières de gaz renouvelables et bas carbone (*article 16 du règlement*¹). Certains États membres ont fait valoir qu'il conviendrait d'accorder la priorité aux gaz renouvelables. D'autres ont indiqué craindre que les rabais sur les tarifs ne constituent pas un outil approprié pour accroître l'adoption de ces gaz et se sont déclarés préoccupés par la perte de recettes pour les gestionnaires de réseaux de transport de gaz réglementés et, par conséquent, par la possible augmentation du prix des gaz fossiles pour les clients finals.

À cet égard, les ministres sont invités à se pencher sur les options suivantes:

- a) *Établir une distinction entre les rabais pour les gaz renouvelables et bas carbone, c'est-à-dire fixer des niveaux de rabais différents pour les gaz renouvelables et bas carbone.*
- b) *Ne pas appliquer de rabais sur les tarifs à tous les points d'interconnexion, y compris les points d'entrée et de sortie à destination ou en provenance de pays tiers, tout en prévoyant que les États membres appliquent des rabais aux points d'entrée à partir d'installations de production de gaz renouvelables et bas carbone et aux points d'entrée et de sortie des installations de stockage.*
- c) *Ne pas appliquer de rabais obligatoires pour les gaz renouvelables et bas carbone, c'est-à-dire prévoir l'acquittement de l'intégralité des tarifs pour le transport des gaz renouvelables et bas carbone.*

¹ En vertu de l'article 16 du règlement, il y a lieu d'appliquer un rabais sur les tarifs de 75 % aux points d'entrée à partir d'installations de production de gaz renouvelables et bas carbone et un rabais de 75 % aux tarifs de transport à destination et en provenance des installations de stockage de gaz dans le système de gaz naturel. Un rabais sur les tarifs de 100 % doit être appliqué à tous les points d'interconnexion pour les gaz renouvelables et bas carbone dans le système de gaz naturel.

3. Injection

Le règlement oblige les GRT à accepter une injection d'hydrogène inférieure ou égale à 5 % aux points d'interconnexion entre États membres de l'UE à partir du 1^{er} octobre 2025 (*article 20 du règlement*). Dans le cas où des différences dans les pratiques d'injection entraînent des restrictions aux flux transfrontières, le processus de coordination transfrontière concernant la qualité du gaz (*article 19 du règlement*) s'applique. Certains États membres ne souhaitent pas injecter d'hydrogène dans leurs réseaux nationaux de gaz naturel et ont exprimé leur préférence pour le transport et l'utilisation d'hydrogène pur. D'autres préféreraient reporter la date d'application et réduire le niveau d'injection maximal afin d'éviter des coûts élevés et de limiter les risques éventuels.

Dès lors, les ministres sont invités à se pencher sur les options suivantes:

- a) *Modifier le niveau d'injection maximal aux points d'interconnexion pour le fixer à [X] %.*
- b) *Reporter l'application du niveau d'injection maximal aux points d'interconnexion au 1^{er} octobre [X].*
- c) *Ne pas fixer de niveau d'injection maximal harmonisé, c'est-à-dire laisser les États membres et les GRT frontaliers convenir bilatéralement des niveaux d'injection maximaux aux points d'interconnexion.*