



Conseil de
l'Union européenne

Bruxelles, le 16 décembre 2021
(OR. en)

**Dossier interinstitutionnel:
2021/0424(COD)**

**15096/21
ADD 6**

**ENER 561
ENV 1013
CLIMA 456
IND 388
RECH 568
COMPET 915
ECOFIN 1257
CODEC 1662
IA 209**

NOTE DE TRANSMISSION

Origine:	Pour la secrétaire générale de la Commission européenne, Madame Martine DEPREZ, directrice
Date de réception:	15 décembre 2021
Destinataire:	Monsieur Jeppe TRANHOLM-MIKKELSEN, secrétaire général du Conseil de l'Union européenne
N° doc. Cion:	SWD(2021) 458 final
Objet:	DOCUMENT DE TRAVAIL DES SERVICES DE LA COMMISSION RÉSUMÉ DE L'ÉVALUATION Accompagnant les documents: Proposition de directive du Parlement européen et du Conseil concernant des règles communes pour les marchés intérieurs des gaz naturel et renouvelable et de l'hydrogène Proposition de règlement du Parlement européen et du Conseil sur les marchés intérieurs des gaz naturel et renouvelable et de l'hydrogène

Les délégations trouveront ci-joint le document SWD(2021) 458 final.

p.j.: SWD(2021) 458 final



COMMISSION
EUROPÉENNE

Bruxelles, le 15.12.2021
SWD(2021) 458 final

DOCUMENT DE TRAVAIL DES SERVICES DE LA COMMISSION

RÉSUMÉ DE L'ÉVALUATION

Accompagnant les documents:

Proposition de directive du Parlement européen et du Conseil concernant des règles communes pour les marchés intérieurs des gaz naturel et renouvelable et de l'hydrogène

Proposition de règlement du Parlement européen et du Conseil sur les marchés intérieurs des gaz naturel et renouvelable et de l'hydrogène

{COM(2021) 803 final} - {COM(2021) 804 final} - {SEC(2021) 431 final} -
{SWD(2021) 455 final} - {SWD(2021) 456 final} - {SWD(2021) 457 final}

1. RESUME

1.1. Contexte et objet de l'évaluation

La présente évaluation accompagne l'analyse d'impact réalisée en vue d'améliorer le cadre réglementaire de l'UE applicable au marché intérieur du gaz (analyse d'impact pour le paquet "Marchés de l'hydrogène et du gaz décarboné"). Elle analyse dans quelle mesure la législation existante a atteint ses objectifs¹. L'analyse d'impact, quant à elle, vise à identifier et à évaluer les possibilités de réformer une nouvelle fois le cadre réglementaire.

La présente évaluation se concentre sur l'évolution des marchés du gaz, qui ont fait l'objet de plusieurs réformes législatives au cours des deux dernières décennies. La dernière réforme du cadre réglementaire, sur laquelle porte la présente évaluation, remonte à 2009. Elle fait partie du cadre généralement appelé le troisième paquet "Énergie". Ce train de mesures avait succédé à une première puis à une deuxième série d'actes législatifs phares adoptés respectivement en 1996 (premier paquet sur l'énergie) et en 2003 (deuxième paquet sur l'énergie). Le troisième paquet "Énergie" contient également le cadre réglementaire pour les marchés de l'électricité et l'établissement de l'Agence pour la coopération des régulateurs de l'énergie (ACER). Ces parties du troisième paquet "Énergie" ont déjà fait l'objet de refontes adoptées en 2019².

Le troisième paquet sur l'énergie avait pour objectif général l'achèvement du marché intérieur de l'énergie et la mise en place d'une union de l'énergie compétitive, sûre et durable. Il couvrait, en particulier, cinq grands domaines³:

- la séparation des fournisseurs d'énergie et des gestionnaires de réseau;
- le renforcement de l'indépendance des régulateurs;
- la création de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER);
- l'approfondissement de la coopération transfrontalière entre les gestionnaires de réseau de transport et la création des réseaux européens des gestionnaires de réseau de transport;
- des marchés de détail ouverts et équitables et la protection des consommateurs.

Le fonctionnement, le rôle, et la structure de l'ACER ont été très récemment examinés dans la refonte du règlement instituant l'ACER⁴, et ne seront visés par le présent rapport que lorsque cela sera spécifiquement pertinent pour l'évaluation d'autres domaines.

¹ Pour plus de détails voir les «lignes directrices pour une meilleure réglementation» de la Commission à l'adresse suivante: https://ec.europa.eu/info/law/law-making-process/planning-and-proposing-law/better-regulation-why-and-how/better-regulation-guidelines-and-toolbox_fr

² Dans ce qui suit, le troisième paquet «Énergie» sert de référence pour les principes et concepts applicables aux marchés du gaz et de l'énergie à l'époque, tandis que les aspects spécifiques au marché du gaz sont décrits sur la base du troisième paquet «Énergie». Pour l'évaluation du troisième paquet «Énergie» en ce qui concerne le marché de l'électricité, l'ACER et les aspects généraux, voir le rapport accompagnant l'initiative sur l'organisation du marché [SWD/2016/0412 final – 2016/0379 (COD)] <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/fr/TXT/?uri=SWD:2016:412:FIN>

³ La logique d'intervention du troisième paquet «Énergie» est établie dans l'analyse d'impact qui l'accompagnait à l'époque https://ec.europa.eu/smart-regulation/impact/ia_carried_out/docs/ia_2007/sec_2007_1179_en.pdf.

1.2. Principales conclusions

Progrès tangibles

De manière générale, les conclusions de l'évaluation confirment que le troisième paquet "Gaz" a contribué de manière positive à la concurrence et au fonctionnement des marchés intérieurs du gaz, en apportant des avantages concrets sur le plan commercial, qui se sont traduits par une augmentation nette du bien-être social.

Depuis l'entrée en vigueur du troisième paquet "Gaz" en 2011, l'évaluation montre que l'initiative visant à intensifier la concurrence et à éliminer les entraves à la concurrence transfrontalière sur les marchés du gaz a **généralement été efficace** et que le contrôle actif de l'application de la législation a **profité aux marchés du gaz et à leurs consommateurs**.

Le renforcement des règles de séparation a amélioré la concurrence et a contribué à limiter les problèmes de blocage des marchés. Ces derniers sont, de manière générale, moins concentrés et plus intégrés qu'en 2009. Les nouvelles règles visant à éliminer les entraves aux échanges transfrontaliers et à améliorer la coopération entre les gestionnaires de réseau de transport (GRT) et les régulateurs ont contribué à **l'accroissement de la liquidité** des marchés du gaz et à une **augmentation des volumes échangés, au niveau transfrontalier également**, et, partant, à une hausse de la concurrence sur les marchés de gros tout en contribuant à une formation équitable et solide des prix de gros.

En ce qui concerne les marchés de détail, le troisième paquet "Gaz", en conférant de nouveaux droits aux consommateurs, a clairement **amélioré leur position sur les marchés de l'énergie**. En effet, les nouvelles règles ont permis aux consommateurs de nombreux pays de mieux tirer parti de la concurrence naissante entre les différents fournisseurs avec, à la clé, une augmentation des changements de fournisseur. En outre, les consommateurs peuvent adresser leurs questions et réclamations à un point de contact unique et ont accès à des services de règlement extrajudiciaire des litiges (fournisseur-consommateur).

Obstacles persistants

Cependant, dans d'autres domaines, les avancées permises par les règles du troisième paquet sur l'énergie sur le plan de la poursuite du développement du marché intérieur du gaz au bénéfice des consommateurs **restent limitées**.

S'agissant des *marchés de gros*, la situation s'est améliorée depuis 2009. Comme indiqué dans le récent rapport 2020 sur l'état de l'union de l'énergie⁵, les marchés de gros du gaz se sont bien développés ces dernières années. Les volumes échangés sur les plateformes de gaz naturel ont atteint un niveau record en 2019. Cette tendance s'est poursuivie en 2020, la crise de la COVID-19 ayant eu une incidence négative sur les échanges et la demande de gaz. Le mécanisme néerlandais "Title Transfer Facility" (TTF) est en passe de devenir une référence également pour les échanges de gaz naturel liquéfié (GNL) au niveau international.

⁴ Règlement (UE) 2019/942 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 instituant une agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2019/942/oj?locale=fr>

⁵ Voir COM(2020) 950 final, disponible à l'adresse suivante: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/progress_on_internal_energy_market.pdf

La connectivité et l'accès aux différentes sources de gaz continuent également de s'améliorer. La corrélation des prix entre le TTF et d'autres plateformes en Europe du Nord-Ouest est élevée⁶. D'autre part, des différences s'observent toujours entre les États membres dans le développement des marchés, leur liquidité ainsi que l'intensité de la concurrence. La convergence des prix entre le TTF et les marchés du Nord-Est (Pologne, pays baltes et Finlande) ou du Sud-Ouest (Espagne, Italie) fait apparaître des différences de prix de 1 à 3 EUR/MWh ou plus au cours de l'année. Les effets de superposition ("pancaking")⁷ des tarifs pourraient en être une des causes, mais ne sauraient expliquer complètement les différences. Pour plusieurs États membres du Sud-Est, le rapport de l'ACER ne contient même pas de différences de prix car les données sont lacunaires en raison de l'absence d'indications sur les marchés ou sur les prix. Cela est dû au fait que la mise en œuvre des codes de réseau est toujours en cours ou en cours de transposition, et ne fait pas encore apparaître les résultats dans la pratique.

En ce qui concerne les *marchés de détail*, la concurrence pourrait produire de biens meilleurs résultats. Les prix de détail du gaz restent largement déterminés par les prix de gros, qui constituent la majeure partie de la composante "énergie" et qui se répercutent sur le prix de détail après plusieurs mois⁸. Dans certains pays, les prix du gaz pour les ménages semblent assez bas par comparaison avec les prix de gros et déconnectés de l'évolution de ces derniers.

Dans l'ensemble, les prix de détail du gaz, y compris les taxes et les prélèvements, ont augmenté en 2019 par rapport à 2018. Toutefois, comme ils suivent l'évolution des prix de gros avec un léger décalage dans le temps, ils devraient de nouveau baisser dans un avenir proche. Les prix du gaz pour les consommateurs résidentiels ont varié entre 33 EUR/MWh en Hongrie et 116 EUR/MWh en Suède. Le prix moyen dans l'UE était de 68 EUR/MWh. Ce sont les consommateurs luxembourgeois qui ont payé le moins de taxes et de prélèvements. Au Danemark, la part des coûts de production et de fourniture était la plus faible, tandis que la part des taxes et des prélèvements était la plus élevée⁹.

Plusieurs États membres appliquent des prix réglementés globaux pour le gaz sous une forme ou une autre, pratique susceptible d'entraîner de graves distorsions sur le marché.

S'agissant de la **protection des consommateurs**, par comparaison avec le secteur de l'électricité, le cadre du marché du gaz accuse un retard. La persistance de niveaux élevés de précarité énergétique dans de nombreux États membres, ainsi que la lenteur à laquelle sont élaborées des mesures appropriées pour remédier à la vulnérabilité des consommateurs et à la précarité énergétique, freinent l'approfondissement du marché intérieur de l'énergie.

De plus, la participation des consommateurs est insuffisante. Les frais de changement de fournisseur, tels que les frais de résiliation de contrat, restent un obstacle financier considérable à la participation des consommateurs. Le délai pour la procédure technique de

⁶ Inférieurs à 1 EUR/MWh pour 90 % des jours d'échanges en 2019 (ACER, MMR 2020, Gas Wholesale Markets Volume, p. 43).

⁷ À savoir le cumul de tarifs à payer par les négociants lorsqu'ils traversent plusieurs frontières pour transporter du gaz en raison de l'actuel système de tarifs d'entrée/sortie.

⁸ Rapport 2020 sur les prix et les coûts de l'énergie.

⁹ Rapport 2020 sur l'état de l'union de l'énergie.

changement de fournisseur est défini dans neuf États membres et varie de un à 15 jours (souvent bien plus long que pour changer de fournisseur d'électricité). En outre, le faible niveau de satisfaction des consommateurs en ce qui concerne leurs factures d'énergie¹⁰, et de compréhension des informations qu'elles comportent, laisse penser qu'il reste possible d'améliorer encore la comparabilité et la clarté des informations relatives à la facturation.

Les règles existantes sont silencieuses en ce qui concerne les nouveaux développements et la décarbonation du secteur de l'énergie

Si les principes du troisième paquet sur l'énergie ont permis d'en réaliser les principaux objectifs (par exemple, une concurrence accrue entre les fournisseurs), les récents développements sur les marchés du gaz et, en particulier, l'ambition de l'Union européenne de parvenir à une économie climatiquement neutre d'ici à 2050, rendent des adaptations indispensables.

En décembre 2019, la Commission a présenté le pacte vert pour l'Europe en tant que nouvelle stratégie de croissance européenne fixant clairement comme ambition de faire de l'Europe le **premier continent neutre sur le plan climatique d'ici à 2050**. Cet objectif, et celui de réduire de 55 % les émissions de GES d'ici à 2030 par rapport à 1990 (comme légalement requis par la loi européenne sur le climat¹¹), requièrent une transformation substantielle de l'économie européenne en une économie verte et compétitive avec des modifications fondamentales dans de nombreux domaines, y compris dans le secteur de l'énergie.

Les marchés de l'énergie devront s'adapter pour ouvrir la voie aux trajectoires technologiques exposées dans la stratégie à long terme de 2018 de la Commission intitulée "Une planète propre pour tous" et veiller à ce qu'elles puissent être réalisées de manière rentable et sans engendrer de perturbations. Pour parvenir aux objectifs de décarbonation, il sera nécessaire de **remplacer progressivement le gaz naturel** par des vecteurs énergétiques décarbonés, dont l'électricité, la chaleur produite à partir de sources renouvelables et les gaz décarbonés.

Les règles existantes relatives au marché du gaz ne sont pas **entièrement adaptées à la décarbonation** du secteur de l'énergie. Le cadre réglementaire actuellement applicable au gaz se concentre sur le gaz naturel d'origine fossile et n'anticipe pas pleinement l'émergence d'alternatives au méthane, telles que le biométhane, ou d'autres combustibles gazeux, notamment l'hydrogène. En outre, la plupart des gaz renouvelables sont produits de manière décentralisée et alimentent les réseaux de distribution locaux. L'organisation du marché du troisième paquet "Énergie" se fonde toutefois sur les flux issus de la production à grande échelle via le réseau de transport jusqu'aux réseaux de distribution et aux consommateurs finaux.

Enfin, les règles relatives au marché du gaz ne concordent pas nécessairement avec le cadre applicable à l'électricité, à l'efficacité énergétique et aux sources d'énergie renouvelables, y compris le chauffage et le refroidissement. Au contraire, compte tenu de la progression

¹⁰ Commission européenne (2016), «Second Consumer Market Study on the functioning of retail electricity markets for consumers in the EU».

¹¹ Règlement (UE) 2021/1119 du Parlement européen et du Conseil du 30 juin 2021 établissant le cadre requis pour parvenir à la neutralité climatique et modifiant les règlements (CE) n° 401/2009 et (UE) 2018/1999 («loi européenne sur le climat») (JO L 243 du 9.7.2021, p. 1).

croissante des sources intermittentes d'énergie renouvelable, le système énergétique dans son ensemble, englobant tant les marchés que les infrastructures, doit être **mieux intégré**. L'intégration et l'émergence progressives de nouveaux marchés de l'énergie entraînent une interconnexion accrue des infrastructures. Une approche plus holistique et plus inclusive en matière de planification des réseaux d'infrastructures pourrait par conséquent être exigée des gestionnaires de système, par opposition aux pratiques actuelles qui évoluent largement de manière compartimentée.

Sur le plan technologique, la capacité à produire des quantités croissantes de gaz d'origine renouvelable et bas carbone, y compris de l'hydrogène, a fortement augmenté. Elles ne sont toutefois pas compétitives en matière de prix par rapport à l'hydrogène actuellement produit à partir de combustibles fossiles, et nécessitent par conséquent un soutien. L'abolition des obstacles réglementaires permettra aux sources de gaz d'origine renouvelable et bas carbone de rivaliser sur le marché européen du gaz, en réduisant les coûts de production, en augmentant la rentabilité et en conduisant à la réduction des mesures de soutien et des aides d'État. Elle permettra également la fourniture de ces gaz à des États membres qui ne pourraient sinon pas répondre à leur demande interne.

Afin de mieux identifier les lacunes du troisième paquet "Énergie" en ce qui concerne l'intégration des gaz d'origine renouvelable et bas carbone, il convient d'évaluer les dispositions actuelles par rapport aux trajectoires susceptibles d'être adoptées pour parvenir à une économie climatiquement neutre. À titre principal, **deux trajectoires devraient émerger de manière parallèle**, l'une n'excluant pas l'autre. Elles devraient chacune se développer à leur propre rythme au sein de l'UE en ce qui concerne le champ d'application, la vitesse et le cadre géographique.

- (i) Des infrastructures liées au méthane dans lesquelles le gaz naturel sera progressivement (bien que pas entièrement) remplacé par d'autres sources de méthane (à savoir le biométhane, le méthane de synthèse et dans une certaine mesure l'hydrogène d'origine renouvelable ou bas carbone) en utilisant les infrastructures existantes.
- (ii) Des infrastructures parallèles liées à l'hydrogène dans un réseau dédié parallèle qui complètera progressivement le méthane.

Pour la **première trajectoire**, les règles existantes relatives au gaz, qui se concentrent sur le gaz naturel principalement importé depuis des pays tiers, ne tiennent pas compte des caractéristiques spécifiques de la production décentralisée des gaz d'origine renouvelable et bas carbone au sein de l'UE. La grande majorité des usines de biométhane actuelles au sein de l'UE sont raccordées au niveau de la distribution. Toutefois, le cadre réglementaire actuel n'anticipe pas d'injections de gaz décentralisés, ce qui signifie que la négociabilité du biométhane ainsi que son accès aux marchés et au réseau de gaz ne sont pas sur un pied d'égalité avec le gaz naturel d'origine fossile. Cela a une incidence sur l'analyse de rentabilité des producteurs de biométhane et, en fin de compte, sur les coûts pour atteindre les objectifs climatiques de l'UE.

L'intégration de parts plus élevées de gaz d'origine renouvelable et bas carbone dans le réseau pose également de nouvelles difficultés qui n'ont pas été initialement prévues par le troisième paquet "Gaz". Les volumes croissants de biométhane, d'hydrogène mais également de GNL ont une incidence sur la qualité du gaz et donc sur la conception de l'infrastructure gazière et des appareils des utilisateurs finaux. Les différences dans la qualité du gaz impliquent un risque de restriction au commerce transfrontalier et de fragmentation du marché. Toutefois, le cadre réglementaire actuel n'a pas été conçu en tenant compte de ces difficultés futures en matière de gestion de la qualité du gaz.

La **seconde trajectoire** n'a pas été anticipée par le troisième paquet "Gaz". Les règles actuelles relatives au marché du gaz ne tiennent pas compte du développement et du déploiement de grande envergure de l'hydrogène d'origine renouvelable et bas carbone dans le marché européen du gaz. Alors que la directive sur le gaz et le règlement sur le gaz s'appliquent à tous les gaz pouvant être injectés en toute sécurité dans le réseau gazier, ils ne s'appliquent ni aux réseaux d'hydrogène nouvellement construits ni aux réseaux de gaz naturel qui pourraient être modernisés pour intégrer le transport d'hydrogène pur.

L'hydrogène d'origine renouvelable et bas carbone est perçu comme un vecteur énergétique et une matière première prometteurs pour soutenir les efforts de décarbonation de l'UE, avec un décollage prévu de la demande dans les transports et l'industrie et des investissements considérables nécessaires déjà avant 2030. Un réexamen du cadre réglementaire actuel du marché du gaz est par conséquent nécessaire et a déjà été annoncé dans la communication de la Commission européenne intitulée "Une stratégie de l'hydrogène pour une Europe climatiquement neutre"¹². Compte tenu du potentiel différent qui existe au sein des États membres pour la production d'hydrogène renouvelable et bas carbone, un cadre de marché adapté pourrait permettre à l'hydrogène de jouer le rôle qui lui revient en tant que vecteur énergétique et comme facteur d'intégration du système énergétique au sein de l'UE.

S'agissant de la **sécurité d'approvisionnement**, même si les dispositions pertinentes du troisième paquet constituaient une avancée dans la bonne direction, elles ont rapidement été supplantées par la *lex specialis* contenue dans le règlement sur la sécurité de l'approvisionnement de 2010, qui a établi une gouvernance globale pour améliorer la résilience de l'Union aux ruptures d'approvisionnement en gaz, et dans les règles les plus récentes, adoptées en 2017, qui ont renforcé le rôle de la coopération régionale, de la solidarité et de la transparence en temps de crise. Cette évolution n'a pas été entièrement prise en considération dans les nouveaux actes législatifs relevant du troisième paquet (codes de réseau et lignes directrices).

Globalement, le troisième paquet a partiellement rempli sa mission originale et instauré une approche stable fondée sur le marché, sur laquelle la législation future devrait s'appuyer. Pour autant, la concurrence au niveau de la vente au détail pourrait être largement intensifiée, et la protection des consommateurs encore renforcée pour faire profiter l'ensemble des consommateurs de l'UE de tous les avantages du marché intérieur. De plus, les règles existantes ne sont pas totalement adaptées pour faire face à la décarbonation du secteur gazier.

¹² COM(2020) 301 final.

Le champ d'application et la vitesse des objectifs climatiques de l'UE n'ont pas été entièrement anticipés par le troisième paquet, ce qui justifie clairement de mettre à jour les règles du marché pour qu'elles puissent pleinement contribuer à la réalisation d'une économie climatiquement neutre d'ici à 2050.