



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

PACTE VERT EUROPÉEN

MARS 2020

Contribution de la
Commission de régulation
de l'énergie

INTRODUCTION AUX FICHES DE POSITION DE LA CRE SUR L'AVENIR DE LA LEGISLATION EUROPEENNE

La Commission européenne appelle de ses vœux une Europe à zéro émission nette de gaz à effet de serre d'ici à 2050. Or, le secteur énergétique représente aujourd'hui la majeure partie de ces émissions et les régulateurs - à l'intersection entre la loi et le marché - ont un rôle à jouer pour accompagner sa transformation. Au-delà de la mise en œuvre de la législation européenne récemment adoptée avec le Paquet Énergie Propre, la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) entend participer activement à la réflexion sur les évolutions législatives à venir pour mener au mieux la transition vers une économie neutre en carbone.

Dans la continuité du colloque organisé le 15 février 2019 consacré à « La France dans l'Europe de l'énergie » et de l'appel à contributions qui a suivi, la CRE souhaite alimenter le débat sur les prochains enjeux de politique énergétique de l'Union européenne et sur les conséquences de ces évolutions pour la régulation.

A cette fin, la CRE a défini 10 thématiques relevant de son champ de compétences, sur lesquelles elle propose son expertise pour accompagner l'invention du système énergétique européen de demain.

Pour l'ensemble de ces thèmes, la CRE se positionne avec le souci constant de mettre en cohérence la vision européenne et les particularités nationales. Si une approche et une impulsion communes au niveau européen sont indispensables au succès de la transition vers un système énergétique sûr, abordable et sobre en carbone, il est essentiel que la réglementation européenne tienne compte des atouts et des contraintes des systèmes nationaux.

La législation européenne doit donc proposer un cadre suffisamment agile pour permettre l'innovation et les expérimentations à l'échelle nationale ou locale. La tentation de la surréglementation et de la rigidification du cadre légal actuel doit être évitée pour permettre l'émergence de nouveaux modèles. A cette fin, le respect du principe de subsidiarité garantit la liberté laissée aux Etats membres de choisir les moyens techniques adaptés aux caractéristiques de leurs marchés pour atteindre au mieux les objectifs communs fixés par les textes européens.

La CRE rappelle ces principes de gouvernance de la politique européenne de l'énergie dans sa Fiche n° 1.

Plusieurs fiches exposent ensuite la position de la CRE sur le rôle du gaz et les enjeux du secteur gazier. La CRE insiste sur les spécificités de fonctionnement du système gazier et appelle à la mesure dans la symétrie envisagée entre les législations européennes du gaz et de l'électricité (Fiche n°2). Elle insiste sur la pertinence du modèle actuel d'organisation du marché du gaz fondé sur le principe d'une tarification du transport qui reflète les coûts de réseaux (Fiche n° 4). La CRE souligne également le succès de la régulation du stockage de gaz mise en place en France. A ce titre, la législation européenne doit préserver la juste flexibilité qui a permis l'élaboration de ce nouveau cadre afin que d'autres pays puissent éventuellement s'en inspirer (Fiche n°5). Enfin, la CRE insiste sur les opportunités offertes par le nécessaire développement du gaz vert et d'une approche transsectorielle entre les secteurs gazier, électrique voire des transports et de l'agriculture (Fiches n° 6 et 7).

Par ailleurs, les réseaux jouant un rôle essentiel dans la transition énergétique, la CRE détaille sa position sur les moyens d'une meilleure planification des infrastructures et sur la pertinence des investissements dans de nouveaux réseaux de gaz et d'électricité (Fiche n° 3 et 8). Elle partage également sa position sur l'optimisation de l'utilisation des interconnexions électriques (Fiche n°9).

Enfin, la CRE souhaite se prononcer sur les modalités de surveillance de l'intégrité des marchés de gros de l'énergie qui sont devenus un facteur majeur de la formation des prix de l'énergie, afin d'appeler à un bilan de l'efficacité du système mis en place par le règlement européen REMIT (Fiche n° 10).

Par ces fiches, la CRE veut apporter sa contribution à la construction d'une législation européenne qui prend en compte l'histoire des systèmes énergétiques de chacun des Etats membres. L'Union européenne, avec le prochain « Pacte vert, » pourra ainsi promouvoir un modèle qui puisse résister à l'épreuve des décennies tout en répondant à l'urgence climatique.



FICHE THÉMATIQUE N° 1

Gouvernance et subsidiarité de la politique européenne de l'énergie

La CRE souhaite attirer l'attention sur les effets contreproductifs d'une législation trop détaillée et trop technique. Il est important que les textes européens fixent un objectif commun tout en laissant aux Etats membres une liberté quant au choix de moyens techniques adaptés aux caractéristiques de leurs marchés. Les textes européens mériteraient d'être rééquilibrés vers plus de subsidiarité et de proportionnalité en application de la communication en date du 23 octobre 2018 de la Commission¹. Il faut tirer les leçons du paquet énergie propre pour tous les Européens à cet égard et ne pas tomber dans le même écueil lors des travaux d'actualisation d'un paquet décarbonation, en particulier, et de tout nouveau texte de manière plus générale. Il convient d'avoir un retour d'expérience avant de nouveaux choix législatifs. Enfin, un règlement, et à plus forte raison une directive, ne devraient pas prescrire des dispositions qui relèvent d'un acte technique d'exécution, sauf à générer une complexité sans grande valeur ajoutée. Il convient de respecter une certaine hiérarchie des normes.

Un cadre institutionnel et réglementaire lisible, prévisible et fonctionnel

L'adaptation du secteur de l'énergie aux enjeux de la lutte contre le changement climatique représente un défi majeur, tant par son ampleur (développement des énergies renouvelables, émergence de nouveaux usages et de nouvelles flexibilités, etc.) que par son urgence. Une prochaine évolution des règles régissant le fonctionnement du marché européen du gaz constitue une opportunité de remplir les objectifs climatiques de l'UE tout en continuant à maîtriser le coût de la transition énergétique pour les consommateurs et en contribuant à assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement de l'Union.

La confiance et l'implication des citoyens et des acteurs locaux dans le marché de l'énergie, essentiels au succès de la transition énergétique et à la dynamique de décentralisation des moyens de production qui l'accompagne, nécessitent un cadre institutionnel et réglementaire lisible, prévisible et fonctionnel. Mais il est impératif de veiller à ce que celui-ci reste suffisamment souple pour s'adapter aux évolutions du marché et tirer parti des retours d'expérience tout en offrant un environnement propice à l'innovation.

La CRE rappelle que de nombreux progrès réalisés jusqu'ici en matière d'harmonisation des règles de fonctionnement des marchés et d'optimisation de l'utilisation des infrastructures transfrontalières ont été accomplis grâce aux initiatives communes que les régulateurs européens ont mises en place au sein du CEER et dans le cadre de l'Agence de Coopération des Régulateurs (ACER). La marge de manœuvre laissée par la législation européenne aux Etats membres pour mettre en œuvre les moyens les plus efficaces aux situations données est essentielle à l'atteinte des objectifs européens. La complexité nécessaire à la poursuite de l'intégration des marchés européens de l'énergie implique un subtil équilibre entre la définition d'objectifs européens ambitieux et la latitude laissée aux Etats membres (et/ou régulateurs nationaux) pour prendre les mesures les plus adaptées aux caractéristiques nationales tout en coopérant activement avec leurs voisins.

Limiter l'inflation législative

L'augmentation considérable du volume des propositions contenues dans le « Paquet énergie propre pour tous les Européens » ainsi que leur niveau de détail pose la question de la proportionnalité des mesures envisagées, et celle de la pertinence d'inclure des règles extrêmement détaillées dans les actes législatifs.

¹ COM(2018) 703 final - COMMUNICATION DE LA COMMISSION AU PARLEMENT EUROPÉEN, AU CONSEIL EUROPÉEN, AU CONSEIL, AU COMITÉ ÉCONOMIQUE ET SOCIAL ET AU COMITÉ DES RÉGIONS Les principes de subsidiarité et de proportionnalité: renforcer leur rôle dans l'élaboration des politiques de l'Union

Certaines dispositions du « Paquet énergie propre » intègrent maintenant des règles qui étaient jusqu'à présent du ressort d'actes de mise en œuvre tels que les codes de réseau. La CRE estime qu'il est, à l'avenir, nécessaire d'évaluer soigneusement les raisons et la proportionnalité de tout changement de niveau législatif : ne pas le faire risque de favoriser les réflexes anti-européens et rendrait plus difficile toute évolution ultérieure.

Privilégier le retour d'expérience comme moteur de toute évolution législative

L'approche graduelle par laquelle a été bâti le marché intérieur de l'énergie a montré son efficacité. Face à la complexité de l'intégration des marchés sur les plans institutionnels et réglementaires comme sur le plan technique, il est indispensable de s'assurer du maintien d'une marge de manœuvre pour les Etats membres afin de pouvoir modifier ces règles à la lumière des retours d'expérience, et ce sans déstabiliser le marché.

Si la CRE comprend la volonté de la Commission de maintenir la dynamique d'intégration des marchés de l'énergie et donc le rythme d'émission de nouveaux textes, elle souhaite attirer l'attention sur le temps nécessaire pour mettre en place les mesures d'harmonisation, souvent complexes, prévues dans les textes européens (mesures pour l'harmonisation des conditions d'exploitation des infrastructures électriques européennes ou règles relatives à l'équilibrage). A titre d'exemple, 16 méthodologies pan-européennes doivent encore être approuvées par l'ACER sur la base du paquet de 2009 alors qu'un nouveau paquet, le Paquet énergie propre, vient d'être adopté en juin 2019. La crédibilité du travail de mise en œuvre souffrirait d'une réévaluation prématurée de certains textes.

La CRE considère qu'il convient de laisser le retour d'expérience orienter les choix législatifs. Trop de précipitation dans la définition de nouvelles obligations ou de nouveaux objectifs risque de s'avérer contre-productif si les mesures précédentes n'ont pas encore pu produire leurs pleins effets. Il serait aussi utile de mettre en place des mécanismes de suivi pour évaluer les effets de la législation en vigueur.

En matière gazière, les efforts consentis pour mettre en œuvre les codes de réseau en vigueur devraient être poursuivis avant toute autre chose. La CRE souhaite rappeler que le code de réseau sur l'équilibrage des réseaux de transport de gaz n'est en vigueur que depuis le 1^{er} octobre 2015 et que le code de réseau sur l'interopérabilité et les échanges de données est contraignant depuis le 1^{er} mai 2016. Enfin, le code de réseau sur l'harmonisation des structures tarifaires des réseaux de transport n'est, lui, pleinement contraignant que depuis le 31 mai 2019. Aussi, il convient de disposer d'un retour d'expérience clair avant de rouvrir les discussions sur ces éléments ou d'introduire certaines dispositions de ces textes dans une directive ou un règlement.

Enfin, il pourrait être proposé que ce retour d'expérience puisse intégrer de façon systématique la valeur ajoutée que pourrait représenter une harmonisation des règles au niveau européen, eu égard d'une part à la complexité du dispositif, et de son impact au bénéfice des consommateurs et du marché intérieur d'autre part. Ainsi la preuve de la plus-value du niveau européen devrait être si ce n'est démontrée, au moins explicitée au regard des retours d'expérience dans le domaine.

Traduire le principe de subsidiarité dans les modalités de prises de décisions au niveau européen

La refonte du règlement de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) dans le cadre du « Paquet énergie propre » s'est traduite par une modification de l'équilibre des pouvoirs entre le directeur de l'Agence d'une part, choisi parmi une liste proposée par la Commission européenne, et le Conseil des régulateurs d'autre part, où siègent chacune des autorités de régulation nationale. La CRE est convaincue que le Conseil des régulateurs doit rester au centre du processus de prise de décision de l'Agence et être en mesure d'apporter son expertise et de peser sur les décisions de l'Agence de manière effective. Le nouveau règlement ACER confère certes aux régulateurs un droit d'amendement des propositions de décisions de l'ACER – dont la prise en compte reste à la discrétion du directeur – mais les règles de vote sont définies de telle sorte (majorité des 2/3 des régulateurs selon le principe d'un régulateur/une voix) qu'une décision peut être théoriquement adoptée contre l'avis des régulateurs des 9 plus grands pays de l'UE, représentant près de 80% de la population.

Dès lors, dans un éventuel nouveau paquet législatif, il est essentiel que toute nouvelle compétence attribuée à l'ACER se fasse dans le respect scrupuleux du principe de subsidiarité. Etant donné l'équilibre des pouvoirs, issu du nouveau règlement ACER, entre le conseil des régulateurs et le directeur de l'Agence, il est essentiel que les compétences de l'ACER se limitent à des questions de nature purement transfrontalières, qui seules peuvent justifier que les décisions soient prises sans l'adhésion totale de chacun des Etats concernés.

Enfin, la poursuite de l'objectif d'une meilleure et plus grande intégration des marchés n'implique pas nécessairement l'harmonisation par principe de paramètres techniques qui pourrait réduire la possibilité de prendre en considération les spécificités nationales. En effet, l'atteinte de cet objectif repose sur un juste équilibre entre la fixation d'objectifs européens précis (sans être nécessairement prescriptifs) et la définition des mesures de mise en œuvre au niveau national de manière coordonnée entre Etats.



FICHE THÉMATIQUE N° 2

Le « mirroring » : convergence et divergence des législations pour le gaz et l'électricité

La CRE appelle à une grande prudence quant à la tentation d'un parallélisme systématique entre les législations relatives à l'électricité et au gaz. En effet, il existe de nombreuses différences entre ces deux sources d'énergie et entre leurs secteurs respectifs. De ce fait, la symétrie entre la législation européenne du gaz et celle de l'électricité devrait se limiter aux sujets transversaux, en particulier à ceux qui sont liés à la transition énergétique, à savoir : l'intérêt des consommateurs et le rôle des gestionnaires de réseaux.

Le « Paquet énergie propre pour tous les Européens », entré en vigueur le 4 juillet 2019 pour ses derniers éléments, apporte un certain nombre d'avancées législatives dans le secteur de l'électricité, tant sur les marchés de gros que sur les marchés de détail. La Commission européenne a émis le souhait, dans un éventuel nouveau « Paquet décarbonation », d'adapter par symétrie (*mirroring*) au secteur gazier certaines évolutions contenues dans le Paquet énergie propre.

Des différences entre le gaz et l'électricité

Le gaz et l'électricité sont des énergies de nature différente : le gaz est une énergie primaire et substituable alors que l'électricité est un « vecteur d'énergie » ou une énergie « secondaire », non substituable pour de nombreux usages et issue de la transformation d'énergie primaire. Les propriétés physiques de l'électricité la rendent difficilement stockable à grande échelle et la production doit à tout moment correspondre à la consommation afin d'éviter les *black-out*. Le transport répond à des lois physiques particulières qui font que les transactions commerciales génèrent des flux qui ont des effets sur l'ensemble du réseau. Ajoutons que le transport d'électricité sur une longue distance est relativement peu efficace du fait des pertes physiques sur les lignes, même si d'importants progrès techniques ont été réalisés, notamment sur les lignes à courant continu. L'électricité a donc vocation à être produite à proximité des consommateurs. L'organisation du marché de l'électricité, quant à elle, consiste à faire appel aux différentes techniques de production selon leur coût croissant. Le marché européen est ainsi constitué de zones dans lesquelles le marché de gros établit un prix en fonction du niveau de l'équilibre offre/demande, ce qui revient à classer les différents moyens de production selon leur coût marginal jusqu'à satisfaire l'ensemble de la demande à chaque instant.

Pour leur part, les approvisionnements de gaz dépendent de la localisation des ressources naturelles exploitées, qui se trouvent majoritairement en dehors de l'Union européenne (Norvège, Russie, Algérie, Moyen-Orient, Etats-Unis). Le gaz peut être stocké dans des structures géologiques souterraines, ce qui permet notamment de faire face aux grandes différences de consommation entre l'hiver et l'été. Le transport de gaz offre davantage de souplesse que le transport d'électricité : la contrainte d'adéquation à court terme entre approvisionnement et consommation est moins stricte grâce au gaz contenu dans les conduites. Le marché du gaz est fortement influencé par des paramètres extérieurs, comme le prix du pétrole ou les prix pratiqués dans d'autres zones géographiques (Amérique du Nord, Asie), dont l'influence se transmet via le commerce de gaz naturel liquéfié, qui peut faire l'objet d'arbitrages entre continents. Les contrats d'approvisionnement de long terme et le transport international sur longue distance sont d'autres caractéristiques fortes du marché du gaz en Europe.

Enfin, en termes d'usages domestiques, le gaz est surtout destiné à des besoins de chauffage (eau, logements) alors que l'électricité est destinée à répondre à des besoins toujours plus nombreux qui résultent de développements de l'électromobilité, de l'usage massif des nouvelles technologies d'information et de communication. Gaz et électricité sont deux produits différents dans leurs temporalités, leurs développements ainsi que dans leurs potentiels de croissance à terme.

Un cadre législatif commun

Dans le 3^{ème} « paquet énergie » en 2009, le gaz et l'électricité ont été traités en parallèle et de manière symétrique. Ce paquet visait la mise en place de conditions de concurrence homogènes dans les États membres de l'Union européenne en vue de l'achèvement du marché intérieur de l'énergie. Il se composait de deux directives relatives aux marchés de l'électricité et du gaz (2009/72/CE et 2009/73/CE), de deux règlements concernant les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité (règlement (CE) n° 714/2009) et les conditions d'accès aux réseaux de gaz naturel (règlement (CE) n° 715/2009), et enfin du règlement (CE) n° 713/2009 créant l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER).

Son objectif était de renforcer, au niveau national, l'indépendance des gestionnaires de réseau de transport, désormais soumis à une procédure de certification menée par les autorités de régulation nationales, et d'accroître le degré d'harmonisation, l'indépendance et les compétences de ces autorités. Au niveau européen, le 3^{ème} Paquet a créé l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) et a réuni les gestionnaires de réseau de transport au sein des réseaux européens ENTSO (European Network of Transmission System Operators) pour l'électricité (ENTSO-E) et le gaz (ENTSO-G). Enfin, il prévoyait l'élaboration de « codes de réseau » pour harmoniser les conditions d'échanges d'énergie entre États membres.

Le « Paquet énergie propre », adopté en juin 2019, s'est, quant à lui, focalisé sur une révision des textes relatifs à l'électricité (règlement et directive) et de la gouvernance de l'ACER en souhaitant donner davantage de pouvoir au consommateur, mieux intégrer les énergies renouvelables, lever les obstacles aux échanges transfrontaliers et renforcer les pouvoirs de l'ACER sur ces questions. Aussi, pour conserver la cohérence du cadre réglementaire, certains éléments relatifs au gaz devraient être mis à jour. Cependant, la modification symétrique de textes régissant le gaz ne doit se faire que dans le respect des caractéristiques propres à chacun de ces secteurs. Il convient ainsi de ne pas imposer au secteur du gaz des mesures inapplicables techniquement ou injustifiables économiquement pour la seule satisfaction de symétrie des règlements.

Une adaptation pertinente pour donner de nouveaux droits aux consommateurs

La directive (UE) 2019/944 concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité consolide le principe de libre choix de fournisseur (article 4), les droits contractuels de base des consommateurs (article 10) et leur meilleure information sur la facture (article 18). La directive garantit également aux clients l'accès à des outils de comparaison des prix (article 14), à des compteurs intelligents (articles 19 à 21) et à des contrats dynamiques (article 11).

Ces nouveaux droits pourraient être adaptés de façon pertinente au secteur du gaz. L'obligation de déploiement des compteurs intelligents, moyennant une analyse coûts-avantages, qui est prévue en électricité dès la directive électricité 2009/72/CE (article 3 (11) et Annexe I) puis par les articles 19 à 21 de la directive (UE) 2019/944, pourrait être étendue au secteur du gaz. En France, depuis 2016 et jusqu'en 2022, 11 millions de clients gaz naturel seront ainsi équipés d'un compteur intelligent. Aussi, si des fonctionnalités communes pour ces systèmes intelligents de mesure sont envisagées au niveau européen (comme c'est le cas en électricité à l'article 20 de la directive susmentionnée), il convient de s'assurer que ces fonctionnalités soient compatibles à celles des compteurs déjà déployés. Enfin, les informations devant figurer sur les factures doivent rester claires et concises afin de ne pas générer de confusion pour les clients.

Les dispositions relatives à l'autoconsommation et aux communautés d'énergie renouvelable (articles 21 et 22 de la directive (UE) 2018/2001 sur la promotion des énergies renouvelables) ainsi que celles relatives aux communautés énergétiques citoyennes (article 16 de la Directive (UE) 2019/44) et celles relatives à l'effacement et à l'agrégation sont plus éloignées des caractéristiques du secteur gazier et ne semblent pas, à ce stade, être pertinentes dans ce secteur.

Enfin, les contrats à prix dynamiques ne semblent pas avoir vocation à être étendus au secteur gazier.

Adapter la gouvernance du marché européen

La prochaine législation sur le gaz pourrait utilement répliquer la création d'une entité européenne regroupant les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz Européen, sur le modèle de l'EU DSO créé par la directive « électricité » (articles 52 à 57 du règlement (UE) 2019/943 sur le marché intérieur de l'électricité). Cependant, il conviendra de laisser davantage de marge de manœuvre à cette nouvelle entité en matière de choix de modèle de gouvernance tout en prévoyant le même pouvoir de supervision de l'ACER. Cette nouvelle entité pourrait permettre un traitement collégial des problématiques propres au secteur du gaz (élaboration des codes de réseaux, exploitation des réseaux, intégration des énergies renouvelables et des nouveaux gaz, gestion des données). Elle pourrait également faciliter la coopération entre GRD et GRT gaziers au plan européen (déjà représentés dans l'ENTSO-G) afin de faciliter notamment la rédaction des plans d'investissements sur les réseaux. L'EU DSO gaz pourrait enfin fluidifier le dialogue entre GRD électriques et gaziers au niveau européen.

La création de centres de coordination régionaux pour les gestionnaires de réseaux de transport de gaz (articles 35 à 47 du règlement (UE) 2019/943 sur le marché intérieur de l'électricité) ne semble pas pertinente puisque le

besoin de coordination pour la gestion des réseaux de gaz en temps réel est beaucoup moins prononcé que pour l'électricité. Par ailleurs, la responsabilité de la sécurité d'approvisionnement reste *in fine* du ressort des Etats-membres.

Enfin, le règlement (UE) 2019/942 instituant l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie devra également être revu pour inclure la supervision d'un éventuel EU DSO pour le gaz et la définition de son rôle dans l'élaboration et la mise en œuvre de nouveaux codes de réseau. Par ailleurs, il est important que le rôle d'arbitrage de l'Agence se limite aux aspects réglementaires de la mise en œuvre des codes de réseau et n'empiète pas sur ce qui relève du principe de subsidiarité. A titre d'exemple, en matière de tarif gazier, le rôle de l'ACER doit se limiter strictement à ce qui est défini dans le code de réseau sur l'harmonisation des structures tarifaires de 2017 (dit code « TAR » - règlement (UE)2017/460 du 16 mars 2017), à savoir surveiller le respect de certains principes, comme la transparence, la non-discrimination et l'absence de subvention croisée entre les flux domestiques et les flux internationaux.

Un « market design » spécifique au secteur du gaz

Le fonctionnement du système gazier (cf. la fiche thématique 4 sur le « market design » du gaz) est très différent de celui de l'électricité. Il faut donc rester prudent quant à la tentation d'appliquer de manière symétrique, au secteur du gaz, certaines dispositions régissant le système électrique.



FICHE THÉMATIQUE N° 3

Les investissements dans l'infrastructure énergétique transeuropéenne

Le « règlement infrastructures »¹ a pour objet le développement des infrastructures transeuropéennes nécessaires au bon fonctionnement d'un marché européen intégré de l'énergie. Datant de 2013, ce règlement a instauré un cadre cohérent permettant l'identification et le soutien de projets stratégiques à l'échelle européenne.

Cependant, la CRE considère que le règlement comporte certaines faiblesses qu'il conviendrait de corriger. En particulier, il est essentiel d'accorder aux régulateurs un rôle plus important dans le processus d'élaboration des outils sur lesquels se fonde la sélection des projets d'intérêt commun (PIC) ; de garantir une évaluation plus robuste et plus transparente du bien-fondé économique des projets candidats au statut de PIC ; de permettre la prise en compte des subventions européennes éventuelles dans la décision de partage transfrontalier des coûts ; et, pour ce qui est du gaz, de clarifier l'articulation du règlement infrastructures avec les mécanismes d'attribution des capacités prévus par le code CAM.

La CRE considère, par ailleurs, que le statut de PIC ne peut qu'établir une « présomption d'utilité » qui doit pouvoir être réévaluée par les autorités de régulation lorsqu'elles sont saisies concrètement d'une demande d'investissement concernant un projet d'infrastructure classé PIC.

Le cadre réglementaire européen pour les infrastructures énergétiques

Historiquement, les réseaux électriques et gaziers des pays européens se sont développés à l'échelle nationale. Les interconnexions internationales ont été réalisées dès les années 1950 et la construction européenne a donné une nouvelle impulsion au développement d'infrastructures transfrontalières, dans le but de créer un marché européen intégré de l'énergie. Afin d'approfondir l'intégration des systèmes électriques entre Etats membres, l'Union européenne a fixé aux Etats un objectif de déploiement des capacités d'interconnexion : d'ici 2020, les capacités d'interconnexion électrique d'un pays devront atteindre un seuil de 10 % de la capacité de production du pays. Pour 2030, cet objectif est porté à 15 %, sous réserve que les avantages potentiels des nouvelles interconnexions l'emportent sur leurs coûts.

Toujours dans l'optique de faciliter le développement de ces interconnexions, le législateur européen a défini un cadre spécifique, le règlement (UE) N° 347/2013 du 17 avril 2013 relatif aux infrastructures énergétiques transeuropéennes (le « règlement infrastructures »). Ce règlement instaure une procédure de sélection de projets d'intérêt commun (PIC) à l'échelle européenne et prévoit plusieurs mesures facilitant la réalisation de ces projets : une procédure d'autorisation à guichet unique et à durée limitée, la possibilité de partager les coûts d'investissement entre les pays tirant bénéfice du projet, des incitations et des subventions européennes provenant du Mécanisme pour l'interconnexion en Europe (MIE). La sélection des PIC s'appuie par ailleurs sur différents outils (les plans de développement des réseaux de gaz et d'électricité et les méthodologies communes d'analyse coûts-bénéfices), développés par les organismes représentant les gestionnaires de réseaux européens (ENTSO-E et ENTSOG).

Début 2020, cette procédure de sélection aura été menée à son terme pour la quatrième fois, aboutissant à une nouvelle liste de projets d'intérêt commun. Ces six années d'expérience doivent permettre de tirer un premier bilan de l'application du règlement.

¹ Règlement UE n° 347/2013 du 17 avril 2013 concernant les orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes

Le cadre européen actuel est approprié pour accompagner la mise en œuvre de projets d'intérêt commun.

La CRE considère que le règlement infrastructures propose un cadre cohérent permettant l'identification et le soutien de projets stratégiques à l'échelle de l'Union européenne.

- Il est à l'origine des règles et des méthodologies communes pour l'évaluation et la sélection des projets d'intérêt commun, structurant ainsi le dialogue à l'échelle européenne sur l'appréciation des projets candidats.
- Il a institué un processus de concertation entre tous les acteurs concernés, notamment les Etats membres, les régulateurs nationaux, les gestionnaires de réseaux, et les autres parties prenantes. Cette concertation permet un dialogue entre différentes parties prenantes sur les bénéfices des projets pour la collectivité.
- Il prévoit les mesures et incitations nécessaires pour faciliter la réalisation de projets complexes, et il consacre le principe selon lequel les projets qui présentent un intérêt européen peuvent bénéficier d'un soutien financier de la part de la collectivité européenne, notamment par le biais des subventions du Mécanisme pour l'Interconnexion en Europe (« MIE »).

Le cadre européen mériterait toutefois d'être amélioré, notamment pour garantir une plus grande efficacité économique dans le développement des projets transeuropéens.

La CRE considère que les projets d'intérêt commun devraient être sélectionnés sur la base de besoins et de bénéfices rigoureusement identifiés, et ce afin d'éviter des coûts échoués résultant d'investissements non essentiels.

A cet égard, la CRE considère que le règlement comporte certaines faiblesses qu'il conviendrait de corriger afin d'aller vers plus de flexibilité et de transparence.

- **Donner un rôle plus important aux régulateurs dans le processus d'élaboration des outils sur lesquels se base la sélection :** à l'heure actuelle, le règlement confie aux gestionnaires de réseaux, à travers leurs organismes européens (ENTSO-E et ENTSOG), le soin d'établir les scénarios, les plans de développement des réseaux et les méthodologies sur lesquels se fonde le processus de sélection des PIC. Malgré l'expertise reconnue de ces organismes, la CRE considère que cette répartition des rôles entraîne un risque de biais en faveur de la réalisation de nouvelles infrastructures aux dépens de solutions alternatives, ou d'autres projets portés par des parties tierces. Le rôle des régulateurs (en tant qu'autorités indépendantes au service de l'intérêt général) sur l'élaboration des scénarios, les plans de développement des réseaux et les différentes méthodologies liées devrait donc être renforcé (l'ACER pourrait ainsi disposer d'une compétence d'approbation sur ces documents). Les observations des régulateurs devraient par ailleurs être plus systématiquement prises en compte dans la procédure de sélection des PIC.
- **Une évaluation plus robuste du bien-fondé des projets candidats au statut de PIC :** afin d'assurer la robustesse de l'évaluation des projets, il est fondamental que l'évaluation se fonde sur une pluralité de scénarios suffisamment contrastés. Ceux-ci devraient inclure des scénarios en retrait par rapport aux objectifs de développement des énergies renouvelables, de façon à appréhender tous les « futurs possibles », étant donné les incertitudes portant sur l'évolution du système énergétique européen. De plus, les différents outils de modélisation doivent mieux prendre en compte les interdépendances entre les différents projets candidats et les solutions alternatives, y compris le renforcement des infrastructures existantes. Dans le cadre de l'analyse coûts-bénéfices qui doit permettre d'évaluer le bien-fondé du projet, il est important que l'ensemble des bénéfices pris en compte le soient dans le cadre d'une méthodologie harmonisée, partagée et rigoureuse. S'il est important d'appréhender les externalités positives que peuvent générer les projets, le statut de PIC ne saurait se baser sur des seuls critères qualitatifs, difficiles à évaluer, et doit permettre de soutenir des projets dont l'intérêt socio-économique a été prouvé de manière concluante. Enfin, le processus actuel d'évaluation des projets prévu par le règlement infrastructure introduit un risque de biais en faveur de solutions privilégiant la construction d'infrastructures là où des alternatives seraient mieux adaptées, notamment en termes de flexibilité et de stockage. Une réflexion devrait être menée pour favoriser la prise en compte de ces alternatives dans l'identification des besoins et l'analyse de la valeur des projets.
- **Une plus grande transparence des éléments sous-tendant la sélection des PIC :** les données et les modèles qui sont utilisés aux fins d'établir la notation et le classement des projets candidats en fonction de leur utilité devraient être accessibles aux parties prenantes ou, lorsque cela n'est pas possible pour des raisons de confidentialité, aux régulateurs.
- **Clarifier la compétence d'approbation des investissements du régulateur :** l'analyse des coûts et bénéfices d'un projet est nécessairement plus limitée et plus incertaine au stade de l'attribution du statut de PIC que celle effectuée par le régulateur lorsque ce dernier est saisi d'une demande d'investissement (alors que les caractéristiques du projet, ou le contexte économique et énergétique, ont pu sensiblement évoluer depuis son inclusion dans la liste des PIC). De ce fait, le statut de PIC ne peut qu'établir une « présomption d'utilité », susceptible d'être réévaluée par les autorités de régulation. En effet, celles-ci sont les dépositaires de l'intérêt général et doivent avoir toute latitude d'examiner les coûts et bénéfices allégués au moment de la sélection du

projet, ainsi que la méthodologie d'évaluation utilisée par les porteurs de projet. La possibilité pour les régulateurs des pays hôtes du projet d'approuver ou de rejeter une demande d'investissement (avant de se prononcer sur un éventuel partage des coûts du projet) devrait être clairement explicitée dans le règlement afin de réduire la confusion autour du rôle des différentes institutions. Les régulateurs des pays hôtes devraient également pouvoir se prononcer sur les pays tiers identifiés par les investisseurs comme concernés par le projet avant d'entamer les discussions de partage des coûts.

- **Une prise en compte des subventions européennes dans le partage transfrontalier des coûts :** le partage transfrontalier des coûts est un moyen efficace de faciliter la mise en œuvre d'un projet dont les coûts et les bénéfices ne sont pas répartis de manière symétrique entre les pays concernés. Cela dit, les nombreuses incertitudes dans l'appréciation des avantages et charges respectifs peut rendre l'accord sur un partage équitable difficile. Plutôt que de conditionner l'octroi d'une subvention européenne à l'existence d'une décision commune sur le partage des coûts, le règlement devrait reconnaître que c'est justement l'obtention d'une subvention européenne qui permettra souvent de trouver un tel accord. La CRE considère donc qu'il vaut mieux appréhender la décision des régulateurs sur le partage des coûts et l'octroi d'une subvention provenant du Mécanisme pour l'Interconnexion en Europe (MIE) de manière intégrée et simultanée.
- **Clarifier l'articulation entre le code de réseau sur les mécanismes d'attribution des capacités dans les systèmes de transport de gaz (Règlement (UE) 2017/459, dit « code CAM ») et le règlement infrastructures :** certaines parties prenantes ont émis une préférence pour la procédure, prévue dans le code CAM, de test économique afin de valider la mise en œuvre de nouvelles capacités sur la base de l'intérêt des acteurs de marché. De son côté, le règlement infrastructures prévoit une évaluation sur la base de la méthodologie d'analyse coûts-bénéfices développée par l'ENTSOG. Les deux procédures reflètent des logiques différentes pour la validation des investissements et peuvent de ce fait aboutir à des résultats contradictoires. La CRE considère qu'à tout le moins, l'articulation entre ces deux procédures devrait être clarifiée, par exemple en ajoutant une référence plus explicite au test de marché du code CAM dans le règlement infrastructures.



FICHE THEMATIQUE N° 4

Quelle organisation de marché pour le gaz ?

La CRE considère que le marché gazier européen fonctionne de façon satisfaisante, en particulier dans une vaste région au Nord-Ouest de l'Europe. Il présente un haut niveau de sécurité d'approvisionnement, avec une très bonne corrélation entre les différents pays, un bon niveau de résilience face aux accidents et aux variations climatiques. La CRE considère que les principes fondamentaux de l'organisation du marché européen du gaz ne doivent pas être remis en cause par les évolutions législatives à venir. Dans un système où les interconnexions sont une source majeure d'approvisionnement en gaz des pays européens (à la différence des interconnexions électriques), il est tout à fait logique que le coût de transport influence le prix du gaz sur chaque hub. Cela s'inscrit dans le principe de reflet des coûts inscrit dans les règles de l'Union européenne. Néanmoins, il n'est pas anormal qu'une réflexion s'engage sur ce sujet. La CRE insiste également sur l'importance d'une approche coordonnée des décisions nationales et régionales relatives à la réorganisation des systèmes gaziers, telles que les fusions de zones de marché, dès lors qu'elles ont un impact au-delà du pays concerné.

Le modèle de développement des échanges en gaz

Historiquement, les gazoducs internationaux ont été réalisés dans le cadre d'engagements de long terme de la part des importateurs européens qui ont assuré leur financement, créant ainsi les infrastructures sur lesquelles allait se construire le marché européen. Ces dernières années, sous l'impulsion de l'Union européenne, les interconnexions ont été renforcées, afin de permettre notamment d'accroître la liquidité sur les marchés nationaux, de développer la concurrence et de faciliter la gestion des réseaux par la mise en œuvre d'une assistance mutuelle en cas de crise d'approvisionnement. C'est notamment le cas en France où d'importants investissements dans de nouvelles capacités d'interconnexion ont été réalisés avec la Belgique, l'Allemagne, l'Espagne et la Suisse, essentiellement via des procédures d'appel aux marchés (« open seasons »), ce qui a conduit à doubler les capacités de transport transfrontalières entre 2005 et 2015. La France dispose désormais d'un système gazier solide, bien intégré au reste du marché européen, assurant une grande diversité d'approvisionnement.



Figure 1 Les réseaux de gaz en Europe de 1970 à aujourd'hui

Depuis la première directive, adoptée en 1998, la législation européenne a évolué vers une harmonisation de plus en plus forte des règles d'utilisation des réseaux dans l'Union européenne, notamment afin d'éliminer les obstacles réglementaires aux échanges transfrontaliers. Le modèle de marché actuellement en place est fondé sur des zones entrée-sortie avec hub virtuel reliées entre elles par les interconnexions. Il confie un rôle central aux marchés de gros sur lesquels sont fixés les prix de référence qui permettent d'organiser les flux transfrontaliers des zones où

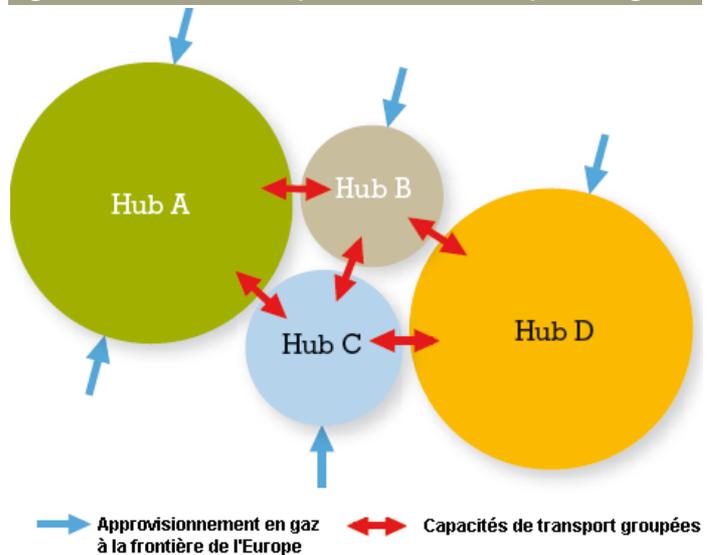
les prix sont bas vers celles où ils sont plus élevés. Les capacités de transport aux frontières sont attribuées aux enchères et font l'objet d'un tarif d'utilisation qui sert de prix de réserve aux enchères. La France a joué un rôle moteur dans la mise en place de ce modèle de marché, qu'elle a adopté dès 2003, évoluant progressivement vers une zone de marché unique, en service depuis le 1^{er} novembre 2018, ce qui lui permet aujourd'hui de disposer d'un marché liquide qui bénéficie à l'ensemble des consommateurs. Cette évolution a nécessité d'importants investissements, avec le renforcement des principales artères de transport, offrant à la France un système gazier souple qui apporte des bénéfices au-delà de ses frontières puisque l'Espagne se retrouve maintenant interconnectée avec un marché de grande taille bénéficiant de prix de gros corrélés avec le reste du marché européen. La France a porté une grande attention à la préservation des capacités d'interconnexion avec ses pays voisins. Ainsi les renforcements d'infrastructures ont permis de fusionner des zones françaises sans affecter les capacités de transport vers l'Espagne ou vers la Suisse ou l'Italie.

La levée des freins aux échanges transfrontaliers a été permise par l'élaboration et la mise en œuvre de « codes de réseau » et « lignes directrices » européens qui définissent les règles de fonctionnement des interconnexions gazières européennes. Cinq textes ont été adoptés depuis 2013. Ils portent sur la gestion des capacités de transport aux interconnexions, les règles pour l'équilibrage, l'interopérabilité des réseaux, l'harmonisation des structures tarifaires et la gestion des congestions.

Ces réformes sont un succès. La plupart des pays européens disposent de références de prix fiables et d'une pluralité de fournisseurs. Comme le relève l'Agence de Coopération des régulateurs de l'énergie (ACER), la réglementation européenne a permis une convergence progressive des prix entre hubs gaziers, en particulier pour les pays au centre de l'Europe et l'apparition d'un prix européen représentatif à l'échelle mondiale. Les différentiels de prix (« spreads ») sont plus élevés avec certains pays situés en périphérie, en raison de coûts de transport plus importants reflétés dans les « péages » aux frontières, et/ou d'une dépendance plus forte au GNL.

Ce succès est partagé par la Commission européenne qui notait dans son *Quatrième rapport sur l'union de l'état de l'énergie*¹ que 27 Etats membres ont un accès à deux sources d'approvisionnement gazier indépendantes et que la quasi-totalité des Etats membres ont accès au marché mondial du GNL. Par ailleurs, la Commission souligne que si l'engagement nécessaire est maintenu, l'Europe devrait disposer, d'ici 2020, d'un réseau gazier bien interconnecté et pleinement résilient en cas de choc.

Figure 2 Le modèle-cible pour le marché européen du gaz



Quels enjeux pour la prochaine organisation des marchés du gaz ?

Deux évolutions majeures pourraient modifier à l'avenir le rôle des interconnexions et le fonctionnement des marchés de gros gaziers : d'une part, la progression de la production de gaz d'origine renouvelable pourrait conduire à modifier l'organisation générale de la chaîne gazière avec l'émergence d'une importante production décentralisée. D'autre part, au cours des années à venir, un grand nombre de contrats d'importation de long terme va arriver à échéance. Ces contrats ont structuré le fonctionnement du marché européen en apportant des garanties de stabilité des approvisionnements et étaient associés à des réservations de capacités de transport aux interconnexions. Or, les réservations de capacités représentent un coût fixe pour les expéditeurs, relativement indépendant des volumes effectivement transportés, ce qui fait que ce coût n'est pas systématiquement répercuté dans les différences de prix entre marchés de gros. Ce phénomène a contribué à la convergence des prix en Europe.

Ainsi, l'extinction des contrats de long terme pourrait conduire à davantage de réservations de capacités d'interconnexion à court terme, en fonction des transactions effectivement réalisées sur les hubs. Cela pourrait se traduire par une plus forte intégration des tarifs de transport dans les prix de gros et recréer des écarts de prix modérés entre hubs européens. Ces écarts reflèteraient alors mieux les coûts associés au transit de gaz. Pour autant, la baisse des souscriptions de capacité à long terme ne doit en aucune façon conduire à une réduction des capacités de transport mises à disposition du marché aux frontières.

¹ « Quatrième rapport sur l'union de l'état de l'énergie » COM(2019) 175 final – 9 avril 2019

Rôle et perspectives pour le GNL dans l'Union Européenne

Le gaz naturel liquéfié (GNL) s'est imposé ces dernières décennies comme une composante clé du marché du gaz à l'échelle mondiale. Historiquement, les échanges de GNL se sont développés autour des principales zones de consommation : l'Asie du Nord-Est, l'Europe et l'Amérique du Nord. Ils se sont construits sur la base de contrats de long terme, qui ont permis de financer les infrastructures nécessaires.

Aujourd'hui, la demande de GNL est tirée par l'Asie, principalement par la Chine. Avec la croissance de la demande asiatique et le développement des transactions en dehors des contrats de long terme, l'Europe endosse de plus en plus le rôle de marché de dernier recours, ce qui a permis notamment la réorientation de surplus de GNL vers l'Europe en 2018 et 2019.

Alors que la production de gaz tend à diminuer en Europe et face à la dépendance par rapport à la Russie, l'accès au GNL est un enjeu essentiel pour l'Europe en termes de concurrence et de sécurité d'approvisionnement. Dans un contexte de croissance de l'offre mondiale (développement des capacités de liquéfaction aux Etats-Unis), l'Europe dispose de capacités d'importation importantes qui peuvent accueillir une hausse des volumes importés, à condition de maintenir l'attractivité du marché européen.

La qualité de l'intégration des marchés nationaux est ici cruciale. Cette intégration doit également encourager l'innovation, notamment autour de nouveaux services, plus flexibles (rechargement, transbordement), ou de nouveaux usages, appeler à réduire les émissions polluantes dans le secteur des transports (soutage et camions fonctionnant au GNL).

Position CRE

La CRE considère que le marché gazier européen fonctionne de façon satisfaisante, en particulier dans une vaste région au Nord-Ouest de l'Europe. Il présente un haut niveau de sécurité d'approvisionnement, avec l'absence de congestion significative, un bon niveau de résilience face aux accidents (comme l'a démontré le maintien de la sécurité d'approvisionnement en Europe lors de l'explosion au terminal de Baumgarten en Autriche en décembre 2017) et aux variations climatiques (notamment la vague de froid de l'hiver 2016/2017), démontrant également la flexibilité et la liquidité des marchés. Le niveau de convergence des prix est très élevé dans une très large région Centre-Nord-Ouest de l'Europe et les codes de réseaux ont permis de faciliter les échanges. Des améliorations sont par ailleurs également visibles dans les autres régions de l'Union européenne, grâce à la mise en place du modèle de marché européen. La CRE voit notamment les avantages suivants qu'il convient de préserver :

- les zones entrée-sortie sont un moyen très efficace de stimuler la concurrence, les infrastructures ont été mises à niveau pour faire fonctionner ces zones, il faut donc s'appuyer sur cet acquis ;
- les hubs donnent aujourd'hui des références de prix indispensables pour estimer la valeur du gaz et les différents services associés au fonctionnement du réseau ; les prix de gros apportent les signaux économiques nécessaires à une organisation efficace du marché ;
- les tarifs d'utilisation du réseau reposent sur un principe de reflet des coûts, cette approche permet d'allouer de manière équitable les charges de fonctionnement du réseau et d'adresser des signaux de prix pertinents à l'ensemble des acteurs.

En quelques années, le Nord-Ouest Europe est devenu une référence de prix du gaz à l'échelle mondiale, par l'intermédiaire du TTF, les autres hubs variant de façon très proche du TTF. Ceci est un succès majeur de la politique européenne du gaz.

Ainsi la CRE considère que **les principes fondamentaux de l'organisation du marché européen du gaz ne doivent pas être remis en cause par les évolutions législatives à venir**. Dans un système où les interconnexions sont la principale source d'approvisionnement en gaz des pays européens (à la différence des interconnexions électriques), il est logique que le coût de transport influence le prix du gaz sur chaque hub. Cela s'inscrit dans la logique de reflet des coûts inscrite dans les règles d'harmonisation des structures tarifaires de transport de gaz dans l'Union européenne. Les principaux inducteurs de coûts étant la capacité et la distance de transport, le coût de transport de gaz doit refléter le coût effectif des échanges et du transit de gaz entre places de marché.

Face aux interrogations de certains Etats sur le niveau de la tarification aux frontières nationales, la CRE souhaite rappeler l'importance qu'elle attache à la solidarité européenne. Toutefois les consommateurs finals des pays de transit ne peuvent pas porter seuls les coûts des investissements associés aux capacités fermes nécessaires à ce transit. Il n'est donc pas illégitime qu'une réflexion puisse s'engager sur ce sujet, comme le souhaitent certains pays.

En complément, la CRE insiste sur l'importance de la coopération entre autorités pour une bonne régulation du marché européen. Dès lors qu'une décision nationale a des effets par-delà les frontières du pays concerné, elle doit

faire l'objet d'un dialogue et d'une coordination suivis entre autorités de régulation. Ainsi la réorganisation des systèmes gaziers, telle que la fusion de zones de marché, ne doit pas remettre en cause les capacités d'échanges existantes entre les hubs gaziers, notamment pour ne pas créer de coûts échoués et recréer des congestions entre les pays européens. Toute décision éventuelle de réduction des capacités de transport aux frontières doit faire l'objet d'une procédure coordonnée comparable à celle existante pour les investissements aux interconnexions, et éviter ainsi des décisions unilatérales préjudiciables au fonctionnement du marché du gaz.



FICHE THEMATIQUE N° 5

Le stockage du gaz

La réforme du système français de stockage de gaz naturel du 1^{er} janvier 2018 visant à réguler l'accès au stockage de gaz naturel a été très positive : elle a en effet permis de renforcer la sécurité d'approvisionnement tout en abaissant le coût unitaire. La CRE, en plus d'approuver les modalités de commercialisation des capacités de stockage, fixe le niveau des charges à couvrir (en particulier les investissements à réaliser) ce qui permet de maîtriser les coûts de stockage supportés par la collectivité.

Les deux campagnes de commercialisation des capacités de stockage ont été un succès et ont permis de garantir la sécurité d'approvisionnement en gaz pour les hivers 2018-2019 et 2019-2020. Avec cette réforme, la France a atteint son objectif de garantie de sécurité d'approvisionnement en gaz à un coût maîtrisé pour la collectivité.

En garantissant un haut niveau de remplissage, la réforme du stockage renforce la capacité de la France à faire face à des événements exceptionnels. En outre, par la position géographique de la France et la taille de son système gazier, cette réforme contribue directement à la sécurité d'approvisionnement de l'ensemble de l'Union européenne. Le choix fait par la France montre les bénéfices que peut apporter une approche innovante, ce qui plaide pour une juste flexibilité du cadre réglementaire européen applicable à l'accès au stockage de gaz.

Le stockage du gaz naturel est un élément clé de la sécurité d'approvisionnement pour la France : les interconnexions et les terminaux méthaniers français ne permettent pas à eux seuls de faire face aux besoins lors des pics hivernaux de consommation. Ainsi, près de 40 % des volumes de gaz consommés en France durant l'hiver proviennent des installations de stockage détenues par les sociétés Storengy, Teréga et Géométhane. La France compte, au total, 12 sites de stockage, représentant un volume utile de 138,5 TWh et une capacité de soutirage de près de 2 400 GWh/j.

La réforme du régime français de stockage du gaz est un succès

Jusqu'à fin 2017, le régime d'accès au stockage de gaz naturel était négocié. Il comprenait une obligation pour les fournisseurs de disposer en début d'hiver d'un stock de gaz naturel correspondant à leur portefeuille de clients. Afin de se conformer à cette obligation, les fournisseurs devaient souscrire des capacités de stockage auprès des opérateurs de stockage qui, en vertu du principe d'accès négocié, fixaient librement les prix de leurs produits. Ce dispositif, peu transparent et coûteux pour la collectivité, ne permettait en outre pas de garantir un remplissage suffisant des stockages, les niveaux atteints les dernières années ayant abouti à des risques en matière de sécurité d'approvisionnement en cas d'hiver très rigoureux.

Ce système a été réformé au 1^{er} janvier 2018 avec l'abandon de l'obligation de stockage et l'introduction d'un nouveau régime de régulation :

- les sites de stockage nécessaires à la sécurité d'approvisionnement en gaz de la France sont fixés par le gouvernement dans la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) ;
- les sites en question sont désormais régulés : les opérateurs de stockage ont l'obligation de les maintenir en exploitation. En contrepartie, ils ont l'assurance que les coûts associés à cette exploitation seront couverts. Le revenu autorisé des opérateurs est fixé par la CRE ;
- les capacités de stockage sont vendues aux enchères, selon des modalités approuvées par la CRE, ce qui garantit la transparence et l'adéquation entre la valeur du stockage et les prix payés par les fournisseurs ;

- la différence entre les revenus autorisés des opérateurs et les revenus générés par la commercialisation aux enchères est couverte par un terme dédié dans le tarif de transport du gaz, reflétant ainsi le caractère d'intérêt général des stockages de gaz naturel.

Premier bilan de la réforme

Menée dans des délais contraints, en concertation avec les opérateurs de stockage et les acteurs de marché, la réforme du stockage est un succès majeur pour le système gazier français.

D'une part, les deux campagnes de commercialisation des stockages qui ont eu lieu depuis l'entrée en vigueur du régime régulé, en 2018 et 2019, ont été des succès : la totalité des capacités proposées ont été souscrites, ce qui a permis de garantir la sécurité d'approvisionnement en gaz pour les hivers 2018-2019 et 2019-2020.

Par ailleurs, la réforme du stockage a apporté de la transparence sur les coûts du stockage. En effet, c'est dorénavant la CRE qui fixe le niveau de charges à couvrir au titre de l'exploitation des sites de stockage en suivant un processus de consultation du marché analogue à celui suivi pour les autres infrastructures régulées.

Enfin, cette réforme s'est opérée à un coût maîtrisé pour la collectivité : en ramenant les coûts au volume stocké, le coût unitaire du stockage a chuté à 5,2 €/MWh en 2018, contre 7,5 €/MWh en moyenne en 2016.

La réforme de l'accès au stockage de gaz en France est une bonne nouvelle pour l'Union européenne.

En garantissant un haut niveau de remplissage, la réforme du stockage renforce la capacité de la France à faire face à des événements exceptionnels (vague de froid, crise d'approvisionnement). Elle consolide ainsi la robustesse du système gazier européen en apportant des garanties quant à la participation de la France aux mécanismes de solidarité conçus dans le cadre du Règlement (UE) 2017/1938, sachant que les attentes sont fortes en raison de la position centrale de la France dans le système gazier européen.

Les choix de régulation faits par la France sont adaptés à sa situation spécifique d'importateur, et sont éventuellement reproductibles. Ils montrent les bénéfices que peut apporter une approche innovante, ce qui plaide pour une juste flexibilité du cadre réglementaire européen.



FICHE THÉMATIQUE N° 6

Le gaz vert

Plusieurs technologies de production de gaz d'origine renouvelable (ci-après « gaz vert ») existent. Elles ont toutefois des degrés de maturité divers. La CRE considère que ces nouvelles technologies sont un atout pour décarboner un secteur encore largement fossile. En particulier, la CRE est convaincue de la nécessité, pour assurer l'avenir des infrastructures gazières, de réussir le développement du biométhane.

La CRE considère que si des dispositifs de soutien sont mis en œuvre pour stimuler le développement des gaz verts, ces derniers devront être conçus de sorte à susciter et à accompagner la baisse des coûts de production et à les maîtriser. Ces dispositifs doivent également tenir compte, de manière transparente, des externalités positives pour la collectivité¹, et doivent enfin à éviter une surcompensation des producteurs.

Par ailleurs, au vu des coûts induits pour l'adaptation des réseaux aux gaz verts, la CRE insiste sur l'importance que le développement de cette filière se fasse dans le respect du principe d'efficacité économique afin d'atteindre un coût optimisé pour la collectivité.

Enfin, la CRE considère que le cadre de régulation européen actuel permet aux acteurs de lancer de projets pilotes (*power to gas* notamment) sans qu'il soit nécessaire d'y apporter des modifications, mais en l'appliquant de manière souple et transparente.

L'objectif de développement du gaz vert

Alors que l'UE dispose d'importantes infrastructures et importe une forte proportion du gaz qu'elle consomme, substituer au gaz naturel des gaz d'origine renouvelable produits sur le territoire européen représente une opportunité à la fois pour réduire les émissions de CO₂, renforcer la sécurité des approvisionnements de l'UE et contribuer à l'aménagement du territoire. Accessoirement, c'est aussi une contribution au revenu agricole, aux enjeux de maintien des surfaces exploitées et au traitement des déchets.

Pour décliner ce concept en France, le législateur français a fixé en 2015, dans la loi sur la transition énergétique pour une croissance verte (LTECV), un objectif de 10 % de gaz renouvelable dans la consommation de gaz. Cela pose la question de savoir comment produire le gaz vert et quelle régulation mettre en place pour accompagner son développement.

Les technologies pour produire du gaz vert

Plusieurs technologies existent pour produire des gaz de synthèse, mais elles n'ont pas toutes le même degré de maturité en ce qui concerne l'industrialisation des procédés :

- **La méthanisation** est le procédé le plus mûr. De nombreuses unités de production sont déjà opérationnelles en Europe. La méthanisation consiste à produire du **biogaz** par le biais de la digestion anaérobie de matières organiques (cultures dédiées, résidus agricoles animaux ou végétaux, déchets organiques, boues de station d'épuration). Ce biogaz peut ensuite être épuré pour en tirer du **méthane susceptible** d'être injecté dans les réseaux de gaz naturel. La méthanisation présente des externalités positives qui ne sont pas encore complètement monétisées, dont en premier lieu la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Mais les partisans de la méthanisation avancent également d'autres avantages : la réduction des importations de gaz naturel ; l'amélioration de la balance commerciale ; la possibilité de recourir à l'infrastructure gazière existante ; la préservation de l'environnement ; le développement des territoires, de l'emploi rural et de l'économie circulaire. Cependant, les coûts de la méthanisation sont encore élevés, se situant entre 90 et 120 €/MWh en France, alors que le prix du gaz naturel en 2018 avoisinait les 25 €/MWh (sans toutefois prendre en compte le prix du CO₂). La filière est également dépendante de la disponibilité de matières premières en quantité suffisante.

¹ Incluant notamment une composante carbone

Enfin, se pose la question de la comparabilité des coûts compte tenu des externalités positives de la méthanisation.

- **La pyrogazéification** a pour objet la transformation thermique de biomasse solide en gaz combustible, qui pourra être utilisé à des fins diverses (chaleur, utilisations industrielles, injection dans le réseau de gaz naturel à la suite de sa méthanisation). Cette technologie en est encore au stade de démonstration, et elle est également tributaire de la disponibilité d'intrants.
- **La conversion d'électricité en gaz (power-to-gas)** se fonde sur l'électrolyse de l'eau, qui donne de l'**hydrogène**. Cet hydrogène pourra être utilisé tel quel (dans des procédés industriels en tant que carburant), ou il pourra être transformé en **méthane synthétique**. Le *power-to-gas* permettrait de valoriser l'électricité renouvelable produite de manière intermittente en la convertissant en un vecteur qui peut être injecté dans le réseau gazier pour être stocké ou consommé. La méthanation de l'hydrogène représente en outre un moyen de capter du CO₂. La technologie est actuellement en phase d'expérimentation, et son coût est encore incertain.

Les enjeux de régulation du gaz vert

L'arrivée de ces nouvelles technologies permettra de décarboner un secteur encore largement fossile, mais leur développement à grande échelle reste un défi qui appelle un certain nombre d'aménagements, notamment pour susciter la participation d'acteurs privés tout en maîtrisant le coût pour la collectivité.

Le premier enjeu est de définir précisément quels sont les procédés qui doivent être considérés comme verts, c'est-à-dire contribuant effectivement à la baisse des émissions de gaz à effet de serre. Cette question est cruciale puisqu'elle porte sur l'éligibilité éventuelle à des mécanismes de soutien, ainsi que sur la participation à des systèmes de garantie d'origine. En particulier et compte tenu du caractère potentiellement concurrent de la ressource par rapport à d'autres usages agricoles, les activités de production de gaz vert doivent s'inscrire dans une perspective de revenus supplémentaires et non pas substitutifs pour le secteur agricole.

Le deuxième enjeu porte sur l'adaptation du cadre de régulation, et notamment le périmètre de responsabilité des opérateurs de réseau, particulièrement au niveau de la distribution. A ce titre, la qualité du gaz et la capacité à gérer les injections dans les réseaux qui ne sont pas nécessairement compatibles avec le niveau de consommation du moment sont des sujets centraux. Les renforcements de réseau et solutions techniques développées doivent rester cohérents avec la valeur apportée par les projets de production de gaz verts.

Ainsi, la CRE formule les observations suivantes :

- **Maîtriser les coûts de développement des gaz verts** : les techniques de production de gaz vert présentent des coûts beaucoup plus élevés que les prix de marché du gaz fossile. La meilleure exploitation, le gain en expérience dans l'utilisation de ces nouvelles technologies ainsi que leur déploiement à plus grande échelle devraient permettre d'en réduire les coûts. Par ailleurs, le financement des externalités positives doit faire l'objet d'une réflexion, puisqu'il est aujourd'hui supporté par le « facteur énergie » du prix du gaz.

La CRE considère que les dispositifs de soutien devront être conçus de façon à susciter et à accompagner la baisse des coûts de production direct du gaz vert. Elle plaide pour :

- une lisibilité et une stabilité de la politique de soutien sur le long terme (en confortant le principe dans la législation sectorielle et dans les modalités prévues dans les lignes directrices sur les aides d'état);
- un recours aux appels d'offres territorialisés (pour s'adapter aux gisements de biomasse locaux) lorsque les conditions de concurrence le permettent, dans le but de sélectionner les producteurs les plus efficaces (des exceptions devraient être prévues pour les petites installations et pour les méthaniseurs agricoles) ;
- un recours aux contrats de gré à gré pour les filières particulièrement innovantes, où les appels d'offres peuvent s'avérer inefficaces ;
- la prise en compte de critères environnementaux concernant la biomasse et / ou les déchets utilisés, notamment un contrôle sur les plans d'approvisionnement (il s'agit de ne pas provoquer une surenchère dans la demande pour les intrants à usages multiples) ;
- privilégier la valorisation énergétique du gaz vert la plus pertinente en termes environnementaux, énergétiques et économiques (par exemple s'il y a une flotte captive de véhicules fonctionnant au gaz à proximité, son approvisionnement serait plus pertinent que l'affectation du gaz à la production électrique) ;

- la prise en considération de la situation des installations, de la disponibilité des réseaux et des profils de consommation dans les poches de réseaux, afin de minimiser les coûts de raccordement et de renforcement des réseaux (notamment rebours).
- **Une nécessaire maîtrise des coûts de réseaux induits par le développement des gaz verts:** les caractéristiques actuelles des réseaux de gaz naturel, qui ne couvrent pas le territoire européen de manière homogène, et dont la capacité d'accueil varie fortement d'un Etat membre voire d'une région à l'autre, doivent être prises en compte dans le cadre du développement du gaz vert et en particulier du biométhane injecté dans les réseaux. Au vu des coûts induits pour l'adaptation des réseaux, le développement de la filière doit se faire dans le respect du principe d'efficacité économique afin d'atteindre un coût maîtrisé pour la collectivité.
- **La possible apparition de réseaux d'hydrogène et leur régulation :** la place que prendra l'hydrogène dans le système énergétique de demain est encore difficile à anticiper. L'hypothèse d'une production à plus grande échelle pourrait entraîner la conversion d'une partie des réseaux de gaz naturel qui seraient sous-utilisés au transport d'hydrogène, voire même le développement de réseaux d'hydrogène propres. A ce stade, la CRE insiste sur la nécessité que les décisions relatives à la construction de réseaux dédiés au transport d'hydrogène résultent d'une véritable attente du marché. A plus court terme se pose la question de l'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz : quel niveau de concentration accepter ? Quels enjeux techniques notamment en terme de sécurité et de compatibilité avec les installations des consommateurs ? Une réflexion européenne accrue en la matière sous l'impulsion de la Commission européenne apparaît nécessaire.
- **La régulation des installations power-to-gas :** les installations de production de gaz vert (hydrogène ou méthane) à partir d'électricité renouvelable auront la particularité d'être situées à l'intersection entre le système électrique (dont elles soutireront l'énergie électrique nécessaire à la production) et le système gazier (vers lequel elles injecteront le gaz produit). Le *power-to-gas* est de ce fait souvent cité en exemple du couplage des secteurs électrique et gazier (cf. la fiche sur le couplage sectoriel). A ce stade, la CRE considère que la régulation actuelle n'est pas un frein au développement du *power-to-gas*. En particulier, les obligations de séparation entre les activités de production/fourniture d'énergie et celles de gestion des réseaux, ne font pas obstacle au lancement de projets pilotes. Enfin, la CRE estime que les conditions économiques d'un déploiement massif de ces technologies ne sont pas suffisamment réunies à ce jour pour engager des modifications de la régulation du secteur au-delà des opérations pilote dont l'enjeu est de stabiliser les hypothèses techniques et économiques d'usage de ces installations.



FICHE THÉMATIQUE N° 7

Le couplage sectoriel

Dans le cadre de ses réflexions sur la nouvelle législation en matière de gaz, la Commission européenne étudie les possibilités de couplage des secteurs du gaz et de l'électricité. L'intérêt d'une approche intégrée réside dans l'optimisation du fonctionnement de ces deux secteurs pour atteindre les objectifs climatiques tout en garantissant un approvisionnement en énergie à des coûts acceptables pour les consommateurs.

La CRE soutient l'objectif de développement d'une vision d'ensemble des systèmes électrique et gazier qui doit être articulé avec les politiques des secteurs de l'industrie, des transports, des déchets et de l'agriculture.

La CRE souligne également l'importance que la planification des réseaux de gaz et d'électricité soit pensée de manière conjointe par les gestionnaires de réseaux. Enfin, la CRE appelle à conserver une certaine flexibilité réglementaire pour ne pas entraver le développement d'activités contribuant au couplage sectoriel.

Le couplage sectoriel : un outil d'optimisation du fonctionnement du système énergétique

Les systèmes électriques européens sont globalement sur une trajectoire de décarbonation progressive, grâce à la part croissante des énergies renouvelables dans la production électrique partout en Europe (en France, le caractère décarboné existe déjà grâce au parc de production nucléaire). Or, les objectifs de réduction d'émissions de gaz à effet de serre fixés par l'Accord de Paris et au niveau de l'Union européenne ne pourront être atteints avec le seul « verdissement » du système électrique. D'autres secteurs de l'économie (gaz, agriculture, industrie, mobilité, chaleur) devront aussi réduire leurs émissions de carbone. Dans ces secteurs, les technologies permettant de réduire l'empreinte carbone requièrent des efforts supplémentaires pour être déployées à grande échelle. C'est de ce constat qu'est née l'idée d'une approche intégrée fondée sur une meilleure imbrication des différents secteurs qui permettrait de créer des synergies et donc de réduire à la fois l'empreinte carbone et les coûts du système dans son ensemble tout en augmentant sa flexibilité.

Le couplage sectoriel : une acception plus ou moins large

Le couplage sectoriel peut être entendu dans un sens étroit et dans un sens large.

Au sens étroit, le couplage sectoriel consiste à **relier les deux secteurs de production, de réseaux et de fourniture d'électricité et de gaz**. Au sens large, le couplage ne serait pas limité à ces deux secteurs, mais intégrerait **également les secteurs consommateurs d'énergie**, comme celui de la mobilité, de l'agriculture, de l'industrie ou encore de la chaleur.

Le couplage entre le gaz et l'électricité passe par des processus de conversion du gaz en électricité (« *gas to power* ») ou d'électricité en gaz (« *power to gas* »). De tels procédés permettent d'optimiser le fonctionnement des deux secteurs.

La **conversion de gaz en électricité** n'est pas un phénomène nouveau : c'est le principe à la base du fonctionnement des centrales thermiques à cycle combiné. Les multiples usages de ces centrales pour le seul secteur électrique (outre leur apport en termes de production, elles peuvent être un outil de flexibilité) illustrent, de manière générale, l'intérêt du couplage sectoriel pour l'ensemble du système énergétique. L'actif utilisé dans un secteur peut fournir des services de production, de flexibilité aux réseaux et aux utilisateurs d'un autre secteur et contribuer ainsi à son optimisation.

La **conversion d'électricité en gaz** est un processus n'ayant pas encore atteint la maturité économique. Des projets de démonstration sont actuellement en cours. Cette démarche repose en principe sur l'utilisation de l'électricité renouvelable produite en surplus pour transformer l'eau en hydrogène par un processus d'électrolyse. L'hydrogène peut ainsi être dédié à plusieurs usages (mobilité, industrie, injection directe dans les réseaux de gaz, dans une

proportion limitée) ou transformé en méthane de synthèse et injecté dans les réseaux et infrastructures de gaz pour être utilisé immédiatement ou de manière différée grâce aux stockages. Ces nouvelles sources de gaz permettent de recourir aux infrastructures gazières existantes et offrent la possibilité d'utiliser les infrastructures de stockage de gaz qui apportent de la flexibilité au système énergétique dans son ensemble. Cette flexibilité apportée par le système gazier sera particulièrement utile dans le système énergétique de demain caractérisé par une part importante d'énergies variables.

Le couplage des secteurs au sens plus large reposerait notamment sur l'utilisation du surplus de production d'électricité renouvelable aux fins suivantes :

- la production de carburants « propres », liquides ou gazéiformes, afin de décarboner le secteur des transports (« *power-to-fuel* ») ;
- la production d'intrants à l'industrie (« *power-to-chemicals* ») ;
- la génération de chaleur et l'alimentation de réseaux de chaleur (« *power-to-heat* »).

Certains secteurs consommateurs d'énergie pourraient aussi approvisionner le secteur énergétique en production, en flexibilité ou en stockage. Tel pourrait être le cas :

- de la recharge des véhicules électriques qui permettrait un pilotage optimisé du système électrique ;
- de la production de biométhane dans le secteur agricole à partir de masse organique (déchets agricoles ou même cultures intermédiaires à vocation énergétique – CIVE), de façon à l'utiliser en tant que combustible, carburant ou moyen de stockage ou encore afin de l'injecter dans les réseaux de transport ou de distribution de gaz naturel.

Les enjeux de la régulation du couplage sectoriel

Les technologies de couplage reposent sur des acteurs et sur l'utilisation d'actifs dont certains relèvent du secteur régulé et d'autres relèvent du secteur concurrentiel. De cette situation pourrait résulter un chevauchement, voire même un conflit, entre différents régimes (régulé et non régulé) applicables. Il faut donc s'atteler à une réflexion innovante.

L'exemple des installations de conversion d'électricité en gaz (*power-to-gas*) illustre ce cas de figure. Dès lors que l'électricité est convertie en gaz et que celui-ci est injecté dans les réseaux de transport ou de distribution de gaz naturel ou que du gaz est prélevé de ces réseaux pour en produire de l'électricité, l'installation de conversion pourra relever aussi bien du régime de régulation de l'électricité que de celui du secteur gaz. Cela pose un certains nombres de questions quant au rôle des opérateurs, aux tarifs applicables et aux incitations nécessaires :

- **Les gestionnaires de réseaux doivent demeurer des facilitateurs du développement des activités de couplage :** en vertu du régime de régulation applicable aux secteurs de l'électricité et du gaz, les gestionnaires de réseaux sont soumis à des règles de séparation patrimoniale qui leur interdisent d'exercer des activités de fourniture ou de production d'énergie, parfois même dans un secteur connexe (tel est le cas pour les GRT certifiés en modèle de séparation patrimoniale totale - dit « OU » - c'est-à-dire qui n'ont plus aucun lien patrimonial avec des actifs de production et de fourniture). Certes, ces règles garantissent une dynamique du marché de l'énergie qui repose sur un accès effectif et non discriminatoire aux infrastructures de réseaux détenues et exploitées par des opérateurs qui ne détiennent aucun intérêt dans la production ou la fourniture d'énergie. A droit constant, les gestionnaires de réseaux électriques certifiés en modèle OU n'ont donc pas le droit d'exercer des activités de production ou de fourniture de gaz par le biais de la conversion d'électricité en gaz. Il en va de même pour le couplage dans le secteur agricole : les gestionnaires des réseaux gaziers ne peuvent pas, en application du droit en vigueur, détenir ou exploiter des actifs de production de biométhane. La CRE estime nécessaire qu'une réflexion puisse s'engager sur ce point même si d'autres acteurs que les gestionnaires de réseaux doivent avoir toute leur place dans les installations de couplage.
- **Cadre de mise en œuvre :** le cumul de deux régimes différents de manière générale pourrait s'avérer dissuasif au couplage sectoriel. Il serait donc utile de réfléchir à un cadre spécifique pour les installations et les opérateurs intervenant dans le couplage afin de permettre leur émergence.

Prudence avant de légiférer

A ce stade, la CRE considère cependant que la plupart des applications de couplage susmentionnées (c'est-à-dire la conversion d'électricité en gaz et vice versa, ainsi que la conversion d'électricité renouvelable en carburants, intrants ou chaleur) n'ont pas encore atteint un niveau de maturité suffisant pour justifier la définition d'un cadre de régulation spécifique. Au contraire, légiférer maintenant risquerait de « rigidifier » la réglementation et de décourager de nouvelles innovations en matière de couplage sectoriel.

La CRE considère que la législation européenne actuellement en vigueur est encore adaptée aujourd'hui pour faciliter le développement de nouvelles applications de couplage entre les différents secteurs. En effet, le règlement (UE) n° 347/2013 concernant les infrastructures énergétiques transeuropéennes, impose aux gestionnaires de réseaux de transports réunis en groupement (ENTSO-e pour l'électricité et ENTSO-g pour le gaz) de développer un modèle cohérent et interconnecté de marché et de réseau pour l'électricité et pour le gaz¹. Par ailleurs, la CRE accueille favorablement la pratique des ENTSOs de réaliser des scénarios communs aux deux secteurs. Cela devrait avoir pour effet d'inciter les gestionnaires de réseaux à mieux prendre en compte les synergies entre l'électricité et du gaz dans leur travail de planification des réseaux.

Concernant la détention et l'exploitation d'installations de couplage, la CRE considère que ces activités ont vocation à être réalisées à l'échelle industrielle en priorité par les acteurs de marché plutôt que par les gestionnaires de réseaux.

Enfin, une éventuelle nouvelle législation doit être suffisamment flexible pour ne pas faire obstacle aux innovations qui ne peuvent pas encore être anticipées.

¹ Point 8 de l'article 11 du règlement UE n° 347/2013 du 17 avril 2013 concernant les orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes.



FICHE THÉMATIQUE N° 8

Le rôle des gestionnaires de réseaux dans la transition énergétique

La transition énergétique entraîne une évolution du rôle des acteurs du marché du gaz avec le développement de nouvelles formes d'énergie (gaz de synthèse), de nouveaux acteurs (agrégateurs) et de nouvelles installations (bornes de recharges GNV, installations « power to gas » etc.). Dans ce contexte, les gestionnaires de réseaux doivent continuer à être des facilitateurs du développement de filières innovantes. A cet égard, il est essentiel de ne pas bouleverser les principes fondamentaux de régulation du marché et en particulier, la séparation entre les activités régulées (de développement et d'exploitation des réseaux) et les activités concurrentielles (de production, de fourniture d'énergies, de borne de recharge de véhicules, etc.).

La CRE considère que les gestionnaires de réseaux n'ont pas vocation, dans le cadre de la régulation, à aller au-delà des missions de service public qui leur sont confiées, en se substituant aux acteurs de marché. Cependant, le soutien des gestionnaires de réseaux au développement de filières innovantes doit pouvoir se manifester par des prises de participation minoritaires ne leur conférant aucun pouvoir contrôlant sur les actifs concernés. De telles participations ne doivent, par ailleurs, pas donner lieu à une couverture tarifaire.

La CRE considère cependant qu'une réflexion est nécessaire sur ces sujets pour aboutir à une application efficace de ces principes généraux.

Avec la transition énergétique, l'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre passe par la mise en œuvre de nouvelles techniques de production ou d'utilisation de l'énergie afin de mieux valoriser les sources renouvelables. Dans le secteur gazier, les gaz de synthèse (biométhane, hydrogène, etc.) doivent se substituer au gaz naturel et permettre d'exploiter les surplus de production d'électricité verte. De nouveaux acteurs qui participent à une plus grande efficacité énergétique (agrégateurs d'effacement), ainsi que de nouvelles installations (bornes de recharges pour véhicules électriques ou fonctionnant au gaz (GNV), stockages d'électricité, etc.) font leur apparition. Dans ce contexte, certains gestionnaires de réseau souhaitent participer au développement des nouvelles filières et leur souhait doit être examiné.

La volonté des gestionnaires de réseaux de promouvoir de nouvelles activités, preuve de leur dynamisme, doit pouvoir s'exprimer sans toutefois porter atteinte aux principes d'organisation du marché de l'énergie qui ont fait leurs preuves jusqu'à présent. En effet, les gestionnaires de réseaux de transport (GRT) et de distribution (GRD) sont soumis, d'une part, à des obligations d'indépendance qui encadrent leurs possibilités de participer au développement d'activités de production et de fourniture et, d'autre part, à une obligation générale de non-discrimination vis-à-vis des utilisateurs de leurs réseaux. La CRE est attachée au respect de ces principes et considère que ces règles sont la garantie d'un développement harmonieux et concurrentiel des nouveaux usages sur le marché de l'énergie mais ne constituent pas un frein majeur au déploiement de nouvelles activités qui relèvent du domaine concurrentiel.

Le cadre général de régulation applicable aux activités de réseaux doit être maintenu

Les secteurs de l'électricité et du gaz sont organisés en secteur d'activités obéissant à des règles d'organisation et des obligations différentes. Si les activités d'exploitation des réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel sont monopolistiques et, à ce titre, régulées, celles de production et de vente aux consommateurs finals s'exercent sur des marchés concurrentiels.

La gestion des infrastructures de réseaux, réels supports de l'exercice de ces activités concurrentielles, est assurée par des sociétés juridiquement distinctes et indépendantes de celles qui exercent des activités de production et de

fourniture afin d'assurer un accès objectif, transparent et non-discriminatoire aux réseaux de transport et aux réseaux de distribution. Cet impératif d'indépendance passe notamment par l'absence de conflit d'intérêts entre les activités de réseaux et les activités de production et de fourniture, quel que soit le degré de séparation issu de l'application de la réglementation actuelle. La CRE considère donc que tout assouplissement de ces principes pour permettre aux gestionnaires de réseaux d'exercer des activités relevant du domaine concurrentiel doit être analysé avec prudence car la dynamique du marché de l'énergie est la source majeure de l'innovation.

La CRE tient également à rappeler que l'accès non discriminatoire aux réseaux est consubstantiel au développement de marchés ouverts et concurrentiels ainsi qu'à l'émergence de nouvelles filières dans le secteur énergétique.

Les gestionnaires de réseaux et leur diversification

La CRE considère que les gestionnaires de réseaux n'ont pas vocation naturelle à développer des activités allant au-delà de leurs missions de service public en se substituant aux acteurs de marché dans le cadre de leurs activités régulées. A ce titre, toute diversification, si elle est possible, de l'activité d'un gestionnaire de réseau dans les filières telles que la production de biométhane, le déploiement des bornes GNV ou IRVE ou toute autre activité qui relève du domaine concurrentiel doit respecter les principes du droit de la concurrence (interdiction de subvention croisée entre les activités régulées et les activités concurrentielles). Par ailleurs, les tarifs d'utilisation des réseaux n'ont évidemment pas vocation à couvrir des coûts ou des risques supportés par les gestionnaires de réseaux qui ne seraient pas liés à l'exécution de leurs missions de service public.

La participation des gestionnaires de réseaux au développement des filières biométhane et GNV est possible dans certaines conditions

Si les gestionnaires de réseaux manifestent une volonté croissante de participer au déploiement de ces nouvelles filières, la CRE insiste sur la nécessité qu'ils conservent leur fonction de facilitateur et que leurs pratiques respectent les règles de non-discrimination et d'indépendance. La CRE considère que la participation des gestionnaires de réseaux au développement de nouvelles activités doit se faire dans le respect de ces principes. Les règles de séparation patrimoniale qui s'appliquent aux gestionnaires de réseau ne sont pas un obstacle à la transition énergétique, au contraire, elles garantissent le développement efficace de nouvelles activités.

Dès lors, la participation des gestionnaires de réseaux au déploiement de nouvelles activités ne peut se faire que de manière encadrée et transparente.

Concernant les activités de production, la CRE souligne que seules des prises de participation, sans aucun droit associé, dans une société de fourniture ou de production, sont compatibles avec les obligations d'indépendance découlant des directives électricité (UE 2019/944) et gaz (2009/73/CE).

Concernant une éventuelle participation des gestionnaires de réseaux à une nouvelle dynamique dans la filière GNV, la CRE considère que les gestionnaires de réseaux n'ont pas vocation première à aller au-delà des missions de service public en se substituant aux acteurs de marché pour déployer et exploiter des bornes de recharge. En effet, dans la mesure où les stations GNV sont des utilisateurs du réseau, le fait pour un gestionnaire de réseau de développer une telle activité pourrait faire peser un risque de traitement discriminatoire au profit des projets auxquels il participe. S'agissant des stations GNV, la CRE considère que les gestionnaires de réseaux n'ont pas a priori vocation à se substituer aux acteurs de marché. Cependant, les gestionnaires de réseaux doivent pouvoir apporter leur soutien à ces filières par des prises de participations minoritaires sans droits associés de nature à leur conférer un contrôle sur ces actifs. Par ailleurs, de telles participations ne sauraient donner lieu à une couverture tarifaire.



FICHE THÉMATIQUE N° 9

Enjeux de l'utilisation des interconnexions électriques

Le nouveau règlement électricité (UE) 2019/942 a introduit un seuil minimal de 70 % des capacités d'interconnexion à allouer aux échanges transfrontaliers. Disposer de capacités optimales aux frontières est un objectif prioritaire pour la CRE, qui a été un des pionniers du développement du couplage des marchés en Europe. Afin que les bénéfices de cette mesure en dépassent les coûts, la mise en œuvre de cette obligation, sous le contrôle de la Commission et des co-législateurs, doit absolument se faire de manière pragmatique et proportionnée. La CRE s'attachera à vérifier que le seuil minimal de 70 % a été garanti sur les éléments de réseau et dans les situations temporelles où il est clé pour les échanges transfrontaliers et permet réellement d'augmenter les échanges entre zones de marché.

La CRE rappelle, en effet, que chaque pays est responsable du développement et du bon fonctionnement de ses réseaux nationaux. Il ne serait pas concevable que les conséquences d'un investissement insuffisant dans certaines zones, entraînant des coûts très élevés d'actions correctives, soient portées par les consommateurs d'autres pays qui ont déjà consenti des investissements importants dans leurs réseaux.

Les interconnexions électriques sont un des piliers du marché intérieur de l'électricité. Elles renforcent la résilience du système électrique, favorisent une exploitation efficace des moyens de production entre pays européens et facilitent l'intégration de la production d'électricité renouvelable grâce aux flexibilités qu'elles apportent. Cependant, leur utilisation optimale est actuellement dégradée par les congestions internes de certains réseaux européens. Pour pallier cette contrainte, le règlement électricité précité a introduit un objectif de 70 % des capacités d'interconnexion à allouer aux échanges entre Etats-membres. L'atteinte de ce seuil devrait entraîner des bénéfices, mais pourrait également engendrer des coûts importants dus à des actions correctives.

Interconnexions électriques et congestion

Le fonctionnement des interconnexions se fait selon un modèle de marché établi depuis plusieurs années où la fixation des prix par le marché de gros oriente les flux transfrontaliers des zones à bas prix vers celles où ils sont plus élevés. De cette façon, les coûts de production nécessaires pour assurer l'équilibre offre-demande sont en permanence minimisés à l'échelle européenne. Les marchés de l'électricité en Europe sont donc organisés selon un modèle zonal ; les limites de ces zones correspondent pour la plupart aux frontières des Etats Membres. Les réseaux des différentes zones de prix sont reliés entre eux par des interconnexions électriques¹.

Le modèle zonal implique que les flux d'électricité au sein de chaque zone ne sont en théorie pas restreints. A l'inverse, les flux d'électricité transfrontaliers sont limités par la capacité d'interconnexion entre les zones. Un modèle zonal se caractérise ainsi par des flux internes à une zone supposés illimités (et donc des zones sans congestion) et des flux transfrontaliers limités qui résultent d'un calcul de capacité coordonné.

Il est donc nécessaire de déterminer le niveau de flux maximal qui peut être alloué aux échanges transfrontaliers tout en respectant les limites de sécurité d'exploitation des réseaux nationaux. Ce processus dit de calcul de capacité est mis en œuvre par les gestionnaires du réseau de transport (GRT). Le règlement d'application relatif à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion² (règlement CACM) prévoit le développement de méthodologies coordonnées, en cours de développement par les Autorités de Régulation Nationales et l'ACER, harmonisant ce processus à plusieurs échéances temporelles dans différentes régions de calcul de capacité.

¹ En France, le solde net des échanges était positif de 60 TWh en 2018.

² Règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/HTML/?uri=CELEX:32015R1222&from=FR>

La France a été pionnière dans l'adoption d'approches de calcul et d'allocation de capacité permettant d'augmenter les échanges transfrontaliers. Ainsi, le marché de l'électricité français a été couplé avec les marchés belge et néerlandais dès 2007 avec l'appui de la CRE. La CRE a par la suite accompagné la mise en place d'un couplage fondé sur les flux (« *flow-based* ») en 2015 au sein de la région Centre-Ouest Europe, regroupant le Benelux et l'Allemagne. Des approches de calcul de capacité coordonné sont également en cours de développement sur les frontières avec l'Espagne, l'Italie et la Grande-Bretagne.

Dans les faits, les flux d'électricité au sein de chaque zone, déterminés par les échanges entre producteurs et consommateurs, peuvent excéder les capacités réelles des réseaux nationaux, créant des situations de congestion. Les GRT mettent alors en œuvre des actions correctives (*redispatching* ou échanges de contreparties)³ permettant d'assurer que l'équilibre des réseaux est maintenu. Toutefois, ces situations de congestion sur les réseaux nationaux ne sont pas sans effet sur les capacités d'interconnexion pouvant être mises à disposition des échanges transfrontaliers. Lorsque des éléments de réseaux nationaux sont déjà saturés, ils ne peuvent en effet plus accueillir des flux d'électricité générés par les échanges transfrontaliers.

Des phénomènes de congestion croissante ont été observés durant les dernières années dans un certain nombre de pays européens comme l'Allemagne, le Royaume-Uni ou l'Espagne. Ils s'expliquent par les transitions énergétiques rapides et massives, sans renforcement des réseaux suffisant pour compenser le bouleversement des flux d'électricité en découlant. Ces situations de congestion ont entraîné une explosion des coûts des actions correctives⁴ mais ont également eu un impact important sur les capacités d'interconnexion. Une situation de « pénurie » de capacité est notamment observée aux frontières de l'Allemagne : la production renouvelable étant localisée au nord du pays alors que la consommation est plutôt concentrée dans le sud, il existe des flux physiques nord-sud très importants. Compte tenu de l'insuffisance du réseau interne allemand pour faire passer ces flux, ces derniers transitent en partie par les réseaux voisins (par exemple en passant par les Pays-Bas, puis la Belgique et la France) et viennent saturer les capacités d'échange commerciales aux frontières allemandes. Ainsi, dans la région Centre-Ouest Europe, des cas fréquents d'échanges transfrontaliers très limités du fait de congestions importantes sur le réseau allemand ont conduit les régulateurs à imposer en avril 2018 une marge minimale de 20 % à réserver aux échanges transfrontaliers.

Sur le long terme, de telles situations pourraient être traitées soit par une reconfiguration – cependant très sensible politiquement – des zones de prix afin que leurs frontières reflètent les congestions récurrentes, soit par des investissements dans les réseaux nationaux.

Enjeux du seuil minimal de 70 % introduit par le Paquet Énergie Propre

Face à une utilisation des interconnexions électriques jugée insuffisante, le législateur européen a introduit un seuil minimal de 70 % des capacités d'interconnexion à allouer aux échanges transfrontaliers. En application des articles 14 à 16 du règlement électricité, ce seuil entrera en vigueur en janvier 2020. En cas de non-atteinte, les États Membres peuvent décider de mettre en œuvre des actions correctives, en répartissant les coûts selon le principe du « pollueur-payeur », de reconfigurer leurs zones de prix ou de mettre en œuvre des plans d'action visant à renforcer leurs réseaux nationaux afin de parvenir à 70 % d'ici 2025.

Dans la perspective d'atteindre un marché intérieur de l'électricité fonctionnel, la CRE partage pleinement l'objectif d'augmenter les capacités d'interconnexion pour les échanges transfrontaliers. La CRE s'est ainsi positionnée fortement, notamment dans la région Centre-Ouest Europe, pour que les situations de congestion sur les réseaux nationaux limitent le moins possible les échanges transfrontaliers.

Néanmoins, le seuil minimal de 70 % applicable de manière uniforme pour tous les éléments et lignes de réseau ne permettra pas d'augmenter de manière efficace les capacités d'interconnexions⁵. Sa mise en œuvre génèrera des bénéfices socio-économiques découlant de l'augmentation des capacités d'échanges, mais ceux-ci n'ont pas été mis en regard des coûts qu'elle pourra entraîner pour les GRT, et donc pour les consommateurs, liés à la nécessité de mettre en œuvre des actions correctives plus fréquentes afin d'assurer la stabilité du réseau.

Position CRE

La CRE se montrera particulièrement vigilante à ce que la mise en œuvre de cette disposition théorique se fasse de manière proportionnée et raisonnable, afin que le seuil minimal de 70 % soit garanti en particulier sur les lignes électriques pertinentes et aux moments nécessaires pour maximiser les échanges transfrontaliers. Les incertitudes

³ Le *redispatching* consiste en la modification des programmes de production ou de consommation afin de modifier les flux d'électricité sur le réseau et ainsi éviter les surcharges sur certaines lignes. Les échanges de contrepartie correspondent à une transaction entre GRT transfrontaliers visant le même objectif.

⁴ En cumulé en Europe, les coûts de ces actions ont été multipliés par 6 depuis 2012, représentant 2,6 milliards d'euros en 2017.

⁵ De par les caractéristiques physiques des réseaux d'électricité, la contrainte pour les échanges transfrontaliers créée par les éléments de réseau ayant un impact faible sur ces échanges peut être levée en garantissant une marge restante relativement faible (en tout état de cause inférieure à 70 %) sur ces éléments, au contraire des éléments de réseau ayant un grand impact sur les échanges transfrontaliers.

inhérentes à l'exploitation d'un réseau devront également être prises en compte dans l'évaluation de l'atteinte de ce seuil.

En outre, la CRE rappelle que chaque pays doit être responsable du développement et du bon fonctionnement de ses réseaux nationaux. Il ne serait pas acceptable que les conséquences d'un investissement insuffisant dans certaines zones, entraînant des coûts très élevés d'actions correctives, soient portées par les consommateurs de pays qui ont déjà consenti des investissements importants dans leurs réseaux. A ce titre, la CRE veillera à ce que les méthodologies européennes de partage des coûts des actions correctives ne viennent pas grever de façon indue la facture des consommateurs et reflètent de façon homogène les coûts supportés par les réseaux respectifs. En particulier, ces coûts de congestion doivent être calculés de façon strictement limitée à la seule congestion.

En application du nouveau règlement électricité, les co-législateurs ont habilité la Commission à prendre des actes d'exécution et des actes délégués relatifs à l'allocation de ces capacités ou à la répartition des compensations entre GRT⁶. La CRE souhaite s'engager, aux côtés de la Commission, du Conseil et du Parlement européen, pour s'assurer que ces règlements de mise en œuvre améliorent effectivement, et de manière pragmatique, le volume d'énergie échangé en Europe au moindre coût, c'est-à-dire en recherchant l'efficacité de toute dépense nouvelle et sa juste répartition entre pays. Faute de réussir une application raisonnée de cette réforme, cette dernière génèrera des surcoûts importants et manquera son objectif initial.

⁶ Article 59 (b) et article 61.3 (a) d ru règlement UE 2019/943 du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité.



FICHE THÉMATIQUE N° 10

Intégrité et transparence du marché de gros de l'énergie

En France, la CRE est compétente pour garantir le respect par les acteurs du marché des dispositions du règlement européen concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie n° 1227/2011 (dit REMIT) depuis 2013. La mise en œuvre de ce règlement est pleinement effective, en France, depuis 2016. A ce jour, la CRE a diligenté neuf enquêtes. Trois ont fait l'objet d'une saisine de l'organe de sanction de la CRE - le CoRDIS - dont une a donné lieu à une sanction. Au niveau européen, une dizaine de décisions de sanction de pratiques interdites ont été prononcées sur le fondement de REMIT.

Près de dix ans après l'adoption de REMIT, le rôle des marchés de gros de l'électricité et du gaz est d'autant plus central qu'ils sont devenus un facteur majeur de la formation du prix de l'énergie payé par les consommateurs. La garantie de l'intégrité et de la transparence de ces marchés est plus que jamais essentielle. La CRE considère qu'il est temps de se poser la question de l'efficacité des outils proposés par REMIT et de faire le bilan du dispositif de surveillance des marchés de gros de l'énergie. Ce bilan pourrait s'articuler autour de trois axes majeurs.

- En premier lieu et afin de garantir qu'il n'existe aucune faille dans la surveillance des marchés et de répondre aux évolutions des règles régissant les marchés de l'énergie, il conviendrait que la Commission fasse un bilan de l'application de REMIT afin de déterminer la nécessité, ou non, de préciser l'articulation des compétences respectives des régulateurs financiers et de l'énergie.
- En second lieu, ce bilan devrait aussi porter sur la qualité des données transactionnelles et fondamentales à la disposition des régulateurs de l'énergie qui est un enjeu fondamental.
- Enfin, au vu du développement attendu de la pratique décisionnelle en matière de sanctions et comme cela est prévu au considérant 31 de REMIT, la Commission pourrait étudier la possibilité d'harmoniser les normes minimales applicables aux régimes de sanctions des Etats membres selon un calendrier approprié.

La CRE considère donc qu'une révision structurante de REMIT n'est pas nécessaire dans l'immédiat. Une éventuelle révision de REMIT ne doit être envisagée qu'après une évaluation préalable de l'efficacité du système de surveillance du marché de gros de l'énergie.

**

REMIT est entré en vigueur il y a près de 10 ans, un bilan de son adéquation au regard de l'évolution des marchés s'impose.

Adopté en octobre 2011, le règlement européen n° 1227/2011 du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie, dit REMIT, interdit les opérations d'initiés et les manipulations de marchés. Il oblige également les acteurs du marché de l'énergie à publier les informations privilégiées (notamment celles qui sont liées aux moyens de production ou à l'utilisation des infrastructures) dont ils disposent, ainsi qu'à déclarer les données transactionnelles. REMIT est entré dans une phase de déploiement opérationnel, aux niveaux européen et national, en 2015, après l'adoption du règlement d'exécution n° 1348/2014 du 17 décembre 2014 concernant la déclaration des données transactionnelles sur le marché de gros de l'énergie.

Sur les marchés de gros français de l'électricité et du gaz naturel, l'ordonnance n° 2016-461 du 14 avril 2016 a précisé les compétences de la CRE en matière de recueil d'informations, de sanction et de coopération. Le dispositif mis en place par la législation européenne est venu compléter la compétence de la CRE sur les marchés de gros de l'énergie, initialement limitée à la surveillance. Ce cadre complet et pleinement opérationnel permet à la CRE, en sus de surveiller les marchés, de mener des enquêtes en cas de suspicion raisonnable de manquement et de saisir, le cas échéant, l'organe compétent pour sanctionner les pratiques abusives (le comité de règlement des différends et des sanctions - CoRDIS).

Depuis 2016, la CRE a diligenté 9 enquêtes dont deux sont en cours d'instruction par le CoRDIS et une qui a abouti, en octobre 2018, au prononcé d'une sanction d'un montant de 5 millions d'euros.

Dans l'Union européenne, une dizaine de décisions de sanction de pratiques interdites ont été adoptées. Ce nombre limité de sanctions prononcées n'est pas en lui-même révélateur de l'efficacité ou non du règlement dans le paysage d'évolution rapide des marchés. Près de dix ans après l'adoption de REMIT et face au rôle désormais central du marché de gros de l'énergie dans la formation du prix de l'énergie payé par les consommateurs, la garantie de l'intégrité et de la transparence de ce marché est plus que jamais essentielle. La CRE considère qu'il est temps de se poser la question de l'efficacité des outils proposés par REMIT et de leur adéquation aux évolutions des marchés de gros de l'énergie. En particulier, il convient de s'assurer que la surveillance des marchés à terme, exercée conjointement par les régulateurs de l'énergie et les régulateurs financiers, est optimale.

Les orientations de l'ACER assurent une interprétation uniforme de REMIT sans pour autant être un outil d'évaluation de son efficacité

Pour permettre une interprétation cohérente et uniforme des dispositions de REMIT, l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) publie des orientations non contraignantes qui apportent des précisions sur les notions, obligations et interdictions définies dans REMIT. Les clarifications les plus récentes ont été apportées dans la quatrième version de ces orientations (*guidance*) publiées en octobre 2019. Par ailleurs, des orientations thématiques publiées par l'ACER (trois parues à ce jour) viennent clarifier de manière détaillée différentes pratiques de manipulations de marché.

L'élaboration de ces textes repose sur une action coordonnée de l'ACER et des régulateurs nationaux qui mettent en commun leurs interrogations, leur savoir-faire et leurs analyses pour s'accorder sur une approche cohérente et harmonisée du contrôle de l'intégrité des marchés de gros de l'énergie.

La CRE considère que les dispositions de REMIT et les orientations publiées par l'ACER constituent des outils précieux pour identifier et poursuivre, de manière efficace, les pratiques des acteurs du marché de gros de l'énergie qui seraient de nature à porter atteinte à l'intégrité et à la transparence de ce dernier. Toutefois, il n'existe pas d'analyse globale de l'efficacité et de la performance d'ensemble du système de surveillance des marchés de gros de l'énergie.

La question de l'efficacité des sanctions, notamment pour éviter des disparités entre les Etats membres pour des pratiques similaires, mériterait d'être évaluée. A cet égard, et comme le prévoit le considérant 31 de REMIT, la Commission pourrait étudier la possibilité de présenter des propositions visant à harmoniser les normes minimales applicables aux régimes de sanctions des Etats membres selon un calendrier approprié.

Qualité des données transactionnelles et fondamentales : des améliorations sont nécessaires

Un des enjeux principaux pour assurer une surveillance efficace des marchés de gros réside dans la qualité des données transactionnelles et fondamentales auxquelles les régulateurs ont accès. La qualité de ces données est un sujet qui est actuellement traité par l'ACER (cf. *newsletter REMIT Quarterly* du 2^{ème} semestre 2019). Même si des progrès notables ont été faits, les données ne peuvent toujours pas être considérées comme pleinement harmonisées et donc utilisables de manière fiable. Des travaux importants restent à mener pour préciser les règles de déclaration de données, faire évoluer les formats de déclaration autorisés vers des formats plus verrouillés et renforcer les règles de contrôle de qualité des données réceptionnées par l'ACER. A cet égard, il convient d'évaluer dans quelle mesure le règlement n° 1348/2014 pris en application de REMIT mériterait d'être modifié. Toutefois, de telles évolutions n'ont pas nécessairement vocation à être incluses dans un acte législatif européen, tels que REMIT ou son règlement d'application. Elles pourraient par exemple être incluses dans le corpus de règles défini par l'ACER dans les orientations destinées à préciser les caractéristiques des données à transmettre dans le cadre de la mise en œuvre de REMIT (p.ex. *Transaction Reporting User Manual* (TRUM)).

L'enjeu de la qualité des données transactionnelles et fondamentales mérite que la Commission lui porte une attention toute particulière dans un exercice d'évaluation de l'ensemble du système de surveillance du marché de gros de l'énergie.



15, Rue Pasquier - 75379 Cedex 08 Paris - France
Tél. : +33 (0)1 44 50 41 00 - Fax : +33 (0)1 44 50 41 11
www.cre.fr