

1^{er} juin 2021



Consultation du marché H2 bas-carbone et renouvelable

Foire aux questions



Sommaire des questions

Contexte et enjeux du déploiement de l'H2 en France	4
Pourquoi GRTgaz et Teréga se saisissent aujourd'hui du sujet hydrogène ?.....	4
Du point de vue réglementaire, le réseau français est-il prêt à transporter de l'H2 ?	4
Quand pourrait-on envisager la mise en place d'un véritable marché organisé de l'hydrogène en France et en Europe, tel qu'il existe aujourd'hui pour le gaz ?.....	5
Quand peut-on attendre des premières demandes de connexion par des producteurs indépendants d'H2 ?.....	5
Quelle est la compétitivité économique de l'hydrogène au regard de celle du gaz naturel ?	5
Avez-vous des indications du coût de transport d'H2 ?	6
Pour décarboner sa consommation de gaz, devra-t-on obligatoirement s'adapter à l'hydrogène ? .	6
Quels sont les programmes de recherche engagés ou prévus en matière d'équipements et d'infrastructures pour l'H2 ?	6
Consolidation des besoins français du marché H2	8
Est-il prévu la construction de réseaux dédiés H2 ou plutôt l'utilisation du réseau existant de gaz ?	8
Est-il possible de connaître les positions des réseaux convertibles et leurs capacités pour envisager l'utilisation de ce réseau hydrogène pour approvisionner un client ?.....	8
La consultation concerne-t-elle également la question du mélange H2-gaz naturel ? Est-il envisagé de séparer l'hydrogène et méthane à l'arrivée au point de consommation ?.....	8
Serait-il envisageable de créer ou d'adapter des réseaux locaux, en dehors de grandes infrastructures, pour la création d'écosystèmes locaux avec des productions/consommations plus modestes ?	8
Le réseau de transport d'H2 concernera-t-il exclusivement l'H2 bas-carbone et renouvelable ou également l'H2 gris ?.....	9
Comment peut-on s'assurer que l'H2 injecté dans le réseau n'est pas de l'hydrogène gris ?.....	9
L'hydrogène bas-carbone comprend-t-il l'hydrogène issu du vaporeformage de gaz avec capture et séquestration du CO2 et celui fabriqué avec de l'électricité d'origine nucléaire ?	9
L'hydrogène issu de biomasse aura-t-il une place dans le mix énergétique ?.....	10
L'Espagne a communiqué sur son plan hydrogène. Qu'en est-il de l'Italie ?.....	10
Quel serait le facteur d'émission de l'H2 ?.....	10
Quels imports d'hydrogène anticipez-vous à Nantes, Fos ou Dunkerque ? D'où viendrait-il et sous quelle forme ?	10
Comment sera garantie l'étanchéité des canalisations reconverties qui transporteront de l'hydrogène ?.....	11
Comment s'articuleraient les connexions entre les réseaux privés (par ex. Air Liquide) et les nouveaux réseaux hydrogène ?	11
Peut-on imaginer du stockage d'H2 dans les stockages de gaz naturel français ?	11
Modalités et planning de la consultation H2	12

Des consultations de ce type sont-elles lancées en parallèle en Allemagne, Pays-Bas, Belgique, Luxembourg et dans les pays du sud pour une vision européenne ?	12
La CRE a-t-elle un rôle spécifique dans cette consultation ?	12
Dans quelles mesures une collectivité peut répondre sur les projets en déploiement sur son territoire (volumes et temporalité) portés par des industriels ?	12
Quel est le niveau de confidentialité garanti sur les données communiquées ?	12
La consultation interroge-t-elle également sur une éventuelle infrastructure de transport de CO2 par canalisations ?	12
Quelles seront les informations disponibles dans le rapport de fin 2021 ? Des tracés plus consolidés, peut être avec des horizons intermédiaires vers 2030 ou avant ? De premiers éléments concernant les coûts de ce transport ?	13

Contexte et enjeux du déploiement de l'H2 en France

Pourquoi GRTgaz et Teréga se saisissent aujourd'hui du sujet hydrogène ?

L'H2 bas-carbone et renouvelable est un vecteur qui prend un rôle majeur dans la transition écologique et la politique énergétique française, afin d'atteindre la neutralité carbone à horizon 2050.

GRTgaz et Teréga reçoivent des signaux forts d'intérêt à la fois de production et d'utilisation du vecteur H2 notamment dans la dynamique de substitution des énergies fossiles, et ce à différents niveaux que ce soit à l'échelle locale, nationale ou même européenne.

GRTgaz et Teréga souhaitent mettre à disposition du marché leur savoir-faire en termes de gestionnaire d'infrastructure gazière mais aussi leur rôle bien établi d'acteurs de confiance au service de l'intérêt général et de planificateurs du déploiement des infrastructures de transport gazières.

Par ailleurs, GRTgaz et Teréga estiment qu'une partie de leurs infrastructures gazières existantes pourraient être converties et mises à disposition du vecteur hydrogène bas-carbone et renouvelable, tout en maintenant la coexistence avec le transport de méthane et de gaz renouvelables ou bas-carbone, afin de répondre aux besoins de transition énergétique des consommateurs.

GRTgaz travaille depuis plusieurs années sur les problématiques hydrogène au travers de ses travaux de recherche et développement. GRTgaz et Teréga sont notamment pilotes du projet [JUPITER 1000](#), premier démonstrateur de Power to Gas, à l'échelle industrielle, raccordé au réseau de transport de gaz en France. Cette technologie innovante consiste à convertir l'électricité en gaz, hydrogène ou méthane de synthèse, pour l'injecter dans les réseaux existants. Elle permet ainsi de valoriser les excédents d'électricité renouvelable, grâce aux capacités massives de stockages et de transit des infrastructures gazières existantes.

Du point de vue réglementaire, le réseau français est-il prêt à transporter de l'H2 ?

Il n'existe pas à ce jour de régulation du transport dédié d'hydrogène telle que la Commission de régulation de l'énergie (CRE) l'exerce pour le transport de méthane.

La réglementation actuelle, au périmètre du code de l'environnement, permet d'autoriser la construction et l'exploitation des canalisations de transport dédiés à l'hydrogène, selon les modalités des chapitres IV et V du titre V livre V dudit code et les prescriptions techniques réglementaires associées définies par l'arrêté du 5 mars 2014 modifié définissant les modalités d'application du chapitre V du titre V du livre V du code de l'environnement et portant règlement de la sécurité des canalisations de transport de gaz naturel ou assimilé, d'hydrocarbures et de produits chimiques. Toutefois les dispositions constructives associées aux canalisations d'hydrogène sont plus contraignantes que pour le gaz naturel.

D'un point de vue technique il est possible aujourd'hui de transporter de l'hydrogène dans des canalisations qui ont servi à transporter du méthane, sous réserve de respect de toutes les précautions techniques nécessaires. Des discussions sont également à prévoir aussi en termes réglementaire. Au-delà d'un certain pourcentage, il est nécessaire de disposer d'une nouvelle autorisation d'exploiter.

Enfin, [la loi Énergie-Climat a modifié l'article L111-97 du code de l'énergie](#) et donne un droit d'accès aux ouvrages de gaz naturel aux producteurs d'hydrogène bas carbone sous réserve de préserver le bon fonctionnement et le niveau de sécurité des infrastructures de gaz naturel.

Par conséquent le transport d'H2 dans le réseau actuel de transport de méthane sous cette forme de mélange est en partie soumis à la réglementation actuelle des infrastructures de transport de gaz.

Quand pourrait-on envisager la mise en place d'un véritable marché organisé de l'hydrogène en France et en Europe, tel qu'il existe aujourd'hui pour le gaz ?

À ce stade, il est trop tôt pour annoncer une date de structuration d'un marché organisé de l'hydrogène. Pour permettre la naissance d'une place de marché structurée il faut notamment une infrastructure qui permette de connecter suffisamment de producteurs et consommateurs. Il faut également que les quantités échangées soient conséquentes.

L'objectif de la consultation est de pouvoir planifier au mieux la structuration d'une infrastructure de transport de l'hydrogène bas-carbone et renouvelable à disposition de l'ensemble des acteurs à horizon 2040. Elle pourra commencer à se développer en amont, probablement entre les grandes zones de production et de consommation. Mais pour planifier le réseau, et évaluer sa nécessité et son tracé, il faut recueillir au préalable les besoins futurs des producteurs et utilisateurs d'H2 ainsi que les quantités estimées, leurs localisations et leurs temporalités. C'est tout l'objet de la présente consultation.

Quand peut-on attendre des premières demandes de connexion par des producteurs indépendants d'H2 ?

Aujourd'hui l'injection d'hydrogène dans le réseau de gaz est envisageable, mais reste en construction du point de vue du modèle économique et de l'acceptabilité de nos clients.

Il existe déjà des demandes de raccordements d'acteurs qui se proposent d'injecter de l'hydrogène, ou un mélange d'hydrogène et de méthane, dans le réseau de gaz existant.

Certains opérateurs de pays adjacents ont aussi déjà émis le besoin de traiter la question du mélange aux points d'interconnexion.

En outre, les GRT gaziers reçoivent des demandes relatives au transport dédié d'hydrogène sur des petites et moyennes distances (de 10 à 100 km).

Pour répondre à ces demandes, il est nécessaire d'avoir une visibilité sur les volumes et capacités ainsi que sur les zones et temporalités. C'est pour cela que GRTgaz et Teréga lancent cette consultation d'envergure nationale.

Quelle est la compétitivité économique de l'hydrogène au regard de celle du gaz naturel ?

Dans toutes les prévisions (SNBC, stratégies françaises et européennes de l'hydrogène, etc...), il y a un fort taux d'hydrogène dans le mix énergétique, afin de verdir certains usages autrement difficilement décarbonables (industrie, mobilité lourde, équilibrage des systèmes énergétiques y compris avec les pays adjacents). Un coût de production d'H2 raisonnable est en effet une partie de l'équation, mais la force de ce vecteur énergétique réside aussi dans la possibilité de décarboner un certain pan de nos économies.

De plus à ce jour les technologies de production d'H2 sont maîtrisées, au stade préindustriel ou industriel sur des petits volumes (électrolyseur à forte capacité, hydrogène issu du vaporeformage de gaz avec capture et séquestration du CO2), et sont largement soutenues

par les financements publics, notamment par le Plan de relance. Les objectifs que se donne la filière sont donc un coût de production largement à la baisse dans les prochaines années.

Avez-vous des indications du coût de transport d'H2 ?

Le Centre commun de recherche, service scientifique interne de la Commission européenne, a publié une [étude sur le transport d'hydrogène et son coût de livraison longue distance pour de grande quantité d'H2 renouvelable](#). Le « conditionnement » de l'hydrogène ainsi que la distance de transport, la quantité à transporter, l'utilisation finale et la disponibilité de l'infrastructure définissent le coût final de la livraison d'hydrogène. L'étude conclue qu'à l'échelle européenne, les solutions de transport d'H2 comprimé et liquéfié, et plus spécifiquement le transport par canalisation d'H2 gazeux, est plus compétitif que le transport par vecteur chimique. Le manque actuel d'infrastructures dédiées à l'hydrogène remet en cause la livraison de grandes quantités d'hydrogène sur de longues distances. L'une des options pour permettre le transport longue distance de l'hydrogène est la réaffectation des canalisations de gaz existantes pour l'utilisation de l'hydrogène.

Les vecteurs chimiques comme l'ammoniac ou les liquides organiques porteurs d'hydrogène (LOHC pour « liquid organic hydrogen carriers »), sont quant à eux plus compétitifs économiquement sur des distances de livraison plus longues, ouvrant des options d'importation auprès de fournisseurs situés, par exemple, au Chili ou en Australie.

A ce stade, une estimation des coûts de transport de l'hydrogène a été publiée dans la vision de l'[European Hydrogen Backbone](#). Pour un montant d'investissement estimé à hauteur 64 milliards d'euros, le transport d'un kilogramme d'hydrogène sur 1000 kilomètres pourrait être de l'ordre de 9c€ à 17c€.

Ces éléments de coût pourront évoluer en fonction des retours reçus à la consultation et des potentiels volumes de production et de consommation à venir.

Pour décarboner sa consommation de gaz, devra-t-on obligatoirement s'adapter à l'hydrogène ?

La solution biométhane est également extrêmement souple pour décarboner ses activités en évitant de changer un process. Les GRT gaziers travaillent sur toutes les solutions gazières en concertation avec nos clients. Par ailleurs, l'usage du gaz méthane permet aussi de décarboner en partie les activités qui utilisent le charbon ou le fuel comme vecteur énergétique et qui sont plus émetteurs de gaz à effet de serre que le gaz.

Quels sont les programmes de recherche engagés ou prévus en matière d'équipements et d'infrastructures pour l'H2 ?

Créé en 2018, [RICE](#) est le Research & Innovation Center for Energy de GRTgaz. RICE réalise la R&D de GRTgaz mais il réalise également des prestations de R&D pour d'autres partenaires industriels, dans le domaine de la distribution, du stockage des gaz et du gaz naturel liquéfié. Son ambition est d'ouvrir la voie, lever les verrous technologiques et impulser la transformation des infrastructures énergétiques vers un avenir sûr, performant et neutre en carbone.

En 2020, RICE dispose d'un portefeuille de 74 familles de brevets et plus de 400 titres de propriété intellectuelle dans le transport, le stockage et la distribution des gaz. Ses équipes sont réparties sur deux sites de R&D, implantés à Alfortville et à Villeneuve-la-Garenne.

Début 2020, RICE pilote avec succès les premières injections d'hydrogène produit par [Jupiter 1000](#), le premier démonstrateur de Power to Gas* à l'échelle industrielle, situé à Fos-sur-Mer.

En 2018, engagé dans la transition énergétique et convaincu de l'importance de la R&D dans l'adaptation des infrastructures gazières, RICE a conçu le projet de plateforme de R&D dédié à l'hydrogène, qui s'appelle [FenHYx](#) : cette plateforme a pour vocation d'accélérer l'adaptation des infrastructures, aux gaz renouvelables et à l'hydrogène. À terme, elle reproduira même les fonctionnalités des réseaux gaziers et permettra de réaliser des tests dans des conditions de pression, de température et de concentration en hydrogène (0 à 100 %), proches des conditions réelles d'exploitation. L'objectif pour RICE est de développer les expertises et les moyens d'essais, différenciants et adaptés aux gaz renouvelables et à l'hydrogène, pour rendre possible leur développement en Europe et dans le monde. Elle sera l'une des premières plateformes de R&D en Europe dédiée à l'impact de l'hydrogène sur les infrastructures gazières.

Consolidation des besoins français du marché H2

Est-il prévu la construction de réseaux dédiés H2 ou plutôt l'utilisation du réseau existant de gaz ?

La conversion du réseau existant de gaz pour du transport dédié H2 pourrait offrir une économie significative pour les utilisateurs en comparaison d'une infrastructure neuve. À terme l'objectif est de maintenir l'exploitation de deux réseaux distincts, l'un dédié au méthane et biométhane, l'autre dédié à l'H2 pur pour assurer l'approvisionnement des clients. La capacité de conversion des canalisations existantes dépendra donc des perspectives de baisse des volumes de méthane dans le temps.

Est-il possible de connaître les positions des réseaux convertibles et leurs capacités pour envisager l'utilisation de ce réseau hydrogène pour approvisionner un client ?

A ce jour, une première vision d'un réseau dédié d'H2 a été partagée par les opérateurs de réseau gaziers européens appelée « European Hydrogen Backbone ». Cette vision apporte une idée de la localisation potentielle des canalisations grand transport pouvant être converties.

La consultation permettra d'obtenir une idée plus précise des capacités actuelles qui pourraient être mises à disposition d'un transport dédié à l'hydrogène, le déploiement d'un réseau d'H2 devant se faire en maintenant la coexistence avec le transport de méthane et de gaz renouvelable et bas carbone.

La consultation concerne-t-elle également la question du mélange H2-gaz naturel ? Est-il envisagé de séparer l'hydrogène et méthane à l'arrivée au point de consommation ?

Le focus de la consultation est mis sur le déploiement futur d'un réseau H2 dédié.

Néanmoins la consultation aborde à titre indicatif les questions d'injection en mélange dans le réseau existant de gaz, notamment dans le cadre de volumes importants d'un producteur d'H2 qui chercherait à écouler sa production sur un marché complémentaire. Les demandes d'injection d'H2 en mélange sont déjà traitées par les services de GRTgaz et Teréga.

En ce qui concerne la séparation, à ce jour des technologies existent dans le cadre de procédés de purification, i.e. pour un taux de mélange très faible en H2 ou inversement.

Aujourd'hui, les opérateurs de réseaux européens mènent des travaux de R&D afin de développer la maturité de ces technologies.

Serait-il envisageable de créer ou d'adapter des réseaux locaux, en dehors de grandes infrastructures, pour la création d'écosystèmes locaux avec des productions/consommations plus modestes ?

Il est tout à fait possible d'envisager la mise en place de réseaux locaux adaptés à des consommations plus modestes. Il existe déjà ce type de demandes dans les territoires, le [projet MosaHYC](#) en est une illustration.

Le réseau hydrogène va se construire petit à petit, avec des départs locaux puis une intégration plus large, au fur et à mesure de l'optimisation des coûts du marché H2 et afin de répondre à des besoins plus nationaux. En effet, les réseaux locaux vont probablement nécessiter de se connecter à un marché plus large au gré du développement des consommations et productions locales.

D'où le besoin de visibilité sur le moment opportun de réponse au besoin de connexion entre réseaux locaux et nationaux.

Le réseau de transport d'H2 concernera-t-il exclusivement l'H2 bas-carbone et renouvelable ou également l'H2 gris ?

Pour s'inscrire dans la dynamique actuelle des stratégies françaises et européennes sur l'hydrogène et contribuer à la décarbonation de l'économie, les GRT gaziers travaillent au déploiement d'un réseau hydrogène bas-carbone et renouvelable. Par ailleurs en France l'hydrogène gris produit a déjà sa propre logistique.

Comment peut-on s'assurer que l'H2 injecté dans le réseau n'est pas de l'hydrogène gris ?

Les GRT gaziers militent fortement pour qu'un système de garanties d'origine soit mis en place pour toutes les catégories d'hydrogène injectées sur le réseau, de manière à ce que chacun sache de quelle nature est l'hydrogène qu'il consomme.

[L'ordonnance relative à l'hydrogène](#) a été publiée au Journal officiel le 18 février 2021. Elle définit différents types d'hydrogène : renouvelable, bas carbone et carboné. Elle prévoit également la mise en place de deux systèmes de traçabilité de l'hydrogène bas carbone ou renouvelable. Un mécanisme de soutien sera également mis en place pour ces filières de production d'hydrogène. Plusieurs dispositions concernent l'injection dans les réseaux de gaz naturel. Les gestionnaires des réseaux sont désignés responsables de l'équilibre, de la sécurité et de la continuité du service d'acheminement et de livraison. Un dispositif spécifique de garanties d'origine du gaz renouvelable injecté dans le réseau de gaz naturel est également prévu, auquel sera éligible l'hydrogène renouvelable.

L'hydrogène bas-carbone comprend-t-il l'hydrogène issu du vaporeformage de gaz avec capture et séquestration du CO2 et celui fabriqué avec de l'électricité d'origine nucléaire ?

L'hydrogène est considéré comme renouvelable lorsqu'il est produit à partir de sources d'énergies renouvelables et qu'il respecte un seuil d'émission d'équivalents de CO2 émis par kilogramme d'hydrogène produit. Cette catégorie inclut aussi bien l'électrolyse utilisant de l'électricité renouvelable (solaire, éolien, hydraulique), que tout autre procédé de production recourant à des énergies renouvelables et « n'entrant pas en conflit avec d'autres usages permettant leur valorisation directe » (pyrogazéification ou thermolyse de la biomasse, vaporeformage de biogaz).

L'hydrogène est considéré comme bas-carbone lorsqu'il est produit à partir de sources d'énergies non renouvelables (gaz naturel, nucléaire) et qu'il respecte le même seuil de kgCO2eq/kgH2. L'hydrogène issu de vaporeformage de gaz naturel avec séquestration du CO2 émis lors de la fabrication peut être considéré comme bas-carbone.

L'hydrogène issu de biomasse aura-t-il une place dans le mix énergétique ?

Il est effectivement à prévoir la production d'hydrogène issu de biomasse qui, comme pour les autres modes de production, pourra être pur ou non. Il faudra cependant prendre en considération son coût de production à comparer à d'autres types de production en commençant par l'hydrogène fatal et les hydrogènes produits de façon un peu plus massive. La réponse économique n'est pas à ce jour complètement évidente.

L'Espagne a communiqué sur son plan hydrogène. Qu'en est-il de l'Italie ?

L'Italie a publié un premier draft de feuille de route « *National Hydrogen Strategy Preliminary Guidelines* », qui prévoit l'installation de 5 GW d'électrolyse à l'horizon 2030 et une pénétration de l'H2 à hauteur de 2% du mix énergétique en 2030 puis 20% en 2050.

Le document final synthétisant la stratégie italienne devrait être publié en 2021.

Quel serait le facteur d'émission de l'H2 ?

Le facteur d'émission de l'H2 dépend de son procédé de production. Le plus répandu actuellement est le reformage de gaz naturel, mais des données sont également proposées pour le reformage de biométhane et l'électrolyse de l'eau. Toutes les données sont accessibles dans l'outil [Base Carbone® de l'ADEME](#).

Les facteurs d'émission proposés par l'outil [Base Carbone® de l'ADEME](#) sont issus de l'étude « Analyse du Cycle de Vie relative à la mobilité hydrogène » - produite en 2020 par l'ADEME, Sphera et Gingko21. Les valeurs renseignées dans la Base Carbone® correspondent au périmètre "Cradle to gate" : émissions amonts et infrastructures jusqu'à la sortie de l'unité de production.

Les facteurs d'émissions ne prennent pas en compte le transport de l'hydrogène entre son lieu de production et son lieu de distribution. Dans le cas où ceux-ci ne sont pas confondus, l'impact transport doit être ajouté en fonction de la distance entre les deux sites, donné en kgCO2/kgH2/100km.

Quels imports d'hydrogène anticipez-vous à Nantes, Fos ou Dunkerque ? D'où viendrait-il et sous quelle forme ?

Aujourd'hui la technologie de transport d'H2 maritime sous forme liquéfiée ne semble pas suffisamment mature pour être déployée à grande échelle. Néanmoins l'AIE identifie les ports et notamment les terminaux méthaniers comme de potentiels points d'entrée à horizon 2040 pour des routes commerciales maritimes d'H2.

En dehors des importations au sens strict du terme, ces ports et plus généralement les façades maritimes sont bien souvent à proximité des parcs éoliens offshore envisagés, qui couplés à des électrolyseurs pourraient assurer une production significative d'H2 renouvelable pour servir la demande dans ces zones.

Le [consortium Gas for Climate](#) (composé de dix grandes entreprises européennes de transport de gaz et de deux associations industrielles de gaz renouvelable) a conclu dans une [étude du 15 juin 2020](#) que le transport d'hydrogène par canalisation serait plus compétitif que le transport maritime et que les lignes électriques dans le cas de flux transfrontaliers. Ce rapport

pointe également que les imports par voie maritime d'hydrogène pourront se développer pour des approvisionnements plus longues distances.

Comment sera garantie l'étanchéité des canalisations reconverties qui transporteront de l'hydrogène ?

Les équipements existants comme les vannes font l'objet de tests d'étanchéité. Comme pour le réseau de gaz naturel, les transporteurs Teréga et GRTgaz poursuivront leur programme de maintenance. Les techniques de conversion permettent d'assurer l'étanchéité des canalisations qui transportent de l'hydrogène. Nous n'observons pas à ce jour de problématiques particulières en matière d'étanchéité. Le projet MosaHyc permettra de tester en grandeur nature les équipements convertis à la fois d'un point de vue technique et d'un point de vue économique.

Comment s'articuleraient les connexions entre les réseaux privés (par ex. Air Liquide) et les nouveaux réseaux hydrogène ?

Pas d'articulation prévue à ce jour. Les réseaux privés sont à ce jour fonctionnels pour l'hydrogène gris.

Peut-on imaginer du stockage d'H2 dans les stockages de gaz naturel français ?

Les stockages actuels du gaz naturel pourraient être utilisés à des fins de stockage d'H2.

En Europe, il existe 3 types de formation souterraine offrant des capacités de stockage cyclique et saisonnier d'H2 à grande échelle : les cavités salines, les nappes aquifères et les champs déplétés. Les différentes formations souterraines disposent chacune de caractéristiques techniques spécifiques telle que pression, capacités d'injection, soutirage, gaz coussin, cyclage.

Les besoins de flexibilité et de stockage identifiés au travers de cette consultation pourraient contribuer à la planification des infrastructures de stockage.

Modalités et planning de la consultation H2

Des consultations de ce type sont-elles lancées en parallèle en Allemagne, Pays-Bas, Belgique, Luxembourg et dans les pays du sud pour une vision européenne ?

GRTgaz et Teréga collaborent avec les TSOs des pays adjacents pour planifier de façon coordonnée le réseau H2 européen de demain. Depuis mi-2020 FNBGas (Allemagne), Gasunie (Pays-Bas) et Fluxys (Belgique) ont lancé des démarches similaires.

En ce qui concerne une vision consolidée européenne, la Commission Européenne envisage au travers de la révision du règlement TEN-E d'attribuer à l'ENTSOG la charge d'élaborer une vision décennale du développement du réseau H2. Dans un tel cadre les retours consolidés des consultations nationales pourraient venir alimenter un plan européen.

La CRE a-t-elle un rôle spécifique dans cette consultation ?

La CRE n'a pour l'instant pas de rôle particulier, le marché de l'hydrogène n'étant pas à ce jour régulé. En tant qu'entités gazières régulées, GRTgaz et Teréga ont bien évidemment informé la CRE de cette démarche en amont de la consultation et lui remontera régulièrement les retours du marché de l'hydrogène bas-carbone et renouvelable.

Dans quelles mesures une collectivité peut répondre sur les projets en déploiement sur son territoire (volumes et temporalité) portés par des industriels ?

Les collectivités sont invitées à inciter les entreprises porteuses de projets territoriaux à répondre à la consultation. Cela n'empêche pas la collectivité de répondre au questionnaire sur des aspects plus macro ou en reprenant les données de volumes et de temporalité lorsqu'elle les a. Ces données seront agrégées de façon anonyme et dans le cas où des questions sur la confidentialité persistaient, nous vous invitons à nous contacter. La planification optimale se fera avec le plus de répondants possibles donc nous attendons votre participation maximale.

Quel est le niveau de confidentialité garanti sur les données communiquées ?

Cette démarche de consultation lancée aujourd'hui pour le vecteur hydrogène, est une démarche maîtrisée depuis plus de dix ans par GRTgaz et Teréga dans le domaine du gaz naturel, qui est d'ailleurs codifié au niveau européen. Les GRT gaziers ont donc l'habitude de recueillir des besoins souvent confidentiels à l'échelle individuelle, d'en garantir la confidentialité, tout en les agrégeant anonymement pour permettre les calculs de réseaux et imaginer ainsi que communiquer sur ce que pourraient être les réseaux de demain.

La consultation interroge-t-elle également sur une éventuelle infrastructure de transport de CO2 par canalisations ?

La consultation comprend quelques questions relatives au captage et stockage de CO2 et sur sa valorisation. En fonction des retours qualifiés sur ces questions, une consultation dédiée au réseau de CO2 de demain pourrait être envisagée.

Quelles seront les informations disponibles dans le rapport de fin 2021 ? Des tracés plus consolidés, peut être avec des horizons intermédiaires vers 2030 ou avant ? De premiers éléments concernant les coûts de ce transport ?

La consultation vise à recueillir de la part des producteurs et utilisateurs d'H2 français des informations en matière de lieux de production/consommation d'H2, d'échelonnement dans le temps de cette production et de cette consommation, et enfin des informations concernant les volumes attendus sur les sites de production et de consommation.

L'ensemble de ces informations permettront de proposer en fin d'année 2021, une vision ajustée de la planification du futur réseau d'H2. En fonction des réponses données, les GRT seront en capacité ou non de scander cette planification à horizon 2030, 2035, 2040.

Le coût de transport par canalisation de l'H2 sera probablement une information ajustée sur base des retours à la consultation et sera précisé ultérieurement.