



## REPONSE A LA CONSULTATION PUBLIQUE N°2019-013 DU 23 JUILLET 2019 RELATIVE AU PROCHAIN TARIF D'UTILISATION DES RÉSEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL DE GRTGAZ ET TEREKA

--

- [Consultation publique n°2019-013 du 23 juillet 2019 relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et TEREKA](#)

--

Le Syndicat des énergies renouvelables (SER) remercie la Commission de régulation de l'énergie (CRE) de lui permettre de prendre part à la consultation relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et de TEREKA. Après analyse des documents, le SER souhaite attirer l'attention de la CRE sur un certain nombre de points essentiels au bon développement de la filière des gaz renouvelables dans son ensemble.

### **Q.8 : Avez-vous des remarques concernant le cadre de régulation incitative de l'innovation et de la R&D envisagé par la CRE pour le tarif ATRT7 ?**

Le SER souhaite s'assurer que la régulation incitative de l'innovation et de la R&D proposée par la CRE continue à être considérée par les gestionnaires du réseau de transport comme un signal fort d'implication dans le développement des nouvelles voies de production de gaz renouvelables et de récupération. Aussi, le SER aspire à ce que les propositions de la CRE soient mieux adaptées de sorte qu'elles ne viennent pas freiner, voire supprimer, toute implication de ces acteurs sur ces filières émergentes. Les modalités proposées par la CRE doivent être ajustées de sorte que l'ensemble de ces gaz vertueux concourent, au côté du biométhane, à l'atteinte de l'objectif de la Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte (LTECV) qui fixe à 10 % la consommation de gaz renouvelable à l'horizon 2030.

Le SER souligne qu'un manque de moyens en termes de R&D ne permettrait plus à GRTgaz et à TEREKA de préparer l'intégration future de ces nouveaux gaz renouvelables dans les réseaux de transport, alors même que ces acteurs sont déjà pleinement impliqués dans des expérimentations et des démonstrateurs portés par des acteurs privés et publics. C'est notamment le cas de la filière pyrogazéification, pour laquelle les travaux menés par GRTgaz depuis plusieurs années visent le raccordement et l'injection des premières unités industrielles d'ici 2023. Plus globalement, le SER estime qu'un niveau trop faible des moyens alloués à la R&D et à l'innovation en la matière ferait perdre l'opportunité de développer de nouvelles filières françaises innovantes et créatrices de valeur sur notre territoire.

**Q.9. : Etes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE concernant le niveau des charges à couvrir pour la période ATRT7 pour GRTgaz et TEREGA ?**

- **En ce qui concerne la filière pyrogazéification :**

Le SER attire l'attention de la CRE au sujet du recrutement d'effectifs par les gestionnaires du réseau de transport et demande à ce que les orientations proposées soient révisées à la hausse, toujours dans l'optique de favoriser l'émergence de nouvelles filières industrielles françaises de production de gaz renouvelables et en premier lieu pour la pyrogazéification.

En effet, en ce qui concerne GRTgaz, l'auditeur missionné par la CRE considère que le nombre de créations de poste demandé est surestimé et n'est pas justifié au regard du « *stade de développement auquel se trouvent l'hydrogène et le power to gas aujourd'hui et dans les quatre prochaines années* ». Sur ce point, le SER s'oppose aux conclusions de l'auditeur et souhaite que les moyens humains nécessaires soient accordés à GRTgaz afin d'atteindre l'objectif de raccordement et d'injection des premières unités industrielles de pyrogazéification d'ici 2023. Ces effectifs supplémentaires devront notamment permettre de définir les conditions de raccordement et d'injection, d'accompagner les porteurs de projets et de délivrer dans des conditions satisfaisantes les études et les investissements nécessaires. Face à la montée en puissance des travaux à mener par cette filière au cours des prochaines années, l'octroi de ressources humaines bien supérieures à celles proposées est tout à fait justifié.

Par ailleurs, les conclusions de l'auditeur ne semblent pas prendre pleinement en considération le lien direct qui unit le développement de la filière pyrogazéification avec l'intégration d'hydrogène dans les réseaux de gaz. En effet, s'il est vrai que l'injection d'hydrogène est encore précoce, le SER rappelle que la pyrogazéification est susceptible de produire un gaz renouvelable contenant une teneur plus ou moins significative d'hydrogène, en fonction de la technologie de méthanation utilisée. Dès lors, la mise en service des premières unités industrielles de pyrogazéification d'ici 2023 nécessitera des effectifs supplémentaires afin de préparer, dans les meilleures conditions, l'arrivée du mélange méthane / hydrogène correspondant.

Toujours dans le but de favoriser le bon développement des filières émergentes de production de gaz renouvelables, et notamment la pyrogazéification, le SER souhaite que la CRE fixe une trajectoire plus ambitieuse de charges externes de R&D pour les gestionnaires du réseau de transport.

En effet, en ce qui concerne les charges externes de R&D retenues pour GRTgaz, la CRE envisage une hausse liée aux études de l'injection d'hydrogène dans les réseaux. En pratique, l'arbitrage proposé aboutit à une dépense moyenne de 28,4 M€/an pour les quatre prochaines années contre 27,2 M€ en 2018, soit une hausse limitée à + 4,4 %/an, comparé à une demande initiale de + 21 %/an en moyenne par rapport à 201 (soit 33 M€/an). Le SER rappelle que 15 M€/an par an en moyenne seront nécessaires au seul développement des nouveaux gaz et de l'hydrogène. Ces dépenses seront nécessaires à l'implication des transporteurs dans le développement de ces filières et notamment pour la mise en place des démonstrateurs et des premiers raccordements des unités industrielles au réseau.

- **En ce qui concerne la filière injection de biométhane :**

La Loi de Transition énergétique, la Programmation Pluriannuelle de l'énergie et la Loi énergie climat ont d'ores et déjà confirmé que le développement de la filière injection de biométhane et les

nombreux services qu'elle rend aux territoires sont devenus un engagement national. Malgré le manque actuel de visibilité et de lisibilité sur le futur cadre économique en cours de révision, la centième unité d'injection a été raccordée dans le cours du second semestre et les acteurs de la filière ont bon espoir d'atteindre le premier térawattheure de biométhane injecté sur la seule année 2019. En parallèle, au vu du nombre de projets inscrits dans le registre des capacités les gestionnaires de réseaux seront logiquement confrontés à des demandes d'études et de raccordement plus nombreuses que les années précédentes. Le SER rappelle également que ce développement des volumes de biométhane injecté est essentiel à l'atteinte significative de réduction des coûts de production attendue par les pouvoirs publics. Depuis, 2018, les parties prenantes de la filière sont pleinement engagés sur ce sujet et notamment à travers les travaux menés au sein du Comité Stratégique de Filière « nouveaux systèmes énergétiques ».

Si ces signaux témoignent d'un bon rythme de développement, le SER souhaite s'assurer que les porteurs de projets ne soient pas freinés par une incapacité des gestionnaires à répondre aux demandes d'études et de raccordement et aux besoins en renforcement du réseau pour cause de manque de moyens humains et financiers. Aussi, le SER demande à ce que les ressources nécessaires soient accordées aux transporteurs sur la période ATRT7 afin d'appréhender, dans des conditions optimales, la poursuite de cette bonne dynamique et ainsi favoriser l'atteinte de l'objectif de la Loi de Transition énergétique qui fixe à 10 % la consommation de gaz renouvelable à l'horizon 2030.

Plus précisément, le SER rappelle que les gestionnaires de réseau ont des obligations envers les porteurs de projet d'injection biométhane. En effet, conformément à l'article L111-97 du code de l'énergie, ils sont dans l'obligation de raccorder, au titre du droit d'accès aux ouvrages de transport et de distribution, les producteurs de biométhane. De plus, de nouvelles obligations ont été introduites par la *Loi n° 2018-938 du 30 octobre 2018 pour l'équilibre des relations commerciales dans le secteur agricole et alimentaire et une alimentation saine, durable et accessible à tous (EGALIM)*, et déclinées dans le *Décret n° 2019-665 du 28 juin 2019 relatif aux renforcements des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel nécessaires pour permettre l'injection du biogaz produit* (droit à l'injection). Ainsi, au-delà du traitement des demandes de raccordement, les gestionnaires devront :

- réaliser un zonage sur le territoire national, concerté localement et réactualisé annuellement sur la prochaine période tarifaire comme le propose la CRE dans sa consultation biométhane ;
- étudier les projets de renforcement sur les zones proches de la saturation ;
- établir les programmes d'investissement pour chacun des ouvrages de renforcement et, pour les gestionnaires du réseau de transport, les soumettre à la CRE pour validation. Les gestionnaires de réseau doivent réaliser les investissements de raccordement, et ceux de renforcement dès lors que la CRE aura validé qu'ils remplissent les critères fixés.

Au vu de ces obligations et de la dynamique de la filière anticipée sur les prochaines années, les hypothèses retenues par la CRE pour le dimensionnement de l'activité biométhane des transporteurs ne nous semblent pas suffisantes.

En particulier, la CRE semble se baser sur un principe selon lequel les ressources et les dépenses liées au biométhane seraient à dimensionner au prorata du nombre de raccordements. Ce principe est infondé.

- sur ce point le SER rappelle que certaines activités sont indépendantes du nombre de raccordements (exemple : mise en place du zonage, pour lequel la mise à jour annuelle proposée par la CRE dans sa consultation est essentielle à la filière) ;

- de plus, le SER rappelle que toutes les études menées par les gestionnaires ne déboucheront pas sur un raccordement effectif (l'arrêté droit à l'injection retient un taux de concrétisation des projets de l'ordre de 40 %).

- **En ce qui concerne l'introduction d'un timbre d'injection :**

Au 4.2.4 du document de consultation, la CRE mentionne son intention de créer un timbre d'injection, dont le sujet a spécifiquement été abordé dans le cadre de la consultation publique n°2019-015 du 23 juillet 2019 relative aux conditions d'insertion du biométhane dans les réseaux de gaz et à l'introduction d'un timbre d'injection et pour laquelle le SER a d'ores et déjà envoyé sa contribution. Le SER rappelle donc qu'il n'est pas favorable à l'introduction d'un tel timbre. En effet, le SER estime qu'il serait précoce de mettre en œuvre un timbre d'injection compte tenu notamment des évolutions en cours sur le cadre économique et de développement de la filière et pour lesquels les acteurs font face à un manque certain de visibilité et de lisibilité :

- révision à la baisse des objectifs d'injection de biométhane dans les réseaux ; introduction des premiers appels d'offres pour les plus grands projets et baisse progressive annoncée des tarifs d'achat dans le cadre du projet de Programmation pluriannuelle de l'énergie ;
- réforme complète du système des garanties d'origine en cours dans le projet de Loi énergie climat.

Si, malgré les nombreuses réserves des acteurs du secteur, le timbre d'injection venait à être mis en place, le SER trouve indispensable que son montant soit fixé à 0 pendant les premières années.

En comparaison avec le système électrique, les S3RENH envoient un signal prix en répercutant aux producteurs une quote-part des CAPEX. Ce signal prix, tel qu'il ressort du panorama de l'électricité renouvelable 2018, varie entre 0 k€/MW (en Alsace) et 70 à 84 k€/MW (en Midi-Pyrénées et Hauts-de-France). Ainsi, une cogénération biogaz de 1 MW, supporterait au plus un signal-prix de l'ordre de 80 000 €. En termes de composante d'injection : celle-ci est nulle pour les installations de production raccordées au réseau HTA ou HTB1, ce qui représente l'essentiel des installations de production d'électricité renouvelable (parc éolien y compris offshore, centrale photovoltaïque, cogénération biogaz)

Un projet de même capacité de méthanisation mais en injection biométhane produit 23 GWh/an, soit sur 15 ans avec une actualisation à 7 % une valeur actualisée nette du terme 3 du timbre d'injection de 293 000 €, plus de 4 fois le signal économique le plus fort envoyé en électricité à travers les S3RENH et le TURPE.

Par ailleurs, un tel timbre affecterait fortement les TRI des projets. La perte de TRI projet est de l'ordre de 0,5 % entre un projet soumis à un terme 1 ou un terme 3. Or les projets n'ont pas la possibilité de se localiser librement pour se raccorder en zone 1 plutôt qu'en zone 3 (rappelons que le transport des intrants sur de longues distances ne se justifie ni sur le plan économique ni sur le plan environnemental). Cet écart très significatif de TRI contribuera donc à limiter fortement le développement de la filière au risque de rater les objectifs de la PPE. Davantage de détails sur les données, critères et hypothèses retenus seraient bienvenus pour étudier les modalités proposées par la CRE. Cependant, au regard des éléments publiés le SER estime que les montants proposés par la CRE, et notamment le timbre 3, semblent disproportionnés au regard de l'équilibre économique des sites. Un timbre 3 à 1,4 €/MWh correspond à un terme capacitaire d'entrée sur le réseau de l'ordre de 450 €/MWh/j/an (puisque les sites de biométhane qui injecte quasiment en plat sur l'année). En comparaison, le terme d'entrée aux points frontière appliqué sur le réseau de transport est de 105

€/MWhj/an. La filière biométhane qui permet une production de gaz renouvelable et locale subirait donc un terme 4 fois plus élevé comparé au gaz importé.

Par ailleurs, la CRE proposait d'affecter le terme au moment de la signature du contrat de raccordement. À titre d'exemple, sur une zone où le zonage (ou le programme d'investissement s'il existe) prévoit à terme le développement d'un rebours :

- un producteur se voit-il affecté d'un timbre 3, y compris lorsque la réalisation du rebours est prévue à plus longue échéance ? Dans ce cas cela ne revient-il pas à faire payer par avance à ce producteur des coûts d'OPEX qui n'existent pas encore ? Que se passe-t-il si le producteur opte finalement pour un raccordement direct au réseau de transport ou de distribution ? Que se passe-t-il si le rebours ne se concrétise finalement pas ?

- à défaut, si le producteur se voit initialement affecté d'un timbre 1, puis d'un timbre 3 lorsque le développement d'autres sites sur la zone déclenche un rebours, cela représente une incertitude forte sur lequel le producteur n'a pas de prise.

Plus généralement, on peut s'attendre à une évolution du terme d'un tarif à l'autre, ce qui représente un risque fort dans un contexte où les producteurs établissent leur business plan sur la durée des tarifs d'achat, soit 15 ans.