

*Date du document : 16/06/2023*

## CONTRIBUTION À LA CONSULTATION

CD-23f16-CWaPE-0074

### CONSULTATION DES PARTIES PRENANTES SUR LA STRATÉGIE DE SORTIE DU GAZ FOSSILE À L'HORIZON 2050 À LA SUITE DE L'ADOPTION DU PLAN AIR CLIMAT ENERGIE 2030 DE LA WALLONIE (PACE 2030)

# Table des matières

1. OBJET .....	3
2. ANALYSE .....	3
2.1. <i>Sortie du gaz fossile et investissements dans les réseaux</i> .....	3
2.2. <i>Quelles ressources de gaz de substitution ?</i> .....	4
2.2.1. Principales catégories de gaz .....	4
2.2.2. Le cas particulier du biométhane .....	4
2.2.3. Autres sources de gaz compatibles .....	6
2.3. <i>Priorités d'accès aux réseaux</i> .....	6
2.4. <i>Gaz de substitution : convertibilité et priorités d'usage</i> .....	7
2.5. <i>Autres questions connexes</i> .....	8
2.5.1. Complémentarité avec l'électricité .....	8
2.5.2. Neutralité carbone et traçabilité .....	9
2.5.3. Capture de CO2 .....	9
3. CONCLUSION .....	9
ANNEXE.....	9

## 1. OBJET

Par courriel du 22 mai 2023, le Cabinet du Ministre wallon de l'Énergie a sollicité la CWaPE dans le cadre de la phase de consultation technique des parties prenantes organisée au sujet de la stratégie de sortie du gaz fossile à l'horizon 2050, à la suite de l'adoption par le Gouvernement wallon, le 21 mars 2023, de son nouveau Plan Air Climat Energie (PACE 2030).

La CWaPE a pris connaissance de la liste des questions accompagnant le document de consultation (voir en annexe). S'agissant d'une matière vaste et complexe, et compte tenu de sa charge de travail, il ne lui a pas été possible d'apporter une réponse exhaustive à l'ensemble de celles-ci et ce, d'autant qu'une partie d'entre elles dépasse son champ de compétence.

La présente note tente donc d'apporter quelques éléments sur les thématiques suivantes abordées dans le questionnaire : le devenir des réseaux, les gaz de substitution, les priorités d'accès et d'usage, ainsi que quelques questions connexes brièvement abordées.

## 2. ANALYSE

### 2.1. **Sortie du gaz fossile et investissements dans les réseaux**

Avant toute chose, il est essentiel de ne pas faire l'amalgame entre l'abandon des énergies fossiles, en particulier le gaz naturel de gisement, et l'utilisation des réseaux de distribution ou de transport.

Les réseaux représentent un patrimoine important, qui peut être utilisé, au moins partiellement et certainement durant quelques décennies, pour acheminer progressivement une part croissante de gaz non fossiles. Cela signifie que des investissements devraient encore y être opérés à court et moyen terme. Il s'agit au minimum d'assurer la maintenance et la sécurité de l'outil, tant qu'il est utilisé et ce, même en cas de décroissance progressive.

Il convient ensuite de maintenir la fonction première du réseau : assurer une liaison optimale entre la source et l'utilisateur final. La configuration pourrait changer dans le futur, dès lors que la source est amenée à se diversifier, et à se relocaliser, comme on a pu le voir ces vingt dernières années pour les réseaux d'électricité avec le développement des « productions décentralisées ».

Pour mémoire, les réseaux de distribution de gaz de ORES et RESA représentent à l'heure actuelle 14 340 km de canalisations et desservent 780 000 utilisateurs. Ils ont transporté 17,9 TWh en 2022. Le réseau de transport a quant à lui délivré 15,7 TWh aux clients industriels wallons et 11,7 TWh aux centrales électriques.

À titre de comparaison, les réseaux de distribution d'électricité wallons ont transporté en 2022 13,2 TWh. En additionnant les volumes du réseau de transport et de transport local, la quantité délivrée aux clients wallons est de 21,6 TWh, soit un niveau très inférieur aux  $17,9+15,7 = 33,6$  TWh de gaz délivré aux clients finals (hors centrales électriques). Ce qui signifie qu'une substitution pure 1:1, hypothèse brute et sans réduction de consommation, impliquerait de multiplier par 2,5 la production électrique nécessaire. Ce besoin complémentaire s'ajouterait à la croissance des besoins liés aux nouveaux usages (mobilité, pompes à chaleur...).

Il s'agit donc d'une infrastructure considérablement étendue et de capacité élevée, qu'il convient d'éviter de démanteler avec trop d'empressement. La question de l'éventualité d'un traitement spécifique des amortissements des investissements futurs doit être examinée de manière approfondie, reposer sur des hypothèses claires et réalistes quant au futur et prendre en considération une certaine stabilité tarifaire offerte aux utilisateurs.

Les paragraphes suivants partent donc de l'hypothèse d'un maintien de l'usage des réseaux dans le futur, au moins partiellement. Il s'agit dès lors d'examiner la question des gaz alternatifs pour répondre aux thématiques du questionnaire.

## 2.2. Quelles ressources de gaz de substitution ?

### 2.2.1. Principales catégories de gaz

Comme l'évoque à juste titre le PACE, il existe plusieurs gaz de substitution possibles au gaz naturel. On fera abstraction ici des combustibles solides et liquides, ainsi que du vecteur électrique, pour se concentrer sur les alternatives directes.

Au rang de ces gaz, on peut distinguer les gaz « compatibles » et le gaz « non compatibles » au sens du décret gaz.

Les gaz compatibles sont parfaitement interchangeables avec le gaz naturel, en ce sens que les utilisateurs (et le réseau) n'observent aucune différence entre le gaz naturel et le gaz de substitution, si l'on remplace totalement le premier par le second. Il ne s'agit donc pas d'un gaz additif dilué en faible proportion dans le gaz naturel distribué.

Classiquement, on ne rencontrera ici que les gaz à haute teneur en méthane (CH<sub>4</sub>). La molécule de méthane est la chaîne hydrocarbonée la plus simple que l'on puisse trouver et elle est abondante. Il existe plusieurs sources de méthane :

- Bien sûr le gaz naturel fossile ;
- Le gaz « fatal », avec un focus particulier sur le gaz de mine présent en Wallonie ;
- Le gaz issu de la fermentation de matières organiques : biogaz (ou biométhane lorsque celui-ci est rendu compatible par séparation des éléments non souhaités) ;
- Le gaz de synthèse (« syngas »), résultant d'un processus thermochimique, par exemple la méthanation de l'hydrogène (éventuellement issu de sources renouvelables) en le recombinant avec du CO<sub>2</sub>.

Les gaz non compatibles peuvent quant à eux revêtir différentes formes, dont les plus couramment rencontrées sont :

- Le biogaz brut issu de la fermentation (c'est-à-dire avant sa transformation en biométhane par l'extraction des composés indésirables, principalement le CO<sub>2</sub> présent à plus de 50%) ;
- Les produits dérivés du pétrole (non renouvelable) : propane pur, propane-air... ;
- Le gaz fatal issu de l'industrie (CO... ) ;
- Le vecteur<sup>1</sup> hydrogène.

### 2.2.2. Le cas particulier du biométhane

Le biométhane est le gaz le plus prometteur à brève échéance. Il est en plein développement dans les pays voisins et il fait à présent partie du paysage énergétique wallon. Trois installations de taille importante sont en service en région wallonne, et ont injecté 147 GWh en 2022. D'autres installations sont en cours de développement, à des stades divers.

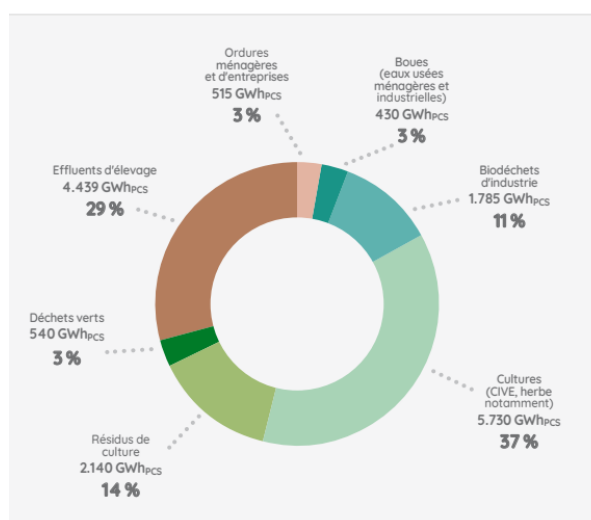
---

<sup>1</sup> On parlera de vecteur car l'hydrogène n'est pas directement une source d'énergie, mais un moyen de la transporter

Concernant le gisement de biométhane, le questionnaire se réfère à l'étude de Valbiom réalisée sur demande de gas.be, la fédération des gaziers (anciennement ARGB).

Sur la base de cette étude, le potentiel réaliste (c.-à-d. pris en tenant compte des éventuels conflits d'utilisation sur les matières premières et des limites techniques, sociales, agronomiques ou environnementales) a été évalué à 15,6 TWh pour la Belgique. Ce gisement se trouve à 53% sur le territoire wallon ; ce qui correspond donc à un potentiel de l'ordre de 8,3 TWh pour la Région wallonne.

Le graphique ci-dessous<sup>2</sup>, extrait de cette étude, donne une répartition de ce potentiel belge en fonction de la provenance du gisement. Sans surprise, c'est l'agriculture qui représente la plus grosse part du gisement (80%).



Lorsqu'on examine un gisement, il convient de tenir compte des ressources déjà utilisées à d'autres usages, notamment pour fabriquer de l'électricité, et qui pourraient éventuellement devoir être réorientées vers la production de biométhane. Il convient également de prendre en compte le caractère économique de la collecte d'une ressource en fonction de sa dispersion, ou de sa transformation en fonction de son potentiel intrinsèque : les substrats tels les effluents d'élevage ou l'herbe, par exemple, présentent un pouvoir méthanogène plus faible, et donc des investissements proportionnellement plus lourds, que d'autres ressources du type maïs ou déchets agro-alimentaires. Enfin, les questions connexes comme la liaison azote au sol, la monoculture, le déplacement des déchets doivent être prises en considération.

D'autre part, l'étude montre que la présence du gisement ne correspond pas toujours à la présence d'un réseau de gaz permettant la réinjection du biométhane produit. La Wallonie est particulièrement défavorisée sur ce plan, puisque les zones rurales, au potentiel élevé, sont généralement moins desservies par les réseaux. La CWaPE relève que même un réseau comme celui de Charleroi peut présenter des limites au potentiel d'absorption lors des creux de consommation de l'été.

<sup>2</sup> Source : « Quelle place pour le biométhane injectable en Belgique ? », gas.be rédigé par Valbiom, octobre 2019

Des solutions permettent toutefois de repousser ces limites mais elles présentent un coût additionnel :

- le recours au réseau de transport (en injection directe ou avec rebours) lorsque la consommation de la portion du réseau de distribution où est injectée le gaz est insuffisante (été) ;
- le gaz porté (virtual pipe) qui consiste à comprimer le gaz, et à l'acheminer par voie routière ou fluviale vers une zone équipée pour le réceptionner et l'injecter dans le réseau ou chez un client direct ;
- un microgrid qui collecte le gaz brut vers un point d'épuration/injection centralisé.

Au-delà, des investissements d'extension du réseau bien ciblés peuvent aussi être envisagés. Même s'ils peuvent apparaître considérables, ils sont à comparer avec les investissements qui seraient plus communément admis, dans les réseaux de chaleur ou d'hydrogène par exemple.

### 2.2.3. Autres sources de gaz compatibles

La Wallonie a des ressources limitées. Si le biométhane présente un potentiel élevé du fait des ressources en biomasse présentes sur son territoire, c'est moins le cas d'autres types de gaz.

Néanmoins, il convient de ne pas négliger, dans une phase transitoire, le potentiel important de **gaz de mine** disponible et exploitable dans certains bassins houillers. D'autre part, l'hydrogène peut être synthétisé, et éventuellement à son tour donner lieu à la génération de **syngas**. Il convient cependant de noter qu'en matière d'hydrogène renouvelable, les ressources sont limitées, de par le lien avec le potentiel de production d'électricité nécessaire à son obtention par procédé d'hydrolyse de l'eau. A l'heure actuelle dans le monde, l'essentiel de l'hydrogène est produit au départ de... gaz naturel, de charbon ou de pétrole, à peine 2% l'était par hydrolyse en 2019 (source : AIE).

Enfin, **le gaz peut être importé**. La Belgique est depuis longtemps un carrefour gazier très important en Europe (hub), de par ses infrastructures de transit et ses nombreux points d'entrée/sortie. Il n'est dès lors pas exclu d'importer des gaz compatibles de substitution par ces mêmes voies.

## 2.3. Priorités d'accès aux réseaux

Lorsque l'on parle de gaz de substitution, il faut examiner la question du transport de ceux-ci. Conceptuellement, il existe plusieurs options pour acheminer le gaz produit / importé vers le consommateur final :

- Le réseau existant ;
- Un réseau alternatif de canalisations ;
- Le transport sous forme comprimée (type CNG), par voie terrestre ou fluviale ;
- Le transport sous forme liquide (type LNG, propane, butane...), par voie terrestre ou fluviale également ;
- Une combinaison de ces modes entre eux.

Les **gaz compatibles** sont transportables par le réseau existant, mais également sous forme comprimée / liquide, éventuellement avec réinjection dans le réseau existant. Cette combinaison permet de couvrir les « zones blanches » non desservies par le réseau : on pensait jusque-là aux zones de consommation, mais le concept trouve tout son sens pour transporter le gaz produit au départ d'installations éloignées du réseau.

Les **gaz non compatibles** ne peuvent en l'état être transportés en substitution pure. Une dilution en faibles proportions dans le gaz compatible est toutefois envisageable dans le cas de l'hydrogène et est actuellement à l'examen.

La CWaPE remarque qu'il est souvent question dans les débats d'une substitution du gaz naturel par l'**hydrogène** dans les réseaux existants. Ici, il faut distinguer le transport et la distribution. A l'heure actuelle, et sous réserve d'études plus poussées, il est très peu probable d'envisager que les réseaux de distribution actuels puissent transporter un jour du gaz composé à 100% d'hydrogène, pour des raisons purement technologiques : risque accru de fuites par rapport au méthane car molécule plus petite, impact sur la résistance des matériaux des canalisations, des soudures, des bourrages de vannes, etc. Il est sans doute plus réaliste de songer à un réseau spécifique, et plus encore de type transport que de type distribution, pour des raisons évidentes de sécurité et de coûts de développement dans un laps de temps assez court. Rappelons qu'il a fallu plusieurs décennies pour développer le réseau de distribution actuel.

D'autre part, les installations intérieures des clients de la distribution ne sont pas conçues pour recevoir de l'hydrogène pur, ce qui soulève d'évidentes questions de sécurité.

Une voie alternative pour l'hydrogène est le transport par camion pour l'acheminer directement chez le client, pour autant que ses installations soient adaptées, comme pour le propane en vrac ou le CNG en caisson.

**Il découle de ce qui précède que le gaz à transporter prioritairement dans les réseaux, surtout dans ceux de distribution, est avant tout du gaz compatible : soit issu de sources renouvelables, lequel dispose déjà actuellement d'une priorité d'accès réglementaire dans le cadre wallon, soit non renouvelable (gaz naturel). Le premier est amené à voir sa part augmenter graduellement au détriment du second. Une part de gaz de mine peut aussi temporairement compléter la substitution.**

**Pour les autres solutions, des études de rationalité économique et de faisabilité technique sont à réaliser. La conversion éventuelle de parties de réseau à d'autres type de gaz nécessite également une analyse approfondie et/ou des projets-pilotes, notamment sur le plan de la sécurité.**

## **2.4. Gaz de substitution : convertibilité et priorités d'usage**

Toute conversion ou changement de vecteur implique de toucher aux installations des consommateurs. Il convient dès lors de mesurer tous les impacts sociaux et économiques pour les utilisateurs, notamment sur le plan des investissements dans des pompes à chaleur, dans des réseaux de chaleur ou encore dans des appareils susceptibles d'accepter les gaz aux autres propriétés physico-chimiques que le gaz naturel et le méthane.

La réalité est différente en fonction des segments et des types de clients. Elle est illustrée de manière très schématique et grossière ci-après.

Pour les applications « chaleur » dans le segment résidentiel ou assimilé et pour le nouveau bâti, des normes constructives devraient permettre de s'affranchir sans trop de difficultés du besoin de se connecter au réseau de gaz. En revanche, il semble difficile d'imaginer à court terme des investissements massifs dans des pompes-à-chaleur pour le bâti existant, plus particulièrement en zone urbaine ou semi-urbaine. De même, la pose d'un réseau de chaleur apparaît difficilement généralisable au-delà de quelques (dizaines) de projets aux circonstances favorables : place disponible dans les trottoirs, investissements lourds, nécessité de trouver une source centralisée et renouvelable d'énergie, etc.

Pour les applications « process » des PME/PMI sur les réseaux de distribution, les mêmes questions de convertibilité se posent.

Pour le segment industriel des gros consommateurs de gaz, soit en tant qu'énergie, soit en tant que source de molécules, le point de bascule économique pour une conversion à plus grande échelle est probablement plus facile à atteindre. Il peut être envisagé une conversion vers un autre vecteur. Ces clients sont généralement alimentés par le réseau de transport, et pourraient se tourner vers des solutions alternatives, comme un réseau de transport d'hydrogène, plus rapidement rentabilisé au vu des volumes en jeu.

Enfin, une partie de l'hydrogène peut également être dédiée à la mobilité (notamment fret, cargos...) ; cf. les intentions européennes en matière de politique de transport.

**Sur le plan de l'opportunité, il semble donc a priori, mais cela doit être minutieusement étudié, qu'un scénario raisonnable consisterait à conserver une grande partie du réseau de distribution pour la distribution de méthane aux clients pour lesquels un switch est compliqué, à en déconnecter les clients qui peuvent se sourcer autrement, à diminuer la consommation par des mesures d'efficacité, et à convertir le segment industriel à un autre vecteur, par exemple l'hydrogène acheminé par un réseau de transport spécifique.**

Il est évidemment nécessaire d'avoir une approche holistique de la question, car il faut en mesurer les impacts sociaux et économiques indirects : soutenabilité, précarité, compétitivité, etc. Un autre élément majeur est l'approche internationale. En effet, la renonciation européenne à sa « part » actuelle de gaz naturel peut avoir un impact sur le prix mondial, et risque de rendre celui-ci plus attractif pour d'autres parties du monde, avec toutes les distorsions de concurrence qui pourraient en découler.

Enfin, la priorisation relève aussi d'un arbitrage sociétal et politique.

## 2.5. Autres questions connexes

Sont énumérées ici un certain nombre de considérations qui devraient être investiguées et participer à la réflexion.

### 2.5.1. Complémentarité avec l'électricité

Les réseaux de gaz et d'électricité peuvent se compléter, le premier ayant une capacité de stockage que n'a pas le second, et disponible pour fournir de la flexibilité. C'est le concept de power-to-gas : l'électricité excédentaire en période de forte disponibilité des sources de production intermittentes est convertie en hydrogène, lequel est ensuite méthanisé et injecté dans le réseau. En période de déficit électrique, le réseau de gaz peut alimenter des cogénérations voire même des centrales pour soutenir le réseau électrique.

Ces technologies s'envisagent à grande échelle, mais il n'est pas exclu de les imaginer à l'échelle d'un réseau moyenne pression.



### 2.5.2. Neutralité carbone et traçabilité

La question de la traçabilité des sources et de leur caractère renouvelable est de plus en plus présente en Europe. Un système de certification de site, complété d'une émission de garanties d'origine échangeables sur le marché doit être stimulé pour répondre à ces préoccupations. Aujourd'hui, le système en place en Wallonie ne répond que partiellement, et doit être complété.

La question de la certification concerne également l'hydrogène. Il est essentiel de pouvoir distinguer l'hydrogène d'origine renouvelable de l'hydrogène produit au départ d'énergies fossiles, encore très largement majoritaire aujourd'hui.

### 2.5.3. Capture de CO<sub>2</sub>

La capture de CO<sub>2</sub>, est une thématique plus éloignée des missions de la CWaPE. Il s'agit sans doute d'une piste intéressante, destinée à compenser la part qui ne peut être soustraite aux énergies fossiles, mais ne doit pas être abordée comme une solution de report dans le temps des émissions. En matière de stockage souterrain, il convient de rester prudent, et se souvenir des enseignements mitigés des stockages de gaz naturel réalisés dans les années nonantes dans les anciens sites miniers d'Anderlues et Péronnes.

En revanche, le CO<sub>2</sub> constitue une matière première, qui peut précisément être recombinaison avec l'hydrogène pour former du méthane. Cela n'annule évidemment pas les émissions, mais permet de démultiplier le cycle du carbone.

## 3. CONCLUSION

Par cette brève note, la CWaPE espère apporter sa contribution aux réflexions stratégiques qui doivent être initiées en matière de futur du mix énergétique wallon.

On retiendra essentiellement les pistes de réflexion suivantes :

- 1) la Belgique bénéficie d'une position très favorable sur le marché du gaz ;
- 2) les réseaux de gaz ont certainement un rôle à jouer à moyen terme ;
- 3) leur configuration est amenée à changer, de même que la provenance du gaz qu'ils transporteront, mais pas forcément les propriétés physico-chimiques de celui-ci ;
- 4) l'hydrogène est probablement plus destiné à alimenter la grande industrie via des réseaux ad hoc ou encore à la mobilité ;
- 5) une analyse des impacts sociaux, économiques, environnementaux et géostratégiques est essentielle avant de prendre des positions irrémédiables.

## ANNEXE

Liste des questions communiquée aux parties prenantes dans le cadre de la consultation

\* \* \*



Cabinet du Ministre Philippe Henry  
Vice-Président du Gouvernement

Ministre du Climat, de l'Énergie, de la Mobilité et des Infrastructures

### 3. Quelques questions

Dans la perspective de la neutralité carbone et d'un *phasing out* des énergies fossiles à l'horizon 2050, certains combustibles gazeux continueront à être présents dans le paysage énergétique wallon même si leur poids sera réduit par rapport à ce que l'on observe actuellement.

Dans ces conditions, une série de questions fondamentales se posent :

1. Pour quels usages le potentiel de gaz renouvelable issu de la biométhanisation de matières organiques, identifié par Valbiom (8 TWh), devrait-il être utilisé en priorité à l'horizon 2050 ?
2. Comment garantir la durabilité de l'utilisation de ces 8 TWh de gaz renouvelables biosourcés ?
3. Quel est le potentiel de production de gaz renouvelables non biosourcés (*i.e.* hydrogène et gaz de synthèse produits par réaction avec de l'hydrogène bas carbone) ?
4. Pour quels usages les gaz renouvelables, non biosourcés, devraient-ils être utilisés en priorité à l'horizon 2050 ?
5. Dans le cadre de la décarbonation de l'économie wallonne, pour quels usages les réseaux de distribution de gaz devraient-ils être utilisés en priorité, éventuellement selon quel phasage ?
6. Dans le cadre de la décarbonation de l'économie wallonne, quels sont les gaz qui devraient être véhiculés prioritairement dans les réseaux de distribution, éventuellement selon quel phasage ?
7. Quels moyens techniques (infrastructures mais aussi modes de combustion) faudrait-il développer pour permettre la valorisation des différents gaz renouvelables qui seront produits à l'horizon 2050 (biogaz non épuré, biométhane et méthane de synthèse, hydrogène, autres gaz) ?
8. Quel sera le rôle futur des réseaux de chaleur pour assurer quels besoins thermiques ?
9. Quelles sont les sources d'énergie qui devraient alimenter, en priorité, ces réseaux de chaleur, à court, moyen et long terme ?
10. Comment pourrait-on capter le CO<sub>2</sub> émis par la combustion de biogaz (biogaz non épuré ou biométhane) pour créer des puits de carbone (émissions négatives) ?
11. Comment neutraliser les émissions de CO<sub>2</sub> de process liées à la production de ciment, de chaux et de verre ?
12. Quel pourrait être le rôle du gaz naturel mais aussi des réseaux de distribution de gaz naturel dans une phase intermédiaire de la transition énergétique (*i.e.* aux horizons 2030 et 2040) ?
13. Quelles sont les alternatives décarbonées à la consommation de gaz naturel qui peuvent être envisagées dans les zones où le réseau de gaz naturel est actuellement existant
  - a. En fonction des différents niveaux de températures requis ?
  - b. En fonction des différents types de consommateurs (chauffage résidentiel et/ou tertiaire, industrie, mobilité là où le CNG est utilisé)