



Le rôle des vecteurs énergétiques gazeux dans une Belgique climatiquement neutre

Étude commanditée par le SPF Economie et réalisée par Deloitte



SPF Economie, P.M.E., Classes moyennes et Energie

Rue du Progrès 50 – 1210 Bruxelles

N° d'entreprise : 0314.595.348



○ 0800 120 33 (numéro gratuit)



○ SPFEco



○ @spfeconomie



○ [linkedin.com/company/fod-economie](https://www.linkedin.com/company/fod-economie) (page bilingue)



○ [instagram.com/spfecoe](https://www.instagram.com/spfecoe)



○ [youtube.com/user/SPFEconomie](https://www.youtube.com/user/SPFEconomie)



○ economie.fgov.be

Éditrice responsable :

Séverine Waterbley

Présidente du Comité de direction

Rue du Progrès 50 – 1210 Bruxelles

Version internet

Avant-propos

2020 a été l'année la plus chaude jamais enregistrée en Belgique, en Europe et dans le reste du monde. Nous connaissons également la plus grande récession depuis la Seconde Guerre mondiale suite à la pandémie de Covid-19. Pendant que nos médecins et travailleurs de la santé combattent la pandémie, il est de ma - ainsi que notre - responsabilité de définir le cadre d'une reprise verte. Une reprise verte est le vaccin de notre économie.

L'évolution des vecteurs énergétiques a toujours été un catalyseur de changement dans l'économie et la société. Du bois d'allumage à la tourbe et au charbon, en passant par l'énergie nucléaire, le pétrole et le gaz. L'énergie est l'élément vital de notre société, de notre économie, le moteur de nos industries. Les nouveaux vecteurs énergétiques ont systématiquement assuré le profit économique et la prospérité sociale.

Pour participer et contribuer à l'ambition européenne de réduire les émissions de gaz à effet de serre de l'UE de 55 % d'ici à 2030 et de devenir le premier continent à neutralité climatique d'ici 2050, notre système énergétique doit passer des combustibles fossiles aux énergies propres. Une grande partie de la transition énergétique sera axée sur l'électrification. Les énergies renouvelables constituent la solution la plus efficace et la plus facile à mettre en œuvre pour inverser la tendance à l'augmentation des émissions de CO₂.

Cependant, l'électrification seule ne suffit pas. Notre futur mix énergétique sera une combinaison d'électrons et de molécules. Nous avons besoin de plus de solutions pour les secteurs émettant de grandes quantités de CO₂, tels que le secteur de la chimie, l'acier, le ciment, les transports lourds et la navigation. Sans solution, notre objectif de zéro émission nette de carbone restera hors de portée. Si nous voulons une industrie propre, l'hydrogène renouvelable jouera un rôle important.

Cette étude montre que la Belgique a tous les atouts pour devenir la plaque tournante de l'hydrogène en Europe. Nous disposons déjà en Belgique d'une grande expertise dans le domaine de l'hydrogène. Outre notre large réseau privé d'hydrogène bien équipé, nous sommes également à la pointe des technologies - et des applications - de l'hydrogène. Nous disposons de la technologie nécessaire pour le produire nous-mêmes, mais nous devons en même temps faire appel à des partenaires à l'étranger. Nous devons coopérer avec les régions et pays d'Europe et des environs où le soleil, le vent et l'eau sont présents en telle abondance qu'il est possible de produire de l'hydrogène neutre sur le plan climatique à moindre coût. Nous devons donc importer le soleil - "shipping the sunshine", comme on dit.

Le plan de relance belge souhaite investir aujourd'hui dans les infrastructures de demain. Nous avons alloué 95 millions d'euros dans le plan de relance pour le développement d'une dorsale hydrogène et carbone. Ce sera la base pour soutenir la poursuite du développement d'une dorsale hydrogène dans toute l'Europe et pour permettre l'importation d'hydrogène dans l'avenir.

Si nous voulons que l'hydrogène apporte une réelle contribution en 2030 et 2050, nous devons nous y mettre dès maintenant. Le gouvernement belge dévoilera bientôt sa vision de l'hydrogène. Cela permettra de fixer des objectifs clairs et précis afin de donner au secteur une certaine prévisibilité pour planifier ses investissements. Car, comme le dirait aussi Sénèque, " Il n'est pas de vent favorable pour qui ne connaît pas son port ".

Enfin, je tiens à remercier tous les experts et les parties prenantes qui ont contribué à cette étude, qui constitue une base et un cadre de référence importants pour ma politique en tant que Ministre Fédérale de l'Energie.



Tinne Van der Straeten,
Ministre Fédérale de l'Energie

Le système énergétique joue un rôle important dans la réalisation des objectifs climatiques de Paris, et de leur interprétation européenne, vers la neutralité climatique d'ici 2050. Une transition accélérée du secteur énergétique est impérative.

À la demande du SPF Economie, et avec le soutien du cabinet Van der Straeten, Deloitte et le SPF Economie ont développé ensemble une étude sur le rôle des gaz climatiquement neutres dans la transition climatique et énergétique belge. Cette étude a été réalisée sur base de consultations approfondies avec des experts énergétiques belges reconnus en combinaison avec une étude de la littérature existante.

L'étude apporte une contribution importante à la future politique de développement et d'utilisation de ces vecteurs d'énergie gazeux. Elle constitue ainsi un cadre de référence pour les futures prises de décision concernant la transition vers les gaz climatiquement neutres en Belgique.

L'étude montre, entre autres, l'importance continue des molécules en raison de leurs avantages uniques, en tant que matière première et vecteur d'énergie, et le rôle complémentaire entre le système électrique et gazier. Elle donne un aperçu de l'avenir de l'approvisionnement énergétique belge sous la forme d'une production locale et de la possibilité d'importer des molécules climatiquement neutres. L'étude examine les attentes, les opportunités et les défis ainsi que les besoins en infrastructures pour le méthane, l'hydrogène et le CO₂. Elle décrit les possibilités du gaz naturel et du méthane à neutralité climatique, le rôle prometteur de l'hydrogène et des vecteurs énergétiques dérivés ainsi que le développement d'une économie de l'hydrogène.

Enfin, des recommandations sont formulées en ce qui concerne la politique générale, l'approvisionnement énergétique et le positionnement international, les infrastructures et la facilitation du développement des marchés.

Nous remercions tous les experts en énergie pour leurs précieuses informations lors du développement l'étude. Luttons maintenant ensemble pour une Belgique climatiquement neutre.

Séverine Waterbley,
présidente du Comité de direction

Nancy Mahieu,
directrice générale a.i.
de la Direction générale de l'Energie

Contexte et objectif	04
Points de départ	06
• Le trilemme énergétique comme toile de fond d'une politique gazière tournée vers l'avenir	06
• Approbation des objectifs climatiques européens pour 2030 et 2050	06
• S'engager à temps pour atteindre les objectifs climatiques	07
• Mettre l'accent sur l'intégration des systèmes	07
• Exploiter et conserver au maximum nos atouts sur la scène internationale	07
• Utilisation optimale des possibilités existantes	07
• Description du système énergétique actuel et possible dans le futur	08
Changements significatifs dans le paysage énergétique à l'horizon 2050	10
• Évolutions attendues du système énergétique européen	10
• Évolutions attendues du système énergétique belge	11
• Évolutions attendues du mix gazier européen	13
Remplacement progressif du gaz naturel par du méthane neutre pour le climat	14
• L'avenir du méthane en tant que vecteur énergétique	15
• Un rôle pour le gaz naturel en Belgique jusqu'en 2050	15
• Le biogaz, le biométhane et le biopropane comme partie de la solution	17
• Un rôle potentiel pour le méthane synthétique	18
• L'infrastructure existante du méthane en tant qu'atout stratégique	19
• Vers un marché liquide pour le méthane climatiquement neutre	19
Construire une économie de l'hydrogène	20
• L'hydrogène, un vecteur énergétique prometteur	21
• Rôle complémentaire des molécules dérivées	24
• Approvisionnement diversifié en hydrogène	24
• Développement progressif de l'infrastructure d'hydrogène	27
• Besoins du marché	28
Nécessité d'une politique d'accompagnement en matière de CO₂	29
• Infrastructure CO ₂	30
Recommandations	32
• Général	34
• Approvisionnement en énergie et positionnement international	34
• Infrastructure	35
• Facilitation du développement du marché	37
Annexe	40
• Glossaire	41
• Liste des sources	42



Contexte et objectif, Points de départ

Contexte et objectif

Suite à l'Accord de Paris de 2015, l'UE s'est fixé pour objectif de devenir neutre sur le plan climatique d'ici à 2050. Le Green Deal européen, publié par la Commission von der Leyen en décembre 2019, propose une nouvelle stratégie de croissance économique basée sur la durabilité. Une ambition qui est également soutenue par le gouvernement fédéral dans la déclaration gouvernementale et le document de politique générale de la ministre Van der Straeten. L'objectif de neutralité climatique d'ici 2050 nécessite une transition accélérée. Le système énergétique jouera un rôle important à cet égard, puisque la production et l'utilisation de l'énergie représentent plus de 75 % des émissions de gaz à effet de serre de l'UE¹. La transition de la production d'électricité vers la neutralité climatique est déjà en cours depuis plusieurs années, mais il faudra également s'attaquer à la décarbonisation des autres vecteurs du système énergétique. Au niveau européen, nous constatons que des efforts sont désormais déployés principalement dans le secteur du gaz.

Après tout, parallèlement à l'électrification intensive, les gaz continueront à jouer un rôle important dans le futur système énergétique. D'une part, il existe des limites techniques et économiques à l'électrification. D'autre part, les gaz présentent un certain nombre d'avantages intrinsèques pour le fonctionnement du système énergétique, notamment un transport relativement facile et rentable sur de longues distances, la possibilité d'un stockage rentable et la fourniture d'une flexibilité permettant d'absorber l'intermittence d'un certain nombre de techniques de production d'électricité renouvelable. L'utilisation actuelle du gaz naturel entraîne des émissions de gaz à effet de serre. Outre l'électrification des applications du gaz naturel, des progrès sont réalisés dans le domaine du captage du CO₂. Les gaz neutres pour le climat, tel que l'hydrogène et les vecteurs énergétiques dérivés (ammoniac, méthanol, méthane synthétique, etc.) produits à l'aide d'électricité renouvelable ou d'autres méthodes de production neutres pour le climat et le biogaz, sont également examinés.

L'UE s'est fermement engagée à rendre le secteur du gaz neutre sur le plan climatique, au travers de la stratégie européenne d'intégration du système énergétique, de la stratégie² sur les émissions de méthane et, en particulier, de la stratégie sur l'hydrogène³, et d'un programme d'investissement ambitieux. Dans le domaine de l'hydrogène, une forte dynamique s'est également développée au niveau mondial, avec des institutions de premier

plan telles que l'Agence Internationale de l'Énergie et plusieurs pays qui soulignent les avantages d'une augmentation de l'hydrogène dans le système énergétique. Dans le même temps, il est important de ne pas perdre de vue les défis que présente l'hydrogène.

Les gaz neutres pour le climat pourraient également jouer un rôle important en Belgique, notamment en raison de la présence d'importants clusters (pétro-)chimiques et industriels à forte intensité énergétique. En outre, la Belgique est déjà une plaque tournante importante pour le gaz naturel dans la région de l'Europe centrale et occidentale (ECO ou CWE)⁴ et est idéalement placée parmi les pays voisins ambitionnant eux aussi d'occuper une position stratégique similaire pour les gaz neutres en carbone. Enfin, grâce à l'innovation technologique relative à ces gaz, la transition énergétique offre également des opportunités de développement économique intéressantes pour une économie de la connaissance comme la Belgique.

Pour réaliser la transition vers des gaz neutres pour le climat, il faut faire sans tarder des choix stratégiques qui déclencheront des investissements, notamment l'adaptation en temps voulu des infrastructures existantes et le développement de nouvelles infrastructures. . Le processus de planification et d'autorisation pour des infrastructures de cette envergure prend beaucoup de temps. Les budgets qui seront mis à disposition à cet effet au

niveau de l'UE, tant dans le cadre du plan de relance post-COVID que dans celui des ressources européennes générales pour la réalisation du Green Deal, offrent une opportunité supplémentaire à cet égard.

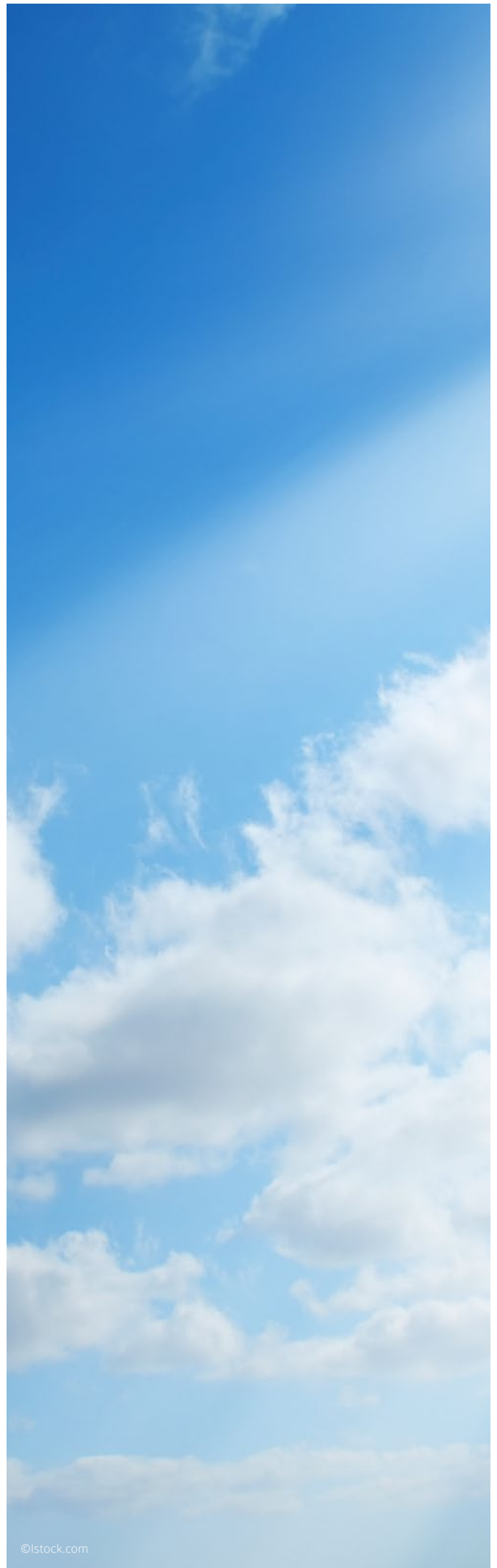
Dans ce qui suit, des éléments de base sont fournis, sur base d'études et de recherches existantes, pour le développement d'une vision stratégique pour une politique fédérale du gaz pour la Belgique cohérente, étayée et orientée vers l'avenir, en tenant compte de la durabilité, des aspects socio-économiques, technologiques et systémiques. L'horizon pour cela est 2050, 2030 étant une étape intermédiaire et des actions immédiates étant également recommandées. Nous nous concentrons principalement sur le secteur du gaz.

Lorsque nécessaire, nous nous étendons, de manière limitée, à d'autres secteurs (et à d'autres molécules). Il eût été idéal de prendre en compte l'ensemble du système énergétique, mais cela dépasse le cadre de la présente étude.

La première partie contient les points de départ et les principes directeurs utilisés dans cette étude. La deuxième partie décrit le système énergétique actuel et futur possible dans l'UE et en Belgique. L'accent est mis sur le méthane (et sa durabilité) d'une part, et sur le développement possible d'une économie de l'hydrogène d'autre part. Dans chaque cas, l'accent est mis sur les facteurs critiques de succès et les leviers de la transition et de la relance économique. Outre les besoins en infrastructures associés, la nécessité d'une politique d'accompagnement en matière de CO₂ sur un certain nombre d'aspects est également discutée. Enfin, dans la troisième partie, des recommandations politiques concrètes sont formulées.

Ce document de réflexion sur le rôle futur des gaz combustibles dans un système énergétique neutre sur le plan climatique en Belgique a été élaboré sur base de consultations approfondies avec des experts belges reconnus dans le domaine de l'énergie sur l'avenir du gaz, combinées à une étude de la littérature mentionnée à l'annexe 2. Les idées et les recommandations proviennent donc des consultations d'experts, mais aussi de la littérature.

-
1. European Commission, *The European Green Deal*, december 2019.
 2. European Commission, *Powering a climate-neutral economy: An EU Strategy for Energy System Integration*, COM(2020) 299 final, July 2020
 3. European Commission, *A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe*, COM(2020) 301 final, July 2020
 4. CWE désigne le couplage du marché trilatéral de l'électricité (France, Belgique, Pays-Bas) avec le marché allemand de l'électricité. Ce couplage est appelé le couplage CWE.



Points de départ

Cette section clarifie les principes sous-jacents de cette étude. Le “trilemme énergétique” est le principal, rappelant les trois axes dont l’interaction détermine le terrain de jeu de toute politique énergétique tournée vers l’avenir. En outre, un certain nombre d’autres principes directeurs et de points de vue ont été utilisés dans l’élaboration de l’analyse et des recommandations. Lors de l’application de ces principes et points de vue, il est également important de maintenir un équilibre entre la durabilité, le caractère abordable et la sécurité d’approvisionnement.

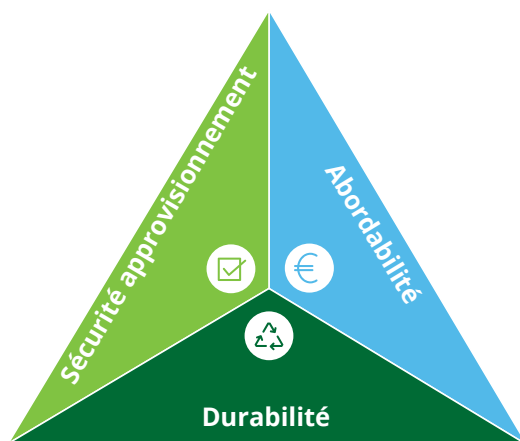


Figure 1. Interaction des dimensions d'un système énergétique

Durabilité

Une économie durable prend en compte les aspects sociaux et environnementaux afin de répondre aux besoins d'aujourd'hui sans empêcher les générations futures de répondre aux leurs.

Abordabilité

Les charges du système énergétique doivent être et rester durables et responsables, en prêtant attention à l'impact spécifique sur les utilisateurs domestiques, commerciaux et industriels.

Sécurité de l'approvisionnement

L'accès à un nombre suffisant de services énergétiques sûrs et abordables demeure un droit fondamental et une condition préalable au maintien et au développement de notre tissu économique et industrie.

Le trilemme énergétique comme toile de fond d'une politique gazière tournée vers l'avenir

Comme pour le système énergétique dans son ensemble, il est important, dans le contexte du gaz, de maintenir un équilibre acceptable entre la durabilité, le caractère abordable et la sécurité d'approvisionnement, tant dans l'objectif final que tout au long de la transition⁵. Il existe une tension entre ces dimensions, ce qui crée certaines contraintes et certains défis. L'objectif d'une plus grande durabilité peut exercer une pression sur l'accessibilité financière et la sécurité de l'approvisionnement. À l'inverse, ne pas s'efforcer d'atténuer le changement climatique aura des conséquences économiques négatives importantes⁶.

Approbation des objectifs climatiques européens pour 2030 et 2050

Le gouvernement fédéral souscrit au “Green Deal” européen et, dans son accord de coalition, il s'est également fixé pour objectif de réduire ses émissions de gaz à effet de serre de 55 % d'ici à 2030 et de prendre les mesures nécessaires pour y parvenir dans le cadre de ses compétences. La déclaration de politique générale de la ministre de l'énergie indique en outre qu'une politique fédérale sur les gaz décarbonés et les molécules dans la transition énergétique sera élaborée, conformément au Green Deal et aux stratégies correspondantes sur l'intégration des systèmes énergétiques et l'hydrogène.

5. World Energy Council, World Energy Trilemma Index, <https://www.worldenergy.org/transition-toolkit/world-energy-trilemma-index>, 2020

6. Stern N., *The Economics of Climate Change: The Stern Review*, October 2006



©Istock.com

S'engager à temps pour atteindre les objectifs climatiques

Le budget de CO₂ que nous pouvons consommer en tant que société avant d'atteindre un point de basculement est limité. Nous reconnaissons donc également le sentiment d'urgence à réaliser la transition climatique et énergétique. Plus nous attendons, plus il sera coûteux d'obtenir le même résultat dans un laps de temps plus court. En outre, si les objectifs climatiques ne sont pas atteints à l'échelle mondiale (ou pas du tout à temps), des ressources supplémentaires devront être consacrées à la gestion des conséquences du changement climatique. Nous nous concentrons donc sur des investissements réfléchis, orientés vers l'avenir et « sans regrets^{7a} »

Mettre l'accent sur l'intégration des systèmes

Plus le système est efficace, plus le défi de répondre durablement à la demande d'énergie pour le même service énergétique est faible. Ce n'est pas seulement l'efficacité de l'utilisation finale qui est importante ici, mais l'ensemble de la chaîne. Il est particulièrement important ici d'adopter une approche systémique et de prêter attention aux interactions possibles entre les différents secteurs et vecteurs énergétiques à chaque étape de la chaîne. L'efficacité doit donc toujours être envisagée en tenant compte du trilemme énergétique.

Nous notons que l'amélioration de l'efficacité énergétique a été fixée comme un objectif à l'échelle de l'UE dans le « Cadre d'action en matière de climat et d'énergie d'ici à 2030 » de la Commission européenne^{7b}

Exploiter et conserver au maximum nos atouts sur la scène internationale

L'industrie belge et le marché belge du gaz occupent une position forte dans la région du centre-ouest de l'Europe. Cela se traduit par une infrastructure très développée et la présence d'importants pôles industriels qui sont également reliés au marché mondial par nos ports. Par conséquent, plusieurs entreprises belges opèrent dans un contexte européen et mondial, où elles sont également en concurrence avec des acteurs de pays où des conditions différentes s'appliquent. Afin de maintenir et de renforcer la position concurrentielle de ces entreprises belges à court et à long terme, la Belgique doit s'efforcer de mettre en place un cadre politique qui accorde une attention suffisante à cette dimension internationale. En outre, la Belgique dispose d'un certain nombre d'acteurs technologiques uniques, leaders européens dans le domaine de l'hydrogène, que la Belgique devrait exploiter au maximum afin de continuer à jouer un rôle important tant en Belgique

qu'au niveau international et d'augmenter encore l'emploi local.

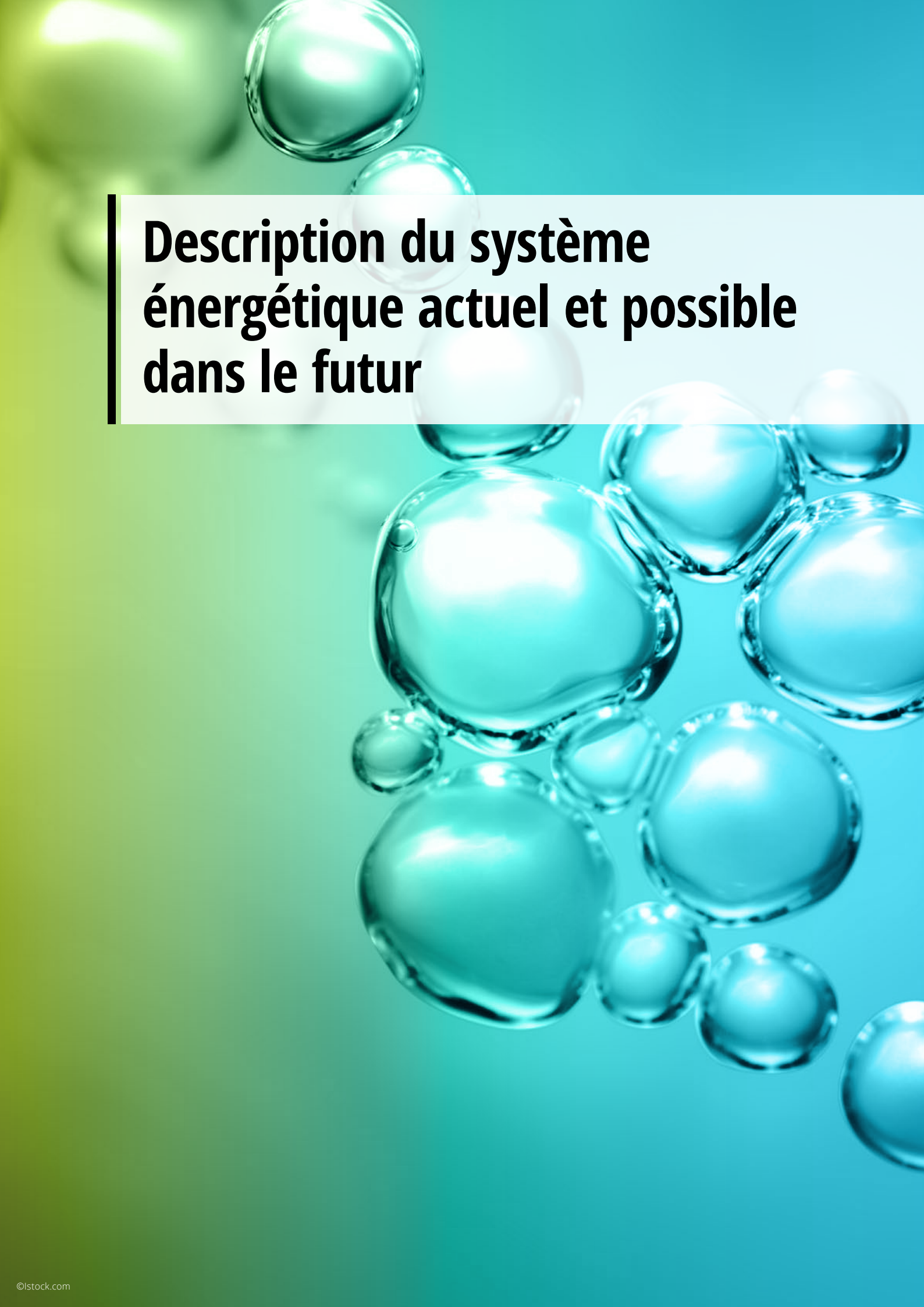
Utilisation optimale des possibilités existantes

L'infrastructure belge existante doit être prise en compte comme facteur pour le rôle futur des gaz. Outre l'infrastructure d'importation (y compris le terminal GNL à Zeebrugge, le Zeepipe, le IUK, les interconnexions avec les Pays-Bas, l'Allemagne et la France), le réseau belge de gaz naturel est très développé. Le passage du gaz L au gaz H, doté d'une plus grande densité énergétique, et la présence de doubles canalisations sur certains axes permettent de rendre certaines parties du réseau de gaz naturel disponibles pour d'autres applications. Cela peut faciliter une conversion progressive au transport d'autres gaz. En outre, il convient de tenir compte de l'infrastructure existante pour l'hydrogène.

Au-delà des infrastructures, la situation de la Belgique, entre des pays voisins ambitieux en matière d'énergie plus durable, offre des possibilités de coopération à différents niveaux.

7a L'expression « sans regrets » provient de l'anglais "no regrets" qui est le terme exact utilisé dans une de nos sources « No-regret hydrogen ». Nous utiliserons "no regrets" dans le reste de ce document afin de rester cohérent par rapport au langage anglophone de notre source.

7b. European Commission, 2030 climate & energy framework, https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_en, consulté le 01/04/2021



Description du système énergétique actuel et possible dans le futur

Dans cette partie descriptive, un certain nombre d'observations sont faites concernant le système énergétique belge et européen, avec une attention particulière au rôle des gaz dans ce système. L'accent est mis principalement sur l'identification des facteurs critiques de succès et des obstacles..

Après une description plus générale des principales tendances et évolutions attendues à l'horizon 2050, le rôle du méthane en tant que vecteur énergétique est d'abord abordé. Une description du rôle continu du gaz naturel est complétée par des options pour des alternatives plus durables, en particulier le biométhane et le méthane synthétique. Les implications pour l'infrastructure et le développement du marché sont également discutées. .

Cette partie se concentre ensuite sur le développement d'une économie de l'hydrogène. Outre les applications possibles, la production et l'importation d'hydrogène (ou de ses vecteurs énergétiques dérivés) sont également abordées, ainsi que les implications pour le développement des infrastructures et des marchés.

Enfin, l'importance d'une politique d'accompagnement par le CO₂ et le développement nécessaire des infrastructures sera discutée, étant donné sa pertinence pour complémentarité avec le méthane et l'hydrogène.

Les idées présentées dans cette section ont été élaborées en rassemblant les chiffres et les idées existants, et en les évaluant ensuite de manière critique avec un groupe d'experts du secteur. D'autres éléments tirés de la littérature ont été ajoutés (les études existantes sont énumérées à l'annexe 2). En raison de l'élan engouement actuel autour du thème "l'avenir du gaz", il a parfois été possible de comparer diverses études et projections récentes.

Changements significatifs dans le paysage énergétique à l'horizon 2050

Évolutions attendues du système énergétique européen

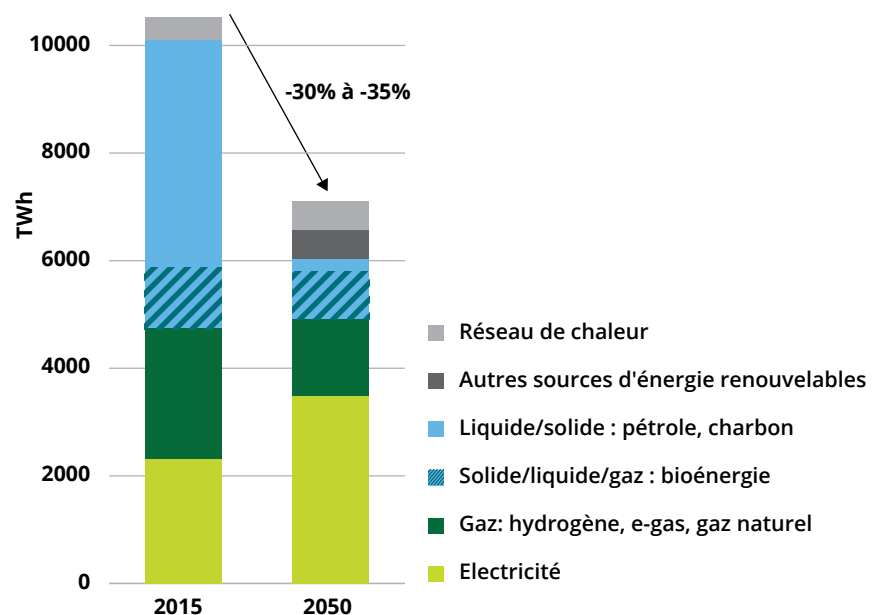
Au **niveau européen**, nous nous basons sur les analyses de scénarios les plus récentes de la Commission européenne⁸. Les principes déjà décrits concernant l'efficacité énergétique et l'intégration des systèmes s'appliquent ici, mais l'approche internationale de l'approvisionnement n'est pas spécifiquement incluse. De manière générale, les scénarios présentent les caractéristiques suivantes du système énergétique du futur⁹:

Réduction de la demande d'énergie finale grâce à une efficacité énergétique accrue, notamment par l'utilisation directe d'électricité renouvelable ou l'isolation augmentée des maisons. La part de l'électricité dans la demande d'énergie finale de l'UE devrait être d'environ 45 à 50 % en 2050 (Les gains d'efficacité entraîneront une diminution de -30 à -35 % de la demande totale d'énergie finale de l'UE d'ici 2050 par rapport à 2015).

Il y a parallèlement une limite à l'électrification. Les **molécules**, en plus de leur utilisation comme matière première, agiront en raison de leurs avantages uniques dans des secteurs difficiles à électrifier (pour la chaleur à haute température, le transport sur de longues distances, etc.) ou lorsqu'elles offrent une alternative rentable.

On observe une **modification** de l'équilibre entre les molécules gazeuses et liquides/solides en faveur des gaz. D'ici 2050, la consommation de pétrole et de gaz naturel sera réduite à une fraction de la consommation actuelle (environ 60 % de la demande énergétique finale en 2015). Le pétrole et le gaz naturel seront partiellement remplacés par des combustibles gazeux renouvelables et neutres pour le climat.

Figure 2. Projection de la demande d'énergie finale par vecteur énergétique dans l'UE



⁸ European Commission, *Stepping up Europe's 2030 climate ambition: investing in a climate-neutral future for the benefit of our people - Impact Assessment*, SWD(2020) 176 final, September 2020, PART 2/2
⁹ Ibid, p. 51, moyenne des projections (proches) des scénarios (REG, MIX, CPRICE et ALLBNK)



L'approvisionnement énergétique futur reposera largement sur des sources renouvelables telles que le vent, le soleil et la biomasse¹⁰. En raison de l'intermittence de l'énergie éolienne et solaire, il est nécessaire d'assurer la **flexibilité et le stockage** dans le système énergétique. Dans les scénarios de la Commission européenne, les besoins quotidiens en matière de flexibilité sont satisfaits par l'activation et la désactivation rapides des unités de production d'électricité à partir de gaz, le stockage en batterie et les réservoirs de pompage-turbinage, et une meilleure interconnexion entre les États membres. Selon la Commission européenne, la demande accrue de vecteurs énergétiques neutres pour le climat, combinée à des périodes d'excédent d'énergie renouvelable, entraînera le développement des unités d'électrolyse. Les différents scénarios prévoient une capacité installée de 550 GW en moyenne dans l'UE d'ici 2050. Pour 2030, la projection est de 12 GW et s'accroît par la suite. La Commission ne s'étend pas sur la question de la saisonnalité de l'énergie intermittente, qui est pertinente pour la

dimension internationale et les besoins en infrastructures du système énergétique¹¹.

Évolutions attendues du système énergétique belge

Pour la Belgique, le Bureau fédéral du Plan a également réalisé une analyse de scénario du système énergétique global dans laquelle est intégrée la réalisation de la neutralité climatique de l'UE d'ici 2050¹². La **demande belge d'électricité** est multipliée par trois d'ici 2050 pour atteindre environ 250 TWh¹³, ce qui s'explique par l'électrification directe et indirecte¹⁴. Cela conduit à une augmentation significative de la production nationale d'électricité¹⁵. La capacité de production d'électricité installée est ensuite multipliée par 4, pour atteindre environ 80 GW en 2050. Alimentées par des sources renouvelables, ce sont, par ordre décroissant de capacité : l'énergie solaire, l'énergie éolienne, les unités à gaz (principalement équipées d'un système de captage et d'utilisation ou de stockage du CO₂ (CCU/S) et fonctionnant au gaz vert (biogaz, gaz de synthèse, hydrogène) en plus d'une quantité marginale de gaz

naturel), la biomasse et les déchets, et les autres unités renouvelables. La figure ci-dessous montre la répartition de ces capacités.

Les scénarios montrent un lien étroit entre le système électrique et le système gazier et indiquent que le besoin de flexibilité évoqué précédemment peut être satisfait par la capture des excédents avec des unités d'électrolyse (11-19 GW), des unités à gaz à démarrage/arrêt rapide (11-16 GW), des interconnexions (14 GW) et par le stockage par batterie sous la forme de véhicules principalement électriques (9,2 millions de voitures). Les scénarios prévoient également une flexibilité sous la forme d'une extension de la capacité de stockage existante par pompage-turbinage (jusqu'à 2 GW).

Selon le scénario, le besoin de flexibilité est satisfait différemment. Alors que l'un des scénarios repose principalement sur les unités d'électrolyse et les unités à gaz, l'autre repose également sur les importations d'électricité et les véhicules électriques.

¹⁰ Nous notons que l'amélioration de l'efficacité énergétique a été fixée comme un objectif à l'échelle de l'UE dans le « Cadre d'action en matière de climat et d'énergie d'ici à 2030 » de la Commission européenne. European Commission, 2030 climate & energy framework, https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_en, consulté le 01/04/2021

¹¹ Zimmerman L., Powering the energy transition with better storage, <https://energy.mit.edu/news/powering-the-energy-transition-with-better-storage/>, MITeI, March 2021

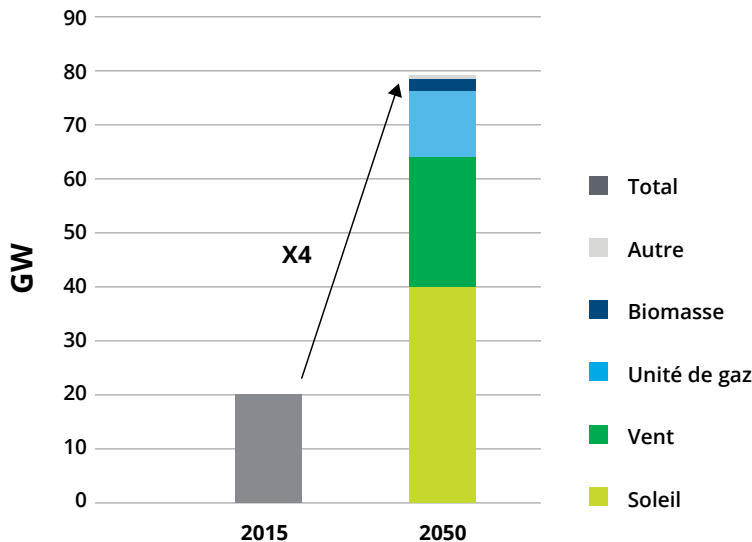
¹² Devogelaer D., Fuel for the future – More molecules or deep electrification of Belgium's energy system by 2050, Federaal Planbureau, Working Paper 4-20, Oktober 2020

¹³ Ibid

¹⁴ Cette analyse de scénario part du scénario 1.5TECH de la Commission européenne, tel que décrit dans sa stratégie à long terme (CE, 2018). Dans cette publication, on part du principe que l'approvisionnement en hydrogène disponible est uniquement assuré par les pays de l'UE27+7. En d'autres termes, on suppose qu'il n'y a pas d'importations d'hydrogène en provenance de l'extérieur de l'UE. Dans la publication du Bureau fédéral du Plan (Devogelaer, 2020), la sensibilité (section 4.2.2) inclut la possibilité d'importations supplémentaires de l'UE. (European Commission, A Clean Planet for all - A European long-term strategic vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy, COM(2018) 773, November 2018)

¹⁵ Nous notons que d'autres études prévoient une augmentation plus limitée de la demande d'électricité pour d'autres années de projection (EnergyVille, 2045 : 97 - 122 TWh, Elia, 2040 : 90 - 98 TWh). Cela est dû au fait que ces études considèrent principalement l'électrification directe et ne donnent pas la priorité à la réalisation de la neutralité climatique d'ici 2050. La demande d'électricité pour l'électrification directe en 2050 dans l'étude du Bureau fédéral du Plan s'élève à 134 TWh. (Elia, Electricity scenarios for Belgium towards 2050, November 2017; EnergyVille, Belgian Long Term Electricity System Scenarios – 2050 scenarios ordered by Engie, 2020)

Figure 3. Puissance installée projetée en Belgique par source d'énergie en 2050¹⁶



- 16 Devogelaer D., *Fuel for the future – More molecules or deep electrification of Belgium's energy system by 2050*, Federaal Planbureau, Working Paper 4-20, Oktober 2020
- 17 EnergyVille, FOD Economie, KMI, WP3 - Renewable Energy Generation, BREGILAB project, 2021
- 18 Elia, *Electricity scenarios for Belgium towards 2050*, November 2017
- 19 Wind Europe, *Our energy, our future – How offshore wind will help Europe go carbon-neutral*, 2019. De studie schat het potentieel voor offshore wind in de Europa omringende zeeën op 450 GW. Naast de Noordzee gaat om de Baltische Zee, Atlantische Oceaan en Middellandse Zee. Ten gevolge van toegenomen integratie van de elektriciteitsmarkten kunnen deze ook voor België van belang zijn.
- 20 Hydrogen Import Coalition, *Shipping sun and wind to Belgium is key in climate neutral economy*, 2021
- 21 European Commission, *Stepping up Europe's 2030 climate ambition: investing in a climate-neutral future for the benefit of our people - Impact Assessment, SWD(2020) 176 final, PART 2/2*, September 2020
- 22 Ibid, p. 61, gemiddelde van (nauwaansluitende) projecties van de scenario's (REG, MIX, CPRICE en ALLBNK)
- 23 Ibid, p. 62, gemiddelde van (nauwaansluitende) projecties van de scenario's (REG, MIX, CPRICE en ALLBNK)
- 24 De studie van de Europese Commissie neemt internationale scheep- en luchtvaart in beschouwing. De mate waarin deze binnen de target scope voor CO₂-emissiereducties vallen is afhankelijk van het gekozen scenario.
- 25 VITO, *Warmte in Vlaanderen*, 2015

En fonction de **paramètres techniques et socio-économiques** ainsi que de **choix politiques** (tels que le prix de l'électricité, du gaz naturel, du CO₂, de l'hydrogène importé et des vecteurs énergétiques dérivés ; l'indépendance énergétique et la sécurité d'approvisionnement, la création de valeur et l'emploi au niveau local, etc.), un **équilibre** se dessinera entre la **production locale et l'importation** au sens large. En conséquence, nous nous attendons à ce que les capacités locales requises, par exemple sous la forme d'unités d'électrolyse, soient éventuellement inférieures à celles mentionnées ci-dessus. Les paragraphes suivants examinent plus en détail les facteurs déterminants.

En ce qui concerne le **potentiel local de production d'énergie renouvelable sur une base intermittente**, le projet de recherche BREGILAB estime le potentiel techniquement disponible pour la Belgique à 20 GW pour l'éolien terrestre et à 84 GW pour le solaire¹⁷. En comparaison, le potentiel technique de l'éolien terrestre est estimé par Elia à 9 GW et celui de l'énergie solaire en toiture à 40 GW, mais le potentiel total de l'énergie solaire peut être plus élevé si l'on tient compte d'autres types de surface que les toitures¹⁸. En outre, une étude récente estime le potentiel de l'énergie éolienne offshore dans l'ensemble de la mer du Nord (internationale) à minimum 212 GW, dont 6 GW en Belgique¹⁹. Ces chiffres montrent qu'il est théoriquement possible de réaliser les capacités requises

dans l'analyse des scénarios du Bureau fédéral du Plan en Belgique ou en mer du Nord pour l'énergie éolienne offshore. Toutefois, en raison de paramètres spatiaux et économiques, il peut être très difficile de réaliser pleinement ces potentiels dans la pratique, à moins qu'une politique ambitieuse et de grande envergure n'en fasse son objectif. En outre, la réalisation en temps voulu de la capacité d'interconnexion requise, l'intégration dans le réseau de distribution et l'acceptation par le public peuvent également constituer des facteurs limitatifs.

Outre la production locale d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables, combinée à l'importation d'électricité climatiquement neutre, la possibilité **d'importer des molécules climatiquement neutres** fait également son apparition. L'importation de molécules peut se faire par pipeline ou par bateau, en fonction notamment de la distance à la source d'énergie. Une étude de la Coalition pour l'importation d'hydrogène conclut que l'hydrogène et les vecteurs énergétiques dérivés provenant de diverses régions d'approvisionnement pourraient fournir une énergie renouvelable et une matière première à un coût compétitif d'ici 2030-35 par rapport aux vecteurs comparables produits localement²⁰. Une analyse de sensibilité du Bureau fédéral du Plan montre qu'en cas de baisse importante du prix d'importation de l'hydrogène (de 90 €/MWh à 50 €/MWh, production et transport inclus), la production locale d'hydrogène chute fortement. Cette baisse est plus importante lorsqu'il y a peu d'électricité bon marché disponible en Belgique. Dans ce dernier cas, l'équilibre passe de la production locale d'hydrogène à l'importation d'hydrogène. Il est difficile de dire où se situe l'équilibre à l'heure actuelle. Nous concluons qu'il est important de **se concentrer à la fois sur l'utilisation économique maximale de l'énergie climatiquement neutre locale et proche et sur l'importation d'énergie climatiquement neutre** provenant de régions plus éloignées en tant qu'alternative rentable. La section sur l'hydrogène, plus savant, ci-dessous, examine plus en détail l'importation d'hydrogène et de vecteurs énergétiques dérivés. Outre l'équilibre entre la production locale et les importations, il faut trouver un

équilibre entre l'utilisation de l'électricité et du gaz et l'interaction entre les deux, notamment en termes de flexibilité et de stockage. Il est à noter que dans ce contexte, Elia et Fluxys étudient des scénarios communs afin de déterminer dans quelle mesure **l'intégration des systèmes** est souhaitable.

L'analyse ci-dessus du système énergétique du futur montre que les **vecteurs énergétiques gazeux continueront à jouer un rôle important**. Les gaz présentent des avantages uniques pour certaines applications et dans leur complémentarité avec l'électricité. La neutralité climatique exige une réorientation du « bouquet gazier » vers des vecteurs énergétiques renouvelables et neutres pour le climat. Les sections suivantes décrivent plus en détail les évolutions attendues au niveau belge, encadrées dans un contexte européen, concernant les différents types de gaz et les points à prendre en compte.

Évolutions attendues du mix gazier européen

Au **niveau européen**, nous nous basons sur les analyses de scénarios les plus récentes de la Commission européenne²¹. La **consommation totale de gaz** dans l'UE ne devrait **diminuer que légèrement** d'ici 2050. Alors que le bouquet gazier de l'UE se compose aujourd'hui presque entièrement de gaz naturel (95 %), ainsi que d'une fraction de biogaz/méthane (5 %), ce **bouquet évoluera de manière significative** vers un mélange d'hydrogène et de combustibles gazeux dérivés (52 %), de gaz naturel (32 %) et de biogaz/méthane (16 %). Des changements importants se produisent également entre les secteurs²². Le secteur de l'électricité est en train de devenir le plus important consommateur de gaz (40 %), notamment en raison de la suppression progressive prévue des centrales au charbon et des centrales nucléaires. Vient ensuite l'industrie (26 %), où la baisse de la consommation d'énergie est compensée par une utilisation accrue

comme matière première. En outre, le secteur des transports utilisera une part importante de gaz (15 %)²⁴, alors que ce n'est pratiquement pas le cas aujourd'hui. Par ailleurs, la demande dans les secteurs résidentiel, tertiaire et agricole diminuera fortement (13 %), en raison de l'utilisation de techniques d'isolation et d'efficacité énergétique telles que les pompes à chaleur hybrides. Les réseaux de chaleur²⁵ continueront également à être mis en place dans les endroits où une chaleur durable est disponible (sous forme de chaleur résiduelle, de chaleur verte ou de centrales de cogénération fournissant de la chaleur et de l'électricité localement). En outre, la part des autres secteurs est encore limitée (6 %). Ces changements impliquent une transformation profonde du secteur du gaz.

Pour la Belgique, les différents vecteurs énergétiques gazeux sont abordés séparément et plus en détail dans les chapitres suivants.

Figure 4. Mix du gaz projeté au sein de l'UE

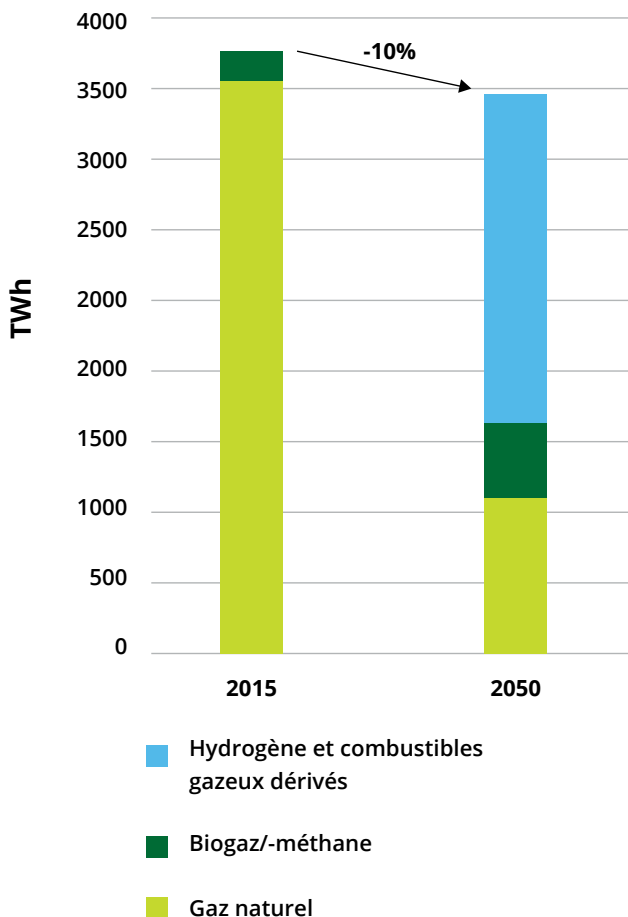
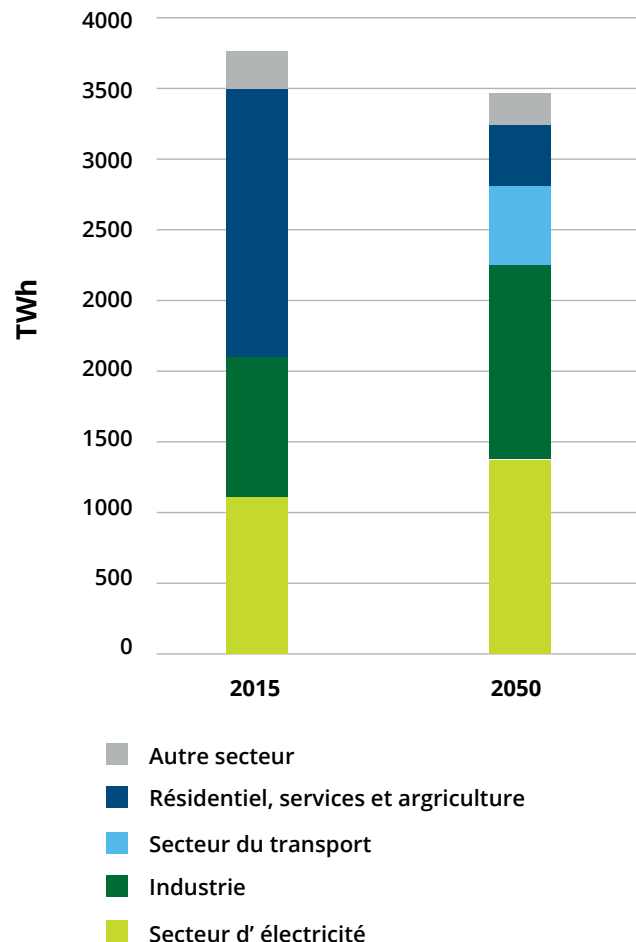


Figure 5. Consommation de gaz projetée par secteur au sein de l'UE



The background of the entire page is a vibrant green gradient. Overlaid on this are numerous translucent, spherical bubbles of varying sizes. Some bubbles are in sharp focus, showing internal reflections and highlights, while others are blurred in the background, creating a sense of depth. The bubbles are scattered across the frame, with a higher concentration in the lower half.

Remplacement progressif du gaz naturel par du méthane neutre pour le climat

L'avenir du méthane en tant que vecteur énergétique

Les différentes études consultées montrent clairement que le méthane continue à jouer un rôle. Tant le méthane produit de manière durable que le gaz naturel avec le CCU/S²⁶ sont clairement toujours à l'ordre du jour en 2050 dans les scénarios visant la neutralité climatique. Dans le contexte belge, cette conclusion est étayée par les opportunités découlant de la forte infrastructure de gaz naturel en Belgique. Le réseau étendu et fortement interconnecté, avec ses diverses options d'approvisionnement et de transit, mais aussi la capacité de stockage à Loenhout et au terminal GNL, constituent des atouts importants pour l'utilisation ultérieure du méthane. Cette capacité de stockage offre un avantage particulier pour les applications sujettes à l'intermittence, par exemple en raison de la dépendance aux phénomènes météorologiques, comme c'est le cas pour la capacité de réserve dans les applications de production d'électricité ou de chauffage.

Dans un système climatiquement neutre, le méthane devra évidemment être rendu climatiquement neutre tout au long de son cycle de vie. Comme indiqué précédemment, il existe plusieurs options pour cela. Le choix de ces options dépendra toutefois fortement de la possibilité d'appliquer le CCU/S. Les différentes options sont expliquées plus

en détail ci-dessous. En outre, pour un méthane neutre sur le plan climatique, il reste important d'éviter que le méthane ne s'échappe dans l'atmosphère, ce que l'on appelle la fuite de méthane. Après tout, le méthane est un gaz à effet de serre très puissant. Il est important de considérer l'ensemble de la chaîne, de la source à la consommation.

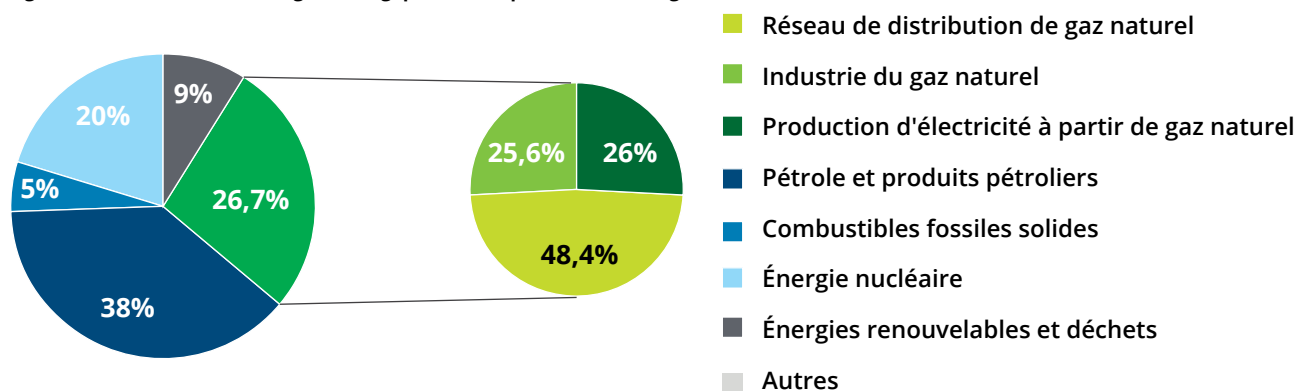
Un rôle pour le gaz naturel en Belgique jusqu'en 2050

Utilisations et applications

La consommation de gaz naturel en Belgique en 2019 était de **196 TWh**²⁷. Cela correspond à 26,7% de la consommation d'énergie primaire. Sur la consommation totale de gaz naturel, 48,4 % sont attribuables aux clients du réseau de distribution, 25,6 % à l'industrie et 26 % à la production d'électricité²⁹.

À long terme, l'utilisation du gaz naturel, comme de tous les autres combustibles fossiles, devra diminuer considérablement. Si les projections de la Commission européenne, à savoir une réduction d'au moins 66% de l'utilisation du gaz naturel, sont appliquées au niveau belge, la part du gaz naturel en Belgique ne dépasserait pas 65 TWh en 2050. Toutefois, cette projection est purement indicative. Sur base de différentes études pour le contexte belge, nous estimons que la consommation de gaz naturel en 2050 sera de **10 à 75 TWh**^{30,31,32}. La largeur de la fourchette s'explique par le

Figure 6. Consommation d'énergie en Belgique en 2019 par source d'énergie



26 Cette solution n'est pas neutre à 100 % sur le plan climatique en raison d'effets secondaires tels que le glissement de méthane et l'efficacité limitée de la capture du carbone.

27 SPF Economie, AG Energie, Energy Key Data, augustus 2020, chiffres TWh convertis du pouvoir calorifique inférieur au pouvoir calorifique supérieur

28 Ibid

29 Febeg, rapport annuel 2019, <https://www.febeg.be/jaarverslag-2019>, dernière consultation le 20/02/2021

fait que les études mentionnées diffèrent dans les projections pour la production d'électricité et l'utilisation industrielle, alors qu'elles prévoient une évolution similaire pour l'utilisation résidentielle et tertiaire.

En termes **d'applications**, nous prévoyons qu'en 2050, le gaz naturel sera principalement utilisé pour la production d'électricité et dans l'industrie. En raison de la complémentarité des centrales au gaz à commutation rapide avec l'électricité provenant de sources d'énergie renouvelables, il est prévu qu'elles contribuent également à la production d'électricité en 2050. La consommation de gaz à cette fin sera partiellement assurée par le gaz naturel, en plus des alternatives telles que le biométhane, le méthane de synthèse, l'hydrogène, etc. Les études diffèrent tant sur la quantité de centrales au gaz que sur la part du gaz naturel. Pour l'industrie flamande, qui utilise le gaz naturel comme vecteur énergétique et comme matière première, nous nous attendons à une diminution probablement supérieure à 30 %³³. Des chiffres similaires pour la Wallonie ou Bruxelles ne sont pas disponibles. Le gaz naturel peut également être utilisé pour la production d'hydrogène bleu ou turquoise. Une diminution très importante est prévue pour l'utilisation résidentielle et tertiaire, grâce à une efficacité énergétique accrue, à l'utilisation de pompes à chaleur (hybrides) et au remplacement de la part restante de gaz naturel par du biométhane, de l'hydrogène et des vecteurs énergétiques dérivés. Dans la transition, nous prévoyons que l'utilisation du gaz naturel restera relativement stable jusqu'en 2030, et qu'elle ne connaîtra qu'ensuite un déclin beaucoup plus marqué. La sortie du nucléaire et le CRM sont sans aucun doute des mesures politiques et conduiront probablement temporairement à une plus grande consommation de gaz pour couvrir la production d'électricité. La consommation

de gaz pour la production d'électricité, assurée principalement par le gaz naturel, devrait augmenter temporairement³⁴. En raison de leur utilisation flexible, les centrales au gaz supplémentaires contribueront à la stabilité du système énergétique et à la poursuite de l'intégration des énergies renouvelables.

Opportunités et défis

Le gaz naturel jouera un rôle important dans la transition énergétique. Le marché du gaz naturel est un marché mondial établi et le gaz naturel devrait rester disponible pendant longtemps encore à des prix relativement bas. De cette manière, le gaz naturel peut contribuer à la sécurité de l'approvisionnement en énergie abordable, ce qui est d'autant plus important dans le contexte de la sortie du nucléaire. En outre, la Belgique est actuellement une plaque tournante pour l'importation et le transit de gaz naturel dans le cadre d'un réseau d'infrastructure européen développé. Quelques **450 TWh** sont transportés via le réseau de Fluxys Belgique, dont environ **196 TWh** sont utilisés pour **la consommation domestique**. Nous devons ce rôle à l'existence d'un réseau de transport de gaz naturel étendu et bien connecté au niveau international, d'une longueur de **4.000 km**³⁵ (**y compris un terminal GNL**) et d'un **hub de marché liquide (ZTP)**.

Cependant, le gaz naturel reste un combustible fossile dont l'utilisation entraîne l'émission de gaz à effet de serre (outre le CO₂, le méthane est lui-même un gaz à effet de serre très puissant). Le remplacement par des alternatives neutres sur le plan climatique est donc nécessaire, et doit être effectué de manière rentable. Pour les autres applications, la technologie CCU/S (captage et réutilisation/stockage du CO₂) représente une étape finale importante. Des projets pilotes sont en cours pour mettre la technologie à l'échelle et réduire les coûts et la consommation

d'énergie, tant au niveau industriel que de la production d'électricité. Des recherches supplémentaires sont nécessaires pour évaluer la durabilité à long terme de cette solution. Cette technologie peut également être adoptée à un niveau décentralisé, par exemple pour les petits consommateurs industriels. Comme la consommation de gaz naturel devrait rester relativement stable jusqu'en 2030, il est important de maintenir un niveau minimum d'actifs et d'infrastructures à moyen terme.

30 FPS Health, DG Environment, Climate Change Section, Exploring pathways towards a climate neutral Belgium by 2050 (April 2021)

31 EnergyVille, <https://www.energyville.be/belgian-long-term-electricity-system-scenarios>, dernière consultation le 05/03/2021

32 VLAIO, Deloitte, Naar een koolstofcirculaire en CO₂-arme Vlaamse industrie, november 2020

33 VLAIO, Deloitte, Naar een koolstofcirculaire en CO₂-arme Vlaamse industrie, november 2020

34 Selon les calculs effectués dans le cadre du programme électoral 2019 par le Bureau fédéral du Plan, les unités à gaz produiront 13 TWh d'électricité en plus en 2030 par rapport à un scénario dans lequel 2 réacteurs nucléaires se voient accorder une prolongation de leur durée de vie opérationnelle.

35 Fluxys, Onze infrastructuur, <https://www.fluxys.com/nl/company/fluxys-belgium/infrastructure>, dernière consultation le 05/03/2021

Le biogaz, le biométhane et le biopropane comme partie de la solution

Utilisation, applications et potentiel

La consommation actuelle de **biogaz** est d'environ **2,3 TWh**^{36,37} en Belgique. Le biogaz est principalement utilisé dans les unités de production combinée de chaleur et d'électricité (PCCE). Cela produit 1 TWh d'électricité et 1,3 TWh de chaleur.

La production de **biométhane**, en particulier la valorisation du biogaz en méthane presque pur, s'est élevée à **3,7 GWh**³⁸ en 2019, à partir d'un seul digesteur.

Depuis octobre 2020, un deuxième site d'injection de biométhane dans le réseau gazier est opérationnel en Belgique, il produit 45 GWh³⁹ par an. Une décision d'investissement a également été prise pour six autres projets⁴⁰. La production actuelle de biométhane ne représente que 2 % de la production totale de biogaz. Depuis 2018, le biopropane est également disponible sur le marché belge. Le biopropane est chimiquement identique au propane classique, mais il est produit à partir de matières premières durables, comme le prévoit la directive européenne RED⁴¹.

Le biogaz et le biométhane, en particulier, représenteront une part accrue du mix gazier belge d'ici 2050. La principale contrainte à l'utilisation du biogaz et du biométhane est le potentiel réaliste disponible. Ce potentiel est estimé à **environ 16 TWh** (sans tenir compte des cultures énergétiques) dont 70% peuvent être injectés dans le réseau de distribution sous forme de **biométhane**⁴². Pour le marché du propane, on s'attend à ce que la totalité de la demande de propane puisse être satisfaite par le biopropane en 2050, à condition que les investissements nécessaires soient réalisés

dans des technologies de production supplémentaires. On suppose que la demande de propane diminuera de 25 à 50 % d'ici 205⁴³.

En termes d'applications, le biogaz/ méthane a un rôle à jouer dans la production d'électricité et de chaleur. Le biogaz peut être utilisé dans les unités locales de cogénération, comme cela se fait déjà aujourd'hui. Ces bio-CHP peuvent également contribuer à la flexibilité du système énergétique et au maintien de l'équilibre du réseau. La transformation du biogaz en biométhane en fait un substitut renouvelable à part entière du gaz naturel et permet également de l'utiliser dans les secteurs résidentiel et tertiaire (par exemple comme cogénération) dans des lieux autres que ceux où il est produit, dans l'industrie et dans le secteur des transports. Au niveau de la distribution, Fluvius vise une injection de 10 % de biométhane d'ici 2030. Dans le secteur des transports, le biométhane pourrait éventuellement jouer un rôle sous la forme de bioGNL ou de GNC⁴⁴. Cependant, la répartition finale entre les applications est encore incertaine.

36 Valbiom, *Panorama de la Biométhanisation en Wallonie*, 2020

37 Biogas-E, *De Vlaamse biogassector in 2019 – Vooruitgangrapport*, oktober 2020

38 Ibid

39 Valbiom, *Le premier site d'injection de biométhane wallon a été inauguré*, <https://valbiomag.labiomasseenwallonie.be/news/le-premier-site-dinjection-de-biomethane-wallon-ete-inaugure>, octobre 2020, supposition load factor : 75-80%

40 Fluxys, *Memorandum*, juli 2020.

41 Renewable Energy Directive (2018/2001/EU)

42 Gas.be en ValBiom, *Quelle Place Pour Le Biométhane en Belgique?*

43 Atlantic Consulting, *European BioLPG pathway 2050 – A scenario of future demand and supply*, 2020

44 Navigant, *Gas for Climate*, 2019

Opportunités et défis

Un avantage est que la technologie relative à la chaîne de valeur du biogaz/-méthane/-propane est naturelle et que l'utilisation du biométhane et biopropane ne nécessite aucune adaptation de l'infrastructure existante, ce qui permet une utilisation plus durable de l'énergie à court terme. Equiper les centrales au gaz basées sur le biogaz/méthane avec le CCU/S pourrait être intéressant car cela permet d'obtenir des émissions négatives (dans le contexte de la bioénergie on parle de BECCU/S). Cela nécessite des recherches supplémentaires.

Les points d'attention sont les suivants. Il est important que le biogaz soit produit à partir de sources durables. Un équilibre doit être trouvé pour l'utilisation des terres à des fins alimentaires et autres applications biosourcées, ou à des fins énergétiques. En outre, les chaînes courtes et l'applicabilité locale seront utilisées, de sorte que les émissions de CO₂ dans le transport de la biomasse seront limitées. Toutefois, le prix de revient élevé semble être le principal obstacle à la poursuite du développement du biométhane. Il est actuellement quatre fois plus élevé que le prix du gaz naturel, et peu de réductions de coûts sont à prévoir. Les externalités positives, en plus des économies de CO₂, telles que la contribution à l'économie circulaire, l'emploi local et la gestion

des déchets, devraient être valorisées pour combler cet écart de prix⁴⁵. Le prix de revient du biopropane est actuellement de 15 à 30 % supérieur à celui du propane classique. Le prix à la consommation du biopropane est égal au prix officiel du propane déterminé dans le cadre de l'accord du programme. L'absence de tarification libre pour le biopropane (en dehors de l'accord du programme) peut encore constituer un obstacle au développement du biopropane sur le marché belge.

Outre le potentiel belge, il semble qu'il existe actuellement un potentiel limité d'importations de biométhane en provenance de pays voisins qui utiliseront eux-mêmes du biométhane. En outre, il n'existe pas encore de système de garanties d'origine à l'échelle de l'UE pour faciliter la négociabilité. Par conséquent, nous ne prévoyons que des flux d'importation de biométhane limités. Le biopropane peut actuellement être importé de nos ports environnants. Les ports belges ont le potentiel pour devenir une plaque tournante dans la production mondiale de biopropane.

Un rôle potentiel pour le méthane synthétique

Le méthane peut également être produit à partir d'hydrogène et de monoxyde ou de dioxyde de carbone par le procédé Sabatier. En ce sens, il peut être utilisé pour transporter l'hydrogène avec les infrastructures existantes ou comme stockage de l'électricité renouvelable.

Des études montrent que le rendement aller-retour du méthane synthétique, où l'électricité est convertie en méthane synthétique et vice versa, est plus élevé que celui du méthanol et peut donc être intéressant pour soutenir le système électrique. Le rendement énergétique de l'hydrogène est plus élevé, mais le stockage de l'hydrogène est plus complexe, plus coûteux et nécessite une adaptation des infrastructures existantes. Le méthane, quant à lui, a l'avantage de disposer d'une infrastructure existante qui peut accueillir des capacités de production importantes^{46,47}.

La production locale de méthane synthétique n'a toutefois de sens que si l'hydrogène utilisé est entièrement renouvelable et n'a pas, par exemple, donné lieu à une production supplémentaire d'électricité au moyen de gaz naturel en un autre point du système, et encore moins à partir de SMR avec CCU/S. Lors de la production de méthane synthétique, il convient donc

45 ENEA Consulting, *A vision of European biogas sector development towards 2030; Trends and challenges*, November 2020

46 Rihko-Struckmann, Liisa & Peschel, Andreas & Hanke-Rauschenbach, Richard & Sundmacher, Kai. *Assessment of Methanol Synthesis Utilizing Exhaust CO₂ for Chemical Storage of Electrical Energy*. *Industrial & Engineering Chemistry Research*. 49. 10.1021/ie100508w. 2010

47 Uebbing, Jennifer & Rihko-Struckmann, Liisa K. & Sundmacher, Kai. *Exergetic assessment of CO₂ methanation processes for the chemical storage of renewable energies*, *Applied Energy*, Elsevier, vol. 233, pages 271-282, 2019

48 Hydrogen Import Coalition, *Shipping sun and wind to Belgium is key in climate neutral economy*, 2021

de veiller tout particulièrement à éviter les processus indésirables ou en boucle cachée. En outre, pour la production de méthane synthétique neutre sur le plan climatique, il est nécessaire de disposer d'une quantité suffisante de carbone neutre sur le plan climatique. Cela peut provenir du CCU/S d'une part ou de la capture directe dans l'air d'autre part. En ce sens, le méthane synthétique offre une possibilité d'utilisation circulaire du CO₂ si l'on dispose de suffisamment d'hydrogène neutre sur le plan climatique. Le développement de ces technologies et l'expansion de l'infrastructure du CO₂ seront donc cruciaux pour le rôle futur du méthane synthétique.

Le prix de revient élevé de ce vecteur énergétique constitue également un obstacle majeur. Outre la production locale, l'importation de méthane synthétique est une possibilité. L'étude de la Coalition pour l'importation d'hydrogène a montré que plusieurs vecteurs énergétiques peuvent être rentables à l'importation, notamment le méthane synthétique liquide, même s'il ne s'agit pas de l'option la moins chère⁴⁸. Néanmoins, son déploiement peut être intéressant si l'on considère le coût au niveau du système, en raison de l'infrastructure déjà existante.

L'infrastructure existante du méthane en tant qu'atout stratégique

La Belgique dispose déjà d'une infrastructure de gaz naturel très développée. Une partie de cette infrastructure pourrait être progressivement réaffectée à l'hydrogène et au CO₂. Les autres infrastructures transporteront du gaz naturel, du biométhane et du méthane de synthèse et devraient desservir les centrales à gaz, les pôles industriels et le réseau de distribution en 2050. La capacité de stockage de Loenhout peut être utilisée de manière permanente. Parallèlement, des recherches sont menées pour savoir si une conversion pour d'autres gaz est possible et opportune.

L'injection de biométhane ou de méthane de synthèse ne nécessite pas d'adaptations substantielles des infrastructures gazières existantes, puisqu'il s'agit de la même molécule. Cependant, il faut prévoir des points d'injection et des installations tampons/ de stockage. En raison des pertes de compression supplémentaires lors de l'injection dans le réseau de transport, nous supposons que le biométhane sera initialement utilisé dans le réseau de distribution. En outre, la gestion de la qualité est importante pour garantir la pureté du biométhane injecté.

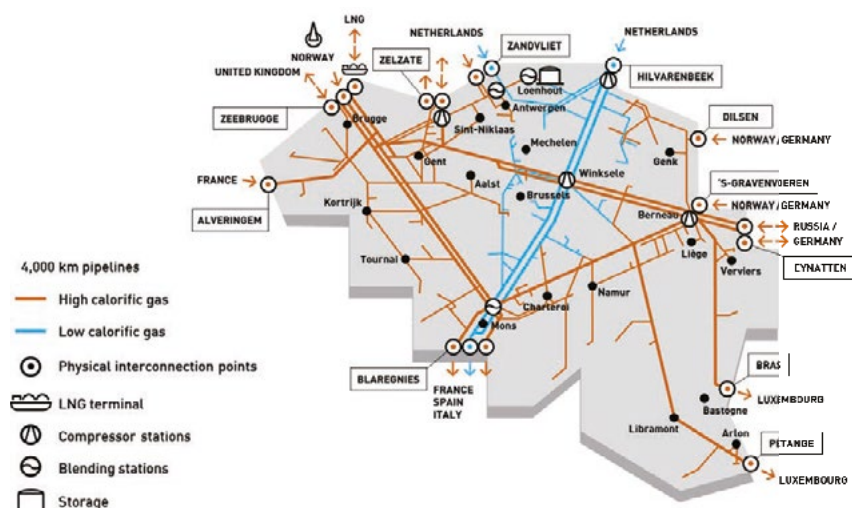
Vers un marché liquide pour le méthane climatiquement neutre

Il ressort de ce qui précède que le développement du marché du méthane durable nécessite, entre autres, un système de certification avec des définitions et des critères non ambigus pour les gaz durables, afin de vérifier que ces gaz proviennent de sources durables, ce qui permettra leur valorisation économique (par exemple, par le biais d'un système de garanties d'origine et de certificats d'utilisation comme carburants durables pour les transports). Il est également important d'adopter des critères pour définir les émissions liées au processus de production afin qu'elles puissent être incluses dans la certification.

Comme indiqué précédemment, il existe une différence de coût importante entre le gaz naturel et les alternatives neutres sur le plan climatique (telles que le méthane synthétique et le biométhane). Pour combler cet écart de coût, une valorisation suffisante des réductions de CO₂ est nécessaire. Pour le biométhane, la valorisation des externalités positives (telles que la contribution à l'économie circulaire, l'emploi local et la gestion des déchets) peut être utilisée. D'autres incitations financières pourraient soutenir le lancement de ce marché.

Enfin, il pourrait être possible d'introduire un objectif concret (par exemple, un objectif d'injection ou une exigence de mélange obligatoire) pour faciliter la transition vers le méthane durable. Cela impliquerait toutefois des risques de distorsion du marché et des effets secondaires négatifs.

Figure 7. Réseau de gaz naturel belge⁴⁹



49 Fluxus, Rapport financier annuel 2019, mars 2020

Construire une économie de l'hydrogène

La section suivante examine de plus près le rôle que l'hydrogène peut jouer dans la transition énergétique et dans le futur système énergétique. Le terme "hydrogène" est souvent utilisé comme un terme générique qui inclut, outre l'hydrogène gazeux, des molécules dérivées qui pourraient être plus intéressantes pour certaines applications. Une section distincte sur le rôle complémentaire de ces molécules aborde ce sujet plus en détail.

L'hydrogène, un vecteur énergétique prometteur

Momentum européen et international

Dans le paquet européen sur les énergies propres, l'hydrogène a déjà été présenté comme un élément nécessaire et prioritaire pour un bouquet énergétique durable à l'avenir. Dans le "Green Deal" européen qui suivra, et en particulier dans les stratégies de l'UE pour l'intégration des systèmes énergétiques et l'hydrogène, l'hydrogène renouvelable est présenté comme un élément clé pour atteindre la neutralité climatique d'ici 2050. La stratégie pour l'hydrogène développe une approche stratégique de la production, de la distribution et de la demande d'hydrogène vert. Il prévoit les adaptations nécessaires des infrastructures, la stimulation de la demande des utilisateurs finaux et l'installation d'électrolyseurs d'au moins 6 GW et 40 GW, respectivement, d'ici 2024 et 2030. Parallèlement à cette étude, l'UE a lancé l'étude European Clean Hydrogen Alliance⁵⁰. L'alliance pour l'hydrogène est une collaboration qui rassemble différentes entreprises, autorités, universités et organisations de la société civile et constitue un maillon essentiel de la réalisation de la stratégie européenne pour l'hydrogène. Plus précisément, l'alliance vise un développement ambitieux des technologies de l'hydrogène d'ici 2030 en impliquant toutes les parties prenantes de la chaîne de valeur de l'hydrogène et en élaborant un programme d'investissement pour stimuler la production et la consommation d'hydrogène renouvelable. Dans ce contexte, l'alliance constituera une réserve concrète de projets pour la chaîne de valeur de l'hydrogène. L'hydrogène peut soutenir la transition vers un bouquet énergétique

européen renouvelable et créer des opportunités économiques pour l'industrie européenne. L'hydrogène joue donc un rôle dans le plan de relance européen⁵¹.

Nos voisins immédiats, les Pays-Bas, la France et l'Allemagne, ont également publié récemment une stratégie nationale en matière d'hydrogène⁵², dans laquelle ils mettent l'accent sur la production et l'importation locale du côté de l'offre, sur l'industrie, la mobilité et, dans le cas des Pays-Bas, sur l'environnement bâti du côté de la consommation. La France a également indiqué qu'elle allait investir dans sa propre capacité d'électrolyse^{52,53,54}. En outre, l'hydrogène est également considéré comme prometteur en dehors de l'Europe. Par exemple, l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) a publié en 2019 le rapport *The Future of Hydrogen*, qui suggère que le moment est venu de miser sur l'hydrogène⁵⁵. Des projets pilotes sont également annoncés

dans le monde entier, comme le projet pilote Hydrogen Energy Supply Chain Pilot Project qui testera une chaîne d'approvisionnement entre l'Australie et le Japon⁵⁶. Il est important de suivre ces développements internationaux.

Utilisations et applications en Belgique

Nous estimons que la consommation actuelle d'hydrogène en Belgique est d'environ **15 TWh**⁵⁷. À l'heure actuelle, cet hydrogène est en grande partie produit à partir de gaz naturel via le procédé de reformage du méthane à la vapeur (SMR), également appelé hydrogène gris, et l'hydrogène est également un sous-produit de l'industrie (pétro-)chimique. L'hydrogène trouve ses applications actuelles principalement dans l'industrie. Il est principalement utilisé dans l'industrie chimique pour la production d'ammoniac et dans les raffineries pour la purification (y compris la désulfuration)⁵⁸.

50 European Clean Hydrogen Alliance, *Mission and Vision*, <https://www.ech2a.eu/missionandvision>, dernière consultation le 05/03/2021

51 European Commission, *Europe's moment: Repair and Prepare for the Next Generation*, May 2020

52 Ministère des affaires économiques et du changement climatique, *vision gouvernementale de l'hydrogène*, mars 2020

53 Die Bundesregierung, *Die Nationale Wasserstoffstrategie*, juni 2020

54 Ministère de l'économie, des finances et de la relance, *Stratégie nationale pour le développement l'hydrogène décarboné en France*, Septembre 2020

55 IEA, *The Future of Hydrogen*, <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>, dernière consultation le 05/03/2021

56 Australian Government, *Hydrogen Energy Supply Chain Pilot Project*, <https://www.industry.gov.au/funding-and-incentives/low-emissions-technologies-for-fossil-fuels/hydrogen-energy-supply-chain-pilot-project>, dernière consultation le 05/03/2021

57 Deloitte, *propre analyse basée sur le travail de terrain et la recherche documentaire*, 2020

58 VLAIO, Deloitte, *Naar een koolstofcirculaire en CO₂-arme Vlaamse industrie*, november 2020

59 L'étude du SPF Environnement ne tient pas compte du transport international. L'étude du Bureau fédéral du Plan prend entièrement en compte l'aviation (nationale et internationale) et partiellement la navigation (non internationale). En ce qui concerne l'aviation et le transport maritime, la modélisation a été effectuée sur la base du LTS (CE, 2018). On trouvera plus de détails sur cette méthode de modélisation et sur ce qui a été exactement intégré dans le secteur des transports des différents scénarios LTS dans la section 4.1 (p. 53) du document de la Commission européenne. (European Commission, *A Clean Planet for all - A European long-term strategic vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy*, COM(2018) 773, November 2018)

Plusieurs études donnent un rôle prépondérant à l'hydrogène dans le système énergétique de 2050. Pour le système énergétique belge, on prévoit une demande d'environ 50 à 125 TWh. Il est important de tenir compte du fait que l'hydrogène est parfois le seul vecteur énergétique alternatif qui est modélisé. En ce sens, sur la base des présentes études, l'estimation de la demande est fondée sur l'hydrogène et les vecteurs énergétiques dérivés dont les paramètres économiques sont similaires. La quantité finale dépendra des choix politiques, des développements technologiques et économiques, de la disponibilité du CO₂ capté, etc. Il convient également de noter que toutes les études examinées ne tiennent pas pleinement compte de l'utilisation dans l'aviation et la navigation internationales⁵⁹. L'étude de la coalition néerlandaise pour l'importation d'hydrogène en tient compte. Partant d'une approche "d'énergie manquante", ils estiment la demande totale de molécules renouvelables en Belgique à 350 TWh (y compris le méthanol, l'ammoniac, etc.)⁶⁰.

augmentation de la demande d'hydrogène d'un facteur x3/x4 pour l'industrie flamande dans un scénario équilibré en 2050⁶². L'étude prévoit l'hydrogène pour les applications suivantes dans l'industrie : Dans le secteur chimique, l'hydrogène supplémentaire sera initialement utilisé à grande échelle pour la production d'ammoniac. À l'avenir, l'hydrogène pourrait également jouer un rôle dans le contexte de la CCU. L'hydrogène réagit avec le CO/CO₂ capturé pour former de l'éthanol/méthanol, éléments de base pour la production de produits chimiques de haute qualité. Dans le secteur de l'acier, l'étude prévoit un remplacement progressif du charbon par l'hydrogène. Une autre solution consisterait en un procédé entièrement nouveau (H₂-DRI, production de fer à réduction directe utilisant 100 % d'hydrogène comme réducteur), mais cette voie est encore incertaine et dépend principalement de la disponibilité de très grandes quantités d'hydrogène abordables. Des projets pilotes de mise à l'échelle industrielle sont en cours⁶³. Dans le domaine du raffinage, l'étude prévoit un passage limité à l'hydrogène comme

transport, notamment dans le transport routier de marchandises et dans les autobus, qui sont utilisés de manière intensive et continue et pour lesquels la densité énergétique et le temps de charge d'une batterie peuvent ne pas être adéquats. Nous partons ici du principe que l'hydrogène ne sera utilisé que dans une mesure limitée dans les voitures particulières. Cette évolution est également perceptible chez les constructeurs automobiles, qui se concentrent sur les véhicules électriques. L'hydrogène sous forme liquide ou les vecteurs énergétiques dérivés ayant une densité énergétique plus élevée sont susceptibles d'être utilisés à l'avenir dans les secteurs de l'aviation et de la navigation⁶⁴.

Outre les applications industrielles et de transport, l'hydrogène peut être utilisé dans des **applications décentralisées**. La mesure dans laquelle l'hydrogène sera accepté dans le secteur résidentiel est encore incertaine⁶⁵. Actuellement, il est prévu que dans les nouveaux bâtiments et après des rénovations importantes, l'énergie solaire et les pompes à chaleur joueront un rôle important. En fonction de la politique menée et des possibilités de rénovation, l'hydrogène peut dans certains cas offrir une solution à zéro émission. De même, la percée ou non de technologies prometteuses telles que les panneaux solaires producteurs d'hydrogène peut avoir des implications importantes au niveau décentralisé, par exemple via les piles à combustible en mode cogénération.

Enfin, l'hydrogène peut jouer un rôle important dans le soutien du système électrique. Par exemple, les unités d'électrolyse, ou plus généralement les centrales Power-to-X, peuvent contribuer à la flexibilité nécessaire du système

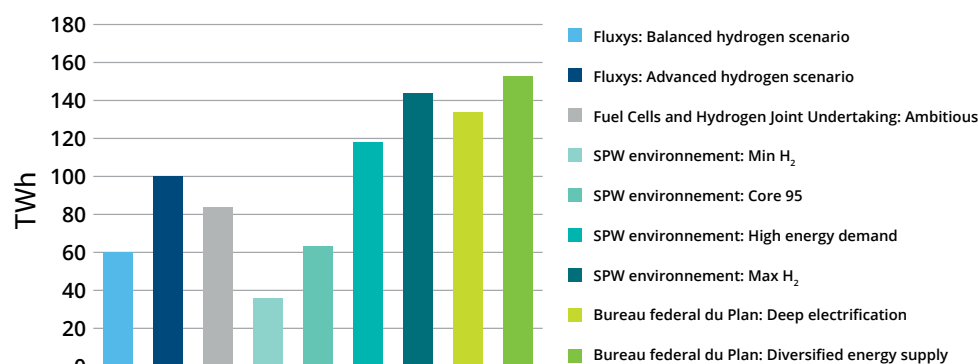


Figure 8. Projections de la demande de H₂ (et derivatives) en Belgique en 2050

En termes d'applications, on s'attend à ce que l'hydrogène soit utilisé en premier lieu dans l'industrie et en second lieu dans les transports. À un stade ultérieur, l'hydrogène peut être introduit au niveau décentralisé⁶¹. À terme, l'hydrogène jouera également un rôle important dans le système électrique. Tout d'abord, l'hydrogène devrait être utilisé principalement dans l'industrie. Par exemple, une étude menée par Deloitte et commandée par VLAIO montre une

combustible. Dans les autres secteurs tels que les métaux non ferreux et les minéraux non métalliques, l'hydrogène contenu dans les combustibles synthétiques peut être utilisé en partie comme complément au biogaz, principalement lorsque de la chaleur à haute température est nécessaire (par exemple pour la production de céramique et de verre) par combustion directe. Deuxièmement, l'hydrogène devrait être utilisé accepté dans les **applications de**

60 Hydrogen Import Coalition, *Shipping sun and wind to Belgium is key in climate neutral economy*, 2021

61 Aurora Energy Research, *Hydrogen in the Northwest European energy system*, August 2020

62 VLAIO, Deloitte, *Naar een koolstofcirculaire en CO₂-arme Vlaamse industrie*, november 2020

63 ArcelorMittal, *H₂-DRI pilotproject Hamburg*, <https://corporate.arcelormittal.com/media/case-studies/hydrogen-based-steelmaking-to-begin-in-hamburg>, 2020

électrique, aux côtés d'autres sources de flexibilité telles que les centrales à gaz, la réponse à la demande, le power-to-heat, le stockage sur batterie, etc. Dans certains cas et lorsque l'emplacement s'y prête, ils peuvent également apporter une solution aux problèmes de congestion du réseau électrique.

En outre, l'hydrogène peut être utilisé en capacité contrôlable (de secours) pour soutenir la sécurité d'approvisionnement de la production d'électricité. Les installations Power-to-X offrent ici des possibilités de stockage à long terme/saisonnier de l'électricité renouvelable, notamment par le biais de molécules dérivées à densité énergétique plus élevée. Le besoin de stockage à long terme doit être encadré par les possibilités de stockage local à long terme/saisonnier, d'une part, et par le développement d'un marché mondial de l'hydrogène et des molécules dérivées, d'autre part, qui peut également garantir une sécurité d'approvisionnement suffisante.

Selon une étude d'Aurora, la **transition** ne sera pas uniforme par secteur d'application⁶⁴. L'étude prévoit qu'à l'horizon 2030/35, les clusters industriels seront à l'origine du développement de l'hydrogène. Dans le secteur des transports, l'étude prévoit que la mise en œuvre commencera par le fret routier et les bus après 2030/35. Pour toute autre application décentralisée, l'hydrogène ne connaîtra une croissance significative qu'après 2035/40⁶⁷. De même, les applications destinées à soutenir le système électrique ne sont attendues qu'à plus long terme.



Figure 9. Réseau air liquide en Belgique⁷³

Opportunités et défis

En tant que vecteur énergétique polyvalent, l'hydrogène est largement applicable, que ce soit sous forme d'hydrogène ou sous forme dérivée, et il est particulièrement utile pour le verdissement de l'industrie et des transports. Il présente le net avantage, du moins dans le cas de l'hydrogène vert, de n'émettre aucune émission de CO₂. L'hydrogène est également proposé par l'UE comme l'un des éléments constitutifs du système énergétique du futur. La Commission européenne considère que l'hydrogène est nécessaire pour atteindre les objectifs climatiques fixés dans le cadre du Green Deal européen de manière compétitive en termes de coûts⁶⁸. L'hydrogène est également un élément important de leur plan de relance⁶⁹. Par conséquent, l'UE a des plans d'investissement importants pour l'hydrogène, en particulier pour l'hydrogène vert⁷⁰.

L'utilisation de l'hydrogène n'est pas nouvelle en Belgique, puisqu'il s'agit d'un élément important de l'industrie (pétro)chimique depuis des décennies. Par conséquent, la Belgique a déjà accumulé une grande expérience, des connaissances et une expertise dans le domaine de l'hydrogène, et l'ensemble de la chaîne de l'hydrogène (production, développement technologique, applications et consommateurs) est déjà fortement représentée dans notre pays^{71,72}. En outre, l'un des réseaux d'hydrogène privés les plus étendus et les mieux connectés au monde, détenu et exploité par Air Liquide, est situé en partie en Belgique. En Belgique, ce réseau est constitué de plus de 600 km de canalisations souterraines, principalement concentrées autour des pôles industriels des ports. La présence de tous ces éléments en Belgique constitue une excellente base pour la poursuite du développement d'une économie de l'hydrogène et représente une opportunité majeure pour le positionnement

64 WaterstofNet en Hincio, *Het potentieel voor groene waterstof in Vlaanderen: een routekaart*, October 2018, p. 9 en 16

65 Baldino C., O'Malley J., Searle S. (ICCT), Christensen A. (Three Seas Consulting), *Hydrogen for heating? Decarbonization options for households in the European Union in 2050*, Working Paper, March 2021

66 Aurora Energy Research, *Hydrogen in the Northwest European energy system*, August 2020

67 Fluvijs, *Visienota*, 2020

68 European Commission, *A hydrogen strategy for a climate neutral Europe*, COM(2020) 301 final, July 2020

69 European Commission, *Europe's moment: Repair and Prepare for the Next Generation*, May 2020

70 European Commission, *A hydrogen strategy for a climate neutral Europe*, COM(2020) 301 final, July 2020

71 Waterstof Industrie Cluster, *Een Vlaamse Waterstofstrategie*, december 2020

72 Cluster Tweed, *Wallonia hydrogen roadmap*, https://www.slideshare.net/cluster_tweed/roadmap-hydrogne-pour-la-wallonie-cluster-tweed/cluster_tweed/roadmap-hydrogne-pour-la-wallonie-cluster-tweed, 2018

73 Air Liquide, *Large industries*, <https://industrie.airliquide-benelux.com/belgie-nederland/levering-industriële-medische-gassen/gas-large-industry>, laatst geraadpleegd op 22/02/2021

international de la Belgique.

En particulier, la présence d'entreprises du secteur des infrastructures et des technologies de l'hydrogène appartenant au top européen est un atout unique. Cela va de la production d'hydrogène (électrolyse) à la technologie unique de transport/compression/stockage jusqu'aux utilisateurs finaux (véhicules). Plus de 500 ETP consacrés à l'hydrogène travaillent déjà en Belgique et, compte tenu des ambitions futures en Europe, l'emploi dans les entreprises belges du secteur de l'hydrogène devrait connaître une forte croissance à l'avenir.

Afin de rester à la pointe des connaissances et de l'expertise accumulées, des efforts de recherche et de développement sont constamment déployés. Ainsi, plusieurs études et projets sont en cours dans les universités et les centres de recherche belges.

Une préoccupation majeure est le prix de revient de l'hydrogène climatiquement neutre et certainement vert, qui doit encore baisser pour devenir commercialement viable. Cela est particulièrement vrai pour l'hydrogène neutre sur le plan climatique et à faible teneur en carbone. Pour cela, l'hydrogène devrait être disponible pour l'utilisateur final à un prix de respectivement 6-8 euros (pour l'utilisation dans les voitures), 5-6 euros (camions) et 1-3 euros (industrie, expédition) par kilogramme, y compris les coûts supplémentaires tels que les frais de transport, les taxes, etc.⁷⁴.

Pour l'hydrogène produit à partir d'électricité, la diminution attendue du CAPEX des électrolyseurs doit se concrétiser et, surtout, une quantité suffisante d'électricité neutre sur le plan climatique doit être disponible à bas prix pendant un nombre suffisant de jours tout au long de l'année, car le coût de l'électricité est le principal facteur du coût de l'hydrogène vert. D'autres innovations et développements sont nécessaires pour réduire le coût du CAPEX. En plus de la recherche fondamentale, cela implique des projets pilotes et de démonstration. Pour l'hydrogène bleu, le coût CAPEX de l'absorption et de la liquéfaction du CO₂ et le coût OPEX du stockage du CO₂ doivent être réduits. Ces aspects seront examinés plus en

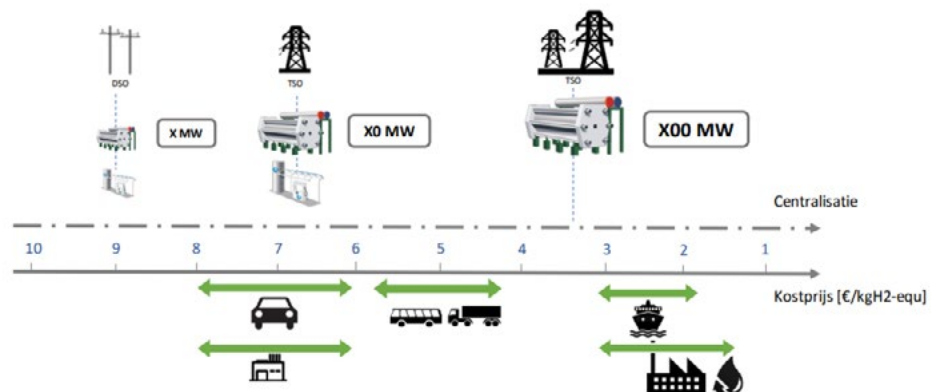


Figure 10. Niveau de prix pour que l'hydrogène vert devienne commercialement viable⁷⁶

détail ultérieurement dans le contexte d'une politique d'accompagnement en matière de CO₂. La production d'hydrogène basée sur la pyrolyse du méthane doit également faire l'objet d'une étude plus approfondie. Des incitations financières sont nécessaires pour rendre la technologie mature et économiquement viable. Le comblement de l'écart de prix avec les combustibles fossiles est considéré comme possible dans un délai de 10 à 20 ans (pour certains secteurs)⁷⁵. Pour cela, le prix du CO₂ joue également un rôle déterminant, en augmentant le coût de la consommation courante pour le consommateur.

Rôle complémentaire des molécules dérivées

Comme indiqué ci-dessus, outre l'hydrogène sous forme gazeuse, d'autres molécules telles que le méthanol, l'ammoniac et le méthane de synthèse, qui peuvent être fabriquées à partir d'hydrogène, ont également un rôle potentiellement important à jouer. L'utilisation et le rôle de ces molécules n'ont été couverts que de manière limitée dans cette étude et ne seront également traités ici que de manière qualitative.

En raison de leur densité énergétique plus élevée et d'autres propriétés physiques, ces molécules présentent des avantages importants pour le système énergétique. Par exemple, elles sont plus faciles à transporter et à stocker que l'hydrogène sous forme de gaz. En ce qui concerne spécifiquement les importations, la Coalition pour l'importation d'hydrogène a comparé la faisabilité des chaînes d'importation d'hydrogène et d'un certain nombre de ces transporteurs d'hydrogène, comme indiqué plus loin.

Ces molécules peuvent également être utilisées directement, notamment comme matière première ou dans des applications de transport. Par exemple, une partie importante de la production actuelle d'hydrogène en Belgique est utilisée pour la production d'ammoniac comme élément de base dans l'industrie. Le méthanol synthétique, le méthane et le kérosène figurent également parmi les applications futures possibles.

Pour les applications de transport, le méthanol peut être utilisé directement dans les moteurs à combustion et dans certains types de piles à combustible (mais la maturité technologique de ces dernières est actuellement plus faible). Les transports aériens et maritimes considèrent également ces molécules comme un carburant neutre sur le plan climatique. L'utilisation effective de ces molécules aura également un impact sur les besoins en infrastructures, puisque pour ces applications, il peut être plus intéressant d'importer directement les molécules sous la forme requise.

Approvisionnement diversifié en hydrogène

Potentiel pour l'électrolyse en Belgique

L'hydrogène, dérivé de l'électrolyse de l'eau avec de l'électricité neutre sur le plan climatique, semble être l'option la plus durable à long terme en raison de son indépendance vis-à-vis des sources fossiles. L'utilisation d'électricité provenant de sources d'énergie renouvelables conduit, par hydrolyse, à de l'hydrogène vert. Les unités d'électrolyse locales peuvent contribuer à la flexibilité du système énergétique en captant les excédents d'énergie renouvelable. Ils

contribuent également à la sécurité de l'approvisionnement en hydrogène. L'hydrogène produit peut être utilisé pour les applications évoquées précédemment.

Plusieurs études montrent que le coût de l'hydrogène vert, qui dépend fortement de la disponibilité d'une énergie renouvelable bon marché, sera inférieur ou au moins égal à celui des autres technologies de production d'hydrogène climatiquement neutre à l'échelle mondiale dans les prochaines décennies. En outre, la capacité des installations d'électrolyse opérationnelles se situe actuellement entre 100 kW et plusieurs MW, ce qui devrait augmenter considérablement à l'avenir⁷⁷.

Dans le cadre de la transition vers un système énergétique basé principalement sur les énergies renouvelables, une considération importante à propos de la production d'hydrogène par électrolyse est l'impact indirect sur les émissions de CO₂ liées à la

production d'électricité. Avec le bouquet énergétique européen actuel, les émissions de CO₂ pour la production d'hydrogène par électrolyse à partir d'électricité d'origine quelconque sont environ deux fois plus élevées que pour la production d'hydrogène gris⁷⁸. Pour l'utilisation des moments de surproduction, ou des périodes de prix très bas de l'électricité, le rôle de l'électrolyse en Belgique semble plutôt limité pour la première décennie. En effet, ces moments sont trop limités dans le temps pour justifier l'investissement provisoirement important dans les unités d'électrolyse, et le coût de production de l'hydrogène serait donc trop élevé pour être compétitif. Des raisons telles que l'innovation et la recherche, les besoins locaux, le développement des énergies renouvelables locales ou le soutien au système électrique décrit ci-dessus pourraient, probablement à un stade ultérieur, justifier un tel investissement dans une capacité d'électrolyse locale.

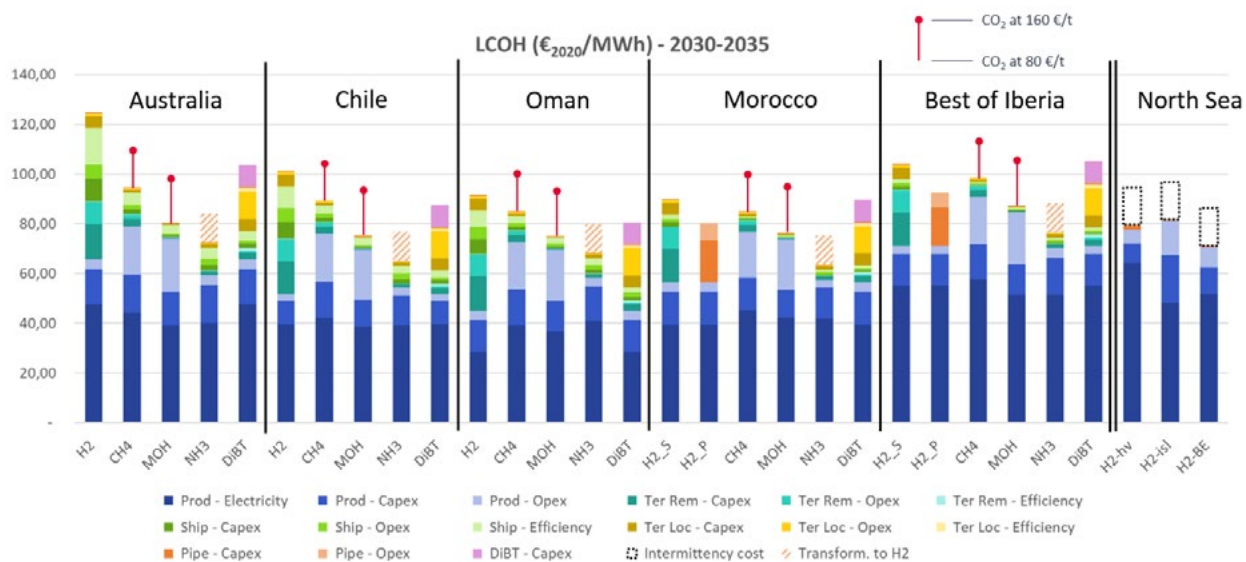
L'utilisation de l'électrolyse locale dépendra fortement de l'évolution du réseau électrique et de la disponibilité d'alternatives telles que les importations ou d'autres technologies de production.

“L'hydrogène bleu” comme possibilité dans la transition

L'hydrogène bleu peut jouer un rôle dans la transition vers l'hydrogène vert. L'hydrogène bleu est aujourd'hui moins cher que l'hydrogène vert^{79,80}, et permet de lancer le marché. Dans un premier temps, il semble judicieux de s'attacher à rendre bleue la production actuelle d'hydrogène gris, en appliquant le captage du CO₂. Le développement et l'application à grande échelle de la technologie CCU/S sont importants pour la production d'hydrogène bleu. En effet, l'hydrogène bleu n'est pas encore déployé commercialement, mais de grands projets pilotes sont déjà en cours de développement.

Grâce à la réduction rapide des coûts, à

Figure 11. Coût total projeté des énergies renouvelables importées en Belgique en 2050⁸⁵



74 WaterstofNet en Hincio, Het potentieel voor groene waterstof in Vlaanderen: een routekaart, October 2018, p. 11

75 Hydrogen Council, Hydrogen insights – A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness, February 2021

76 WaterstofNet en Hincio, Het potentieel voor groene waterstof in Vlaanderen: een routekaart, October 2018, p. 11

77 Waterstof Industrie Cluster, Een Vlaamse waterstofstrategie, december 2020

78 Belmans R., Vingerhoets P., Molecules: indispensable in the decarbonized energy chain, Florence School of Regulation, January 2020

79 A. Piebalgs, C. Jones, P.C. Dos Reis, G. Soroush, J. Glachant, Florence School of Regulation, Cost-effective decarbonisation study, November 2020

80 ENA, Hydrogen & Net Zero: Costs to the Customer, November 2020, https://www.energynetworks.org/assets/images/Project%20Altair_H2%20Cost%20to%20the%20Customer_Nov%20update%20v4_final.pdf, laatst geraadpleegd op 19/03/2021

la hausse des prix du CO₂, à l'intégration accrue des systèmes et à l'utilisation des énergies renouvelables, la production d'hydrogène vert devrait devenir compétitive par rapport à la production d'hydrogène bleu peu après 2040^{81,82,83,84}, voire avant. Le moment exact de la compétitivité des coûts dépend des hypothèses sous-jacentes (liées aux régions). Presque toutes les études prévoient que l'hydrogène vert sera nettement moins cher que l'hydrogène bleu d'ici 2050. Lorsqu'on utilise une quantité (limitée) d'hydrogène bleu comme tremplin, il faut veiller à éviter les effets de verrouillage qui pourraient ralentir le développement ultérieur de l'hydrogène neutre pour le climat.

Rôle important pour les importations

Pour répondre à l'importante demande d'hydrogène vert en 2050, la production d'hydrogène vert sur la base des énergies renouvelables locales et de l'électricité verte importée (par exemple, l'éolien offshore) devra être complétée par des importations d'hydrogène vert. Il existe plusieurs possibilités d'importation d'hydrogène. L'hydrogène peut être importé par pipeline ou par bateau depuis des régions situées en Europe ou à proximité, ou depuis des régions plus éloignées, où les conditions sont plus favorables du point de vue des coûts pour la production d'hydrogène vert en raison d'une abondance de vent ou de soleil, également appelée "shipping the sunshine". Les vecteurs énergétiques dérivés tels que l'ammoniac, le méthanol et le méthane synthétique sont intéressants pour le transport sur de longues distances en raison de leur densité énergétique plus élevée. Le choix de la molécule dépendra donc de la distance à parcourir et des possibilités existantes en termes

d'infrastructures et de développements technologiques. L'étude de l'Hydrogen Import Coalition suppose l'importation de 750 TWh d'énergie sous forme de molécules, dont 350 TWh pour l'usage belge et les 400 TWh restants pour le transit. La figure ci-dessous montre le coût prévu par type de vecteur énergétique et par région en 2050. Les résultats de l'étude indiquent que les importations de différentes régions peuvent être compétitives par rapport à la production locale et, en raison des volumes requis, constituent une part importante de l'approvisionnement en énergie renouvelable en Belgique. Pour mémoire, une analyse de sensibilité réalisée par le Bureau fédéral du Plan montre que lorsque le prix de l'hydrogène importé passe de 90 €/MWh à 50 €/MWh, la production locale d'hydrogène diminue sensiblement.

L'importation se ferait de préférence via des ports qui disposent de l'expérience nécessaire, de l'infrastructure de base (terminal GNL existant) et des possibilités d'expansion pour recevoir ces vecteurs énergétiques en toute sécurité. La Belgique a le potentiel d'une éventuelle plateforme internationale pour un marché de l'hydrogène et de ses dérivés. Les ports et les interconnexions avec les pays voisins sont essentiels à cet égard. À cette fin, il convient d'étudier la possibilité d'une coopération internationale bilatérale avec des pays où de nombreuses énergies renouvelables sont disponibles à des prix compétitifs, comme le font déjà nos pays voisins.

Assumer un rôle de pionnier au niveau international offre également des possibilités d'exportation de savoir-faire (notamment la technologie de l'électrolyse)

et de produits industriels, et profite à notre compétitivité et au climat d'implantation des entreprises. Avec ses excellentes institutions de la connaissance, ses ports internationaux et ses clusters industriels, la Belgique est bien placée pour tirer un avantage économique des connaissances et des compétences qu'elle a acquises en les déployant dans le monde entier. En outre, l'accès à des énergies renouvelables abordables sera important pour retenir et attirer les entreprises internationales. Pour y parvenir, il est nécessaire d'innover en permanence dans les nouvelles technologies qui sont efficaces sur le plan énergétique et économique. Ces technologies doivent également pouvoir être mises à l'échelle, grâce à des projets de recherche et développement, des projets pilotes et des projets de mise à l'échelle tout au long de la chaîne de valeur de l'hydrogène. Il s'agit de technologies prometteuses avec différents niveaux de maturité.

Des technologies prometteuses avec différents niveaux de maturité

Il est important de ne pas perdre de vue les éventuels développements technologiques futurs sur le long terme. Par exemple, il est possible que les percées de technologies prometteuses au niveau international entraînent un changement dans la vision du futur paysage énergétique. Parmi ces technologies, citons les panneaux à hydrogène, mis au point à la KU Leuven,



81 Aurora Energy Research, *Hydrogen in the Northwest European energy system*, August 2020

82 ENA, *Hydrogen & Net Zero: Costs to the Customer*, November 2020, https://www.energynetworks.org/assets/images/Project%20Altair_H2%20Cost%20to%20the%20Customer_Nov%20update%20v4_final.pdf, laatst geraadpleegd op 19/03/2021

83 A. Piebalgs, C. Jones, P.C. Dos Reis, G. Soroush, J. Glachant, *Florence School of Regulation, Cost-effective decarbonisation study*, November 2020

84 BloombergNEF, *Hydrogen Economy Outlook – Key messages*, March 2020

85 Hydrogen Import Coalition, *Shipping sun and wind to Belgium is key in climate neutral economy*, 2021

86 KU Leuven, <https://www.kuleuven.be/onderzoekverhalen/2019/waterstofpaneel>, laatst geraadpleegd op 05/03/2021

87 ACER-CEER, *When and how to regulate hydrogen networks?*, February 2021

88 European Commission, *A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe*, COM(2020) 301 final, July 2020

89 Fluxys, *Bouwen aan de waterstof- en CO₂-infrastructuur voor België*, <https://www.fluxys.com/nl/energy-transition/hydrogen-carbon-infrastructure>, laatst geraadpleegd op 20/02/2021

qui produisent de l'hydrogène à partir de la lumière du soleil et de l'humidité de l'air⁹⁰, les bactéries capables de créer de l'hydrogène et la pyrolyse, qui permet de séparer le gaz naturel en hydrogène et en carbone.

L'hydrogène turquoise, qui est obtenu par pyrolyse du méthane, est une technologie prometteuse qui nécessite des recherches supplémentaires. Ce processus ne libère pas de CO₂ mais du carbone solide, qui peut être utilisé ailleurs comme matière première, par exemple dans la production de batteries. L'étude de la Florence School of Regulation, qui rassemble diverses études, conclut que le prix de l'hydrogène turquoise sera potentiellement inférieur, et en 2050 du même ordre, à celui de l'hydrogène vert issu de l'énergie solaire.

Il y a un aspect temporel crucial à la transition énergétique pour laquelle les instruments disponibles devraient déjà être utilisés autant que possible.

Développement progressif de l'infrastructure d'hydrogène

L'infrastructure comme catalyseur du développement de l'écosystème de l'hydrogène

L'évolution prévue de la demande d'hydrogène dans différents secteurs montre la nécessité d'une infrastructure dédiée à l'hydrogène. Cette infrastructure d'hydrogène peut être créée en intégrant l'infrastructure de gaz naturel existante en combinaison avec la construction d'un certain nombre de nouveaux tracés. La présence opportune de l'infrastructure est importante pour soutenir le développement et la croissance du marché, et permet à

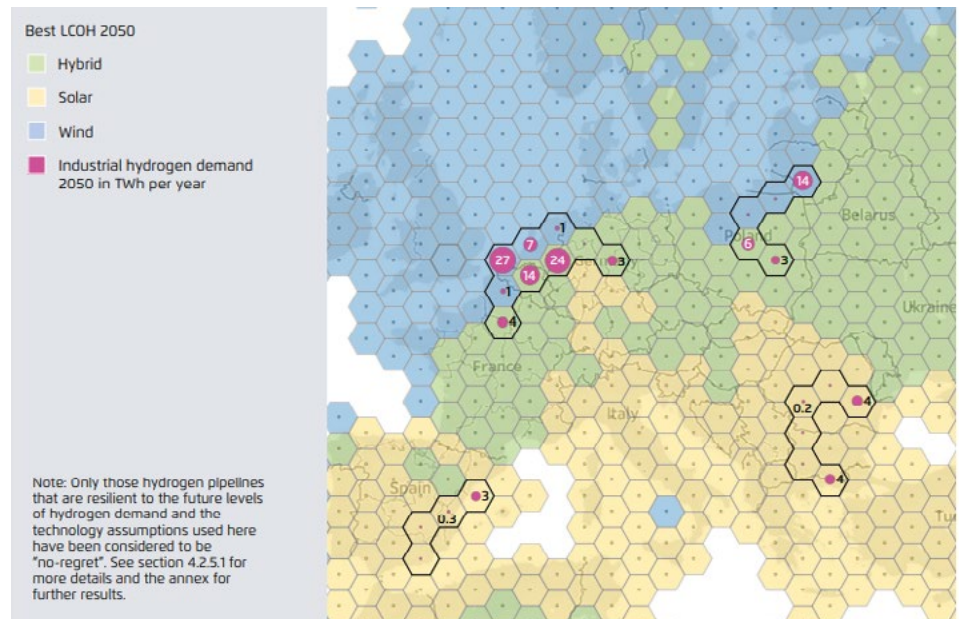


Figure 12. Infrastructure d'hydrogène « no regret » basée sur la demande industrielle d'hydrogène estimée en 2050⁹³

la Belgique de se positionner comme une plaque tournante pour l'importation et le transit de l'hydrogène.

Comme décrit, il existe déjà un vaste réseau d'hydrogène Air Liquide en Belgique, qui n'est actuellement pas en accès libre et non régulé. Pour l'avenir, il est nécessaire de mettre en place une infrastructure supplémentaire d'hydrogène à accès ouvert, dans le respect de l'infrastructure existante, conformément aux principes de l'ACER et du CEER énoncés dans leur European Green Deal Regulatory White Paper⁸⁷.

Outre les atouts existants, l'expansion du réseau de transport doit tenir compte d'un certain nombre de défis. Il n'existe pas en Belgique de cavités salines ou de gisements de gaz épuisés pouvant être utilisés pour le stockage (saisonnier) de gaz ou pour le stockage à long terme de CO₂. Un aquifère utilisé à Loenhout a une capacité de stockage de 8 TWh de gaz naturel, mais la question de savoir si le stockage de l'hydrogène y sera possible est encore à l'étude. Outre les atouts existants, l'expansion du réseau de transport doit tenir compte d'un certain nombre de défis. Il n'existe pas en Belgique de cavités salines ou de gisements de gaz épuisés pouvant être utilisés pour le stockage (saisonnier) de gaz ou pour le stockage à long terme de CO₂. Un aquifère utilisé à Loenhout a une capacité de stockage de 8 TWh de

gaz naturel, mais la question de savoir si le stockage de l'hydrogène y sera possible est encore à l'étude.

Développement des infrastructures en fonction des besoins du marché

Il est souhaitable de développer progressivement l'infrastructure de l'hydrogène et de l'étendre à mesure que l'utilisation de l'hydrogène augmente. Comme indiqué dans la section « Utilisations et applications », en Belgique, les études prévoient que la demande d'hydrogène proviendra initialement de l'industrie. Par conséquent, un réseau d'hydrogène sera d'abord nécessaire dans les clusters industrielles, qui pourra ensuite être développé en une dorsale interconnectée. Une telle connexion assurera une meilleure adéquation entre l'offre et la demande. Une dorsale hydrogène étendue facilite également l'utilisation de l'hydrogène dans les transports lourds, en offrant la possibilité d'installer des stations de ravitaillement en hydrogène. Comme nous l'avons vu précédemment, l'hydrogène peut être produit localement, mais il faudra également importer de l'hydrogène depuis des régions éloignées. À terme, les interconnexions avec les réseaux voisins pourraient donc être importantes pour garantir l'accès à un marché européen de l'hydrogène en pleine croissance. Des liaisons avec les Pays-Bas

90 Fluxys, Info session: shaping the hydrogen and carbon infrastructure for Belgium, <https://vimeo.com/505138786>, januari 2021

91 VLAIO, Deloitte, Naar een koolstofcirculaire en CO₂-arme Vlaamse industrie, november 2020

92 Agora Energiewende and AFRY Management Consulting, No-regret hydrogen: Charting early steps for H₂ infrastructure in Europe, 2021

93 Agora Energiewende and AFRY Management Consulting, No-regret hydrogen: Charting early steps for H₂ infrastructure in Europe, 2021, licentie: Creative Commons license CC BY (attribution)

94 Marcogaz, Overview of test results & regulatory limits for hydrogen admission into existing natural gas infrastructure & end use, september 2019

sont possibles à partir de Gand et d'Anvers, par exemple, avec la France via Mons et avec l'Allemagne et le Luxembourg via Liège. En plus des interconnexions européennes, des interconnexions internationales outre-mer peuvent également être développées. Zeebrugge semble bien placée comme plaque tournante énergétique pour l'importation d'hydrogène vert (et de vecteurs énergétiques dérivés) par bateau. Une conversion du terminal GNL existant est l'une des possibilités. En outre, l'hydrogène peut être importé d'Europe par pipeline depuis des régions riches en vent ou en soleil. En étroite coordination avec l'évolution du marché, il pourrait être opportun, dans une phase finale, de développer davantage l'infrastructure de l'hydrogène pour l'approvisionnement des applications décentralisées.

Ce développement progressif de la dorsale hydrogène est conforme à la Hydrogen Strategy publiée par la Commission européenne⁸⁸, aux plans de Fluxys^{89,90} et à la feuille de route (roadmap) de l'industrie flamande réalisée par Deloitte pour le compte du VLAIO⁹¹. Une étude récente d'Agora Energiewende identifie, sur base de la demande industrielle attendue en hydrogène, une infrastructure d'hydrogène reliant les clusters industriels de Belgique, des Pays-Bas, de NordRhein Westfalen et du Nord de la France comme un investissement « no regret »⁹². Il est important de souligner que dans cette étude, seule l'infrastructure « no regret » nécessaire à la demande d'hydrogène industriel est identifiée. Par conséquent, la figure 12 ne représente pas une attente mais un minimum absolu de l'infrastructure totale requise. Il convient de noter que la Belgique et ses environs immédiats apparaissent comme la région la plus prometteuse pour le développement de ces infrastructures.

Sécurité, qualité et aspects techniques

Plusieurs études examinent la possibilité d'utiliser l'infrastructure de gaz naturel existante pour le transport de l'hydrogène⁹⁴. En général, il semble y avoir peu de restrictions à l'utilisation des pipelines pour ajouter de l'hydrogène au réseau de gaz naturel, tant au niveau du transport que de la distribution. L'utilisation de vannes et de compresseurs est possible dans une

certaine mesure. Cependant, la fragilisation par l'hydrogène est une préoccupation majeure. Ce phénomène peut se produire lorsque l'hydrogène pénètre dans l'acier et affecte ses propriétés mécaniques. Cela peut accélérer la fatigue du métal. Pour des concentrations supérieures à 10% d'hydrogène, il faut donc adapter les conditions de fonctionnement, notamment la pression. L'industrie fait l'objet d'une attention particulière, car même de petites concentrations d'hydrogène peuvent perturber considérablement les processus utilisant le gaz naturel comme matière première, par exemple lorsqu'il est utilisé comme matière première et dans les turbines. On étudie actuellement la possibilité de réutiliser les gazoducs pour le transport d'hydrogène pur, ce qui permettrait de réaliser des économies importantes par rapport à la construction de nouveaux gazoducs.

L'aspect sécurité mérite une attention particulière. La plage dans laquelle l'hydrogène est susceptible d'exploser est très large et est comprise entre 4 et 77%. En outre, une très faible quantité d'énergie est nécessaire pour enflammer l'hydrogène. Il est donc important de prendre les mesures de sécurité nécessaires pour éviter les fuites, les chocs externes et l'inflammation. Cependant, l'hydrogène est utilisé en toute sécurité dans l'industrie depuis de nombreuses années et la Belgique dispose des connaissances et de l'expérience nécessaires pour y faire face.

Des études de faisabilité sont actuellement en cours en ce qui concerne le stockage de l'hydrogène (gaz/liquide, réutilisation possible à Loenhout) ainsi que la réutilisation possible du terminal GNL existant pour l'hydrogène liquide à Zeebrugge et l'infrastructure d'importation pour les vecteurs énergétiques dérivés.

Besoins du marché

Il ressort de ce qui précède que le développement d'une économie de l'hydrogène nécessite, entre autres, l'expansion progressive d'une infrastructure dédiée à l'hydrogène (en accès libre). Étant donné que les délais de planification et d'obtention des autorisations sont longs, la construction de ces infrastructures devrait être lancée là où une demande du marché est attendue sur la base d'une offre compétitive en termes de coûts.

Le transport d'hydrogène par pipeline n'est pas encore régulé. Tant la stratégie européenne en matière d'hydrogène que la déclaration de politique générale du ministre Van der Straeten soulignaient déjà l'importance d'un opérateur neutre de l'infrastructure de l'hydrogène et d'un accès non discriminatoire pour les tiers. Un cadre réglementaire doit être adopté à cet effet. Le cadre réglementaire doit également tenir compte des aspects liés à la sécurité.

En outre, il semble que la production d'hydrogène vert ne soit pas encore compétitive par rapport à des alternatives moins durables. Afin de promouvoir la production et l'utilisation d'hydrogène dans le cadre de la transition énergétique, une incitation financière est nécessaire pour combler l'écart de coût. Il est important que cette incitation reflète correctement le caractère durable et la valeur ajoutée pour la transition énergétique, d'une part, et tienne compte des systèmes de gestion du marché existants afin d'éviter toute distorsion inutile du marché, d'autre part.

Enfin, la coopération internationale sera indispensable pour nous doter d'une capacité d'importation suffisante, tant avec nos voisins immédiats pour la construction d'infrastructures d'importation transfrontalières qu'avec les pays où il y a beaucoup de soleil et de vent pour importer de l'hydrogène vert et des dérivés en Belgique par pipeline ou par bateau.



Nécessité d'une politique d'accompagnement en matière de CO₂

Infrastructure CO₂⁹⁵

La section précédente sur le rôle du gaz dans le système énergétique du futur présente le CCU/S comme un élément clé de la transition énergétique. L'application du CCU/S peut être divisée en trois étapes : Capture du CO₂, transport du CO₂ et stockage/réutilisation du CO₂.

Par captage du CO₂, nous entendons le captage des émissions de CO₂, suivi de leur purification et de leur concentration. Après le captage, le CO₂ est transporté vers le site de stockage ou de réutilisation. Dans le cas du stockage du CO₂, il s'agit d'un stockage permanent dans des formations géologiques existantes à terre ou en mer, généralement des gisements de gaz ou de pétrole épuisés. En fonction des spécifications de transport et de stockage, une ou plusieurs étapes intermédiaires sont nécessaires pour la compression. Dans le cas de la réutilisation du CO₂, le CO₂ capturé est réintroduit dans la chaîne de valeur et valorisé dans un produit final. À terme, nous prévoyons une transition partielle du stockage du CO₂ vers sa réutilisation, le stockage du CO₂ continuant à jouer un rôle important. Nous notons que le captage du CO₂ peut également contribuer à des émissions négatives dans le cas du BECCU/S ou du captage direct dans l'air (DAC). La technologie DAC ne devrait jouer un rôle qu'à long terme en raison de son coût élevé de captage du CO₂⁹⁶. Il est important de limiter l'application du captage du CO₂ aux cas où il est économiquement judicieux, par exemple dans les secteurs qu'il est très difficile de rendre climatiquement neutres par d'autres moyens, et de se concentrer sur la recherche de voies alternatives lorsque cela est possible afin d'éviter un effet de verrouillage. Concrètement, la technologie pourrait être déployée dans des secteurs tels que la sidérurgie, le raffinage, la chimie et le ciment, en tant que solution de transition pour la production d'hydrogène bleu, afin de rendre la production d'hydrogène gris plus respectueuse du climat, en attendant la mise à l'échelle d'autres sources d'hydrogène climatiquement neutres.

En ce qui concerne le stockage du CO₂, l'étude de Welkenhuysen et al.⁹⁷ prévoit qu'en Belgique nous avons la capacité de stocker 110 Mton de manière rentable (par rapport aux alternatives étrangères), ce qui correspond à environ une année d'émissions totales de CO₂ en Belgique. En raison de cette capacité limitée de stockage du CO₂, un accord avec nos pays voisins doit être conclu afin de pouvoir exporter et stocker du CO₂. La bonne volonté politique et l'acceptabilité sociale locale sont ici des facteurs importants qui doivent être clarifiés avant de procéder à la construction d'une infrastructure de transport de CO₂. Un autre facteur de risque est l'incertitude quant à la permanence du stockage souterrain, surtout si l'on envisage des réservoirs de gaz et de pétrole épuisés et donc perforés. La responsabilité joue ici un rôle important, tant en Belgique qu'au sein de ces pays, pour l'utilisation du CCU/S ainsi que les accords internationaux pour la possibilité de stockage.

L'avantage potentiel de la technologie CCS, en tant que mesure de dernier recours dans ces secteurs, réside dans les réductions d'émissions de CO₂ qu'elle peut permettre d'obtenir dans un délai relativement court, sans qu'il soit nécessaire d'apporter des changements majeurs aux processus, aux infrastructures et aux modèles commerciaux existants de l'industrie et de la production d'électricité. En outre, la technologie CCS appliquée aux unités de biométhane peut entraîner des émissions négatives.

L'application du CCU a une approche plus circulaire et durable. En combinaison avec H₂, le CO₂ peut être utilisé pour la production de carburants synthétiques (par exemple, le méthanol, l'éthanol, le méthane synthétique) comme produit final ou comme étape intermédiaire pour la production de produits chimiques de haute valeur. L'avantage de cette application est qu'elle évite l'incertitude et le coût inhérents au stockage à long terme.

Développement progressif de l'infrastructure du CO₂

Nous constatons que, notamment dans les pôles industriels et portuaires, plusieurs projets de captage de CO₂ sont à l'étude (ex. Antwerp@C, ambition 2030: 9 Mton⁹⁸, Carbon Connect Delta, ambition 2030: 6,5 Mton⁹⁹).

Une infrastructure de transport (terminaux et pipelines) est nécessaire pour transporter le CO₂ vers un lieu de stockage ou de réutilisation. Comme pour l'infrastructure de l'hydrogène, il est opportun de mettre en place un accès ouvert et un développement progressif d'une dorsale CO₂. Étant donné que le captage du CO₂ est principalement attendu dans l'industrie, il est logique de commencer le déploiement de l'infrastructure CO₂ dans les pôles industriels (par exemple, le port d'Anvers / le port de la mer du Nord : pipeline vers les Pays-Bas et terminal CO₂ pour le transport par bateau). Par la suite, il conviendra d'examiner si des connexions sont souhaitables entre ces pôles, par exemple entre Liège et Charleroi, et avec la France. Les réseaux locaux de CO₂ permettront de réaliser des économies d'échelle en matière de captage et d'utilisation ou de stockage du CO₂^{100,101}. Enfin, en fonction de l'évolution du marché, il peut s'avérer nécessaire de poursuivre le développement des infrastructures.

Dans un premier temps, à partir de 2024 environ, on espère que le CO₂ capté pourra être stocké sous terre (CCS). Différents projets ont déjà été annoncés pour cela (ex. Porthos¹⁰², Northern Lights¹⁰³). Cependant, ces projets ne sont pas encore opérationnels. Dans une phase ultérieure, à partir de 2035, la réutilisation du CO₂ devrait devenir possible à grande échelle (CCU)¹⁰⁴. Plusieurs projets pilotes ont déjà été annoncés et sont à l'étude dans ce contexte (ex. Power-to-Methanol Antwerp¹⁰⁵, North CCU Hub¹⁰⁶, Project Columbus).

Étant donné que les délais de planification et d'obtention des permis sont longs, la construction de ces infrastructures devrait

⁹⁵ Ce sujet a été présenté dans une moindre mesure aux experts, mais il est important dans le contexte des développements futurs de l'hydrogène.

⁹⁶ IEA, Direct Air Capture, <https://www.iea.org/reports/direct-air-capture>, June 2021

⁹⁷ K. Welkenhuysen, A. Ramirez, R. Swennen, K. Piessens, Strategy for ranking potential CO₂ storage reservoirs: A case study for Belgium, 2013

⁹⁸ Antwerp@C, Antwerp@C investigates potential for halving CO₂ emissions in Port of Antwerp by 2030, <https://newsroom.portofantwerp.com/antwerpc-investigates-potential-for-halving-co2-emissions-in-port-of-antwerp-by-2030>, dernière consultation le 20/02/2021

⁹⁹ Carbon Connect Delta, <https://www.smartdeltaresources.com/en/carbon-connect-delta>, laatste geraadpleegd op 20/02/2021

être lancée en fonction de la demande du marché.

Points d'attention techniques et économiques

Cette section explique les principaux enjeux du captage, du stockage et de la réutilisation du CO₂.

Dans le cas du captage du CO₂, il convient de noter que la technologie actuelle est très énergivore et que, lorsqu'elle est appliquée dans les centrales électriques, elle pourrait augmenter la consommation d'eau de 20 à 60 %¹⁰⁷. Nous faisons une distinction entre les flux de CO₂ à forte et à faible concentration¹⁰⁸:

- Captage des flux de CO₂ à haute concentration (> 30 % de CO₂) : la technologie est relativement mature, avec une consommation d'énergie d'environ 0,7 TWh/Mton de CO₂ et une ambition de passer à < 0,6 TWh/Mton d'ici 2035. Le procédé permet de capter environ 90 % du total du CO₂.
- Captage des flux de CO₂ à faible concentration (< 30 % de CO₂) : la consommation d'énergie est actuellement d'environ 1,9 TWh/Mton, avec une courbe d'apprentissage prévue pour passer à < 1,4 TWh/Mton d'ici 2035. Le procédé permet de capter environ 80 à 85 % du CO₂ total.

D'autres recherches et projets pilotes sont nécessaires pour réaliser des gains d'efficacité en matière de consommation d'énergie (par exemple, pour le captage du CO₂ à faible concentration) et de coûts d'investissement (par exemple, CAPEX des installations de captage et de purification). Le coût du captage du CO₂ diffère selon l'application et varie entre 20 et 75 euros/tonne pour les flux de CO₂ à forte concentration et entre 50 et 150

euros/tonne pour les flux de CO₂ à faible concentration^{109,110}. Six autres technologies potentiellement moins chères et plus efficaces sont en phase de recherche, mais elles doivent être développées davantage pour atteindre le niveau TRL 9 requis. La Belgique peut jouer un rôle de pionnier dans ce domaine et contribuer ainsi de manière significative à la transition climatique au-delà de ses frontières. .

Pour le **transport** du CO₂ par pipeline, la réutilisation des infrastructures de gaz naturel existantes est possible. Ici, la pureté du CO₂ influe sur l'efficacité et le coût du transport. Pour certains parcours, le transport par bateau offre une alternative à considérer. En effet, le CO₂ est relativement facile à liquéfier, ce qui permet de le transporter par bateau à l'intérieur et à l'extérieur des terres (par exemple sur la Meuse entre Charleroi et Liège). Le coût du transport du CO₂ par pipeline est estimé à 1 à 2 euros/tonne (pour des distances inférieures à 180 km)¹¹¹.

Pour le **stockage** du CO₂, on distingue la compression d'une part et le stockage lui-même d'autre part. Le coût de la compression du CO₂ est estimé à environ 9 euros/tonne et celui du stockage du CO₂ entre 2 et 20 euros/tonne, selon le type de réservoir¹¹². Nous estimons le coût total du CCS à une moyenne de 80 euros/tonne de CO₂.

La **réutilisation** du CO₂ permet de valoriser le CO₂ capturé et d'atteindre une économie circulaire en carbone. Le principal point d'attention ici est le besoin de recherche et de développement pour rendre ces technologies matures.

100 Fluxys, Onze infrastructuur, <https://www.fluxys.com/nl/energy-transition/hydrogen-carbon-infrastructure>, laatst geraadpleegd op 05/03/2021

101 Fluxys, info session: shaping the hydrogen and carbon infrastructure for Belgium, januari 2021, geraadpleegd via <https://vimeo.com/505138786>

102 Porthos, CO₂-reductie door opslag onder de Noordzee, <https://www.porthosco2.nl/>, dernière consultation le 20/02/2021

103 Northern Lights, What we do, <https://northernlightscs.com/en/about>, dernière consultation le 20/02/2021

104 VLAIO, Deloitte, Naar een koolstofcirculaire en CO₂-arme Vlaamse industrie, november 2020

105 Power to Methanol Antwerp, <https://powertomethanolantwerp.com/>, 2021

106 North CCU Hub, <https://northccuhub.eu/>, 2021

107 Magneschia D., Zhang T., Munson R., The Impact of CO₂ Capture on Water Requirements of Power Plants, July 2017

108 VLAIO, Deloitte, Naar een koolstofcirculaire en CO₂-arme Vlaamse industrie, november 2020

109 VLAIO, Deloitte, Naar een koolstofcirculaire en CO₂-arme Vlaamse industrie, november 2020

110 IEA, Levelised cost of CO₂ capture by sector and initial CO₂ concentration, 2019, update februari 2021

111 EBN, Gasunie, Transport en opslag van CO₂ in Nederland, 2017

112 VLAIO, Deloitte, Naar een koolstofcirculaire en CO₂-arme Vlaamse industrie, november 2020

Recommendations



Dans les chapitres précédents, nous avons fourni les éléments de base pour le développement d'une vision stratégique pour une politique fédérale du gaz cohérente, étayée et orientée vers l'avenir, pour la Belgique jusqu'en 2050, avec 2030 comme étape intermédiaire. Nous avons identifié les facteurs critiques de succès et les leviers de transition et de récupération tant pour la durabilité du méthane que pour le développement d'une économie de l'hydrogène. Outre les besoins en infrastructures associés, la nécessité d'une politique d'accompagnement en matière de CO₂ sur un certain nombre d'aspects a également été discutée.

Dans ce qui suit, nous formulons des recommandations politiques concrètes pour faciliter la durabilité du méthane, l'expansion de l'économie de l'hydrogène et la poursuite du développement du CCU/S. Cependant, avec 2050 comme horizon, ces recommandations nécessitent déjà une mise en œuvre à court et moyen terme. Après une recommandation plus générale, les autres recommandations sont présentées par groupes thématiques autour de l'approvisionnement en énergie et du positionnement international, des infrastructures et de la facilitation du développement du marché.

Général

Réaliser une vision gazière à long terme stable, réalisable et cohérente qui répond de manière dynamique aux évolutions technologiques.

La Belgique a besoin d'un cadre réglementaire et politique stable, réalisable, avec une orientation claire, pour atteindre ses objectifs climatiques. La vision fédérale en matière de gaz doit s'inscrire dans une vision plus large du système énergétique, doit être transversale et doit être fixée à long terme (plusieurs législatures) afin de donner aux acteurs du marché une sécurité juridique pour leurs investissements avec la garantie que les priorités ne changent pas à chaque législation.

L'interaction entre la transition climatique et la transition énergétique est complexe : il est préférable de l'aborder d'un point de vue systémique. Nous recommandons que la politique - et l'approche associée aux mesures - soit mise en place de manière transversale et intersectorielle. Cette approche systémique est nécessaire si nous voulons avoir un impact durable sur tous les aspects qui répondent à la transition climatique et énergétique.

Il est important que cette politique soit dirigée et coordonnée en collaboration avec les différents acteurs de la quadruple hélice, à savoir les institutions de recherche, les entreprises, le gouvernement et les intermédiaires sociaux et citoyens. Un cadre réglementaire et politique clair incite les entreprises et les institutions de recherche à maintenir le cap dans leurs activités commerciales ou à mettre l'accent sur la recherche. Cela agit comme une boussole pour l'avenir.

Une vision commune à long terme est également importante pour le lancement et la croissance d'un marché des vecteurs énergétiques neutres pour le climat. En outre, la promotion de cette vision permet, dans les discussions avec la Commission européenne, de démontrer que la Belgique est sérieuse dans son ambition de contribuer à un système énergétique durable et permet donc également de contribuer aux ambitions européennes de neutralité climatique d'ici 2050.

Compte tenu des compétences partagées en matière d'énergie, il est important que le gouvernement fédéral travaille aussi étroitement que possible avec les régions pour faire ses choix politiques.

Le cadre réglementaire et politique doit être d'une part stable, mais également flexible. Les réglementations doivent évoluer en fonction de l'évolution du marché et des infrastructures. Il convient pour cela de suivre l'évolution du marché, de la technologie et des infrastructures, et d'adapter le cadre réglementaire et politique en conséquence. Ce faisant, le gouvernement fédéral doit tenir compte des développements au niveau européen, par exemple en ce qui concerne le SCEQE, et au niveau régional.

Lors de l'examen des technologies existantes et nouvelles neutres pour le climat, il convient d'effectuer une analyse du coût du cycle de vie complet afin de tenir compte de l'impact d'une technologie sur la réduction des émissions de CO₂ (tous les coûts et avantages) et de peser les choix pour la suite de la politique.

Approvisionnement en énergie et positionnement international

La transition vers la neutralité climatique ne se fera pas uniquement par le biais d'un vecteur énergétique particulier ou d'une technologie particulière. Il s'agit d'une réalité claire et nette, dans laquelle la fourniture d'une énergie suffisante, sûre, neutre et abordable est cruciale.

En ce qui concerne la production propre de l'entreprise, il convient évidemment d'exploiter au maximum le potentiel local d'énergie neutre pour le climat et, lorsque cela est économiquement judicieux, de l'utiliser dans un premier temps pour une utilisation électrique directe. Les gaz et autres molécules devraient être utilisés là où l'électrification est difficile ou irresponsable. D'après les prévisions actuelles, l'électrification sera la voie principale pour le chauffage des bâtiments, le transport de passagers et certains processus industriels. Les molécules devraient donc aller au reste de l'industrie, en soutenant la production d'électricité et les transports lourds. Pour réaliser pleinement les ambitions climatiques de la

Belgique, il faudra recourir à la fois à la production locale et aux importations d'énergie renouvelable. Comme indiqué ci-dessus, nous devrons continuer à dépendre des importations pour une partie de notre approvisionnement énergétique. Les importations d'énergie se feront d'une part sous forme d'électricité en provenance de la mer du Nord et de nos pays voisins, et d'autre part sous forme de molécules par pipeline ou par bateau, en fonction de la distance de la source d'énergie. La situation n'est pas si différente de celle d'aujourd'hui. L'augmentation de la production locale d'énergie renouvelable réduira notre dépendance nette à l'égard des importations, au niveau belge et certainement au niveau européen.

Positionner la Belgique comme une plaque tournante dans le cadre du transit de l'hydrogène

Afin de répondre à l'importante demande d'hydrogène climatiquement neutre en 2050, la production propre d'hydrogène vert de l'entreprise, basée sur l'énergie renouvelable locale et l'électricité climatiquement neutre importée, devra être complétée par des importations d'hydrogène vert. L'hydrogène peut être importé par pipeline ou par bateau depuis des régions situées en Europe ou à proximité, ou depuis des régions plus éloignées, où les conditions de coût sont plus favorables à la production d'hydrogène en raison de l'abondance d'énergie bon marché. Les vecteurs énergétiques dérivés tels que l'ammoniac, le méthanol et le méthane synthétique sont intéressants pour le transport sur de longues distances en raison de leur densité énergétique plus élevée.

Il est donc recommandé de positionner la Belgique comme une plaque tournante internationale pour un marché de l'hydrogène et d'autres vecteurs énergétiques neutres pour le climat. De cette manière, la Belgique peut assurer l'avenir de ses atouts actuels en matière de gaz naturel. Un rôle important est réservé aux ports qui disposent de l'expérience, de l'infrastructure de base (terminal GNL existant) et des possibilités d'expansion nécessaires pour accueillir ces vecteurs énergétiques en toute sécurité en tant que plate-forme énergétique et logistique. Dans ce contexte, il convient

de réaliser une étude de faisabilité sur la mise en place et l'adaptation des terminaux d'importation et la connexion avec les infrastructures de transport dans l'arrière-pays.

Conclure des accords de coopération pour l'importation d'énergie neutre sur le plan climatique

De bonnes liaisons avec les pays voisins sont également essentielles pour les importations par pipelines. Par conséquent, il faut s'efforcer de coopérer avec nos pays voisins immédiats par le biais de consultations bilatérales et trilatérales, entre autres. L'extension du champ d'application du règlement RTE-E¹¹³ à l'infrastructure hydrogène proposée par la Commission européenne offre certaines possibilités. Si la proposition est adoptée, les projets d'infrastructure transfrontaliers dans le domaine de l'hydrogène pourront également obtenir le statut de PIC¹¹⁴ grâce à des procédures d'octroi de permis simplifiées et à un financement par le biais du mécanisme "Connecting Europe Facility".

Enfin, pour que la Belgique dispose d'une capacité d'importation suffisante, il est essentiel de conclure des accords de coopération bilatéraux, si possible dans un contexte européen, avec des pays où une grande quantité d'énergie renouvelable est disponible à des prix compétitifs, par exemple avec des pays d'Afrique du Nord et du Moyen-Orient, pour l'importation de molécules par pipeline ou par bateau. .

Soutenir la position de la Belgique en tant qu'écosystème innovant dans le domaine de l'hydrogène et des technologies connexes

L'innovation jouera un rôle essentiel dans la décarbonisation du système énergétique. La Belgique compte déjà des entreprises uniques de premier plan dans le domaine de la technologie de l'hydrogène, réparties tout au long de la chaîne de valeur, de la production à l'utilisation finale de l'hydrogène. À cet égard, la Belgique est déjà l'un des

pionniers en Europe. La poursuite du développement et du soutien de ces entreprises belges peut créer des emplois durables supplémentaires.

En investissant davantage avec les Régions dans l'innovation dans le domaine de l'électrolyse et du CCU/S, le prix de revient de ces technologies peut être abaissé et l'expertise et le savoir-faire acquis peuvent éventuellement être commercialisés et exportés au niveau international. Positionner la Belgique ainsi comme un leader dans le domaine de l'innovation autour des nouvelles technologies.

Il est nécessaire de créer un cadre réglementaire et des conditions cadres pour permettre le développement de projets pilotes. L'accès libre à l'hydrogène à des prix abordables en est un exemple important. Dans le domaine du CCU/S, des projets pilotes sont nécessaires pour réaliser des gains d'efficacité en matière de consommation d'énergie (par exemple pour le captage de CO₂ à faible concentration) et de coûts d'investissement (par exemple CAPEX des installations de captage et de purification). Enfin, en coopération avec les Régions, attirer les fournisseurs de technologie (tels que les constructeurs de machines, les fournisseurs de capteurs, etc.) en Belgique, car ils renforcent l'écosystème local et peuvent former le pont entre la recherche et l'industrie.

Le futur cadre peut soutenir des projets pilotes nouveaux et innovants à petite échelle par le biais de "bacs à sable" réglementaires, c'est-à-dire des projets pilotes limités, approuvés par les autorités à la demande des innovateurs, pour tester de nouveaux produits, services et modèles d'entreprise en situation réelle, avec la possibilité d'obtenir une dérogation temporaire aux réglementations habituelles.

Réaliser une feuille de route comme suivi de ce document de vision

Il est recommandé de réaliser une étude énergétique de l'ensemble du système énergétique avec un équilibre entre l'électricité et le gaz. Cette analyse doit être neutre sur le plan technologique. L'occasion se présente ici de rassembler les études et

informations existantes sur les différents niveaux politiques et d'analyser les futures sources et voies d'approvisionnement en énergie compétitive et neutre sur le plan climatique.

Les éléments ci-dessus doivent être réunis dans une trajectoire de suivi bénéficiant d'un soutien politique, qui donne une orientation aux acteurs du marché et qui est ensuite contrôlée à intervalles réguliers en vue de procéder à des ajustements en fonction de l'évolution du marché, de la recherche et du développement et du cadre réglementaire..

Infrastructure

Comme indiqué plus haut, en 2050, nous évoluerons vers quatre types d'infrastructures, à savoir pour le transport du méthane, de l'électricité, de l'hydrogène et du CO₂.

Pour le mélange de biométhane dans le réseau de méthane, aucune adaptation (majeure) de l'infrastructure n'est nécessaire. Toutefois, la mise en place d'une infrastructure supplémentaire dédiée à l'hydrogène et au CO₂ nécessitera des ajustements. L'évolution prévue de la demande d'hydrogène, telle que mentionnée ci-dessus, démontre la nécessité d'une infrastructure de l'hydrogène. Cette infrastructure d'hydrogène peut être créée en optimisant l'infrastructure d'hydrogène existante, et en convertissant partiellement l'infrastructure de gaz naturel existante en combinaison avec la construction d'un certain nombre de nouvelles voies. Selon l'étude précitée de Fluxys, l'entreprise prévoit de déployer la dorsale hydrogène à partir de 2025 avec des clusters locaux dans les zones industrielles. En 2030, ces clusters seront connectés pour permettre les transferts entre eux et, en 2050, il y aura une véritable dorsale. Une étude de marché doit montrer le moment idéal et la portée de ce déploiement. Dans tous les cas, la mise en place sera progressive et incrémentale. Cette vision veut contribuer à une vision holistique de l'approvisionnement énergétique qui apporte le bon timing en termes de coûts, de durabilité et d'approvisionnement. Le développement d'infrastructures de transport (terminaux et pipelines) pour le CO₂ est également

¹¹³ Règlement (UE) n° 347/2013 du Parlement européen et du Conseil du 17 avril 2013 sur les orientations relatives aux infrastructures énergétiques transeuropéennes.

¹¹⁴ Projet d'intérêt commun.

nécessaire afin de l'acheminer vers les sites de stockage/réutilisation. Selon l'étude de Fluxys mentionnée ci-dessus, cette évolution se fera également de manière progressive, l'infrastructure des pôles industriels évoluant vers une dorsale CO₂ à part entière d'ici 2025.

Compte tenu de l'ampleur de la dorsale, des longs délais d'obtention des autorisations et des délais de construction de la nouvelle infrastructure à l'échelle de la Belgique avec les interconnexions nécessaires, la planification et l'exécution de ces travaux doivent commencer en temps et en heures. En effet, la transition énergétique et climatique nécessite le développement de nouvelles infrastructures de base pour le transport de l'hydrogène et du CO₂. La présence de l'infrastructure est également importante pour soutenir le développement et la croissance du marché, et permet à la Belgique de se positionner en tant que centre d'importation et de transit pour l'hydrogène. Le développement d'une telle infrastructure est complexe. Les projets d'infrastructure sont couteux en capital et se caractérisent généralement par de longs délais de réalisation, des réglementations complexes, la participation de différentes parties ayant des intérêts différents, etc. En outre, l'infrastructure ne s'arrête pas à la frontière. La Belgique a une position centrale en Europe et c'est un atout stratégique. L'infrastructure doit donc être examinée à plus grande échelle et planifiée en collaboration avec les pays voisins. Il convient également de prêter attention aux besoins en infrastructures liés à l'importation de nouveaux vecteurs énergétiques.

Les recommandations suivantes sont formulées en ce qui concerne les infrastructures :

Créer un cadre réglementaire et politique stable, réalisable et cohérent pour une infrastructure (de base) à accès ouvert pour l'H₂

Le développement futur d'une infrastructure dédiée à l'hydrogène soulève des questions sur la nécessité de réglementer cette infrastructure. La loi gaz fédérale du 12 avril 1965 contient les règles techniques et les exigences de sécurité pour le transport de

produits gazeux et autres par canalisation. En ce qui concerne les exigences techniques relatives aux pipelines, l'hydrogène est couvert par la loi sur le gaz. La libéralisation du marché du gaz naturel a obligé les États membres à ouvrir le réseau de gaz naturel à tous les producteurs. Toutefois, cela ne s'applique qu'au transport de gaz naturel. À ce jour, le rôle de "transporteur" d'hydrogène n'est pas une activité régulée.

Les principes qui seront appliqués au fonctionnement de l'infrastructure hydrogène sont énoncés dans la déclaration de politique générale de la ministre de l'Energie, dans la stratégie hydrogène de la Commission européenne et dans le White Paper de l'ACER et du CEER : l'accès non discriminatoire des tiers/l'accès ouvert au réseau, la transparence et la dissociation seront rendus obligatoires, comme pour l'électricité et le gaz naturel. Cela permettra aux autres producteurs et utilisateurs d'hydrogène de se connecter à un réseau public. Un opérateur neutre doit être désigné pour exploiter l'infrastructure. Ce cadre réglementaire complet sera nécessaire à long terme si et quand la demande et la production/importation d'hydrogène seront importantes. Cependant, on ne sait toujours pas comment se développeront les futurs vecteurs énergétiques. L'ACER et le CESR proposent une approche progressive du cadre législatif. Il convient de reconnaître qu'une grande partie des infrastructures existantes ont été financées et construites par des parties privées dans le cadre de leurs activités commerciales.

Le réseau actuel de gaz naturel peut potentiellement servir de base à un réseau d'hydrogène et au transport de gaz neutre pour le climat. La réutilisation des infrastructures de gaz naturel existantes doit être prise en compte lors du déploiement du plan d'infrastructure. Le méthane continuera à jouer un rôle pendant la transition, de sorte que cette infrastructure doit également être entretenue de manière adéquate. Dans certains cas, les infrastructures de gaz naturel existantes ne seront plus utilisées pour le transport du gaz naturel ou pour le transport de l'hydrogène ou d'autres vecteurs énergétiques. Il est important d'identifier rapidement ces actifs.

Établir un programme d'infrastructure pluriannuel pour le développement intelligent, basé sur le marché, progressif et à l'épreuve du temps, des infrastructures de base

Pour la planification et le financement du développement de nouvelles infrastructures, il faut établir un plan de développement pluriannuel qui, d'une part, soit suffisamment stable pour permettre la réalisation des investissements dans ces infrastructures, mais qui, d'autre part, offre également une flexibilité suffisante pour procéder à des ajustements si nécessaire. Pour garantir la stabilité de la politique sur une longue période, le programme d'investissement doit couvrir plusieurs domaines politiques et plusieurs législations. L'accent doit être mis sur les infrastructures qui peuvent être considérées comme un investissement « no regret ». Enfin, en concertation avec les Régions, le plan de développement doit prévoir des espaces et des voies suffisants pour anticiper les investissements futurs.

Construire et renforcer les interconnexions avec les pays voisins grâce à des infrastructures transfrontalières pour le H₂

La coopération transfrontalière est essentielle pour le développement d'une dorsale hydrogène. L'infrastructure, y compris les pipelines, doit être construite au-delà des frontières, conformément à la vision de l'UE en matière d'hydrogène.

C'est avant tout avec nos voisins immédiats qu'une bonne coopération est nécessaire. Il est important de maintenir des contacts avec les Pays-Bas, la France et l'Allemagne, tant au niveau bilatéral que trilatéral. Il peut s'agir de la mise en place de projets pilotes innovants ou de l'élaboration de réglementations.

Comme indiqué plus haut, la prochaine révision du règlement RTE-E, et en particulier l'élargissement proposé du champ d'application aux infrastructures d'hydrogène, offre des possibilités intéressantes pour la construction transfrontalière d'infrastructures d'hydrogène.

Développer une politique de captage, de transport, de réutilisation et/ou de stockage du CO₂

Outre le développement de l'infrastructure de l'hydrogène, la Belgique se concentrera également sur le captage, le transport, la réutilisation et/ou le stockage du CO₂. Il convient d'établir un cadre législatif et réglementaire clair et stable, comprenant des exigences générales de sécurité pour la conception, la construction et l'exploitation des infrastructures de CO₂. Il est également nécessaire de clarifier la répartition des responsabilités, en particulier pour le développement de l'infrastructure de CO₂ avec les interconnexions et les installations d'importation. Il est important ici d'avoir une vision claire des autorités compétentes.

En ce qui concerne spécifiquement le stockage du CO₂, la Belgique doit conclure des accords solides avec d'autres pays. Tout le CO₂ capturé ne sera pas utilisé par l'industrie belge dans le futur. Les possibilités de stockage nécessaires pour stocker le CO₂ capté dans le sous-sol font défaut. Il est recommandé d'étudier avant tout la manière dont ces possibilités de stockage peuvent être garanties, par exemple en concluant des accords avec d'autres pays comme les Pays-Bas, la Norvège et le Royaume-Uni. Plusieurs projets pilotes de stockage de CO₂ ont été annoncés (par exemple, Porthos et Northern Lights), mais ne sont pas encore opérationnels. Par ailleurs, il convient de tenir compte du potentiel limité de stockage souterrain du CO₂ en Belgique, dans la mesure où il peut être exploité de manière rentable. Une attention particulière devra être accordée à la responsabilité pour la permanence du stockage et les risques de fuite.

Faciliter la consultation entre les gestionnaires de réseaux de transport d'électricité et de gaz dans le cadre de l'intégration des systèmes énergétiques

Dans le système énergétique du futur, l'électricité, la chaleur et le gaz devront de plus en plus être intégrés pour absorber les grandes fluctuations des énergies renouvelables. Cela nécessite un réseau électrique puissant, mais aussi une infrastructure gazière solide. Il est donc essentiel que le gestion-

naire du réseau de transport d'électricité et celui du réseau de transport de gaz unissent leurs forces pour examiner, entre autres, comment les réseaux d'électricité et de gaz interagiront, et quelle énergie passera par quelle partie de l'infrastructure.

Le gestionnaire du réseau de transport d'électricité TenneT et le gestionnaire du réseau de transport de gaz Gasunie dans nos pays voisins, les Pays-Bas et l'Allemagne, ont déjà entamé une telle coopération et réalisé une étude conjointe sur les infrastructures énergétiques intégrées aux Pays-Bas et en Allemagne.¹¹⁶

Il serait souhaitable qu'une coopération similaire soit établie entre le gestionnaire de réseau Elia et Fluxys, notamment pour examiner dans quelle mesure l'intégration de leurs plans de développement respectifs est souhaitable. Le gouvernement fédéral peut faciliter cette démarche. De la même façon, la concertation entre transporteurs et distributeurs devra, à un certain stage, être renforcée autour de ces nouveaux challenges

Facilitation du développement du marché

Établir une concertation structurelle entre le gouvernement fédéral et les régions

La coopération entre le gouvernement fédéral et les Régions sera nécessaire pour clarifier la répartition des compétences entre le gouvernement fédéral et les Régions, pour développer une dorsale hydrogène et une infrastructure CO₂ et pour établir une coopération avec les pays tiers pour les importations d'énergie. D'autres aspects pour lesquels la coordination est importante sont la vision du réseau de distribution (par exemple, l'utilisation ou non du gaz naturel pour les usages résidentiels et tertiaires) et l'approche du biogaz/méthane. Une bonne coopération entre le gouvernement fédéral et les Régions à cet égard est essentielle. Dans la vision flamande de l'hydrogène, la Région flamande elle-même demande la création d'un organe consultatif spécifique auprès du gouvernement fédéral pour coordonner les différentes optimisations législatives concernant l'hydrogène.

Assurer la traçabilité du gaz renouvelable et climatiquement neutre à travers le système énergétique intégré

Les molécules des gaz neutres pour le climat sont identiques à celles des gaz gris. Une fois qu'un gaz neutre pour le climat est produit, il est donc nécessaire de disposer d'un système de certification avec des définitions et des critères non ambigus pour les gaz durables, afin de vérifier que ces gaz proviennent de sources durables, permettant ainsi leur valorisation économique (par exemple par un système de garanties d'origine). Il est également important d'adopter des critères pour définir les émissions liées au processus de production. L'utilisation d'une énergie neutre pour le climat devrait également être traçable tout au long de la chaîne de valeur.

Dans la refonte de la directive sur les énergies renouvelables 2018/2001¹¹⁷, le système de garanties d'origine a été étendu au gaz climatiquement neutre. Cependant, il n'existe pas encore de définition univoque de la certification de l'hydrogène, de sorte que certains systèmes nationaux peuvent ne pas être compatibles entre eux. Par exemple, le seuil de CO₂ en dessous duquel l'hydrogène est considéré comme vert ou à faible teneur en carbone varie fortement d'un système à l'autre¹¹⁸. Certains systèmes de certification couvrent plusieurs technologies de production d'hydrogène, tandis que d'autres se concentrent spécifiquement sur l'hydrogène vert¹¹⁹.

Pour relever ce défi, il est recommandé de promouvoir un système de garanties d'origine à l'échelle de l'UE. Les éléments suivants

¹¹⁵ K. Welkenhuysen, A. Ramirez, R. Swennen, K. Piessens, *Strategy for ranking potential CO₂ storage reservoirs: A case study for Belgium*, 2013

¹¹⁶ Gasunie en TenneT, *Infrastructure Outlook 2050_ appendices_190214.pdf* (tennet.eu), dernière consultation le 19/02/2021

¹¹⁷ Directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, Pb. L. 328/82, 21 décembre 2018.

¹¹⁸ IRENA, *Green Hydrogen. A Guide to Policy Making*, IRENA_Green_hydrogen_policy_2020.pdf, p. 30, dernière consultation le 19/02/2021

¹¹⁹ Ibid.

doivent être pris en compte : Interaction entre les vecteurs et les secteurs ;

- Interaction entre les vecteurs et les secteurs ;
- L'évaluation du cycle de vie des émissions de GES, depuis les activités en amont comme la production d'électricité jusqu'au transport, peut fournir des informations supplémentaires ;
- La négociabilité internationale des certificats, qui contribue à la création d'un marché mondial ;
- Éviter le double comptage grâce à un système de comptabilité solide, basé sur l'origine ;
- L'interaction avec l'ETS et l'impact négatif possible sur les secteurs ETS.

Il est également important de garantir la qualité des gaz et l'interopérabilité entre les réseaux. Nous recommandons que la Belgique soit suffisamment représentée dans les organismes de normalisation et d'établissement de normes au niveau européen et mondial afin de contribuer à l'élaboration de ces normes.

Utiliser au maximum les ressources de soutien offertes par l'Europe

La transition vers la neutralité climatique en 2050 nécessite d'énormes investissements qui ne peuvent être supportés par les seuls gouvernements nationaux et les parties privées. Pour cette raison, l'UE a mis à disposition un budget substantiel et a exprimé son ambition de réaliser de très nombreux investissements. En 2020, l'UE a annoncé un plan de relance COVID-19 avec un budget total de 1 800 milliards d'euros d'investissements. Sur ce montant, 750 milliards d'euros seront débloqués par le biais du Fonds européen de nouvelle génération. Grâce au mécanisme européen de relance et de résilience (RRF), la Belgique peut prétendre à 5,5 milliards d'euros de prêts et de subventions. Il est très important en Belgique d'activer le plus de budgets disponibles possible. Le gouvernement fédéral peut faciliter cela en préparant, coordonnant et contrôlant correctement les actions.

Les projets qui bénéficient d'un soutien gouvernemental sous forme de subventions, d'orientations sur les demandes de projets, d'autorisations, d'avances (remboursables)

et de garanties bancaires de la part d'investisseurs publics-privés auront un accès plus rapide au financement européen. Les projets cofinancés par les États membres ainsi que les États membres qui font preuve d'un haut niveau d'ambition pour la transition auront donc plus de chances d'attirer une part importante du financement européen vers leur propre État membre. Plus le soutien local est important, plus les chances de réussir à attirer des ressources européennes sont grandes.

La Belgique doit donc adopter une politique européenne forte pour défendre ses intérêts sur les plateformes européennes telles que Horizon Europe, le Fonds d'innovation ETS, le programme Connecting Europe Facility et la Banque européenne d'investissement (BEI).

Les fonds sont de plus en plus souvent alloués sur la base du mérite plutôt que de la taille de l'État membre. Il est possible d'obtenir proportionnellement plus des fonds européens si des dossiers solides sont soumis. Nos voisins immédiats, dont les Pays-Bas et l'Allemagne, sont des partenaires potentiels pour des projets transfrontaliers.

Guider les entreprises, les institutions et les consortiums dans le processus de demande de financement européen peut se faire de différentes manières. Dans un premier temps, le gouvernement lui-même peut fournir un soutien plus technique et de coordination en organisant une task force qui développera (pro)activement des propositions de projets en coopération avec le terrain. En revanche, les conseils professionnels d'experts externes peuvent être subventionnés.

Créer des conditions de concurrence équitables pour que les entreprises belges restent compétitives par rapport aux entreprises non européennes

Les entreprises européennes à forte intensité énergétique qui relèvent du SCEQE, comme les secteurs de la sidérurgie, de la chimie et du raffinage, sont en outre valorisées par tonne de CO₂ émise. Le SCEQE est un instrument important et efficace pour faciliter la transition climatique de la manière la plus rentable possible. Dans

le SCEQE, un certain nombre de compensations et l'attribution gratuite de droits d'émission sont des mesures destinées à soutenir les entreprises exposées au niveau international. Néanmoins, le SCEQE peut exercer une pression supplémentaire sur les entreprises qui opèrent dans un contexte mondial et dont les produits sont interchangeables. Ils ont un désavantage concurrentiel dans l'importation et l'exportation de leurs produits par rapport aux régions qui taxent moins les émissions de CO₂.

Les mécanismes suivants peuvent contribuer à la création de conditions de concurrence équitables :

- **Protection contre les fuites de carbone** : renforcer le système d'allocations gratuites.
- **Mécanismes d'ajustement aux frontières pour le carbone** : ces mécanismes taxent les produits importés en fonction du carbone qu'ils ont consommé lors de leur production. Ces mécanismes pourraient aider à atteindre la parité avec les concurrents fossiles. La Commission européenne devrait publier sa proposition de mécanisme européen d'ajustement à la frontière pour le carbone au deuxième trimestre de 2021. Toutefois, il convient de souligner que cela offre également une protection contre les fuites de carbone pour les secteurs exportateurs ;
- **Clauses dans les accords de libre-échange** : éviter les accords de libre-échange avec les pays qui n'ont pas signé l'accord de Paris ou ajouter une clause sur le CO₂ ;
- Exemptions sur les coûts énergétiques pour les entreprises à forte consommation d'énergie
- **Normes et standards de produits** : établir des normes de produits qui stipulent qu'un pourcentage minimum du produit doit être constitué de matériaux recyclés ou être produit avec des énergies renouvelables ou d'autres technologies à faible émission de carbone. Cela crée une demande du marché pour des produits durables. Cependant, un cadre doit être mis en place pour définir correctement le contenu du CO₂
- **Certification et étiquetage** : attribution de labels de durabilité aux produits.

Étudier de nouveaux outils pour soutenir les nouvelles technologies pour les gaz neutres pour le climat en comblant la différence de coûts

Les nouvelles technologies telles que la production d'hydrogène neutre sur le plan climatique ou le captage du CO₂ ne sont pas encore compétitives par rapport aux alternatives moins durables. Bien que le prix du système européen d'échange de quotas de CO₂ soit en hausse, il ne suffit pas à soutenir la transition énergétique du secteur gazier et n'offre pas de solution pour la compétitivité internationale de ces vecteurs énergétiques. Une certaine incitation financière est donc nécessaire pour soutenir ces nouvelles technologies et combler l'écart de coût. Il est donc recommandé aux Régions d'examiner la possibilité de nouveaux instruments. Il est important de développer des incitations financières intelligentes par le biais d'un soutien ciblé aux OPEX ou aux CAPEX afin de déclencher les investissements nécessaires de la part de l'industrie, en tenant compte de la nécessité de maintenir la compétitivité de l'industrie. Les instruments qui pourraient être explorés avant tout sont les « contrats de différence » ou les options de financement vert. De l'inspiration peut être trouvée dans les résultats du débat national sur la tarification du carbone mené par le SPF Santé, Sécurité de la chaîne alimentaire et Environnement¹²⁰.

Développer des mécanismes de financement adéquats pour les infrastructures

Les projets d'infrastructure nécessitent beaucoup de capitaux. Les mécanismes de financement appropriés peuvent être déterminés en fonction du cadre réglementaire et du développement du marché pour certaines infrastructures. Outre les mécanismes de financement traditionnels qui s'appliquent actuellement au financement des infrastructures réglementées de gaz et d'électricité, des mécanismes de financement alternatifs peuvent également être examinés.

Un instrument largement utilisé et couronné de succès dans les travaux d'infrastructure concerne les partenariats public-privé, où le financement peut être fourni sur la base d'un projet.

Le gouvernement fédéral pourrait également mettre en place un fonds d'investissement durable doté d'un cadre politique global afin de fournir des ressources financières pour les investissements durables. Ce fonds pourrait être mis en place par des entités publiques (gouvernement, autorités portuaires, sociétés d'investissement), des fonds d'infrastructure et l'industrie.

Réorienter et élargir les incitations fiscales existantes

Il est recommandé d'étudier les avantages fiscaux et les subventions (et le financement) pour les entreprises qui investissent dans des mesures de réduction du CO₂. Chaque type de mesure de soutien offre une incitation différente à investir dans la R&D durable ou les technologies respectueuses de l'environnement. Il est donc conseillé de revoir les mesures fiscales en vue de renforcer la durabilité dans le cadre d'une approche globale. Il est également conseillé d'examiner d'autres mesures fiscales dans le cadre des nouveaux plans (de relance) européens. Diverses études ont déjà formulé des propositions concernant les avantages fiscaux qui pourraient être explorés plus avant à cet égard, notamment la stratégie flamande pour l'hydrogène et l'étude VLAIO.

120 FOD Volksgezondheid, Veiligheid van de voedselketen en Leefmilieu, Nationaal debat over koolstoftarifiering, <https://klimaat.be/2050-nl/koolstoftarifiering>, consulté le 20/02/2021

Annexe

Annexe 1

Glossaire

- **Biogaz** : mélange gazeux composé de méthane et de dioxyde de carbone produit par la fermentation (un processus anaérobie) de matières organiques telles que le fumier, les boues d'épuration, les boues activées ou les déchets municipaux mis en décharge.
- **Biométhane** : méthane presque pur produit par la valorisation du biogaz (en éliminant le CO₂ et d'autres impuretés) ou par la gazéification de la biomasse solide suivie d'une méthanisation.
- **Biopropane** : Le biopropane est chimiquement identique au propane classique, mais il est produit à partir de matières premières durables.
- **CAPEX** : dépenses d'investissement, abréviation de Capital Expenditure.
- **CCU/S ou CCUS** : captage et réutilisation/stockage du CO₂, abréviation de Carbon Capture Utilisation or Storage (captage, utilisation et stockage du carbone).
- **Consommation finale d'énergie** : quantité d'énergie livrée aux consommateurs finaux d'énergie (industrie, résidentiel, tertiaire, transport).
- **Électrolyse** : décomposition de composés chimiques en leurs composants à l'aide de l'électricité.
- **Hydrogène bleu** : hydrogène produit à partir de gaz naturel (généralement par reformage à la vapeur) avec captage du CO₂.
- **Hydrogène gris** : hydrogène produit à partir de gaz naturel (généralement par reformage à la vapeur), libérant du CO₂ dans l'atmosphère.
- **Hydrogène vert** : hydrogène produit à partir d'énergies renouvelables (principalement par électrolyse).
- **Technologie H₂-DRI** : production de fer directement réduit, ou *Direct Reduced Iron*, fabriqué avec 100% d'hydrogène comme réducteur.
- **Hydrogène turquoise** : hydrogène produit à partir de gaz naturel par pyrolyse du méthane.
- **Hydrogène et vecteurs énergétiques dérivés** : l'hydrogène est un gaz de composition chimique H₂. Selon l'application, il sera parfois utilisé pour produire d'autres vecteurs énergétiques dérivés, tels que l'ammoniac (NH₃), le méthanol (CH₃OH), l'éthanol (CH₃CH₂OH), le méthane (CH₄), etc. en réagissant avec d'autres molécules tel que le CO₂.
- **SMR** : reformage (du méthane) à la vapeur, abréviation de *Steam Methane Reforming*

Annexe 2

Liste des sources

- A. Piebalgs, C. Jones, P.C. Dos Reis, G. Soroush, J. Glachant, Florence School of Regulation, *Cost-effective decarbonisation study*, November 2020
- ACER-CEER, *When and how to regulate hydrogen networks?*, February 2021
- Agora Energiewende and AFRY Management Consulting, *No-regret hydrogen: Charting early steps for H₂ infrastructure in Europe*, 2021
- Air Liquide, *Large industries*, <https://industrie.airliquide-benelux.com/belgie-nederland/levering-industriele-medische-gassen/gas-large-industry>, laatst geraadpleegd op 22/02/2021
- Antwerp@C, *Antwerp@C investigates potential for halving CO₂ emissions in Port of Antwerp by 2030*, <https://newsroom.portofantwerp.com/antwerpc-investigates-potential-for-halving-co2-emissions-in-port-of-antwerp-by-2030>, laatst geraadpleegd op 20/02/2021
- ArcelorMittal, *H₂-DRI pilotproject Hamburg*, <https://corporate.arcelormittal.com/media/case-studies/hydrogen-based-steelmaking-to-begin-in-hamburg>, 2020
- Atlantic Consulting, *European BioLPG pathway 2050 – A scenario of future demand and supply*, 2020
- Aurora Energy Research, *Hydrogen in the Northwest European energy system*, August 2020
- Australian Government, *Hydrogen Energy Supply Chain Pilot Project*, <https://www.industry.gov.au/funding-and-incentives/low-emissions-technologies-for-fossil-fuels/hydrogen-energy-supply-chain-pilot-project>, laatst geraadpleegd op 05/03/2021
- Baldino C., O'Malley J., Searle S. (ICCT), Christensen A. (Three Seas Consulting), *Hydrogen for heating? Decarbonization options for households in the European Union in 2050*, Working Paper, March 2021
- Belmans R., Vingerhoets P., *Molecules: indispensable in the decarbonized energy chain*, Florence School of Regulation, January 2020
- Biogas-E, *De Vlaamse biogassector in 2019 – Vooruitgangrapport*, oktober 2020
- BloombergNEF, *Hydrogen Economy Outlook – Key messages*, March 2020
- Carbon Connect Delta, <https://www.smartdeltaresources.com/en/carbon-connect-delta>, laatst geraadpleegd op 20/02/2021
- Cluster Tweed, *Wallonia hydrogen roadmap*, https://www.slideshare.net/cluster_tweed/roadmap-hydrogne-pour-la-wallonie-cluster-tweed, 2018
- Devogelaer D., *Fuel for the future – More molecules or deep electrification of Belgium's energy system by 2050*, Federal Planning Bureau, Working Paper 4-20, October 2020
- Die Bundesregierung, *Die Nationale Wasserstoffstrategie*, juni 2020
- EBN, Gasunie, *Transport en opslag van CO₂ in Nederland*, 2017
- Elia, *Electricity scenarios for Belgium towards 2050*, November 2017
- ENA, *Hydrogen & Net Zero: Costs to the Customer*, https://www.energynetworks.org/assets/images/Project%20Altair_H2%20Cost%20to%20the%20Customer_Nov%20update%20v4_final.pdf, november 2020, laatst geraadpleegd op 19/03/2021
- Enagás, Energinet, Fluxys Belgium, Gasunie, GRTgaz, NET4GAS, OGE, ONTRAS, Snam, Swedegas, Teréga, *European Hydrogen Backbone: How a dedicated hydrogen infrastructure can be created*, July 2020
- ENEA Consulting, *A vision of European biogas sector development towards 2030; Trends and challenges*, November 2020
- EnergyVille, <https://www.energyville.be/belgian-long-term-electricity-system-scenarios>, laatst geraadpleegd op 05/03/2021
- EnergyVille, FOD Economie, KMI, *WP3 - Renewable Energy Generation*, BREGILAB project, 2021
- European Clean Hydrogen Alliance, *Mission and Vision*, <https://www.ech2a.eu/missionandvision>, laatst geraadpleegd op 05/03/2021
- European Commission, *Europe's moment: Repair and Prepare for the Next Generation*, May 2020
- European Commission, *A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe*, COM(2020) 301 final, July 2020
- European Commission, *Powering a climate-neutral economy: An EU Strategy for Energy System Integration*, COM(2020) 299 final, July 2020
- European Commission, *Stepping up Europe's 2030 climate ambition: investing in a climate-neutral future for the benefit of our people - Impact Assessment*, SWD(2020) 176 final, September 2020

- European Commission, *2030 climate & energy framework*, https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_en, laatst geraadpleegd op 1/04/2021
- Europese Commissie, *De Europese Green Deal*, december 2019
- Febeg, *Jaarverslag 2019*, <https://www.febeg.be/jaarverslag-2019>, 2020
- Fluvius, *Visienota*, 2020
- Fluxus, *Jaarlijks financieel verslag 2019*, maart 2020
- Fluxys, *Onze infrastructuur*, <https://www.fluxys.com/nl/company/fluxys-belgium/infrastructure>, laatst geraadpleegd op 05/03/2021
- Fluxys, *Bouwen aan de waterstof- en CO₂-infrastructuur voor België*, <https://www.fluxys.com/nl/energy-transition/hydrogen-carbon-infrastructure>, laatst geraadpleegd 20/02/2021
- Fluxys, *Info session: shaping the hydrogen and carbon infrastructure for Belgium*, <https://vimeo.com/505138786>, januari 2021
- Fluxys, *Memorandum*, juli 2020.
- FOD Economie, AG Energie, *Energy Key Data*, augustus 2020
- FOD Volksgezondheid, Veiligheid van de voedselketen en Leefmilieu, *Nationaal debat over koolstofarifiering*, <https://klimaat.be/2050-nl/koolstofarifiering>, laatst geraadpleegd op 20/02/2021
- FPS Health, DG Environment, Climate Change Section, *Exploring pathways towards a climate neutral Belgium by 2050*, April 2021
- Gas.be en ValBiom, *Quelle Place Pour Le Biométhane en Belgique?*
- GasUnie en Tennet, *Infrastructure Outlook 2050*, 2019
- Hydrogen Council, *Hydrogen insights – A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness*, February 2021
- Hydrogen Import Coalition, *Shipping sun and wind to Belgium is key in climate neutral economy*, 2021
- IEA, *Direct Air Capture*, <https://www.iea.org/reports/direct-air-capture>, June 2021
- IEA, *Levelised cost of CO₂ capture by sector and initial CO₂ concentration*, 2019, update februari 2021
- IEA, *The Future of Hydrogen*, <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>, laatst geraadpleegd op 05/03/2021
- IRENA, *Green Hydrogen. A Guide to Policy Making*, IRENA_Green_hydrogen_policy_2020.pdf, p. 30, laatst geraadpleegd op 19/02/2021
- K. Welkenhuysen, A. Ramirez, R. Swennen, K. Piessens, *Strategy for ranking potential CO₂ storage reservoirs: A case study for Belgium*, 2013
- KU Leuven, <https://www.kuleuven.be/onderzoeksverhalen/2019/waterstofpaneel>, laatst geraadpleegd op 05/03/2021
- Magneschia D., Zhang T., Munson R., *The Impact of CO₂ Capture on Water Requirements of Power Plants*, July 2017
- Marcogaz, *Overview of test results & regulatory limits for hydrogen admission into existing natural gas infrastructure & end use*, september 2019
- Ministère de l'économie des finances et de la relance, *Stratégie nationale pour le développement l'hydrogène décarboné en France*, Septembre 2020
- Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, *Kabinetsvisie waterstof*, maart 2020
- Navigant, *Gas for Climate*, 2019
- North CCU Hub, <https://northccuhub.eu/>, laatst geraadpleegd op 05/03/2021
- Northern Lights, *What we do*, <https://northernlightscs.com/en/about>, laatst geraadpleegd op 20/02/2021
- Porthos, *CO₂-reductie door opslag onder de Noordzee*, <https://www.porthosco2.nl/>, laatst geraadpleegd op 20/02/2021
- Power to Methanol Antwerp, <https://powertomethanolantwerp.com/>, 2021
- Renewable Energy Directive (2018/2001/EU)
- Richtlijn (EU) 2018/2001 van het Europees Parlement en de Raad van 11 december 2018 ter bevordering van het gebruik van energie uit hernieuwbare bronnen, *Pb. L. 328/82*, 21 december 2018.
- Rihko-Struckmann, Liisa & Peschel, Andreas & Hanke-Rauschenbach, Richard & Sundmacher, Kai. *Assessment of Methanol Synthesis Utilizing Exhaust CO₂ for Chemical Storage of Electrical Energy*. Industrial & Engineering Chemistry Research. 49. 10.1021/ie100508w., 2010
- Uebbing, Jennifer & Rihko-Struckmann, Liisa K. & Sundmacher, Kai. *Exergetic assessment of CO₂ methanation processes for the chemical storage of renewable energies*, Applied Energy, Elsevier, vol. 233, pages 271-282, 2019
- Valbiom, *Le premier site d'injection de biométhane wallon a été inauguré*, <https://valbiomag.labiomasseenwallonie.be/news/le-premier-site-dinjection-de-biomethane-wallon-ete-inaugure>, oktober 2020
- Valbiom, *Panorama de la Biométhanisation en Wallonie*, 2020
- Verordening (EU) Nr. 347/2013 van het Europees Parlement en de Raad van 17 april 2013 betreffende de richtsnoeren voor trans-Europese energie-infrastructuur.
- VITO, *Warmte in Vlaanderen*, 2015
- VLAIO, Deloitte, *Naar een koolstofcirculaire en CO₂-arme Vlaamse industrie*, november 2020
- Waterstof Industrie Cluster, *Een Vlaamse Waterstofstrategie*, december 2020
- WaterstofNet en Hincio, *Het potentieel voor groene waterstof in Vlaanderen: een routekaart*, October 2018
- Wind Europe, *Our energy, our future – How offshore wind will help Europe go carbon-neutral*, 2019
- World Energy Council, *World Energy Trilemma Index*, <https://www.worldenergy.org/transition-toolkit/world-energy-trilemma-index>, 2020



Deloitte refers to one or more of Deloitte Touche Tohmatsu Limited, a UK private company limited by guarantee (“DTTL”), its network of member firms, and their related entities. DTTL and each of its member firms are legally separate and independent entities. DTTL (also referred to as “Deloitte Global”) does not provide services to clients. Please see www.deloitte.com/about for a more detailed description of DTTL and its member firms.

Deloitte provides audit, tax and legal, consulting, and financial advisory services to public and private clients spanning multiple industries. With a globally connected network of member firms in more than 150 countries, Deloitte brings world-class capabilities and high-quality service to clients, delivering the insights they need to address their most complex business challenges. Deloitte has in the region of 312,000 professionals, all committed to becoming the standard of excellence.

This publication contains general information only, and none of Deloitte Touche Tohmatsu Limited, its member firms, or their related entities (collectively, the “Deloitte Network”) is, by means of this publication, rendering professional advice or services. Before making any decision or taking any action that may affect your finances or your business, you should consult a qualified professional adviser. No entity in the Deloitte Network shall be responsible for any loss whatsoever sustained by any person who relies on this publication.