Avril 2022

Potentiel d'intégration des gaz décarbonés en industrie

SYNTHÈSE PUBLIQUE



ALLICE

Avec le soutien de

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE
Liberté
Égalité
Fraternité

ADEME

Étude réalisée par

blunomy

cetiat
ensemble, innover et valider

CETIM

CTMNC
Tuiles & Briques

ALLICE est l'alliance de référence pour la décarbonation de l'industrie. Créée en 2018 à l'initiative de centres techniques industriels (Cetiat, Cetim, CTCPA, CTMNC et CTP) et de Blunomy, avec le soutien de l'ADEME et de la DGE, elle rassemble aujourd'hui plus de 130 membres issus de tous secteurs industriels et positionnés tout au long de la chaine de valeur.

Son ambition : accélérer la transition bas-carbone en rassemblant, en informant et en soutenant la filière décarbonation en Europe, dans une approche multisectorielle. Grâce aux compétences en animation et à l'expertise scientifique de son équipe, ALLICE produit des études sur les différents leviers de décarbonation (efficacité des procédés, mix énergétique, récupération de chaleur, modèles économiques et circularité) et favorise dialogue et collaboration entre tous les acteurs concernés, en toute objectivité et indépendance.

ALLICE s'appuie sur un modèle fondé sur l'adhésion, une gouvernance alignée sur les besoins industriels et un fort esprit collectif. Avec plus de 50 études publiées pour un budget cumulé de 2,5M€, ALLICE agit pour accélérer les innovations et sécuriser les décisions en faveur d'une industrie décarbonée.

Créée en 2018

130 membres & partenaires

50+ études publiées

Budget cumulé des études : 2,5 m€

Contactez-nous pour plus d'informations :

www.alliance-allice.com ; **LinkedIn** ; **contact@alliance-allice.com**.

Membres fondateurs

Cette synthèse a été publiée en mars 2022 sur la base d'une étude réalisée en 2021. Elle ne prend donc pas en compte les évolutions conjoncturelles des prix de l'énergie survenues depuis l'été 2021.

La réalisation de cette étude a été soutenue par l'ADEME (Agence de la transition écologique) et le CETIAT.

Étude réalisée pour le compte d'ALLICE par Enea Consulting, le CETIAT, le CETIM et le CTMNC.

Enea Consulting est un cabinet de conseil en stratégie indépendant spécialisé dans la transition énergétique et environnementale. Depuis 2007, nous conseillons et accompagnons plus de 200 entreprises privées et collectivités publiques à travers le monde, depuis les plus grands énergéticiens et industriels jusqu'aux start-ups, en passant par les acteurs financiers et les investisseurs.

CETIAT – Centre Technique des Industries Aérauliques et Thermiques Organisme expert pour les études, les essais, les étalonnages et les formations, le CETIAT met à disposition des industriels des moyens et des compétences pour mieux concevoir, développer et fabriquer leurs produits et procédés, évaluer et améliorer leurs performances. Le CETIAT inscrit dans sa mission l'accompagnement de l'innovation industrielle et conforte ainsi son rôle de référent dans l'écosystème industriel français et international. Nos expertises s'inscrivent dans les enjeux sociétaux tels que :

- l'accroissement de l'efficacité énergétique,
- le développement des énergies renouvelables,
- la qualité des environnements intérieurs sur les plans du confort acoustique, thermique et de la qualité de l'air intérieur,
- la réduction des impacts environnementaux.

Le CETIM - Centre Technique des Industries Mécaniques - À la croisée de la recherche et de l'industrie, le Cetim, institut technologique labellisé Carnot et membre de l'Alliance Industrie du Futur, est le centre d'expertise mécanique français. Outil R&D de 6500 entreprises mécaniciennes, il totalise, avec ses centres associés et filiales, 1100 personnes dont plus des 2/3 d'ingénieurs et techniciens, pour 150 M€ de chiffre d'affaires. Il démultiplie son action avec un réseau de partenaires scientifiques et techniques.
Si le Cetim assure une forte présence au plus près de ses clients nationaux, ses capacités d'intervention industrielle s'étendent à l'international, notamment dans les régions francophones. Son action de pilote de nombreux projets innovants en fait naturellement le fédérateur des grands projets industriels ou R&D multipartenaires et ce sur 5 axes principaux : conception, simulation, essais - procédés de fabrication et matériaux - mécatronique, contrôle et mesure - développement durable - management et appui aux PME. Partenaire de R&D, aux côtés des grands acteurs spécialisés, le Cetim propose une offre globale et pluridisciplinaire pour transformer et pour mettre en œuvre les connaissances scientifiques en applications au service de l'industrie.

Le CTMNC (Centre Technique de Matériaux Naturels de Construction) est le centre technique industriel (CTI) pour les filières de la Terre Cuite et de la Pierre Naturelle. Créé en 1957, sous le nom de CTTB car dédié initialement aux tuiles et briques, il est devenu CTMNC en 2007 avec l'intégration d'un département Roches Ornementales et de Construction. En tant que CTI, nous avons pour mission d'accompagner les industriels dans le développement de ces filières en proposant entre autres : des études de R&D collectives ou privées allant de la caractérisation des matières premières et des procédés et jusqu'à la caractérisation des produits seuls ou mis en œuvre, de l'aide au développement des processus de qualité, la participation aux travaux de normalisation, de la veille technologique active, des formations.

Résumé exécutif

Avec 18 % des émissions nationales de CO_2-eq (équivalent CO_2), l'industrie est l'un des principaux secteurs émetteurs de GES (Gaz à Effet de Serre) et est confrontée à de forts enjeux de décarbonation [1]. Selon la Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC), ce secteur doit réduire ses émissions de 35 % en 2030 par rapport à 2015 et de 81 % en 2050 [2]. Pour atteindre ces ambitions, il est essentiel de verdir le mix énergétique industriel et en particulier ses procédés thermiques. Les usages thermiques dans l'industrie représentent aujourd'hui 258 TWh de consommation annuelle, dont 240 TWh de consommation non-électrique et se répartissent principalement sur les fours (61 %) et les procédés de séchage (27 %). Selon l'étude *Potentiel d'électrification des procédés thermiques industriels* [3], « en tenant compte uniquement des contraintes techniques et opérationnelles, le potentiel maximal théorique d'électrification s'élève à 29 % d'ici 2035 ». D'autres solutions de décarbonation sont donc nécessaires.

Les gaz décarbonés sont des vecteurs énergétiques sous forme gazeuse, alternatifs aux gaz fossiles et émettant moins de CO_2-eq que ceux-ci en analyse de cycle de vie. Au-delà de la réduction de l'empreinte carbone des MWh thermiques produits, quatre grands critères influenceront l'utilisation de ces gaz alternatifs par les industriels :

- la disponibilité sur le marché des volumes de gaz nécessaires à leur consommation
- la stabilité de la composition et des volumes de gaz livrés
- la compétitivité économique de ces gaz (prix à l'achat et sources de revenus supplémentaires)
- la facilité d'intégration technique dans les procédés industriels.

La disponibilité des gaz décarbonés sur le marché est aujourd'hui moyenne sur le biogaz, le biométhane et l'hydrogène, et faible sur les autres gaz. Néanmoins, les progrès des filières de production associés à un soutien public devraient accélérer leur développement. L'étude « Transition(s) 2050 » [4] récemment publiée par l'Ademe prévoit, selon les scénarios :

- 94 à 128 TWh de biométhane produit en 2050, contre 6 TWh déjà prévus pour fin 2021
- 96 TWh d'hydrogène produit par électrolyse
- 67 TWh de méthane de synthèse issu de pyrogazéification.

Le biométhane est le gaz pour lequel les scénarios prédictifs prévoient les plus grands volumes à 2030 et 2050 avec une plus faible incertitude. Pour l'hydrogène issu d'électrolyse et le méthane de synthèse, les volumes sont plus incertains avec des écarts importants entre les valeurs minimales et maximales des scénarios des études prospectives.

La stabilité de la composition des gaz et des volumes livrés est un enjeu pour les gaz non épurés : le biogaz et le syngaz. En effet, le biométhane et le méthane de synthèse, après épuration, peuvent être stockés et transportés via les réseaux de gaz. Moyennant un contrat d'approvisionnement, par exemple via des garanties d'origine, l'industriel consommateur continuera de consommer du gaz délivré sur le réseau et à la composition contrôlée. L'hydrogène produit par électrolyse ou par reformage avec CCUS, peut également être livré

aux quantités et à la qualité demandées après signature d'un contrat d'approvisionnement entre un producteur et un industriel consommateur. Par contre, le biogaz ou le syngaz sont difficilement transportables et stockables. Leur disponibilité et leur qualité seront directement dépendantes de celles de leurs intrants.

En termes de compétitivité économique, aujourd'hui seul le biométhane peut dans certains cas être moins cher à l'achat que le gaz naturel pour les industriels. À moyen terme, le biogaz (produit et consommé sur site) pourrait devenir également compétitif, en particulier si le prix du gaz naturel augmente et grâce aux réductions de coûts prévues par sa filière de production. L'hydrogène renouvelable, quand il n'est pas produit sur site, a un coût à l'achat très supérieur à celui du gaz naturel (environ dix fois plus élevé). Produit sur site, son coût de production est encore environ deux fois supérieur au prix moyen du gaz naturel. Il est néanmoins amené à baisser du fait des progrès prévus par la filière et par le passage à des échelles de production supérieures. Le prix du méthane de synthèse est encore incertain à l'heure actuelle, mais les quelques coûts projetés restent plus élevés que le prix du gaz.

Enfin, il est important que le gaz décarboné acheté par l'industriel soit facilement utilisable et intégrable dans ses procédés. L'utilisation de biométhane ou de méthane de synthèse dans les procédés industriels ne représente pas d'enjeux techniques spécifiques en raison de leur composition très proche du gaz naturel (aux spécificités du réseau). Les adaptations à effectuer pour accepter une plus forte teneur portent sur le réseau et sont prises en main par les opérateurs des réseaux de gaz.

CRITÈRES SUSCEPTIBLES D'ORIENTER LE CHOIX DES INDUSTRIELS VERS LES DIFFÉRENTS GAZ DÉCARBONÉS (TABLEAU DÉTAILLÉ DISPONIBLE DANS LE RAPPORT COMPLET DE L'ÉTUDE)

TABLEAU 1

	BIOGAZ	BIOMÉTHANE	HYDROGÈNE RENOUVELABLE	MÉTHANE ISSU DE POWER-TO-GAS	SYNGAZ ISSU DE PYROGAZÉIFICATION	MÉTHANE DE SYNTHÈSE ISSU DE PYROGAZÉIFICATION
Réduction de l'empreinte carbone	Elevé	Elevé	Elevé	Elevé	Elevé	Elevé
Disponibilité des volumes de gaz nécessaires	Elevé / Moyen	Elevé / Moyen	Moyen	Faible / Moyen	Faible / Moyen	Faible / Moyen
Stabilité de la composition et des volumes livrés	Moyen	Elevé	Elevé	Elevé	Moyen	Elevé
Compétitivité économique	Elevé / Moyen	Elevé	Faible / Moyen	Faible	Moyen / Elevé	Faible
Facilité d'intégration	Moyen	Elevé	Faible	Elevé	Faible	Elevé

Elevé — Moyen — Faible

Court terme ↔ Moyen terme

Remarques

1 - Dans le cas d'une production d'hydrogène renouvelable sur site, les contraintes d'intégration sont plus fortes que dans le cas d'un approvisionnement en réseau.

2 - Le potentiel de décarbonation du syngaz et du méthane de synthèse dépend du pourcentage de biomasse contenu dans les intrants.

L'analyse technique menée dans cette étude montre que l'utilisation de biogaz, de syngaz et d'hydrogène dans des brûleurs de chaudières, ou dans des fours, fait l'objet de premiers retours d'expérience[1]. Des technologies sont en cours de développement[2], mais un certain nombre de questions techniques persistent, notamment sur l'impact de ces gaz sur les produits, sur la composition des fumées, etc. L'hydrogène et le syngaz sont ceux qui posent le plus de problématiques techniques, surtout quand ils sont utilisés purs ou en mélange avec du gaz naturel à un fort taux d'incorporation. L'utilisation de biogaz pour la production de chaleur fait l'objet d'un plus grand nombre de retours terrain dans les secteurs de l'agroalimentaire, le travail du bois, l'industrie du papier et du carton, la chimie & pharmacie, les céramiques et terres cuites et l'industrie textile.

Le potentiel de pénétration des gaz décarbonés dans l'industrie dépend donc de plusieurs critères et ne sera pas le même entre les secteurs et les procédés. Les chaudières pourront plus facilement accepter des gaz bruts comme le biogaz ou le syngaz. Au contraire, l'utilisation des gaz décarbonés dans les fours est plus complexe, mais l'intérêt pour un usage à la cuisson est quant à lui plus fort, car la gamme de température ciblée (entre 850 et 1150 °C) et les puissances thermiques nécessaires (aux alentours de 20 MW) sont plus élevées rendant l'électrification du procédé plus complexe et coûteuse. C'est notamment pour cela que certains gaz décarbonés sont déjà utilisés ou en phase de test.

Enfin, le développement de certaines applications spécifiques comme l'utilisation d'hydrogène dans la sidérurgie ou le recyclage de gaz de hauts fourneaux sera conditionné par le résultat des démonstrateurs en cours tandis que d'autres comme la récupération de COV dépendront de l'évolution des réglementations en place.

Les scénarios prévisionnels, tels que ceux développés par l'Ademe, tendent vers une forte augmentation des volumes produits pour chacun des gaz décarbonés. Le déploiement de ces filières est principalement prévu via l'injection de biométhane et de méthane de synthèse sur les réseaux de gaz, ainsi que par le développement potentiel de réseaux d'hydrogène. Les projets de production avec consommation industrielle de biogaz et de syngaz continueront de se développer également, mais à une échelle plus locale et probablement d'abord sur des cas présentant des synergies intéressantes, comme la présence d'intrant à proximité ou au sein du site industriel.

Les mécanismes de soutien et enveloppes d'aides publiques dédiées au développement de ces filières, par exemple les 7,2 milliards d'euros du plan national hydrogène, joueront un rôle important dans le déploiement des filières de production. Cependant, celui-ci ne se fera pas si les filières présentent un surcoût trop important. La tendance actuelle semble indiquer une augmentation du prix du gaz naturel et de la taxe carbone (passée en octobre au-dessus des 65 €/tCO_2) associée à une baisse des coûts de production de tous les gaz décarbonés.

1 - cf. fiches REX dans le rapport complet de l'étude

2 - cf. fiches technologiques dans le rapport complet de l'étude

Sommaire

Résumé exécutif

P.2

Introduction et Contexte

P.6

1

L'enjeu de décarbonation des procédés thermiques industriels

P.7

2

Les solutions gaz pour décarboner les procédés thermiques industriels

P.10

2.1

Caractéristiques des gaz décarbonés et de récupération

P.12

2.2

Les solutions techniques permettant l'utilisation des gaz décarbonés en industrie

P.15

2.3

La disponibilité des gaz décarbonés pour les industriels

P.21

3

Les perspectives d'intégration des gaz décarbonés dans l'industrie

P.25

3.1

Analyse comparative des gaz du point de vue des industriels

P.27

3.2

Prévisions de consommation des gaz décarbonés dans l'industrie

P.32

3.3

Conclusions

P.33

Acronymes

P.34

Bibliographie

P.35

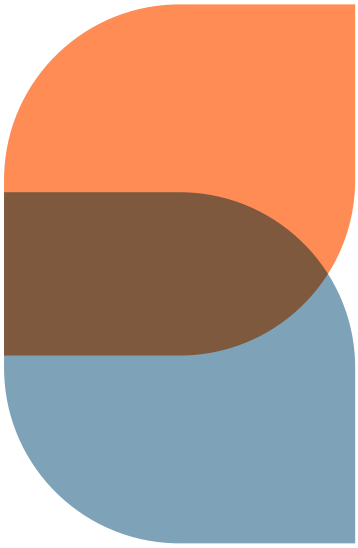
Introduction et Contexte

Avec 18 % des émissions nationales de CO_2-eq, l'industrie est l'un des principaux secteurs émetteurs de GES et est confrontée à de forts enjeux de décarbonation [1]. Selon la Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC), ce secteur doit réduire ses émissions de 35 % en 2030 par rapport à 2015 et de 81 % en 2050 [2]. Pour atteindre ces ambitions, il est essentiel de verdir le mix énergétique industriel et en particulier ses procédés thermiques. L'utilisation de gaz décarbonés est l'une des alternatives à l'usage de combustibles fossiles.

Dans le cadre de son activité d'accompagnement de l'innovation et de l'efficacité énergétique pour l'industrie, ALLICE a souhaité informer ses adhérents sur le potentiel d'intégration des gaz décarbonés et de récupération dans les procédés thermiques industriels. Ce rapport s'inscrit dans la continuité d'une précédente étude sur l'électrification des procédés qui est une solution complémentaire pour la décarbonation des usages thermiques industriels. D'un point de vue méthodologique, la présente étude met en regard la faisabilité technique de l'intégration des gaz décarbonés sur certains usages industriels, avec les perspectives d'accès à ces alternatives pour les industriels. Elle n'inclut pas de modélisation quantitative des prévisions de volumes de gaz décarbonés qui seront utilisés dans l'industrie, mais rappelle les résultats des études prospectives disponibles dans la littérature.

Cette synthèse de l'étude rappelle dans un premier temps les principaux enjeux de décarbonation auxquels fait face l'industrie. Puis, elle caractérise les différents types de gaz décarbonés, la faisabilité technique de leur utilisation par les industriels et leur disponibilité sur le marché. La dernière partie évalue qualitativement le potentiel de déploiement des gaz décarbonés dans l'industrie en comparant leurs atouts respectifs et en examinant les scénarios de développement des études de référence sur le sujet. Tout le détail de l'analyse est accessible dans le rapport complet de l'étude, réservé aux adhérents d'ALLICE.

Partie 01



L’enjeu de décarbonation des procédés thermiques industriels

L'industrie est un secteur avec une consommation d'énergie finale estimée en 2019 à 373 TWh soit 23 % de l'énergie finale consommée en France[3] [5]. Environ 65 % de cette demande correspond à des besoins thermiques qui sont couverts à 93 % par des combustibles majoritairement fossiles comme indiqué sur la **Figure 1** [3].
La décarbonation de la production de chaleur en industrie est donc clef pour la réduction des émissions de GES de la France.

Quatre grandes catégories de procédés thermiques industriels peuvent être identifiées : (i) fours, (ii) chauffage des liquides et des gaz (chaudières), (iii) séchage et (iv) distillation [6]. Cette étude se concentre sur les deux premières applications qui présentent un faible potentiel d'électrification selon les résultats de l'étude sur le potentiel d'électrification des procédés thermiques industriels [3]. La pénétration maximale des solutions électriques en 2035 pour le chauffage de fluides à des températures supérieures à 150 °C et pour les fours à 400-1000 °C a été évaluée à respectivement 20 % et 10 %, soit 2 et 4 fois plus faible que pour le séchage et la distillation [3]. Ces faibles valeurs s'expliquent par des contraintes opérationnelles liées à certains procédés (temps de montée en charge, nécessité d'avoir une température homogène etc.) qui sont plus difficiles à remplir avec les solutions électriques.
Le rôle des gaz décarbonés pour ces deux procédés pourrait donc être intéressant et a ainsi été approfondi dans cette étude.

CONSOMMATION DES PROCÉDÉS THERMIQUES PAR SECTEUR INDUSTRIEL [3] [18]

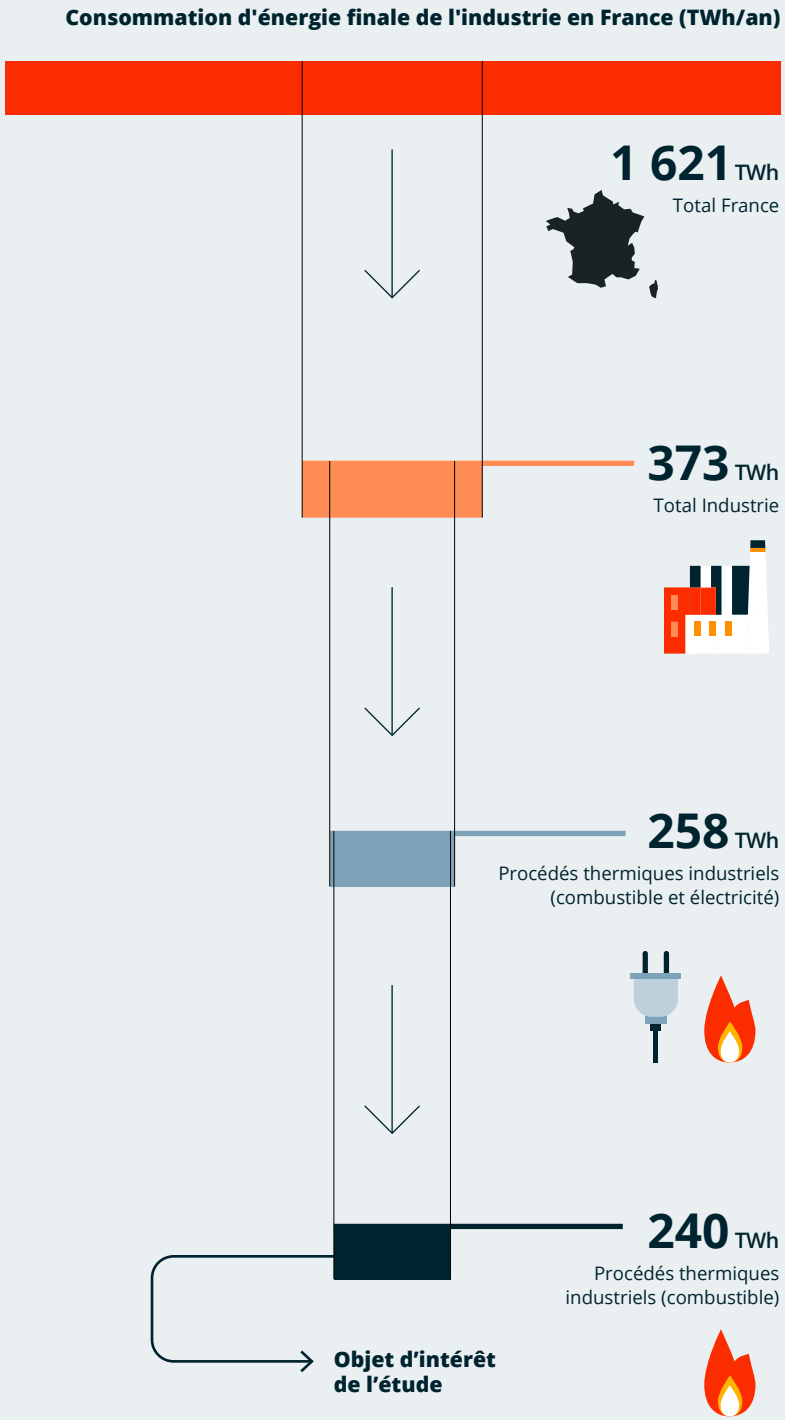


FIGURE 1

3 - En incluant la filière fonte et raffinage.

Ces deux applications thermiques sont utilisées dans de nombreux secteurs industriels.
Cette première étude propose de se concentrer sur deux secteurs aux besoins thermiques importants : **la production de matériaux en terre cuite et la sidérurgie.**

En effet, il s'agit de deux secteurs pour lesquels la gestion de l'énergie est une question prioritaire. D'un point de vue économique, l'énergie représente, pour ces secteurs, un poste de dépense à maitriser avec une contribution comprise entre 15 % et 33 % du coût de production [7]. D'un point de vue environnemental, l'énergie est responsable d'une grande partie des émissions de GES de ces acteurs qui font face à des enjeux de décarbonation significatifs. Environ 160 kg de CO_2 sont émis en France pour chaque tonne de produits de terre cuite [8]. Cette intensité carbone est 10 fois plus élevée pour l'acier lorsque l'on fait la moyenne au niveau mondial. La « World Steel Association » estime d'ailleurs qu'entre 7 et 9 % des émissions directes liées à la consommation mondiale de carburants fossiles sont imputables à la filière sidérurgique [9]. En France, la contribution de ces secteurs dans les émissions totales est aussi significative. Avec environ 19 millions de tonnes de CO_2 émises chaque année, l'acier représente 24 % des émissions nationales industrielles tandis que le secteur de la terre cuite compte pour 0,8 % des émissions de l'industrie avec un peu plus de 650 000 tonnes libérées en 2018 [10] [11].

Ces émissions sont concentrées sur un nombre réduit de sites avec environ 130 centres de fabrication de matériaux en terre cuite et 3 aciéries avec des hauts fourneaux. Décarboner l'activité d'une de ces installations aurait donc un impact plus important que pour des secteurs présentant un volume d'émission similaire, mais dispersé sur de nombreuses unités de petite taille.

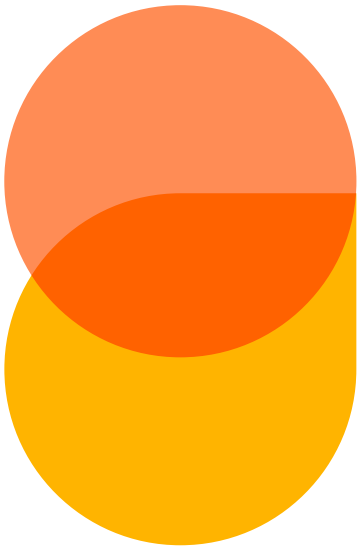
Aujourd'hui deux grandes voies de production de l'acier existent : les hauts fourneaux et la réduction directe. Dans les hauts fourneaux a lieu la fusion du minerai de fer en fonte par l'intermédiaire de coke produit à partir de charbon minéral.
Ce procédé est émetteur de CO_2 du fait de l'utilisation de coke comme combustible et comme matière première au même titre que le minerai. Il est à noter que certains combustibles peuvent remplacer partiellement l'utilisation de coke comme les déchets en matière plastique ou le gaz naturel.

Le procédé de réduction directe (DRI pour Direct Reduced Iron) permet quant à lui de produire du fer à partir de minerai à l'aide d'un gaz réducteur, du Syngas (H_2+CO) issu du gaz naturel reformé. Le métal fabriqué est ensuite souvent comprimé pour former des briquettes utilisées principalement dans les fours électriques à arc (on parle alors de procédé DRI-EAF pour Direct Reduced Iron – Electric Arc Furnace). Le procédé DRI traditionnel, utilisant du gaz naturel, reste émetteur de gaz à effet de serre, mais dans des quantités moindres que les hauts fourneaux.

L'utilisation d'hydrogène à la place du gaz naturel commence à se développer pour réduire l'empreinte carbone de la production d'acier, et sera détaillée dans la suite de ce rapport.

La fabrication des produits de construction en terre cuite nécessite une étape de séchage des produits à base de terres argileuses façonnés en humide suivie d'une étape de cuisson à haute température (entre 850 et 1100 °C) pour l'obtention des propriétés d'usage et de durabilité. L'énergie nécessaire au procédé de cuisson est très majoritairement issue de la combustion de gaz naturel.

Partie 02



Les solutions gaz pour décarboner les procédés thermiques industriels

2.1

P.12 Caractéristiques des gaz décarbonés et de récupération

2.2

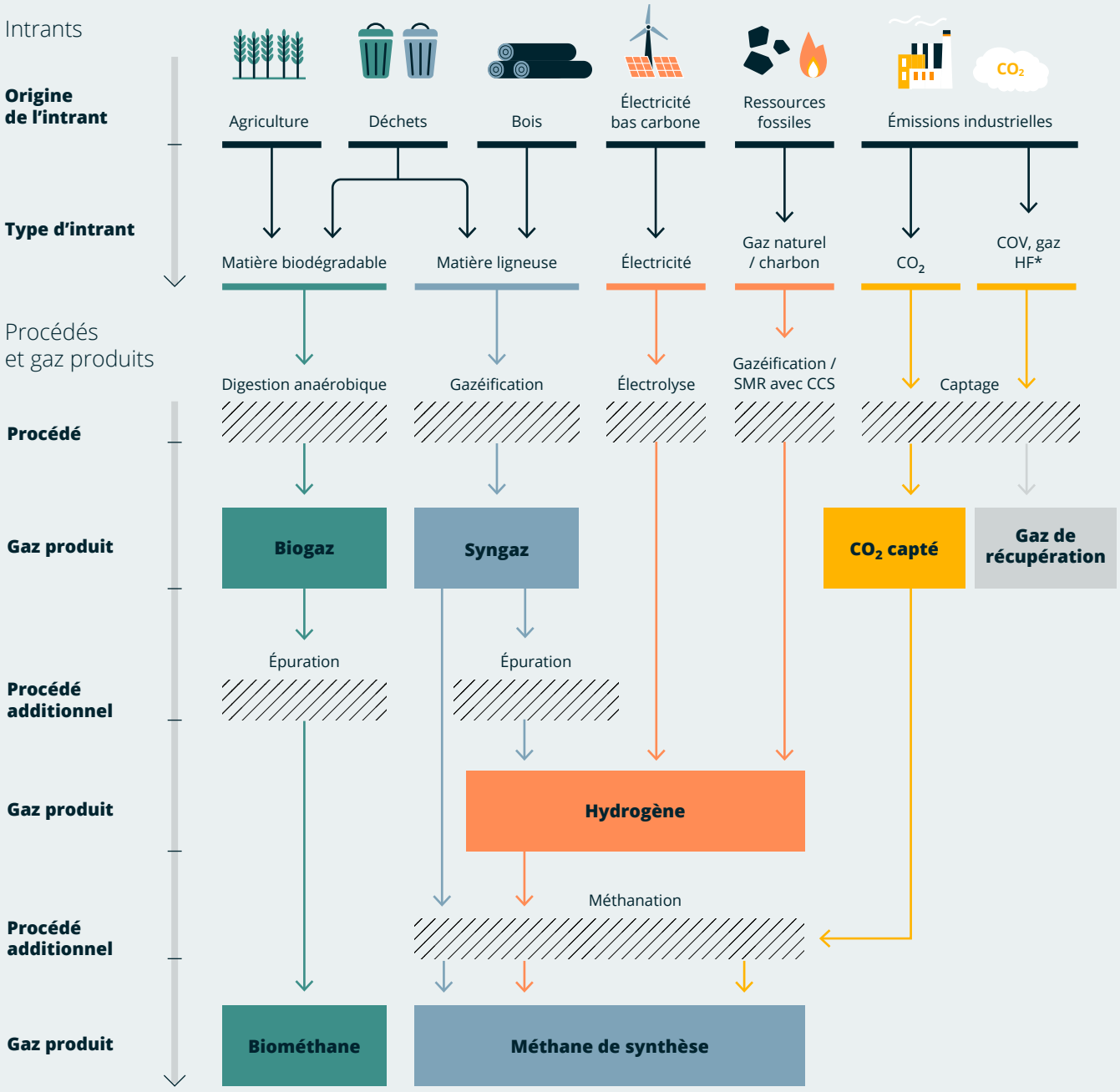
P.15 Les solutions techniques permettant l'utilisation des gaz décarbonés en industrie

2.3

P.21 La disponibilité des gaz décarbonés pour les industriels

2.1 Caractéristiques des gaz décarbonés et de récupération

SCHÉMA DES VOIES DE PRODUCTION DES GAZ DÉCARBONÉS [12]



Les gaz décarbonés

FIGURE 2

Les gaz décarbonés sont des vecteurs énergétiques sous forme gazeuse, alternatifs aux gaz fossiles et émettant moins de CO_2-eq que ceux-ci en analyse de cycle de vie. Ils peuvent être répartis en plusieurs grandes familles selon leurs voies de production présentées dans la **Figure 2**. Le niveau de maturité de chacune de ces filières est détaillé en **2.3**.

Le biogaz

Le biogaz est issu de la dégradation de déchets organiques majoritairement très humides par un processus biologique de digestion anaérobie, appelé méthanisation. Cette réaction produit un gaz majoritairement composé de CH_4 et de CO_2. La fraction résiduelle de CO_2 peut ensuite être éliminée par un procédé d'épuration pour obtenir du biométhane composé à 97 % de méthane pouvant être injecté sur les réseaux [13]. Pour être considérées comme renouvelables, les installations de production de gaz doivent « présenter un potentiel de réduction des émissions de gaz à effet de serre d'au moins 70 % par rapport aux émissions de gaz à effet de serre résultant de l'utilisation de carburants et combustibles d'origine fossile[4] ». Selon le facteur d'émission du biométhane, ce critère est vérifié comme indiqué dans le **Tableau 2**.

Le gaz de synthèse - Syngaz

Le gaz de synthèse ou syngaz est issu de procédés de dégradation thermochimique de déchets ou biomasses organiques. Le syngaz est obtenu soit par pyrogazéification de matières sèches soit par gazéification hydrothermale de matières très humides, et contient une proportion importante de CO_2, de CO et d'H_2.

4 - Selon le projet d'ordonnance de transposition des articles 29 à 31 de la directive (UE) 2018/2001 du 11 décembre 2018 dans le droit français. Le seuil de 70 % concerne les installations mises en service entre le 01/01/2021 et le 31/12/2025.

Le méthane de synthèse

Le méthane de synthèse est issu d'un procédé de méthanation qui consiste à faire réagir des molécules de CO_2 ou de CO avec de l'H_2 dans des conditions opératoires spécifiques. Ces réactifs peuvent être déjà en contact en amont de la réaction comme c'est le cas dans le syngaz. Ils peuvent également provenir de deux flux distincts lorsque l'unité de méthanation est couplée avec un électrolyseur ; on parle alors de power-to-methane. Le méthane de synthèse possède une composition proche du gaz naturel après épuration et mise aux spécifications du réseau. De même que le biométhane, le caractère renouvelable des installations de production de méthane de synthèse est conditionné par leur potentiel de réduction des émissions de carbone, qui dépend des ressources énergétiques utilisées en entrée.

L'hydrogène

Il existe plusieurs catégories d'hydrogène « décarboné » selon son mode de production[5]. Est qualifié de **renouvelable** « l'hydrogène produit soit par électrolyse en utilisant de l'électricité issue de sources d'énergies renouvelables (…), soit par toute une autre technologie utilisant exclusivement une ou plusieurs de ces mêmes sources d'énergies renouvelables et n'entrant pas en conflit avec d'autres usages permettant leur valorisation directe ».

L'hydrogène peut également être **bas-carbone** si son procédé de fabrication « engendre des émissions inférieures ou égales au seuil retenu pour la qualification d'hydrogène renouvelable » : électrolyse en utilisant l'électricité du réseau français, ou vaporeformage de méthane avec captage des émissions de CO_2 par exemple. L'électrolyse consiste à décomposer la molécule d'eau en appliquant un courant électrique à faible intensité carbone. Dans le cas du vaporeformage, l'H_2 provient du craquage de la molécule de méthane. Ce procédé libère d'importantes quantités de CO_2 qui doivent alors être captées. Dans le reste de ce document, quand le type d'hydrogène n'est pas spécifié, il est fait mention de la molécule quelle que soit son origine. Dans le cadre de la présente étude, il a été décidé de n'approfondir que les voies de production les plus matures : électrolyse et reformage.

Les gaz de récupération

Enfin, les gaz de récupération sont des gaz co-produits par des procédés industriels. Ils sont captés pour être valorisés. Leur réutilisation permet d'éviter le recours à des gaz fossiles et constitue ainsi une solution de décarbonation et d'économie circulaire. Cette étude s'intéresse en particulier aux gaz de hauts fourneaux et aux gaz contenant des composés organiques volatils.

5 - Selon les définitions de l'Ordonnance n° 2021-167 du 17 février 2021 relative à l'hydrogène.

Les gaz de hauts fourneaux sont captés à la sortie du gueulard des hauts fourneaux utilisés dans la fabrication de l'acier. Ils sont composés de monoxyde de carbone et d'hydrogène. La récupération de ces gaz est aujourd'hui très répandue et leur utilisation englobe des applications variées comme la production d'électricité ou la valorisation dans des procédés industriels. Le présent rapport se concentre son utilisation dans des procédés thermiques.

Les composés organiques volatils (COV) sont des substances organiques ayant une pression de vapeur de 0,01 KPa à une température de 293,15 K. Ils sont donc caractérisés par une grande volatilité sous forme gazeuse [14]. Dans l'industrie, on les retrouve le plus souvent dans les solvants organiques utilisés dans les peintures notamment.
Le **Tableau 2** ci-dessous synthétise les principales caractéristiques de ces gaz.

PRINCIPALES CARACTÉRISTIQUES DES GAZ DÉCARBONÉS ET DE RÉCUPÉRATION [15], [16], [17], [18] [19]

TABLEAU 2

	COMPOSITION	PCI kWh/Nm³	VOIE DE PRODUCTION	FACTEURS D'ÉMISSION gCO_2/kWh PCI
Biogaz	CH_4 : 50 % - 60 % CO_2 : 40 % - 45 %	5 - 7	Méthanisation de déchets organiques	Filière agricole/ territoriale [1] : 35 Filière STEU [1]* : 0
Biométhane	CH_4 : >97 %	10	Epuration du biogaz	Mix moyen d'intrants [2] : 44 Filière STEU [2] : 16 Filière agricole/ territoriale [1] : 52
Syngaz	CH_4 : 3 - 12 % CO : 5 - 50 % H_2 : 10 - 40 % CO_2 : 10 - 30 %	1 - 5	Gazéification de biomasse, bois déchet, ou CSR	Variable
Méthane de synthèse	CH_4 : >97 %	10	Méthanation de syngaz ou d'un mélange CO_2/H_2 (Power-to-Gas)	Méthanation de syngaz issu de pyrogazéification de bois [3] : 64
Hydrogène	H_2 : 99,5 - 99,99 %	3	Electrolyse de l'eau Vaporeformage de biométhane	Mix ENR [2] : 48 Mix réseau France [2] : 84 Vaporeformage biométhane [2] : 65
Gaz de haut fourneau	CO_2 : 22 % CO : 22 % H_2 : 5 % N_2 : 51 %	1	Récupération en sortie du haut fourneau et épuration	968 (non comptabilisé car gaz de récupération) [2]
Gaz contenant des COV	Concentration en COV des fumées** < 110 mg/Nm³	< 8.10^{-4}	Récupération en sortie de procédé	Variable
Gaz naturel	CH_4 : 81 - 97 %	10 - 11	Extraction	Mix moyen : 227
Hydrogène fossile	H_2 : 95 - 99,9 %	3	Vaporeformage de gaz naturel	336

[1] Données issues d'une étude menée par Enea Consulting et Quantis pour GRDF en 2020 pour alimenter la base Carbone Ademe.
[2] Données issues de la base carbone Ademe.
[3] Donnée basée sur les résultats du projet Gaya. Il n'est pas précisé si l'unité de référence est le PCI ou le PCS.
* Pour la filière STEU, les émissions en sortie de digesteur sont considérées comme nulles car le biogaz produit par la filière est considéré comme un produit fatal. La filière « agricole territorial » prend en compte un mix d'intrant constitué de biodéchets industriels (IAA), de résidus de culture, de lisier/fumier, et de CIVE.
** Les concentrations peuvent être plus importantes après une étape de post traitement.

2.2 Les solutions techniques permettant l'utilisation des gaz décarbonés en industrie

PRODUCTION ET AUTOCONSOMMATION DE BIOGAZ

Il existe plusieurs types de sites de méthanisation : agricole, territorial, mais également industriel. Au 1er janvier 2021, l'Ademe recense 114 unités de méthanisation industrielles soit un peu plus de 10 % du parc total. Ces installations sont majoritairement localisées sur des sites industriels possédant des déchets méthanisables tels que des papeteries ou des complexes agroalimentaires. L'autoconsommation est le modèle de valorisation privilégié et 80 % des méthaniseurs industriels sont destinés à la production de chaleur en autoconsommation [20]. Les 20 % restant sont utilisés pour la production d'électricité en cogénération ou l'injection de biométhane dans le réseau de gaz. Mais, si produire du biogaz est un procédé à portée des industriels avec plusieurs retours d'expérience, son utilisation dans les équipements s'accompagne d'un certain nombre d'enjeux techniques qui sont détaillés ci-dessous.

UTILISATION DE BIOGAZ NON ÉPURÉ DANS DES CHAUDIÈRES INDUSTRIELLES

Le biogaz peut être valorisé sous forme d'électricité et de chaleur dans une turbine ou un moteur à gaz ou bien sous forme de chaleur dans une chaudière ou un four.

Les secteurs industriels pour lesquels l'usage de biogaz en chaufferie a déjà été mis en place sont respectivement l'agro-alimentaire, le travail du bois, l'industrie du papier et du carton, la chimie & pharmacie, les céramiques et terres cuites et l'industrie textile. Les installations peuvent être relativement anciennes. La filière biogaz date des années 80, avec un fort développement ces dernières années pour des applications agricoles, en cogénération et dans l'industrie.

La disponibilité de la ressource, et donc du biogaz, est dépendante de la production de l'industriel. Les ressources issues de l'industrie peuvent être : des déchets issus de la production (boues, graisses, etc.) ou des effluents (eaux de lavage, etc.). Dans l'industrie agroalimentaire par exemple, le gisement mobilisable (accessibilité technique, économique et sociale) représenterait plus de 700 GWh, soit 20 % du gisement net disponible dans ce secteur [21]. Les contraintes opérationnelles, de maintenance et d'intégration sur site peuvent être modérées à complexes, selon les installations utilisant du biogaz et la ressource disponible. Dans le cas où l'industriel ne souhaite pas produire de biogaz sur son site, mais dispose d'un gisement méthanisable, il peut choisir d'orienter ces déchets vers des installations de méthanisation locales.

Les installations de méthanisation avec valorisation du biogaz sous forme de chaleur sont soutenues par les aides de l'ADEME (Fonds Chaleur renouvelable et Fonds Economie Circulaire), à condition qu'au minimum 1,16 GWh/an (100 tep/an) soient valorisés [22].

Exemple :
Un exemple d'application industrielle porte sur l'investissement dans une chaudière vapeur alimentée en biogaz dans une papeterie (société PALM) en 2004.
Cet investissement produit une partie des besoins en vapeur du site par une chaudière 5 t/h, alimentée en biogaz à 50 %, le restant étant du gaz naturel, pour produire de la vapeur 16 bar (puissance 4,6 MWth).
Les effluents des procédés sont traités dans la station d'épuration du site, et la méthanisation permet la production de biogaz pour alimenter cette chaudière (autrefois le biogaz était brûlé en torchère).

Cet exemple est reproductible sur des sites industriels disposant de la ressource (intrant) permettant la production de biogaz.

UTILISATION DE BIOGAZ DANS LES FOURS DE TERRE CUITE

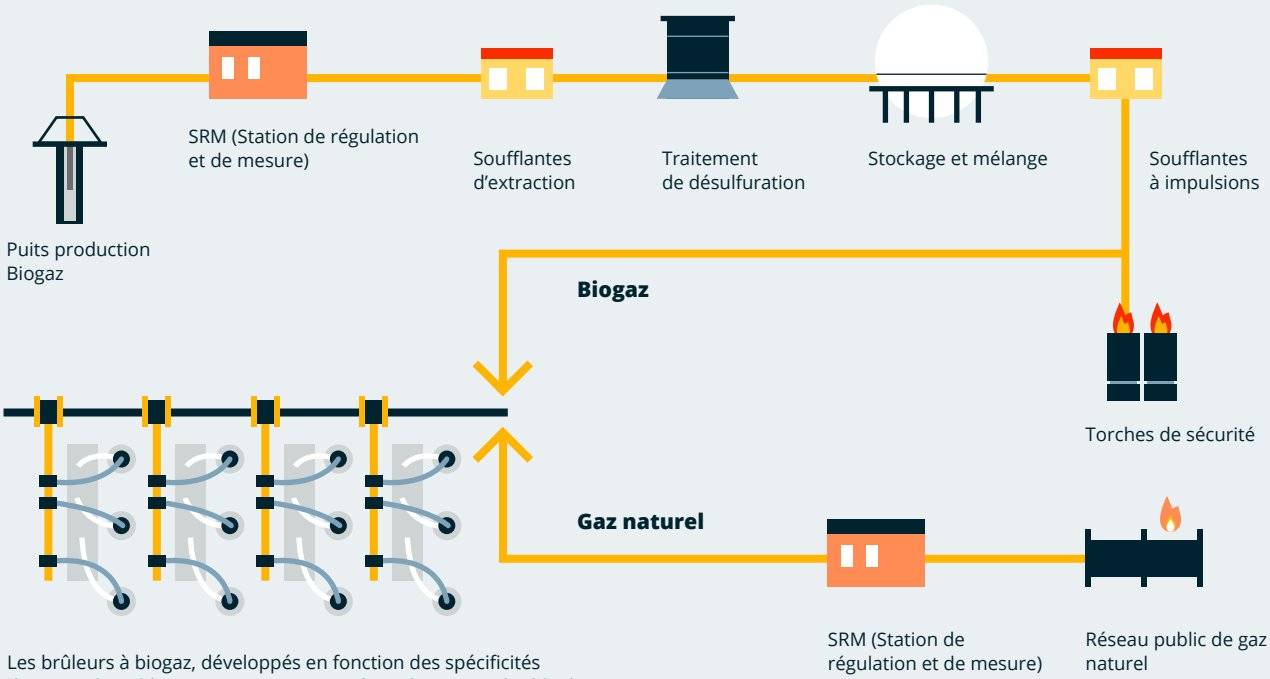
Certains fabricants de briques de structure en terre cuite utilisent depuis longtemps (quelques dizaines d'années) du biogaz issu de centres d'enfouissement technique (CET) situés à proximité du site industriel, parfois même implantés dans les anciennes carrières d'argiles.

Ce biogaz provenant du traitement anaérobie de déchets urbains est capté puis acheminé vers le site à l'aide de pompes et de compresseurs. Il subit un prétraitement avec des filtres à charbon actif pour l'épurer des siloxanes (afin d'éviter un encrassement rapide des brûleurs) et du soufre. Sa teneur en méthane est généralement aux alentours de 55 %, ce qui lui confère un pouvoir calorifique plus faible : le PCI du biogaz est aux alentours de 5-7 kWh/Nm³ contre environ 11 kWh/Nm³ pour le gaz naturel. Cette différence implique une diminution de la puissance des brûleurs (de l'ordre de 40 %). Son emploi nécessite l'usage d'un réseau d'alimentation indépendant avec une section plus importante (pression plus faible et volumes de gaz plus importants), de débitmètres à diaphragme pour éviter les pertes de charge et l'installation d'une torchère pour brûler le surplus de gaz lors des arrêts brûleurs, notamment au moment de l'avancement des produits (voir schéma ci-après). L'abaissement de la puissance fournie par les brûleurs nécessite également l'augmentation de leur nombre.

Le biogaz n'est généralement pas utilisé seul, mais en complément d'autres combustibles : le gaz naturel et la biomasse (l'usage de biogaz représente généralement entre 10 et 50 % des apports thermiques). Il existe donc des brûleurs bi-gaz qui peuvent utiliser de façon alternative du biogaz ou du gaz naturel, mais également de manière simultanée.

FIGURE 3

SCHÉMA D'UNE INSTALLATION AVEC USAGE DE BIOGAZ [23]



Les brûleurs à biogaz, développés en fonction des spécificités de ce combustible, comprennent un système d'injection double de biogaz et de gaz naturel. Ce dernier est nécessaire pour compenser ponctuellement l'approvisionnement irrégulier de biogaz.

UTILISATION DE SYNGAZ DANS LES FOURS DE TERRE CUITE ET LES CHAUDIÈRES INDUSTRIELLES

À l'échelle de production d'énergie industrielle, deux projets de turbines à syngaz de faible puissance (200 kWé maximum) ont été montés en France dès les années 1980 puis se sont arrêtés. Depuis, un rapport publié en 2017 par l'association RECORD fait état de réussites sur des unités industrielles à l'international, par exemple sur une centrale de cogénération en Finlande qui transforme 250 000 t/an de CSR en électricité et en chaleur. En complément, des expérimentations françaises sont en cours couplant pyrogazéification et méthanation (pour injection de méthane dans le réseau) : Gaya à Saint Fons, Titan V à Nantes et PlainEnergie dans l'Ain en particulier.
La problématique récurrente sur les installations de pyrogazéification reste le traitement des goudrons, qui ont un potentiel encrassant important et en compliquent l'exploitation et la maintenance. Plusieurs technologies permettent d'éliminer les goudrons parmi lesquels les systèmes de lavage à l'eau ou à l'huile.

La pyrogazéification a également un intérêt pour les sites isolés du réseau de gaz naturel, ou souhaitant remplacer le gaz par un usage plus vertueux.
À cette fin, des unités de plus faible puissance (300 kW par exemple) sont disponibles sur le marché, et proposent des modules permettant de s'adapter au besoin des industriels.

Ces installations acceptent le bois A (déchets de bois qui n'ont pas été traités ou peints) ou B (déchets de bois qui ont été faiblement traités, peints ou vernis, mais qui restent non dangereux) et permettent l'utilisation de syngaz directement dans des brûleurs industriels (une référence en France chez Bouyer Leroux développée dans l'encadré ci-contre), ou dans des modules de cogénération ou de production d'eau chaude.
Le secteur est aujourd'hui en plein développement avec des fabricants européens et français, ainsi que quelques opérations pilotes fonctionnelles. Les enjeux pour ce type d'utilisation locale étant l'adaptation des équipements (brûleurs particulièrement) aux caractéristiques du syngaz utilisé, la stabilité de la composition du syngaz (qui dépend notamment des intrants) ; les températures de flamme requises peuvent devenir rédhibitoires pour l'utilisation de syngaz. L'intérêt économique, très dépendant de l'intrant utilisé, peut s'avérer intéressant avec du bois en tant qu'intrant, avec un prix de 25 à 50 €/MWhPCI en fonction des intrants et des rendements de conversion bois vers syngaz supérieurs à 80 %. Cette utilisation dans des brûleurs industriels est assez récente et nécessite de potentiels développements selon les caractéristiques du syngaz.
La valorisation dans des chaudières de production d'eau chaude est par exemple plus mature que dans le cas de chaudières alimentant directement les procédés industriels. Enfin, l'enjeu réglementaire reste également un frein pour l'intégration dans des sites soumis à déclaration ou à autorisation auprès de la DREAL (mise à jour parfois nécessaire liée à la présence d'une torchère et du stockage de matière inflammable).

En ce qui concerne l'usage de syngaz dans les fours de terre cuite, le développement n'est actuellement qu'au stade du pilote.

Exemple
La société Bouyer Leroux est le premier industriel à se lancer dans l'utilisation de syngaz issu de pyrogazéification de biomasse pour la cuisson de ses briques de structure. Le projet subventionné par l'ADEME est dans sa phase de mise en service du pilote. Le pilote localisé sur le site de Saint Martin des Fontaines en Vendée est équipé de 4 gazéifieurs en lit fixe co-courant de la société NAODEN pour fournir une puissance de 1,2 MW. Le syngaz produit est refroidi (passage de 600-700 °C à 350-450 °C) pour alimenter des brûleurs spécifiques de la société espagnole Beralmar utilisés dans la zone d'avant feu (en dessous de 650 °C). Ces brûleurs permettent la combustion d'un gaz à haute température afin d'éviter les problèmes de condensats de goudrons et de très faible pouvoir calorifique (8 à 10 fois moins calorifique que le gaz naturel).
L'intégration de ce syngaz dans le mix énergétique (Gaz naturel/ Biomasse/Syngaz) a nécessité la création d'un réseau de gaz spécifique, l'installation d'une torchère et la mise en place d'une zone et d'équipements ATEX.
La pyrogazéification produit du char qui demande une gestion complémentaire de ce déchet : retraitement ou revalorisation. Selon l'industriel, les coûts de cette gestion sont d'environ 50 €/tonne de char.

UTILISATION D'HYDROGÈNE DANS DES CHAUDIÈRES INDUSTRIELLES

En premier lieu, il est nécessaire de distinguer la combustion 100 % H_2 et celle d'un mélange gaz naturel/H_2.

Les principaux enjeux techniques pour le développement de brûleurs fonctionnant avec 100 % d'hydrogène ont été identifiés et sont illustrés ci-contre.

Ces impacts et enjeux seront plus faibles pour un mélange gaz naturel/H_2 selon le pourcentage d'hydrogène présent.

Pour des teneurs en hydrogène jusqu'à 20-30 %, les échanges menés avec les fabricants de brûleurs ne remontent pas de difficultés particulières, mais soulèvent des points de vigilance. Il s'agit dans ce cas d'adapter la technologie du brûleur à un mélange gaz naturel/H_2 et à des caractéristiques du gaz différentes.

Sans être exhaustif, les optimisations peuvent porter sur le design des injecteurs de gaz, l'amenée progressive de H_2, la recirculation des fumées ou encore un réglage de l'excès d'air pour adapter celui-ci aux variations du PCI et du pouvoir comburivore du gaz.

À noter que des brûleurs 100 % hydrogène, ou avec des pourcentages d'hydrogène supérieurs à 60 % existent depuis plusieurs décennies dans l'industrie sidérurgique, qui valorisent des gaz de cokerie ou de haut fourneau.

ENJEUX TECHNIQUES À ÉTUDIER POUR LE DÉVELOPPEMENT DE BRÛLEURS 100% HYDROGÈNE

ENJEUX TECHNIQUES	RAISON	ÉQUIPEMENTS CONCERNÉS
Stabilité de la flamme	Vitesse de flamme élevée, risque de retour de flamme	Tous
Allumage	Grande plage d'inflammabilité, risque de détonation	Tous
Détection de la flamme	Température de combustion élevée, flamme plus courte et sans ions carbonés	Tous
Transfert de chaleur par rayonnement	Faible émissivité de la flamme et des gaz de combustion	Fours haute température
Température des produits de combustion	Transfert de chaleur moins efficace, mais température des produits de combustion plus élevée	Four haute température
Composition des produits de combustion	Concentration de vapeur d'eau dans les produits de combustion élevée	Four haute température
Émissions d'oxydes d'azote	Température de combustion élevée	Tous
Choix des matériaux pour le brûleur	Température de combustion élevée	Tous

TABLEAU 3

Dans l'industrie pétrochimique et l'industrie chimique, des retours d'expérience ont permis d'éprouver l'usage en mélange de l'hydrogène en chaufferie industrielle.

Ces retours d'expérience sont reproductibles dès lors que l'hydrogène est accessible sur le site industriel. Par ailleurs, l'utilisation d'hydrogène pour la production de chaleur est largement reproductible à différents secteurs industriels. Le niveau de température est dans ce cas de 80 °C à 200 °C selon le fluide véhiculant la chaleur fournie (eau chaude ou vapeur).

UTILISATION D'HYDROGÈNE DANS DES FOURS ET SÉCHEURS

Au-delà des enjeux liés aux spécificités des brûleurs, l'utilisation d'hydrogène dans les fours et sécheurs pose la question des impacts sur les produits fabriqués et de la nécessité d'adapter les procédés. Plusieurs interrogations sont aujourd'hui soulevées par les industriels parmi lesquelles :

- Les risques éventuels sur la tenue des réfractaires à haute température ;
- L'impact possible sur la cinétique de séchage d'un produit, du fait de la présence plus importante de vapeur d'eau dans les produits de combustion ;
- Les contraintes spécifiques sur le réglage d'un procédé (chauffage par zone et réglage brûleurs, bain de fusion du verre "float") ;
- L'impact sur la qualité du produit fabriqué, en contact direct avec les produits de combustion.

À ce stade, ce sont des enjeux qui nécessitent d'être vérifiés. Pour ce faire, des études démarrent en France, avec des analyses par filière industrielle. Les secteurs du verre et des briques et tuiles, par exemple, se sont emparés de cette problématique, outre la sidérurgie qui dispose déjà de retours d'expérience.

UTILISATION D'HYDROGÈNE DANS LA FABRICATION D'ACIER

Les sidérurgistes étudient plusieurs solutions techniques pour décarboner leur production d'acier. Parmi elles, l'utilisation d'hydrogène dans les hauts fourneaux comme agent réducteur et/ou source d'énergie serait une solution pour réduire le minerai de fer. Plusieurs projets et initiatives ont déjà été lancés à ce sujet : H_2 Green Steel en Suède, H_2Future financé par l'Union Européenne ou encore le futur projet d'ArcelorMittal en Espagne. Jusqu'à présent ces technologies n'avaient été testées qu'à petite échelle dans des usines pilotes en Europe, mais des projets à échelle industrielle comme celui d'ArcelorMittal ont été lancés.

L'hydrogène dans les hauts fourneaux

L'hydrogène peut tout d'abord être injecté directement dans les tuyères des hauts fourneaux en remplacement du charbon. En Suède, une première usine de production d'acier non fossile a été inaugurée en août 2020 par le sidérurgiste SSAB avec un procédé baptisé HYBRIT qui met en œuvre ce principe [24]. Cette technologie est également testée par ArcelorMittal en Allemagne [25]. Une alternative consiste à développer un procédé hybride DRI/haut-fourneau qui combine l'utilisation de la technologie d'injection de gaz DRI dans la cuve du haut-fourneau et l'injection de gaz dans les tuyères du haut-fourneau.

L'hydrogène dans le procédé DRI

La réduction directe du minerai de fer utilise actuellement du syngaz issu de gaz naturel. Le minerai de fer est dans ce cas réduit grâce à un mélange gazeux d'hydrogène et de monoxyde de carbone. Il est théoriquement possible d'augmenter la part d'hydrogène dans le gaz réducteur, voire d'utiliser 100 % d'hydrogène. Des projets ont été lancés pour prouver la faisabilité technique de cette solution à l'échelle industrielle.

L'hydrogène dans les procédés aval

L'hydrogène peut également être utilisé en combustion dans d'autres procédés entrant dans la fabrication de pièces en acier. Le groupe sidérurgiste Ovako a expérimenté en 2020 le remplacement de gaz naturel par de l'hydrogène pour chauffer de l'acier afin de lui donner la forme de rouleaux et plaques à travers des laminoirs [26].

RÉCUPÉRATION DES GAZ DE HAUT FOURNEAU

Le gaz de haut fourneau présente un pouvoir calorifique (PCI) dix fois plus faible que le gaz naturel, mais étant un gaz de récupération produit en grandes quantités et de façon constante, sa valorisation est intéressante. De nombreux sites ont aujourd'hui mis en place des systèmes de captage de ces gaz pour alimenter des chaudières ou des turbines pour la cogénération. Mais des volumes non négligeables, variables selon les paramètres de production, restent non utilisés et les perspectives de valorisation au sein des procédés industriels ne sont pas figées pour autant. En effet, la production d'électricité, qui est un débouché important des gaz sidérurgiques, est aujourd'hui concurrencée par d'autres applications comme l'utilisation dans les procédés aval ou le recyclage direct dans les réseaux de chaleur.

Exemple
Le site de Saint-Gobain Pont-à-Mousson utilise son gaz de haut fourneau pour alimenter ses fours de traitement thermique. Ceux-ci peuvent basculer entre le gaz naturel et le gaz de haut fourneau en fonction de la surproduction de gaz de haut fourneau. Une modification des brûleurs, des tuyauteries et des injecteurs des fours a été nécessaire. Ce retour d'expérience a fait remonter les enjeux suivants :

- le faible PCI des gaz récupérés
- la présence de poussières en quantité importante, composition potentiellement variable en fonction de la production de fonte.

Le premier enjeu impacte le temps de chauffe et la performance des fours, ce qui nécessite un ajustement de process. Concernant les poussières, le gaz est nettoyé avant son utilisation en combustion, mais aucun traitement des fumées supplémentaire n'a été nécessaire. Des détecteurs fixes et mobiles ont néanmoins été installés, car le gaz de haut fourneau est un gaz inodore, incolore et très nocif en raison de sa forte concentration en CO.

La récupération de gaz de haut fourneau pour alimenter des procédés thermiques est donc techniquement possible moyennant quelques adaptations, et permet des économies ainsi qu'une réduction des émissions de CO_2.

Ces gaz sidérurgiques pourraient également être directement valorisés dans les hauts fourneaux pour leur propriété de réduction. D'importantes modifications des équipements sont alors nécessaires notamment au niveau des systèmes de tuyères et de torche. Pour lever ses verrous techniques, un consortium d'acteurs incluant ArcelorMittal, Europlasma et l'Institut de Mécanique des Fluides de Toulouse (IMFT) ont monté un projet baptisé IGAR. L'ambition de cette initiative est de valider le procédé de recyclage de ces gaz de hauts fourneaux et d'atteindre une réduction de 17 % de leurs émissions sur le site de Dunkerque dans les 5 prochaines années [27].

RÉCUPÉRATION DES COV

Pour des raisons environnementales, sanitaires et financières, les secteurs émetteurs de COV cherchent à réduire l'émission de ces composés toxiques et polluants. Pour cela, les industriels peuvent, dans un premier temps, chercher à réduire ces émissions, en identifiant les produits émetteurs et en choisissant des alternatives moins ou non émettrices. L'utilisation de peintures ou de dégraissants composés de solvants a ainsi fortement diminué dans l'industrie.

Pour d'autres applications, les émissions sont plus difficiles à réduire et il peut être intéressant de traiter les émissions de COV. La première option consiste à les recycler via des traitements par absorption, adsorption ou condensation. Une alternative permet via leur incinération dans des oxydateurs de produire de la chaleur, ce qui a l'avantage de supprimer leur rejet direct dans l'atmosphère, mais l'inconvénient de rejeter du CO_2 et des NOx.

La concentration résiduelle maximale autorisée en rejet direct pour certains de ces gaz est de 110 mg/Nm³. Pour être utilisés pour de la valorisation thermique, ils sont en général fortement concentrés.

En récupération de chaleur, les COV sont souvent brulés en mélange avec du gaz naturel du fait de leur faible concentration. Un système d'échange thermique permet alors de récupérer la chaleur produite. Afin d'augmenter le rendement énergétique, un catalyseur peut être ajouté à la chambre de combustion. Quelques enjeux techniques existent : la présence de poussières et de métaux lourds, la présence de composés à base de chlore et silicone, ainsi que la durée de vie du catalyseur [28].

UTILISATION DE BIOMÉTHANE ET MÉTHANE DE SYNTHÈSE TOUTES APPLICATIONS CONFONDUES

L'utilisation de biométhane ou de méthane de synthèse dans les procédés industriels ne représente pas d'enjeux techniques spécifiques en raison de leur composition très proche du gaz naturel. Les adaptations à effectuer portent sur le réseau et sont prises en main par les opérateurs des réseaux de gaz.

2.3 La disponibilité des gaz décarbonés pour les industriels

La disponibilité des gaz décarbonés pour les usages industriels dépend tout d'abord de la maturité technologique et commerciale de leurs voies de production. La **Figure 4** montre les différents niveaux de développement selon les gaz considérés.

La production de syngaz par pyrogazéification de charbon minéral ou de biomasse est connue depuis bien longtemps avec de nombreux projets industriels à travers le monde. Cependant, la pyrogazéification de bois déchet ou de combustibles solides de récupération (CSR) est plus récente avec des projets moins nombreux et de plus petites tailles. Elle bénéficie néanmoins d'une maturité technologique avancée et d'un écosystème dynamique d'acteurs, venant notamment du secteur des déchets.

La filière de méthanation de syngaz en méthane de synthèse démarre en Europe avec quelques premières unités démonstrateurs de taille commerciale, dont les retours d'expérience permettront d'optimiser le fonctionnement de ces systèmes.

La production d'hydrogène par électrolyse est plus avancée et connait une dynamique très importante avec une centaine de projets en cours de réalisation ou de montage selon l'observatoire de l'hydrogène Vig'Hy [29].

Les efforts de cette filière de production se concentrent maintenant sur un passage à l'échelle de la centaine de MW d'électrolyseurs sur le court terme puis à l'échelle du GW sur le long terme.

Enfin, le biométhane et le biogaz possèdent le nombre le plus élevé de références commerciales avec plus de 1 000 méthaniseurs en opération en 2021 en France dont plus de 200 dédiés à l'injection de biométhane.

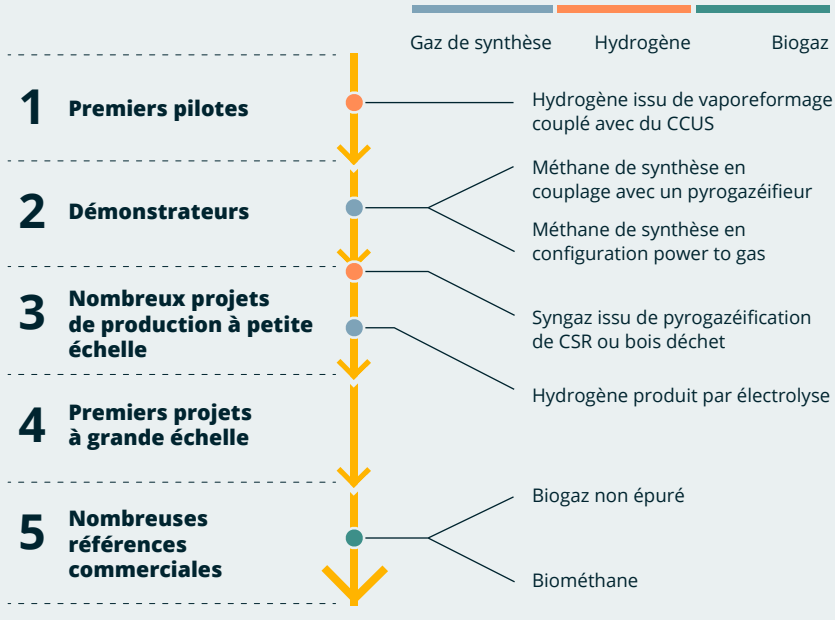
Si les volumes de gaz décarbonés représentent moins de 3 % du gaz consommé en France, les perspectives de développement de ces filières sont importantes [30] [31] [32].

Elles s'expliquent tout d'abord par leur potentiel de décarbonation, mais également par les externalités positives perçues par les producteurs. Le biogaz, le biométhane et le méthane de synthèse offrent par exemple une voie de valorisation vertueuse aux producteurs de déchets[6] et stimulent l'activité des territoires à travers la création d'emplois. Le nombre d'emplois directs sur la chaîne de valeur du biogaz était estimé à un peu plus de 4000 en 2018 [33]. L'hydrogène se distingue de son côté par sa capacité à stocker et à transporter de l'électricité produite de façon décentralisée et intermittente.

6 - Déchets bois ou CSR pour les gaz de synthèse et déchets organiques pour la méthanisation.

FIGURE 4

ÉTAT DE DÉVELOPPEMENT DES FILIÈRES DE PRODUCTION DES GAZ DÉCARBONÉS EN FRANCE



PRINCIPAUX INDUCTEURS ET ENJEUX DES FILIÈRES DE PRODUCTION (NON EXHAUSTIF)

	INDUCTEURS	ENJEUX
Biogaz	Valorisation de **matière organique résiduelle**	Disponibilité des **intrants méthanisables**
	Réduction de l'utilisation **d'engrais minéraux** par valorisation des digestats	Difficulté de **stockage** et de **transport**
	Génération **d'emplois locaux**	
Biométhane	Valorisation de **matière organique résiduelle**	Disponibilité des **intrants méthanisables**
	Réduction de l'utilisation **d'engrais minéraux** par valorisation des digestats	
	Génération **d'emplois locaux**	
	Facilité de **stockage** et de **transport**	
	Multiplicité des usages (mobilité, chaleur, matière première...) car mêmes specifications techniques que le gaz naturel	
Syngaz	Difficilement convertissable en énergie autrement	Voie **non prioritaire** dans la hiérarchie des options de traitement des déchets
	Génération **d'emplois locaux**	Compétition avec d'autres **alternatives de valorisation** (chaudières spécifiques bois B...)
Méthane de synthèse	Toutes configurations confondues : facilité de **stockage** et de **transport** du gaz produit	Procédé **de méthanation complexe** et coûteux
	En configuration Power-to-Gas : Valorisation de CO_2 & **stockage d'électricité**	En configuration Power-to-Gas : r**endement énergétique faible**
	En configuration pyrogazéification : valorisation énergétique de **déchets**	En configuration pyrogazéification : compétition avec les **autres voies de valorisation** de déchets
Hydrogène (produit pas électrolyse ENR)	Lien entre les réseaux de gaz et d'électricité	**Injection dans les réseaux de gaz** limitée à un seuil (20% en volume en théorie) et coûts d'adaptation incertains des équipements et du réseau
	Pas d'émissions de **polluants** en usage pile, mais des émissions de NOx en combustion	Manque **d'infrastructures de transport,** de distribution et de stockage*
	Vecteur de **stockage de l'électricité** renouvelable intermittente	**Enjeux de sécurité**
	Filière industrielle créatrice d'emplois	Echelle industrielle à atteindre

TABLEAU 4

* Le manque d'infrastructure de transport ne constitue pas une contrainte forte dans le cas d'une production sur site.

En effet, si le stockage d'hydrogène pur est plus compliqué du fait des contraintes réglementaires et des coûts associés (matériaux adaptés), il peut être facilement stocké en mélange avec du gaz naturel. Cela en fait un vecteur énergétique très attractif dans un contexte d'évolution croissante du taux d'ENR dans les réseaux électriques. Ses propriétés thermodynamiques le rendent cependant un peu plus compliqué à gérer opérationnellement que le gaz naturel en raison de son domaine d'inflammabilité et d'explosivité plus étendu et du risque accru de fuites. Le **Tableau 4** présente les principaux avantages et défis auxquels sont confrontées les filières de production des gaz décarbonés.

La croissance de ces filières bénéficie de différents mécanismes de soutien comme des subventions sur les CAPEX pour l'hydrogène, la mise en place de tarif d'achat pour le biogaz ou l'instauration en cours d'un mécanisme extrabudgétaire pour le biométhane comme détaillé en **3.1.1**. Le plan national hydrogène mobilise 7,2 milliards d'euros d'ici à 2030 pour soutenir le passage à l'échelle industrielle de la filière. En accélérant le développement de ces filières, le soutien public rassure les industriels qui peuvent voir venir l'augmentation des volumes disponibles pour leur consommation. Les aides financières incitent également les industriels à s'alimenter en gaz décarbonés sans trop augmenter leur facture énergétique.

Le **Tableau 5** compare les prix actuels et futurs des gaz décarbonés. Les projections ne sont que des estimations qu'il s'agit de prendre avec réserve. Aujourd'hui, les opinions s'accordent pour dire que le prix du gaz naturel risque d'augmenter dans les années à venir, notamment via l'augmentation des taxes, dont la taxe carbone. Au contraire, les coûts de production des gaz décarbonés devraient diminuer dans les prochaines années grâce aux progrès technologiques et la standardisation des équipements.

TABLEAU 5

COÛTS ET PRIX DES GAZ DÉCARBONÉS (ANALYSE DÉTAILLÉE DANS LE RAPPORT COMPLET)

GAZ	FILIÈRE	COÛTS TOTAUX DE PRODUCTION (€/MWh PCS)			PRIX D'ACHAT POUR L'INDUSTRIEL (€/MWh PCS)		
		2019	2025	2030	2019	2025	2030
Gaz naturel		15	30	45	19 – 37	28 – 54	35 – 69
Biogaz	Toutes hors STEP	63 – 93	50 – 81	42 – 73	65	50	45
Biométhane	Toutes hors STEP	82 – 121	65 – 105	55 – 95	22 – 52 GO à 3 – 15 €/MWh	31 – 69 Si GO à 3 – 15 €/MWh	38 – 84 Si GO à 3 – 15 €/MWh
Hydrogène	Electrolyse ENR	101 – 178	73 – 145	58 – 127	203 – 305	178 – 254	152 – 228
Syngaz	CSR	N/A (~50 en 2050)			60 – 86	N/A	N/A
	Bois B	N/A (82-115 en 2050)			N/A	N/A	N/A
Méthane de synthèse	Post-pyrogazéification	N/A (~50-140 en 2050)			N/A	N/A	N/A
	Power-to-Gas	N/A (estimation ~ 250)			N/A	N/A	N/A

Remarques

1 - Gaz naturel : Moyenne du prix PEG 2019 pour le coût de production en 2019; Scénario IEA avec taxe carbone de 100 €/t pour le coût en 2030; coût en 2025 extrapolé à partir des données 2019 et 2030 ; prix en 2019 source SDES pour des tranches de consommation I3 à I6 TICGN incluse hors TVA ; estimations basées sur le scénario Enerdata blue pour les prix de 2025 et 2030 (scénario publié en juin 2021).

2 - Biogaz : Données de coûts basées sur les calculs de LCOE du biométhane de l'étude Enea Consulting « Renforcer la compétitivité de la filière biométhane française » hors filières STEP et calculées indépendamment de la valorisation du biogaz, mis à jour avec les dernières données de GRDF; Prix d'achat correspondant au coût de production pour une unité dite industrielle, en autoconsommation.

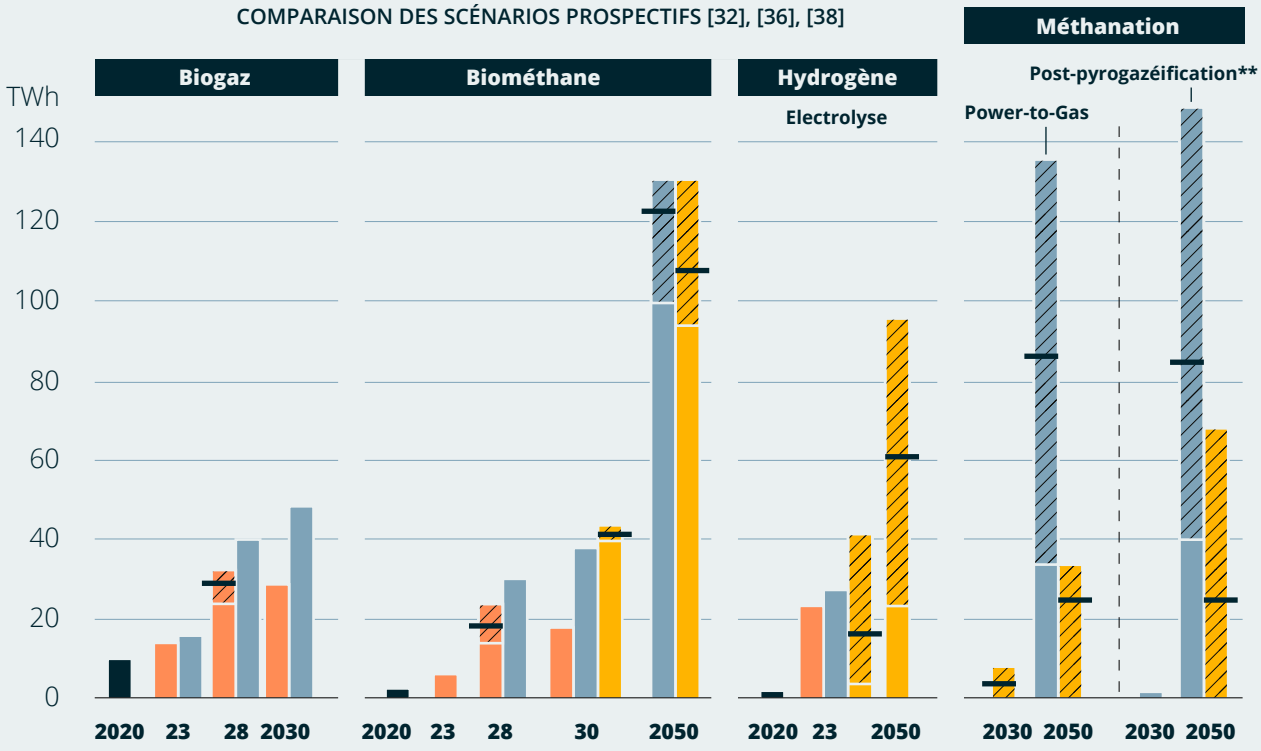
3 - Biométhane : Données de coûts basées sur les calculs de LCOE du biométhane de l'étude ENEA « Renforcer la compétitivité de la filière biométhane française » hors filière STEP mis à jour avec les dernières données de GRDF; Prix calculés à partir du prix du gaz naturel auquel s'ajoute le prix de la garantie d'origine (GO). L'augmentation du prix du biométhane s'explique en conséquence par l'augmentation du prix du gaz naturel.

4 - Hydrogène : Expertise Enea sur les derniers projets sortis pour les coûts et prix en 2019; Moyennes des évolutions ETC & Irena pour les coûts et prix en 2025 et 2030; les coûts de production concernent l'hydrogène en sortie d'électrolyseur, le prix pour l'industriel ajoute un coût de stockage et de transport dans le cas où l'H2 n'est pas produit sur site.

5 - Syngaz et méthane de synthèse : Etude Ademe « Mix de gaz 100% renouvelable en 2050 » et expertise Enea Consulting.

FIGURE 5

COMPARAISON DES SCÉNARIOS PROSPECTIFS [32], [36], [38]



* Les valeurs des objectifs nationaux pour 2030 sont des valeurs projetées par l'organisme « transitions » dans l'étude « Etude d'impact de la filière biogaz sur l'emploi en France de 2018 à 2030 »

** La pyrogazéification fossile n'est pas incluse.

Cette baisse des coûts de production devrait par conséquent engendrer une baisse des prix d'achat pour les industriels. L'attractivité des gaz décarbonés est donc amenée à augmenter et cela d'autant plus que la trajectoire d'évolution du prix du CO_2 est aujourd'hui croissante, avec un prix sur le marché européen dépassant les 65 €/tCO_2 [34] [35]. Une analyse détaillée de ces coûts est disponible dans le rapport complet de l'étude.

Pour évaluer l'évolution future de ces filières, des scénarios prospectifs de développement des gaz décarbonés ont été élaborés dans différentes études : l'étude « Un mix de gaz 100 % renouvelable en 2050 » de l'Ademe avec GRDF et GRTgaz (2018) [36], la PPE (2020) [32], les scénarios énergétiques 2050 de l'Ademe « Transition(s) 2050 » (2021) [4] et les travaux des acteurs de la filière. Sur le moyen terme, les différents scénarios présentés convergent vers une production importante de biogaz, de biométhane et d'hydrogène d'ici 2030 comprise entre 12 et 40 TWh selon les études et les gaz. La production de méthane de synthèse devrait en revanche rester très faible dans les 10 et 15 prochaines années. Sur le long terme, les valeurs estimées par les différentes études sont plus dispersées, hormis pour le biométhane pour lequel les études convergent vers un potentiel d'environ 120 TWh de production de biométhane en 2050. Elles montrent que le biométhane devrait rester le gaz prépondérant parmi les gaz injectés. L'hydrogène, le méthane de synthèse issu de pyrogazéification et celui issu de power to gas compléteront le mix gazier dans différentes proportions.

En définitive, d'importants volumes potentiels de gaz renouvelables sont à prévoir en 2030 et en 2050. Leur adoption dans l'industrie dépendra en particulier de leur accessibilité et des contraintes opérationnelles qu'ils posent. Ces enjeux varient grandement selon les gaz considérés. Ils sont détaillés dans la partie suivante et sont complétés par d'autres critères de sélection pertinents du point de vue d'un industriel.

Partie 03

Les perspectives d’intégration des gaz décarbonés dans l’industrie

3.1

P.27 Analyse comparative des gaz du point de vue des industriels

3.2

P.32 Prévisions de consommation des gaz décarbonés dans l’industrie

3.3

P.33 Conclusions

3.1 Analyse comparative des gaz du point de vue des industriels

CRITÈRES SUSCEPTIBLES D'ORIENTER LE CHOIX DES INDUSTRIELS VERS LES DIFFÉRENTS GAZ DÉCARBONÉS (TABLEAU DÉTAILLÉ DISPONIBLE DANS LE RAPPORT COMPLET DE L'ÉTUDE)

TABLEAU 6

	BIOGAZ	BIOMÉTHANE	HYDROGÈNE RENOUVELABLE	MÉTHANE ISSU DE POWER-TO-GAS	SYNGAZ ISSU DE PYROGAZÉIFICATION	MÉTHANE DE SYNTHÈSE ISSU DE PYROGAZÉIFICATION
Réduction de l'empreinte carbone						
Disponibilité des volumes de gaz nécessaires						
Stabilité de la composition et des volumes livrés						
Compétitivité économique						
Facilité d'intégration						



Remarques

1 - Dans le cas d'une production d'hydrogène renouvelable sur site, les contraintes d'intégration sont plus fortes que dans le cas d'un approvisionnement en réseau.

2 - Le potentiel de décarbonation du syngaz et du méthane de synthèse dépend du pourcentage de biomasse contenu dans les intrants.

COMPARAISON DES SPÉCIFICITÉS DES GAZ DÉCARBONÉS POUR LES PROCÉDÉS THERMIQUES INDUSTRIELS

Le choix de passer du gaz naturel à un gaz décarboné est principalement motivé par l'objectif de réduction de l'empreinte carbone du site industriel sur le scope 1.

Sur ce point, tous les gaz étudiés ici présentent une empreinte carbone au moins cinq fois inférieure à celle du gaz naturel (10 à 45 gCO_2/kWh au lieu de 230 gCO_2/kWh) [37].

Un autre critère primordial pour les industriels est la disponibilité des volumes nécessaires aux besoins de l'industriel. À court terme, seuls le biogaz et le biométhane sont facilement accessibles dans des quantités suffisantes.

Le cas du biogaz nécessite néanmoins une source locale, qui n'est pas toujours disponible. Aujourd'hui, les volumes produits d'hydrogène décarboné, de syngaz et de méthane de synthèse sont encore limités. À plus long terme, une tension sur les ressources méthanisables et l'augmentation de la demande pourraient générer de la compétition pour l'accès au biogaz et au biométhane. Grâce au développement des filières

hydrogène, pyrogazéification et méthanation, les autres gaz décarbonés devraient être plus facilement sourçables par les industriels notamment à travers un modèle de garanties d'origine pour les gaz de réseau.

Une fois la possibilité d'un contrat sécurisant des volumes validée, les industriels regarderont la qualité de l'approvisionnement en gaz, en particulier quand il est utilisé pour des usages process. À ce niveau, les gaz injectés sur le réseau et achetés via des mécanismes de type garanties d'origine ne posent aucun problème puisque l'industriel continue physiquement de consommer le gaz du réseau, dont la composition sera garantie par les gestionnaires de réseaux. L'hydrogène issu d'électrolyse sera produit à un niveau de pureté stable et à des quantités pilotables via son stockage. L'industriel consommateur ne devrait donc pas subir de variabilité sur sa qualité. Les cas du biogaz et du syngaz posent plus de questions, car leur composition dépend fortement des intrants.

Un autre critère primordial pour les industriels sera le prix à payer pour verdir leur consommation énergétique. Dans ce cadre, la compétitivité des gaz décarbonés est à comparer en termes de prix pour les industriels et non de coûts de production. Ces derniers permettent néanmoins, via leur évolution prévue dans les années à venir, d'estimer l'évolution des prix futurs pour les industriels.

La visibilité sur l'évolution des mécanismes de soutien est un paramètre important pour un développeur de projets. Le plan national hydrogène français définit une vision à 2030 et prévoit de mobiliser 7,2 Mds € d'ici là [38]. Le contexte réglementaire pour le biométhane et le biogaz est plus mouvant. Les politiques énergétiques semblent se concentrer sur les aides au biométhane plutôt qu'au biogaz. Les acteurs ont récemment été concertés par le gouvernement sur la mise en place d'un système extra budgétaire avec des certificats de production de biogaz en remplacement du tarif d'achat actuel. L'article 95 de la loi Climat Résilience promulguée le 22 août 2021 instaure la mise en place de ce mécanisme qui sera en vigueur à partir de 2023 et imposera aux fournisseurs d'énergie de contribuer au financement de la production de biométhane proportionnellement à leurs parts de marchés gaz [39]. Enfin, le niveau de soutien des pouvoirs publics sur le syngaz et le méthane de synthèse est difficile à anticiper. La CRE a établi en 2021 une convention d'expérimentation d'injection de méthane de synthèse pour 7 projets pour évaluer leur performance et éventuellement dessiner les bases d'un mécanisme d'aide adapté [40]. Pour le moment, l'injection de méthane de synthèse bénéficie du même système de garantie d'origine que le biométhane en vertu du décret 2021-1273 du 30 septembre 2021.

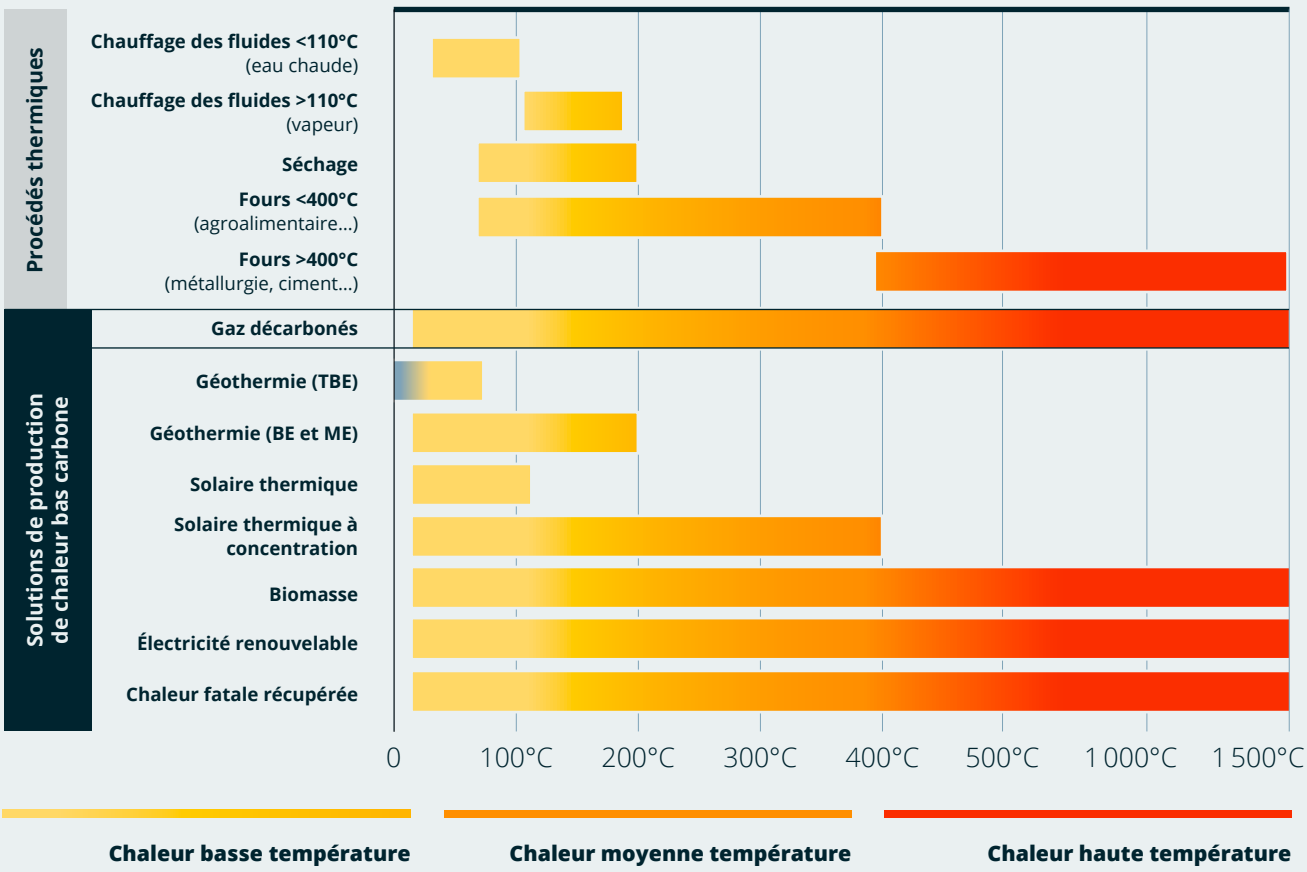
La compétitivité des solutions de décarbonation pour un industriel devrait également intégrer les externalités pouvant être valorisées. Il s'agit par exemple de la valorisation de déchets ou d'émissions physiques de CO_2 issues de fumées industrielles.

Enfin, les enjeux d'opérabilité concernent exclusivement le biogaz, l'hydrogène et le syngaz en raison de leur différence de composition par rapport au gaz naturel. Le biogaz et le syngaz présentent un PCI plus faible ce qui nécessite de surdimensionner les brûleurs et d'adapter le pilotage de la mise en marche des installations. De plus, ils requièrent la mise en place d'un réseau de distribution sur site dédié et peuvent altérer la qualité des produits à cause des impuretés qui les composent. Pour l'hydrogène, les impacts dépendent des concentrations considérées et peuvent concerner des problématiques de coloration des produits, d'homogénéité de la cuisson et d'augmentation des teneurs en vapeur d'eau et en NOx dans les fumées.

POTENTIEL D'APPLICATION DANS LES CHAUDIÈRES ET LES FOURS

Comme précisé en **2.1**, l'intégration de gaz décarbonés dans les chaudières et les fours a fait l'objet d'une analyse spécifique. Pour chacune de ces applications, le potentiel de déploiement des gaz décarbonés dépend de la pertinence des autres alternatives bas carbone. La **Figure 6** représente la distribution des gammes de température des 4 principaux procédés thermiques et des solutions de production de chaleur bas carbone.

RÉPARTITION DES GAMMES DE TEMPÉRATURES DE PROCÉDÉS THERMIQUES
ET DES SOLUTIONS DE PRODUCTION DE CHALEUR DÉCARBONÉE [22]



Remarques
1 - Certains sécheurs peuvent avoir des températures d'exploitation supérieures à 200°C
2 - La possibilité d'électrifier des procédés thermiques très hautes températures (>1000°C) dépend des secteurs considérés (ex : possible pour les fours verriers d'une capacité inférieure à 300 tonnes par jour mais complexe pour les cimenteries). Il y a également des enjeux de puissance
BE : Basse énergie; TDE : Très basse énergie; ME : Moyenne énergie; BT : basse température; HT : Haute température

Le cas des chaudières

Les chaudières sont l'un des équipements les plus utilisés dans l'industrie, à la fois pour de la production d'eau chaude et pour de la production de vapeur, à usage tertiaire ou process. Ces chaudières fonctionnent généralement au gaz naturel. Pour les décarboner, de nombreuses solutions existent : les gaz décarbonés, mais aussi d'autres sources de chaleur basse température comme la géothermie, le solaire thermique et la biomasse.

Le potentiel d'intégration des gaz décarbonés dans les chaudières dépend des températures d'opération des systèmes. La **Figure 6** montre que pour les chaudières eau chaude de nombreuses alternatives existent qui ne sont par contre pas adaptées à de la production de vapeur. D'après l'étude PEP, le potentiel d'électrification des chaudières vapeur ne serait que de 20 %. [3] Les gaz décarbonés auront donc moins de concurrence sur la décarbonation des chaudières vapeur.

FIGURE 6

D'un point de vue technique, les chaudières servant à chauffer un fluide (eau ou vapeur), intermédiaire entre la combustion et le produit industriel, pourront plus facilement accepter l'utilisation de gaz bruts comme le biogaz ou le syngaz. En effet, bien que des questions techniques se posent (dimensionnement des brûleurs pour s'adapter au faible PCI) l'impact sur la qualité des produits sera faible à nulle.

Le cas des fours

Une fois les actions d'efficacité énergétiques mises en œuvre, deux grandes familles de solutions pour décarboner les fours existent. La première regroupe les actions de verdissement du mix énergétique et compte 3 grandes options : l'électrification, le recours à la biomasse et l'usage de gaz décarbonés. La deuxième englobe les actions de réduction du contenu carbone en aval et en amont du procédé. En amont, il s'agit de la modification de la composition des matières premières pour réduire les émissions de CO_2 lors de leur transformation. La terre cuite cherche par exemple à réduire la proportion de calcaire dans les argiles utilisées pour limiter la réaction de décarbonatation qui émet des GES. En aval, les mesures concernent le captage et l'utilisation du CO_2 dans les fumées.

La pertinence des solutions gaz décarbonées dépend des systèmes de four considérés et en particulier des paramètres suivants

- Si le gaz est mis en contact directement avec les produits et qu'il contient des impuretés, il peut en détériorer la qualité.

- Si le four ne fonctionne pas en continu, la puissance requise à chaque phase d'arrêt et de marche est importante et nécessite de surdimensionner les brûleurs dans le cas de l'utilisation de gaz à faible PCI

- Si le four présente un volume de production réduit, les volumes d'émissions de CO_2 sont plus faibles ce qui diminue les enjeux de décarbonation de l'industriel. L'intérêt pour lui d'avoir recours sur le court terme à des solutions de décarbonation est réduit.

Évaluer l'intérêt de l'utilisation de gaz décarbonés dans les fours de manière générale est complexe et requiert une approche spécifique à chaque système. La section suivante approfondit le cas des fours de terres cuites.

POTENTIEL D'APPLICATION DANS LES SECTEURS DE LA TERRE CUITE ET DE LA SIDÉRURGIE

Le secteur de la terre cuite

L'usage des gaz décarbonés a un intérêt en terre cuite. Cet intérêt est modulé par les besoins thermiques nécessaires, l'usage des produits, la disponibilité à proximité de ces gaz et de la maturité des technologies de combustion.

L'usage de gaz décarbonés pour des applications de séchage dans la terre cuite apparait comme un choix intéressant vis-à-vis des autres alternatives de production de chaleur décarbonée. Utiliser du biométhane dans un brûleur en veine d'air est par exemple plus efficace énergétiquement que d'avoir recours à une chaudière biomasse qui nécessite un échangeur thermique. Cette solution présente par ailleurs une maturité plus élevée qu'une pompe à chaleur haute température et est plus facilement pilotable qu'une installation de solaire thermique. Cependant, la plupart des sécheurs sont aujourd'hui déjà équipés de systèmes de récupération de chaleur des fours et n'ont donc pas besoin d'être alimentés par d'autres sources d'énergie. Le potentiel d'intégration des gaz décarbonés y est donc faible.

L'intérêt pour un usage à la cuisson est quant à lui plus fort, car la gamme de température ciblée (entre 850 et 1150 °C) et les puissances thermiques nécessaires (aux alentours de 20 MW) sont plus élevées rendant l'électrification du procédé plus complexe et coûteuse. C'est notamment pour cela que certains gaz décarbonés sont déjà utilisés ou en phase de test.

Néanmoins, le mode de cuisson actuel, en flamme directe dans le four peut impacter la qualité des produits notamment dans le cas des produits destinés à être apparents comme les tuiles sur lesquelles des revêtements de surface peuvent être appliqués avant cuisson (engobage ou émaillage). L'aspect de ces matériaux est très sensible à la propreté et à la composition des produits de combustion.

Les gaz décarbonés non épurés (type biogaz ou syngaz) ont un fort potentiel de déploiement dans des fours de briqueterie où les briques sont destinées à être enduites donc moins impactées par leur aspect esthétique.
Le frein pour cet usage est la disponibilité de ces gaz à proximité des installations.
Les gaz décarbonés épurés (biométhane ou méthane de synthèse) sont plus appropriés pour les tuileries (une tuilerie en France utilise déjà depuis quelques années du biométhane en mix avec du gaz naturel pour la cuisson de ses tuiles). En effet, contrairement aux briques, les tuiles sont des matériaux dont le visuel est important. Les gaz épurés sont donc à privilégier car leur combustion ne libère pas d'impuretés qui altèrent l'aspect des produits.

L'hydrogène intéresse également les industriels de la terre cuite, mais avec une vision à plus long terme du fait du manque de démonstration (impact sur les produits, impact sur les fours, technologies de brûleurs) et d'équilibre économique (disponibilité et coûts).

La sidérurgie

Du côté de la sidérurgie, les industriels précisent leurs feuilles de route pour produire de l'acier neutre en carbone. ArcelorMittal Europe a déjà annoncé réduire ses émissions de -30 % d'ici 2030 et son objectif d'atteindre la neutralité carbone en 2050 grâce notamment à l'utilisation de l'hydrogène dans son processus de réduction directe (DRI-EAF) et/ou dans son haut-fourneau [41].

En effet, l'hydrogène pourrait permettre de décarboner le procédé de fonte dans les hauts fourneaux grâce à ses propriétés réductrices. Mais il peut aussi être utilisé pour décarboner les usages en aval en tant que combustible pour le chauffage des matières à façonner par exemple. Il fait l'objet de plusieurs pilotes en Europe et s'inscrit dans les feuilles de route de décarbonation des industriels de la filière. Le développement de l'hydrogène dans ce secteur est une option crédible et envisagée. Le principal déterminant de cette croissance sera le prix de fourniture de la molécule. ArcelorMittal a par exemple averti que son projet « d'usine à grande échelle d'acier sans la moindre émission de carbone » en Espagne à Sestao serait abandonné si les prix d'achat de l'hydrogène n'étaient pas compétitifs.

Les gaz de hauts fourneaux pourraient également permettre de diminuer l'empreinte carbone des hauts fourneaux et des fours de traitements thermiques en aval. Leur intérêt réside dans leur grande disponibilité. D'une part, ils sont produits en quantité importante avec un volume estimé en 2019 à 15 TWh [5]. D'autre part, ce gisement est accessible, car les procédés de récupération sont connus et maitrisés depuis le début du XXème siècle.
Leur utilisation dans les fours thermiques est aujourd'hui une réalité comme en témoigne l'exemple de Saint-Gobain qui a un potentiel de réplication important. En revanche, ils sont plus complexes à valoriser dans les hauts fourneaux. Plusieurs consortiums sont en train de monter des initiatives pour évaluer la faisabilité de ce schéma. La mise en œuvre à grande échelle de cette solution est donc vraisemblable et sera conditionnée par les résultats des études en cours.

La récupération de COV est une application qui concerne uniquement le secteur de la transformation secondaire d'acier et en particulier la fonderie. Il s'agit de l'un des derniers secteurs utilisant des COVs qui sont très strictement réglementés. L'importance du recyclage et de la valorisation de chaleur des COVs dans ces sites dépendra en premier lieu de l'évolution des réglementations en la matière et des seuils limites acceptés.

3.2 Prévisions de consommation des gaz décarbonés dans l'industrie

Dans sa récente étude prospective à 2050, l'ADEME a modélisé plusieurs scénarios présentant notamment différentes trajectoires concernant l'utilisation des gaz décarbonés dans l'industrie [4]. Tout d'abord, tous les scénarios prévoient une baisse de la production industrielle en 2050 par rapport à 2014, en moyenne sur les sous-secteurs considérés (bien que ces évolutions soient diverses selon les secteurs) : entre 2 et 14 % pour les scénarios tendanciels et ceux misant sur une évolution importante des technologies, et 26 % - 38 % pour les scénarios où les efforts de sobriété sont plus importants. Dans tous les scénarios, l'industrie continue à consommer du gaz dont la part passe de 30 % (en 2014 et dans le scénario tendanciel) à 16-25 %. La demande énergétique des procédés thermiques industriels en 2050 peut être estimée en projetant les valeurs actuelles à partir des trajectoires ci-dessus. En première approche, 135 TWh thermiques non électrifiés seraient consommés dans le scénario tendanciel. Cette valeur diminue à 122 TWh dans le cas d'un déploiement massif des technologies ENR (scénario S3 « Technologie verte ») et 72 TWh dans un modèle marqué par la sobriété énergétique [3].

À l'horizon 2050, le gaz de réseau est considéré comme fortement décarboné en moyenne et constitué de biométhane et de méthane de synthèse issu du Power-to-Gas et de la pyrogazéification. Concernant l'hydrogène, l'ADEME a exclu pour cet exercice l'injection d'hydrogène sur le réseau, la combustion d'hydrogène en chaudière ou dans les fours industriels. Dans 3 scénarios sur 4, la consommation directe d'hydrogène varie de 3 à 10 % de la consommation industrielle (utilisation de biomasse dans 2 scénarios, et d'électricité et d'énergies fossiles avec CCUS dans le dernier). Dans le scénario S3 « Technologies Vertes », l'hydrogène représente 18 % de la consommation industrielle en 2050 et correspond à un usage matière en industrie (production d'acier, méthanol, HVO, raffinage, ammoniac).

Ces projections peuvent être mises en regard avec les volumes de gaz décarbonés potentiels à cet horizon temporel. L'étude Ademe gaz 100 % renouvelable propose une estimation de ces volumes potentiels en considérant que les ressources disponibles seront prioritairement utilisées pour la production de gaz décarboné plutôt que pour d'autres usages énergétiques. La pyrogazéification est par exemple la voie de valorisation privilégiée des déchets bois vis-à-vis de la combustion en chaudière. Elle modélise plusieurs scénarios pour verdir entre 75 % et 100 % du réseau de gaz naturel avec un niveau de demande en gaz de l'ordre de 300 TWh. Elle montre que pour atteindre cet objectif il faudrait en moyenne[7] produire 121 TWh de biométhane, 84 TWh de méthane de synthèse issu de pyrogazéification et 86 TWh de méthane de synthèse issu de power to gas soit un total de 291 TWh [12]. Dans l'hypothèse où l'industrie continuait de consommer 38 % du gaz réseau, la consommation de gaz renouvelable provenant du réseau pour ce secteur serait de 111 TWh [42]. Cette valeur ne permet pas de couvrir l'ensemble des usages thermiques industriels dans les nouveaux scénarios Ademe Transition(s) S3 « Technologies Vertes » et tendanciel. Elle montre ainsi la nécessité de flécher les usages des gaz décarbonés réseaux vers l'industrie ou de compléter ces solutions par d'autres alternatives. L'hydrogène et les gaz produits localement tels que le syngaz et le biogaz sont deux de ces options comme l'utilisation de la géothermie, le solaire thermique et les combustibles biosourcés.

7 - Ces valeurs varient légèrement selon les scénarios modélisés.

3.3 Conclusions

L'utilisation des gaz décarbonés dans les procédés industriels fait déjà l'objet de retours d'expérience. Cette étude a permis de faire ressortir certains points d'interrogation qui varient selon les gaz considérés et les applications visées. Ces questions techniques concernent l'utilisation des gaz ayant une composition très différente de celle du gaz naturel (biogaz, syngaz et hydrogène) et portent entre autres sur : les modifications techniques nécessaires (dimensionnement des brûleurs par exemple), l'impact de ces gaz en termes de polluants, leur impact sur la qualité des produits, leur intégration aux procédés et leur opérabilité.

L'utilisation de ces gaz alternatifs dans des chaudières pour du chauffage de fluide est beaucoup plus simple et génère moins de risques que dans le cas d'usages thermiques process, notamment ceux où le produit est en contact direct avec le gaz ou les fumées de combustion.

Les gaz décarbonés injectés sur le réseau de gaz naturel auxquels les industriels auront accès via un mécanisme de traçage (tel que les garanties d'origine) ne posent aucun enjeu technique, puisque l'industriel continue à s'approvisionner physiquement par le même gaz de réseau. **L'utilisation de biogaz non épuré ou de syngaz dans des procédés industriels est possible,** comme l'attestent plusieurs retours d'expérience, mais fait l'objet de plus d'interrogations techniques. **Le cas de l'hydrogène pose aussi beaucoup de questions,** notamment selon son utilisation, pur ou en mélange avec du gaz naturel.

Au-delà des considérations techniques, un des paramètres clefs de la pénétration de tous ces gaz dans l'industrie sera la disponibilité des volumes requis à un coût compétitif pour les industriels par rapport au gaz naturel. **Pour les gaz injectés sur le réseau, cette disponibilité dépendra de l'offre et de la demande à l'échelle nationale,** ainsi que des acteurs des filières de production et des pouvoirs publics régulant l'injection. **Dans le cas des gaz non injectés (biogaz, syngaz, hydrogène), l'industriel devra trouver un approvisionnement local.** L'hydrogène pourra également être livré depuis des sites de production éloignés si un réseau de pipeline dédié se développe, comme le backbone Européen imaginé par les gestionnaires de réseaux.

Les volumes disponibles pour l'industrie dépendront largement des autres usages que ces gaz alternatifs au gaz naturel peuvent décarboner. La priorité sera probablement donnée aux usages pour lesquels le gaz est difficilement substituable ou pour lesquels peu d'alternatives existent : par exemple le transport longue distance, les usages industriels à haute température et les usages industriels du gaz comme matière première. **Ainsi, les secteurs de la terre cuite et de la sidérurgie sur lesquels cette étude s'est concentrée présentent des usages pour lesquels les gaz décarbonés devraient avoir une place privilégiée : fours et hauts fourneaux notamment.**

L'accessibilité pour les industriels à un approvisionnement en gaz décarbonés sera également conditionnée à un passage à l'échelle commerciale des filières de production. Sans compter que les industriels sont traditionnellement plus enclins à investir dans une solution largement déployée pour laquelle des retours d'expérience sur des sites similaires aux leurs existent.

Les scénarios prévisionnels, tels que ceux développés par l'Ademe, tendent vers une forte augmentation des volumes produits pour chacun des gaz décarbonés. Le déploiement de ces filières est principalement prévu via l'injection de biométhane et de méthane de synthèse sur les réseaux de gaz, ainsi que par le développement potentiel de réseaux d'hydrogène. Les projets de production avec consommation industrielle de biogaz et de syngaz continueront de se développer également, mais à une échelle plus locale et probablement d'abord sur des cas présentant des

synergies intéressantes, comme la présence d'intrants à proximité ou au sein du site industriel.

Les mécanismes de soutien et enveloppes d'aides publiques dédiées au développement de ces filières, par exemple les 7,2 milliards d'euros du plan national hydrogène, joueront un rôle important dans le déploiement des filières de production. Cependant, celui-ci ne se fera pas si les filières présentent un surcoût trop important. La tendance actuelle semble indiquer une augmentation du prix du gaz naturel et de la taxe carbone (passée en octobre au-dessus des 65 €/tCO_2) associée à une baisse des coûts de production de tous les gaz décarbonés.

Il est clair que le gaz restera un vecteur de la transition énergétique de l'industrie sous ses formes décarbonées. **La place de chacun de ces gaz ainsi que leur niveau de pénétration par usage industriel dépendra à la fois de l'évolution des filières de production, du niveau de soutien de ces filières impactant leur compétitivité, ainsi que des choix technologiques faits sur chacun des autres usages énergétiques français.**

La maîtrise énergétique sur les installations du parc existant (amélioration de la performance des installations existantes, valorisation de chaleur fatale) et la capture et valorisation ou stockage de CO_2 sont également des solutions de décarbonation de l'industrie complémentaires importantes qui pourraient faire l'objet d'études ultérieures.

Acronymes

CET
Centre d'enfouissement technique

CO_2-eq
Équivalent CO_2

COV
Composé Organique Volatile

CSR
Combustibles Solides de Récupération

DRI
« Direct Reduced Iron »
Réduction Directe du Fer

EAF
« Electric Arc Furnace »
Four à arc électrique

ENR
Energie Renouvelable

GES
Gaz à effet de serre

HVO
Huiles végétales hydrotraitée

NOx
Oxyde d'azote

PAC
Pompe à chaleur

P2G
Power to Gas

PPE
Programmation Pluriannuelle de l'Energie

STEU
Station de traitement des eaux usées

Bibliographie

[1] Ministère de la Transition Ecologique, « Les émissions de gaz à effet de serre du secteur de l'industrie manufacturière, » 2021. [En ligne].

[2] Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire, « Stratégie Nationale Bas Carbone, » 2020.

[3] Allice, « Potentiel d'électrification des procédés thermiques industriels, » 2021.

[4] Ademe, « Étude Transition(s) 2050, » 2021.

[5] Ministère de la transition écologique, « Bilan énergétique de la France pour 2019, » 2021.

[6] Ademe, « Climat Air et Energie: Chiffres-Clés, » 2018.

[7] ATEE, « État des lieux des solutions de financement et de garantie de la performance énergétique dans l'industrie, » 2019.

[8] FFTB, « Rapport Développement Durable 2020, » 2020.

[9] World Steel Association, « Our indicators (environmental performance), » 2019. [En ligne].

[10] Fédération Française Tuiles & Briques, « Rapport de développement durable 2018, » 2019.

[11] Senat, « Rapport sur les enjeux de la filière sidérurgique dans la France du XXIe siècle : opportunité de croissance et de développement - Troisième partie, » 2019.

[12] Ademe, « Un mix de gaz 100 % renouvelable en 2050 ?, » 2018.

[13] Cegibat, « Le biométhane, définitions, principe et chiffres clés, » 2021. [En ligne].

[14] Ademe, « Les composés organiques volatils (COV), » 2018.

[15] Ademe, « Base Carbone, » 2020.

[16] ATEE, Club Pyro, « Fiches techniques sur la pyrogazéification, » 2020.

[17] Ademe, « Méthanisation - Fiche technique, » 2015.

[18] Afhypac, « Les données de base physico-chimiques sur l'hydrogène, » 2013.

[19] ATEE, « Position Paper de la filière « Injection de biométhane de synthèse » (issu de pyrogazéification), » 2018.

[20] Ademe, « Chiffres clés du parc d'unités de méthanisation en France au 1er janvier 2021, » 2021.

[21] SOLAGRO & ADEME, « Etude des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation, » 2013.

[22] Ademe, « Intégration des énergies renouvelables et de récupération dans l'industrie, » 2018.

[23] BERALMAR, Écrivain, Appareils de combustion à gaz - *Brûleurs pour fours et séchoirs céramiques.* [Performance].

[24] SSAB, « HYBRIT – Production d'acier sans énergie fossile, » [En ligne].

[25] ArcelorMittal, « ArcelorMittal Europe produira de l'acier vert à partir de 2020, » 2020. [En ligne].

[26] Interesting Engineering, « For the First Time Ever, Hydrogen Is Used to Power Commercial Steel Production, » 2020. [En ligne].

[27] Eco121, « ArcelorMittal se met au vert, » 2020. [En ligne]. Available: https://www.eco121.fr/arcelormittal-se-met-au-vert/.

[28] Ademe, « Traitement par oxydation thermique et oxydation catalytique, » 2014. [En ligne].

[29] VIG'HY, « L'observatoire de l'hydrogène, » 2021. [En ligne]. Available: https://vighy.france-hydrogene.org/cartographie-des-projets-et-stations/.

[30] GRDF, GRTgaz, Spegnn, SER, Teréga, « Panorama du gaz renouvelable en 2020, » 2020.

[31] France Hydrogène, « L'hydrogène en France édition 2020, » 2020.

[32] Gouvernement, « Programmation Plurinannuelle de l'énergie, » 2019.

[33] GRDF, « L'emploi dans la filière biogaz en France, » 2021.

[34] Smarter Climate policy Sandbag, « Tracking the EU ETS carbon market pirce day by day, » 2021. [En ligne]. Available: https://sandbag.be/index.php/carbon-price-viewer/. [Accès le 2021].

[35] Les Echos, « CO_2 : la tonne de carbone bat de nouveaux records, à plus de 65 euros ».

[36] Ademe, « Un mix de gaz 100 % renouvelable en 2050 ?, » 2018.

[37] Ademe, « Base Carbone, » [En ligne].

[38] Ministère de l'économie des finances et de la relance, « Présentation de la stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France, » 2020. [En ligne].

[39] Legifrance, « LOI n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets, » 2021. [En ligne]. Available: https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000043956924.

[40] CRE, « Délibération Numéro 2021-59, » 2021.

[41] ArcelorMittal, « ArcelorMittal Europe Produira de l'acier vert à partir de 2020, » 2020. [En ligne].

[42] Ministère de la transition écologique, « Chiffres clés de l'énergie édition 2020, » 2020.

[43] Gaz d'aujourd'hui, « Biométhane : le gouvernement ouvre une large concertation avec la filière, » 2020. [En ligne].

[44] Transitions, « Étude d'impact de la filière biogaz sur l'emploi en France de 2018 à 2030, » 2019.

[45] GRTgaz, S3D, « Fiche brique avale - pyrogazéification, » 2019.

[46] CEREN, ADEME, « Première analyse du potentiel technique d'électrification des procédés industriels thermiques par des technologies matures, » 2020.

ALLICE est l'alliance de référence pour la décarbonation de l'industrie. Réunissant plus de 130 membres issus de tous secteurs, ALLICE vise à accélérer la transition bas-carbone en rassemblant, en informant et en soutenant la filière décarbonation en Europe, dans une approche multisectorielle.

Alliance ALLICE

www.alliance-allice.com