

Hydrogène pour la neutralité climat : conditions de déploiement en France et en Europe

Ines Bouacida, Nicolas Berghmans (Iddri)

En parallèle des plans de relance de 2020, la Commission européenne, la France, l'Allemagne et d'autres États membres de l'Union européenne ont simultanément annoncé des stratégies ambitieuses de développement de l'hydrogène, représentant plus de 50 milliards d'euros d'investissements à l'horizon 2030. L'objectif étant, in fine, de contribuer à l'atteinte de la neutralité climat.

Cette *Étude* vise à identifier les principaux enjeux du développement des technologies de l'hydrogène, pour que celui-ci contribue effectivement à atteindre un système neutre en émissions de façon durable. En raison de sa relative basse efficacité énergétique qui affecte sa performance technique et climatique par rapport à des alternatives, il faut cibler en priorité la consommation d'hydrogène vers l'industrie (chimie, raffinerie, acier) et certains segments du transport de longue distance (aviation, maritime). Et le déploiement de l'infrastructure doit être étroitement lié aux modes de production choisis, au rôle de l'hydrogène dans le transport de poids lourds et aux stratégies d'approvisionnement d'hydrogène entre fourniture domestique ou importations.

MESSAGES CLÉS

La relative faible efficacité énergétique de l'hydrogène par rapport à d'autres vecteurs énergétiques indique qu'il n'a pas vocation à se substituer au méthane fossile (gaz naturel) dans le système énergétique. Néanmoins, il est utile pour la décarbonation de certains usages, en priorité dans l'industrie et le transport, et pourra jouer un rôle essentiel dans l'équilibrage et la sécurité du système électrique. Le développement rapide de ces nouveaux marchés suppose la diffusion de technologies, d'équipements et de systèmes d'approvisionnement radicalement nouveaux, dont le succès repose sur la mise en œuvre de politiques de soutien à la fois côté offre et demande.

Les besoins en infrastructures d'hydrogène à long terme dépendent de choix stratégiques en termes d'offre et de demande, notamment du rôle de l'hydrogène à base de méthane fossile et CCS, de l'utilisation de l'hydrogène pour la production d'électricité et le transport de poids lourds et des choix d'approvisionnement transfrontaliers en hydrogène et carburants dérivés.

Dans un système neutre en émissions, l'hydrogène doit être produit à partir d'électrolyse renouvelable ou nucléaire, tandis que l'hydrogène à base de méthane fossile et de capture et stockage de carbone (CCS) ne pourrait jouer un rôle dans une période de transition que s'il remplit des conditions climatiques et de viabilité économique non atteintes aujourd'hui. Le coût de l'hydrogène par électrolyse varie selon les gisements d'électricité qu'il mobilise. Même compte tenu des progrès technologiques attendus, il restera supérieur à long terme aux alternatives fossiles que l'hydrogène doit remplacer, mais offrira une solution économiquement viable dans les secteurs pour lesquels il n'existe pas ou peu d'alternative.

Les échanges transfrontaliers d'hydrogène peuvent être intéressants sur le plan économique, mais posent des enjeux de géopolitique d'approvisionnement énergétique, de spécialisation industrielle et de mise en place de normes de durabilité.

Hydrogène pour la neutralité climat : conditions de déploiement en France et en Europe

Ines Bouacida, Nicolas Berghmans (Iddri)

1. INTRODUCTION	5
2. CONDITIONS DE DÉPLOIEMENT DE L'HYDROGÈNE PAR CATÉGORIE D'USAGE	7
2.1. Des usages incontournables	10
2.2. Des usages avec des alternatives et pour lesquels le rôle de l'hydrogène est incertain	10
2.3. Des usages où il est peu probable que l'hydrogène joue un rôle significatif	12
3. PRODUCTION D'HYDROGÈNE POUR LA NEUTRALITÉ CLIMAT : DE FORTES CONTRAINTES	13
3.1. Quelle offre d'hydrogène à faible empreinte de gaz à effet de serre ?	14
3.2. L'hydrogène bleu : un enjeu de <i>timing</i>	16
3.3. Hydrogène par électrolyse : l'enjeu de l'accès à une électricité renouvelable ou nucléaire à faible coût	16
4. FACTEURS STRUCTURANTS DE L'INFRASTRUCTURE HYDROGÈNE A MOYEN ET LONG TERME ET IMPLICATIONS POUR LES INFRASTRUCTURES ÉNERGÉTIQUES	19
4.1. Des infrastructures de CO ₂ ou d'hydrogène de longue distance nécessaires en cas de développement de l'hydrogène bleu	20
4.2. L'évolution du mix électrique et les modes de production par électrolyse influenceront sur les besoins en infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène	20
4.3. Le transport routier de longue distance, un besoin diffus qui peut faire basculer le développement de l'infrastructure hydrogène	21
4.4. Une contribution des importations à l'approvisionnement qui justifierait des connexions transfrontalières	22
5. L'IMPORTATION D'HYDROGÈNE : DES ENJEUX ÉCONOMIQUES, INDUSTRIELS ET DE DURABILITÉ	22
5.1. Enjeux économiques des importations d'hydrogène et dérivés	23
5.2. Enjeux des chaînes de valeur industrielles et importations d'hydrogène	24
5.3. Enjeux environnementaux pour les importations d'hydrogène ou de produits dérivés d'hydrogène	24
6. CONCLUSION	25
RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES	27

LISTE DES FIGURES ET TABLEAUX

- 6 **Figure 1.** Carte des stratégies hydrogène nationales en Europe à date de décembre 2020. Source : Hydrogen Europe (2020)
- 7 **Figure 2.** Émissions de l'Union européenne par secteur dans un scénario pour atteindre la neutralité climat en 2050. Source : European Commission (2018a). Cette Figure ne tient pas compte du paquet Fit for 55 proposé en 2021.
- 9 **Figure 3.** Demande d'hydrogène hors secteur électrique en 2050 selon deux trajectoires pour l'hydrogène par RTE : référence et hydrogène +
- 14 **Figure 4.** Émissions de GES du cycle de vie de l'hydrogène bleu pris en compte dans cette analyse. Source : inspiré de Gorski et al. (2021).
- 15 **Figure 5.** Émissions de GES au cours de la production d'hydrogène bleu par SMR ou ATR.
- 17 **Figure 6.** Évolution du coût des électrolyseurs d'ici à 2050 selon un scénario optimiste ou conservateur, selon BNEF (2020), IRENA (2020) et IEA (2021b).
- 18 **Figure 7.** Coût de l'hydrogène par électrolyse et bleu ainsi que d'alternatives fossiles (pétrole, gaz naturel, hydrogène à partir de gaz naturel et charbon).
- 19 **Figure 8.** Zones « sans regret » pour une infrastructure hydrogène qui approvisionne la demande industrielle non-énergétique en hydrogène à 2050. Source : Agora Energiewende & AFRY Management Consulting (2021).
- 21 **Figure 9.** Coût du transport de l'hydrogène selon le volume transporté, la distance de transport et le moyen de transport.
- 23 **Figure 10.** Importations d'énergie dans l'UE en 2015, 2030 et 2050 selon différents scénarios. Adapté de European Commission (2018).
- 9 **Tableau 1.** Catégorisation des usages hydrogène pour la France inspirée de (Energy Transitions Commission, 2021a) et estimations provisoires des volumes de demande selon (RTE, 2020a, 2021a).
- 13 **Tableau 2.** Demande européenne d'hydrogène à l'horizon 2050 dans différentes études prospectives.

1. INTRODUCTION

L'année 2020 a vu un intérêt inédit pour les technologies hydrogène dans l'Union européenne (UE) et dans le monde, poussé par la publication de plusieurs stratégies de déploiement de l'hydrogène et de plans d'investissements pour les opérationnaliser. Ainsi, l'UE se fixe pour objectif de construire 40 GW d'électrolyseurs produisant 10 Mt d'hydrogène (333 TWh¹) à 2030, tandis que la France vise 6,5 GW d'électrolyseurs et 7,2 voire 9,1 milliards d'€ d'investissements publics d'ici à cette date (Elysée, 2021 ; European Commission, 2020 ; MTE, 2020). Ces stratégies font suite à des initiatives nationales plus modestes, comme le plan hydrogène lancé en 2018 en France, qui mobilisait 50 millions d'euros principalement pour soutenir des projets pilotes de production et d'utilisation d'hydrogène (MTES, 2018).

Dans l'UE, ces objectifs cumulés visent à installer plus de 27,8 GW d'électrolyseurs, soit 70 % de l'objectif européen pour 2030 tandis que six autres États membres préparent encore leurs propres stratégies (European Commission, 2020 ; Hydrogen Europe, 2020). Ces initiatives démontrent l'intérêt partagé sur le continent pour le développement d'une filière européenne de l'hydrogène (Figure 1). Plusieurs États membres européens ont annoncé leur participation à un Projet important d'intérêt européen commun (PIIEC) sur l'hydrogène pour en coordonner le développement technologique.

La concomitance avec la crise économique consécutive à la pandémie de Covid-19 et la volonté politique d'investir pour relancer l'économie européenne, matérialisée par l'adoption d'un plan de relance de l'Union européenne d'ampleur inédite (European Commission, 2021d) a permis de dégager des moyens financiers conséquents pour initier le développement de la filière. De nombreux États membres ont ainsi choisi d'inclure l'hydrogène dans les priorités du plan de relance qu'ils ont présentées à l'UE, contribuant ainsi à l'atteinte du critère de 37 % des dépenses dédiés à l'action climatique.

Les stratégies hydrogène nationales diffèrent sur certains aspects, en particulier sur le type d'hydrogène soutenu – par électrolyse avec de l'électricité renouvelable ou nucléaire, ou uniquement renouvelable, éventuellement bleu –, l'inclusion de projets d'importation d'hydrogène d'autres zones géographiques ou d'exportation vers d'autres pays européens et le développement d'une infrastructure de transport d'hydrogène. La capacité à rendre compatibles entre elles ces visions nationales émergentes, dans l'objectif de construire une filière hydrogène compétitive et compatible avec la protection du climat, sera un des défis clés des stratégies dans l'UE.

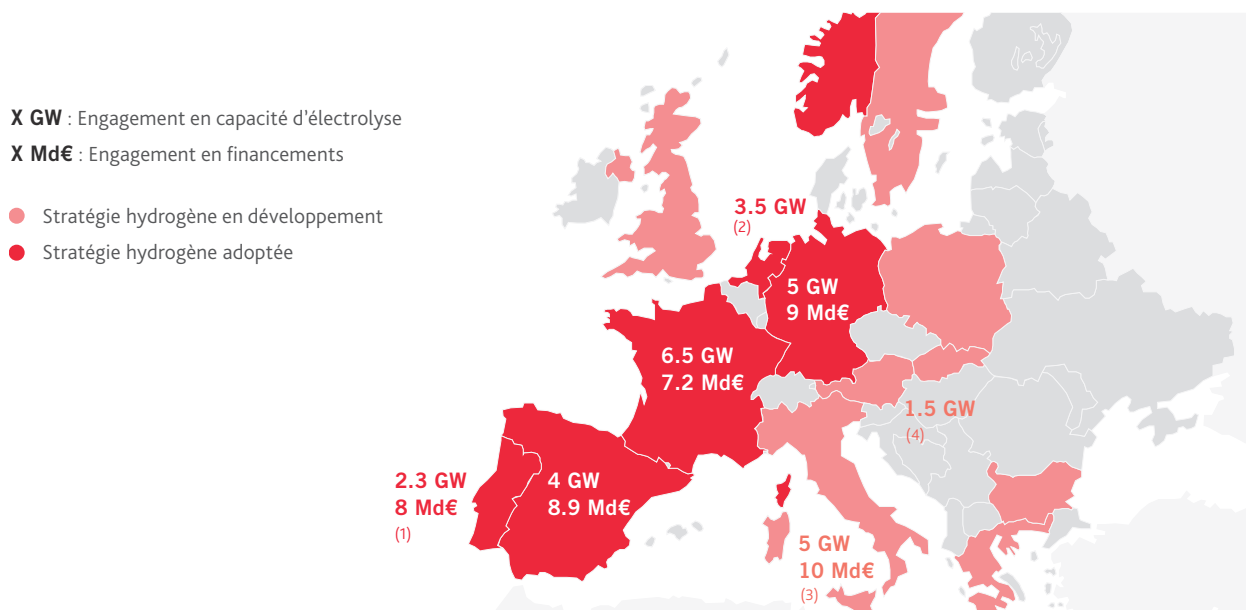
Ces plans d'investissements s'inscrivent dans le contexte des stratégies pour atteindre la neutralité climat dans l'UE à l'horizon 2050, qui parient sur l'hydrogène comme la meilleure option pour la décarbonation de certains secteurs clés. Pour l'UE, cela s'ajoute à l'intérêt perçu que l'hydrogène pourrait contribuer à diminuer la dépendance européenne aux importations d'énergie en remplaçant un certain nombre de vecteurs énergétiques fossiles (méthane fossile, charbon et produits pétroliers) s'il est produit domestiquement, mais aussi que le déploiement des technologies hydrogène ouvre l'opportunité aux acteurs européens de devenir des leaders industriels pour des technologies qui seraient clés pour la réduction durable des émissions dans le monde entier (IEA, 2021b).

Le déploiement d'une nouvelle filière énergétique tout en s'assurant qu'elle contribue bien à la décarbonation du système énergétique de façon soutenable constitue néanmoins un enjeu industriel de taille. Côté demande, beaucoup d'usages visés par les plans hydrogène (industrie et transport lourd) n'utilisent à ce jour que très peu voire pas du tout d'hydrogène ni même de méthane fossile. Côté offre, la production actuelle d'hydrogène dans le monde (hors co-production) est très carbonée puisqu'essentiellement issue de vaporeformage du méthane et de gazéification du charbon.

Pour définir une stratégie industrielle de développement de l'hydrogène compatible avec la décarbonation du système énergétique, la question des usages dans lesquels déployer l'hydrogène est fondamentale. L'hydrogène comme vecteur énergétique est relativement peu efficace si l'on considère toute sa chaîne de production et d'utilisation, et son potentiel

¹ En comptant le contenu énergétique de l'hydrogène en pouvoir calorifique inférieur. Cette convention est gardée tout au long de l'étude.

FIGURE 1. Carte des stratégies hydrogène nationales en Europe à date de décembre 2020



Les chiffres pour l'Espagne et l'Italie font référence aux investissements mobilisés alors que ceux pour la France font référence à des dépenses de fonds publics.

1. La cible pour l'électrolyse est de 2-2,5 GW et l'investissement total mobilisé est de 7-9 milliards, y compris 1 milliard de fonds publics.

2. La cible d'électrolyse est de 3-4 GW.

3. Chiffres selon les Lignes Directrices provisoires de la Stratégie Nationale pour l'Hydrogène.

4. La version provisoire de la stratégie fait référence à une cible d'électrolyse de 1-2 GW.

Source : Hydrogen Europe (2020).

de production est limité par les ressources en électricité bas-carbone ou la disponibilité de stockage géologique de CO₂, ce qui souligne l'importance de déployer l'hydrogène en priorité dans les secteurs qui en ont le plus besoin pour diminuer leurs émissions. L'hydrogène pour ces usages doit en outre avoir une faible empreinte carbone en cycle de vie, par électrolyse de l'eau ou *via* la combinaison de technologies de séquestration du carbone au reformage du méthane.

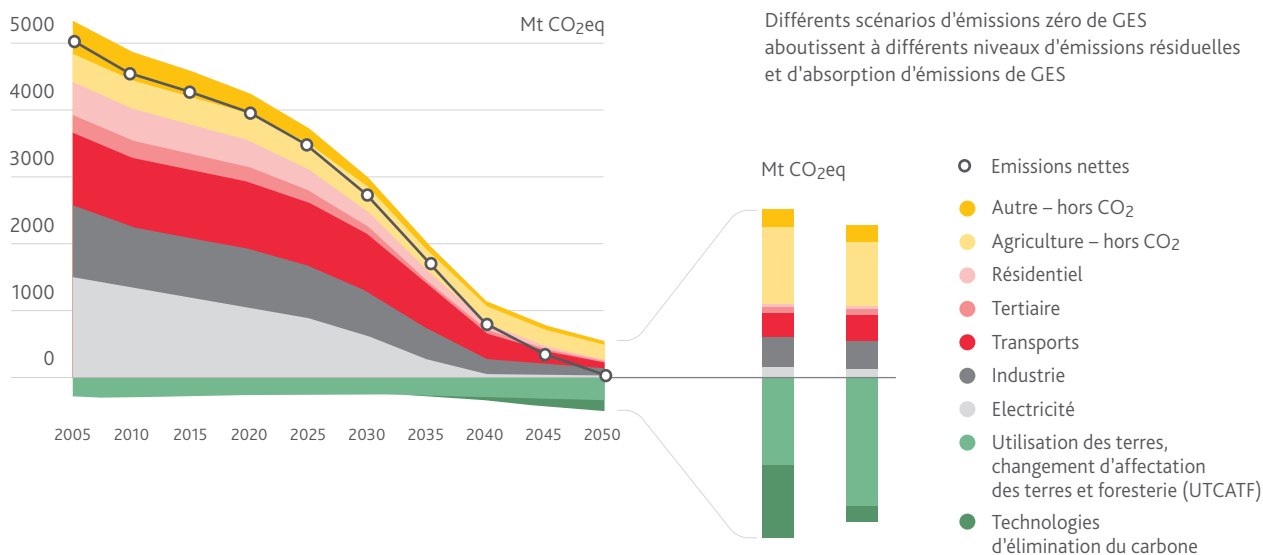
Cette étude vise à identifier les principales conditions de développement d'une filière hydrogène en France et en Europe. Elle propose d'explorer les principaux enjeux de demande d'hydrogène (Section 2), puis ceux côté offre (Section 3), les paramètres structurants des infrastructures de transport et de stockage de l'hydrogène (Section 4), et enfin les questions que des importations d'hydrogène soulèveraient (Section 5), et s'attache à mettre les objectifs de déploiement de l'hydrogène en perspective avec les autres transformations nécessaires pour la transition énergétique.

L'attrait récent pour l'hydrogène est à lier directement au renforcement des objectifs climatiques en Europe et dans le monde. À la suite de l'adoption de l'Accord de Paris et son objectif de limitation du réchauffement climatique à moins de 2°C pour tendre vers 1.5°C, l'Union européenne a décidé de viser la neutralité climat d'ici 2050 (European Commission, 2018a). Cet objectif implique une accélération rapide de la réduction de ses émissions de gaz à effet de serre et a lancé une discussion

politique et législative encore en cours sur le renforcement de l'objectif pour 2030 de réduction des émissions par rapport à 1990 de 40 % à au moins 55 %, qui implique une diminution accélérée des émissions (Figure 2). L'adoption en particulier d'objectifs de neutralité climatique a permis de mettre à l'agenda la question de la décarbonation de secteurs réputés difficiles à décarboner comme l'industrie lourde (Waisman *et al.*, 2021).

C'est dans ce contexte que le développement d'une filière hydrogène apparaît comme une solution. En tant que vecteur énergétique et réactif chimique, l'hydrogène présente plusieurs atouts pour le système énergétique, qui sont en réalité communs à plusieurs molécules : la possibilité de le stocker sous forme gazeuse ou liquide et sa relative grande densité énergétique en termes de masse, même si sa faible densité volumique et les forts potentiels de fuite posent des défis (IEA, 2019b). Puisqu'il est possible de le produire à l'aide de procédés potentiellement peu émetteurs, par électrolyse ou à partir de méthane fossile couplé à du captage et stockage (CCS) du CO₂, et qu'il n'émet pas de CO₂ lors de sa combustion, l'hydrogène présente une opportunité pour les applications énergétiques qui ne peuvent se passer de molécules et pour certaines réactions chimiques industrielles.

Développer la production d'un hydrogène à faible empreinte carbone pourrait donc permettre de décarboner durablement les usages existants d'hydrogène (à base de carburants fossiles sans CCS), dont la demande s'élève aujourd'hui à 340 TWh/an en Europe, soit 10 Mt (Agora Energiewende & Guidehouse,

FIGURE 2. Émissions de l'Union européenne par secteur dans un scénario pour atteindre la neutralité climat en 2050

Source : European Commission (2018a). Cette Figure ne tient pas compte du paquet Fit for 55 proposé en 2021.

2021). D'autre part, cet hydrogène pourrait servir à développer de nouveaux procédés industriels moins intensifs en carbone, par exemple pour la fabrication d'acier (IEA, 2019b). Enfin, la possibilité de stocker l'hydrogène sous forme gazeuse ou liquide pourrait être mise à profit dans le transport de longue distance ou pour produire de l'électricité en complément des énergies renouvelables variables lors des périodes où la demande excéderait l'offre. On envisage en particulier un rôle déterminant pour l'hydrogène comme moyen de stockage inter-saisonnier à l'horizon post-2035 et de flexibilisation de la consommation pour équilibrer l'offre et la demande d'électricité tout au long de l'année, en particulier dans des systèmes à forte part d'énergie renouvelable variable (RTE, 2021a).

2. CONDITIONS DE DÉPLOIEMENT DE L'HYDROGÈNE PAR CATÉGORIE D'USAGE

Étant donné la faible efficacité de l'hydrogène lorsqu'on considère sa chaîne énergétique et les transformations industrielles importantes souvent associées à son adoption dans les usages finaux, il convient d'identifier les degrés de priorité de ses utilisations possibles. L'hydrogène ne réduirait les émissions des usages finaux qu'à condition que sa production soit soutenable climatiquement et si son offre est suffisante et économiquement abordable ; ces enjeux sont explicités en Section 3.

La maîtrise de la demande est un pré-requis pour un déploiement de l'hydrogène pour la décarbonation à moindre coût. Dans son rapport *Net Zero by 2050*, l'Agence internationale de

l'énergie (AIE) indique que sans des mesures de maîtrise de la demande, dont une partie est réalisée en orientant la consommation vers l'électricité, la demande en 2050 serait 90 % plus élevée que dans le scénario net zéro (IEA, 2021b).

Pour atteindre ces objectifs, le rythme de mise en œuvre de ces mesures doit s'accélérer, par exemple via l'adoption de véhicules électriques plutôt que thermiques et l'amélioration de la récupération de chaleur dans l'industrie (IEA, 2021b). Au niveau européen et en France, les progrès déjà réalisés sont également insuffisants et les efforts doivent s'intensifier pour atteindre la neutralité climat (European Commission, 2018b ; MTES, 2019 ; Rosenow *et al.*, 2017).

Si l'hydrogène est déployé dans de nouveaux usages sans des efforts d'efficacité énergétique, le risque est que les besoins en hydrogène soient plus conséquents que prévu et qu'ils appellent à mobiliser des gisements plus chers même pour les usages « incontournables » pour la neutralité (voir Section 3.3). Cela signifie qu'une demande énergétique très élevée pourrait donner lieu à un rôle de l'hydrogène plus circonscrit.

Dans quelle mesure l'hydrogène est-il indispensable ? Pour de nombreux usages, l'hydrogène et d'autres molécules sont substituables : l'hydrogène est une molécule dont le bilan de gaz à effet de serre (GES) peut être bas (voir Section 3.1), mais il en existe d'autres : biogaz et biométhane, méthane de synthèse, ammoniac, méthane fossile couplé à du CCS pour les vecteurs gazeux, biocarburants et carburants synthétiques pour les vecteurs liquides utilisés dans les transports (voir Encadré). Cette dynamique est visible dans les deux trajectoires hydrogène développées par RTE. Dans la trajectoire « hydrogène + », l'augmentation de la consommation d'hydrogène par rapport à la trajectoire de référence a lieu principalement aux dépens des

vecteurs issus de la biomasse (biomasse solide, biocarburants et biogaz) (RTE, 2020a). Dans son analyse des trajectoires de consommation hydrogène en Allemagne à 2050, l'institut Fraunhofer IEE note également que le niveau de demande dépend de la part de biomasse dans le mix (Gerhardt *et al.*, 2020).

Cela signifie que le déploiement de l'hydrogène est inversement dépendant de l'adoption d'autres molécules à faible bilan de GES, par exemple le biométhane en France. Or, comme pour l'hydrogène, le potentiel de ces dernières est limité par des contraintes biophysiques ou techno-économiques dont l'évolution est incertaine. Pour bien estimer le développement de l'hydrogène, il est donc important de considérer aussi les enjeux associés aux autres molécules.

- Le biométhane peut être moins coûteux que l'hydrogène selon l'électricité utilisée (objectif de 60 €/MWh pour le biométhane injecté en France à l'horizon 2028), mais son potentiel est fortement limité par des contraintes biophysiques et la production de biomasse est en concurrence avec d'autres usages des terres (European Commission, 2018b). Ces facteurs limitent également le potentiel des biocarburants liquides.
- L'utilisation du méthane de synthèse est contrainte par des conditions économiques : le processus de production *via* le procédé *power-to-hydrogen-to-methane* est très peu efficace énergétiquement (Agora Verkehrswende *et al.*, 2018), ce qui suggère qu'il sera en forte compétition avec d'autres vecteurs à faible bilan de GES sur la plupart des usages. Par rapport à l'hydrogène, le méthane de synthèse a l'avantage de ne pas nécessiter d'adaptation des infrastructures de transport et d'usage aval pour les usages existants du méthane fossile. Il pourrait en théorie être intéressant pour les usages diffus pour lesquels une infrastructure de transport hydrogène ne serait pas économique (e.g. bâtiments). Les carburants de synthèse subissent les mêmes contraintes, et ne seraient une solution que sur certains segments du transport qui n'ont pas d'alternatives suffisamment abondantes (aviation et maritime notamment) (Ueckerdt *et al.*, 2021). En outre, pour diminuer les émissions, les vecteurs de synthèse ne pourraient utiliser que du CO₂ issu de captage direct dans l'air (DAC, en anglais) ou de biomasse produite durablement, une technologie encore peu développée et dont les conditions économiques sont incertaines (Transport & Environment & E4Tech, 2021).
- L'ammoniac est plus facile à stocker que l'hydrogène et peut s'appuyer sur l'infrastructure de transport et de stockage existante, notamment au niveau des ports. S'il a l'avantage par rapport aux autres molécules de ne pas être carboné, la nécessité d'adapter les usages aval et le fait qu'il soit subordonné aux ressources en hydrogène limite son utilisation (International Transport Forum - OECD, 2018). Il pourrait notamment être utile dans le secteur maritime.

Outre les facteurs propres à un vecteur en particulier, le développement respectif des molécules à faible bilan de GES est soumis à des dynamiques de dépendance de sentier par secteur et de construction de filière. C'est particulièrement le cas pour le

ENCADRÉ : DÉFINITIONS DES MOLÉCULES À POTENTIEL FAIBLE BILAN DE GES

Biogaz/biométhane. Le biogaz est un vecteur gazeux, constitué principalement de méthane (CH₄) et de dioxyde de carbone (CO₂) issu de la dégradation de matière organique, qui peut être utilisé directement, par exemple pour la production d'électricité, mais qui est souvent purifié ; le CO₂ est alors extrait du biogaz pour former du biométhane.

Méthane de synthèse. Ce type de méthane (CH₄) est produit grâce au processus de méthanation à partir d'hydrogène et de CO₂ d'origine industrielle, de purification du biogaz ou directement capté dans l'air.

Hydrogène. L'hydrogène (H₂) est un gaz produit à partir de carburants fossiles (notamment le méthane fossile en Europe) ou d'électrolyse de l'eau. Il peut souvent, mais pas systématiquement, être utilisé dans les mêmes procédés que le méthane sur le plan technique.

Ammoniac. L'ammoniac (NH₃), produit à partir d'hydrogène et d'azote de l'air, sert dans l'industrie chimique, notamment pour la fabrication de fertilisants. Il peut également être utilisé comme vecteur énergétique, notamment comme carburant dans le secteur des transports, ou comme combustible dans les centrales électriques et certains fours industriels. Il n'émet pas de CO₂ à la combustion.

Biocarburants liquides. Ces carburants liquides à base de matière organique sont aujourd'hui généralement incorporés en minorité aux carburants fossiles (essence et gazole).

Carburants liquides synthétiques. Produits à base d'hydrogène et de CO₂ *via* le procédé Fischer-Tropsch pour le gazole, l'essence et le kérosène synthétiques et par synthèse pour le méthanol. Ces carburants sont caractérisés par une efficacité énergétique très faible dans les moteurs de véhicules comparée aux batteries et aux piles à combustible, ce qui suggère que leur utilisation sera limitée aux applications sans alternative (aviation, transport maritime) (Agora Verkehrswende *et al.*, 2018 ; Ueckerdt *et al.*, 2021).

secteur du transport (voir Section 2.2).

Des estimations plus certaines de demande en hydrogène ne pourront être formulées tant que certaines des incertitudes entourant le déploiement des molécules à potentiellement faible bilan de GES, telles que le coût de la technologie DAC, ne sont pas levées. Cela souligne l'importance pour les estimations d'évolution de la filière hydrogène de préciser les hypothèses retenues pour les autres molécules, et *vice versa*.

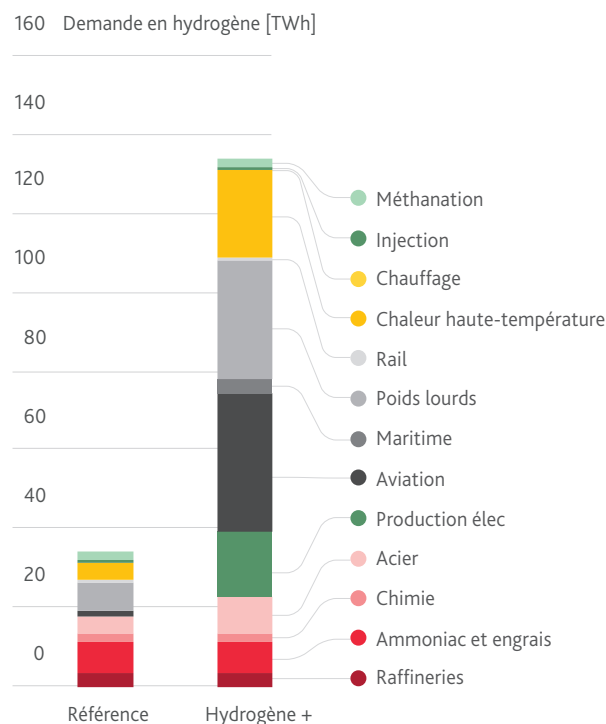
Plusieurs études proposent des classifications des usages de l'hydrogène par niveau de priorité et selon leur opportunité

TABLEAU 1. Catégorisation des usages hydrogène pour la France inspirée de (Energy Transitions Commission, 2021a) et estimations provisoires des volumes de demande selon (RTE, 2020a, 2021a).

Type d'usage (ETC, 2021)	Usage	Maturité (ETC, 2021)	Certitude (ETC, 2021)	Niveau de demande en France en 2050 Selon trajectoire RTE « référence » (SNBC) et « hydrogène + »*
Usages existants et compatibles avec la neutralité climat	Raffineries	haute	haute	Raffinage : 3 TWh
	Ammoniac			Ammoniac et engrais : 8 TWh
	Méthanol			Chimie : 2 TWh
Usages potentiellement de grande échelle à long terme, mais avec des délais de déploiement significatifs	Acier	basse	haute	Acier : 5-10 TWh
	Aviation			Aviation : 1-35 TWh
	Maritime			Maritime : 0-4 TWh
	Stockage d'électricité			Production élec. : entre 0 et 15 TWh selon le mix électrique
Usages techniquement possibles, mais pour lesquels l'avantage comparatif de l'hydrogène est incertain	Poids lourds (PL)	basse	moyenne-basse	PL : 7-30 TWh
	Chaleur HT			Chaleur HT : 4-22 TWh
	Chauffage bâtiments			Chauffage : 0 TWh
	Plastiques			Plastiques : ?
	Rail			Rail : 1 TWh
Usages potentiels à court terme et de manière transitionnelle	Injection en mélange	moyenne	basse	Injection : 1 TWh
	Production élec. en cogénération avec du méthane fossile			Méthanation : 2 TWh
				Total : 34-143 TWh

* Quand une seule valeur est donnée pour un usage, elle est identique dans les deux trajectoires. Ces valeurs de consommation n'incluent pas la coproduction d'hydrogène.

FIGURE 3. Demande d'hydrogène hors secteur électrique en 2050 selon deux trajectoires pour l'hydrogène par RTE : référence et hydrogène +



Source : RTE (2020b, 2021a).

techno-économique (Agora Energiewende & Guidehouse, 2021 ; Energy Transitions Commission, 2021a ; McWilliams & Zachmann, 2021 ; Ueckerdt *et al.*, 2021)².

Cette étude propose une catégorisation des usages adaptée au cas français qui s'inspire de celle proposée par la coalition d'acteurs de la transition énergétique *Energy Transitions Commission* (Energy Transitions Commission, 2021a). Ces derniers proposent une classification des usages hydrogène selon deux paramètres : la maturité (paramètre combinant maturité technologique, compétitivité économique et facilité d'un secteur à utiliser de l'hydrogène par électrolyse ou bleu), et le niveau de confiance dans le rôle que l'hydrogène peut jouer (niveau de certitude). Elle aboutit à quatre catégories représentées dans le Tableau 1, illustrées par deux trajectoires hydrogène développées par RTE à 2050 (Figure 3).

Il paraît évident que malgré son rôle clé pour la décarbonation de certains usages, l'hydrogène n'est pas amené à remplacer le méthane fossile dans le système énergétique, ce qui conforte les conclusions d'une précédente étude Iddri (Bouacida & Berghmans, 2021). Nombre d'usages envisagés pour l'hydrogène ne sont pas aujourd'hui consommateurs de méthane et les volumes considérés pour l'hydrogène à long terme sont bien inférieurs à la demande actuelle de méthane. Au niveau européen, les études existantes situent la demande d'hydrogène en 2050 entre environ 300 et 3 000 TWh de demande (Tableau 2) ; alors que la demande en méthane fossile est d'environ 3 000 TWh aujourd'hui (IEA, 2019a).

L'objectif de cette section est de discuter des conditions technico-économiques – outre la baisse des coûts de production –,

² Voir aussi l'échelle de l'hydrogène propre de Liebreich Associates (Editors of The Economist's, 2021).

industrielles et sociétales pour le développement des usages hydrogène selon leur degré de priorité, sur la base de la catégorisation des usages proposée dans le **Tableau 1**, et de fournir des éléments de contexte du déploiement des technologies hydrogène entamé en France et dans l'UE. Nous distinguons trois types d'usage.

2.1. Des usages incontournables

Les usages incontournables de l'hydrogène se définissent par l'absence d'alternatives suffisamment basses en émissions pour être compatibles avec la neutralité et qui peuvent couvrir tous les besoins, ce qui suggère que, sur ces segments, l'hydrogène bleu ou par électrolyse pourrait avoir une bonne compétitivité économique par rapport à d'autres vecteurs, malgré un coût de l'hydrogène plus élevé que ses alternatives fossiles.

Ces usages se trouvent dans l'industrie et dans le transport de longue distance :

- **Usages existants (industriels)** et pour lesquels la demande subsistera dans un système neutre en émissions : fabrication d'ammoniac, raffineries, méthanol. Le volume de demande pour les raffineries et l'ammoniac dépend d'autres orientations stratégiques dans la transition vers un système qui respecte les limites planétaires. L'ammoniac est utilisée à 90 % pour la fabrication de fertilisants azotés synthétiques (Material Economics, 2019), dont l'usage doit être limité pour préserver le cycle de l'azote (Poux & Aubert, 2018) ; tandis que les raffineries seraient maintenues pour la transformation des biocarburants, dont le déploiement dépend de choix d'utilisation des ressources en biomasse.
- Autres usages pour lesquels les technologies ne sont pas encore commercialisables, mais qui pourraient consommer de grands volumes dans un système neutre en émissions : **l'acier, le transport aérien et maritime**. Pour le transport aérien et maritime, la biomasse est une alternative potentiellement compatible avec la neutralité climat sous forme de biocarburant. Néanmoins, le potentiel de biomasse durable est limité par des facteurs biophysiques et des conflits d'usage (voir supra). Plusieurs études soulignent ainsi que les carburants dérivés de l'hydrogène représentent une option plus efficace en termes d'occupation des sols pour le transport maritime et l'aviation à long terme, même si les biocarburants peuvent participer à la décarbonation de ces secteurs, en particulier dans une période transitoire (Gray *et al.*, 2021 ; Transport & Environment, 2018b). Ces considérations motivent l'inclusion du transport maritime et aérien dans la catégorie « usages incontournables ». Le rôle de l'hydrogène pur serait probablement limité compte tenu de sa faible densité volumique, mais ses dérivés (notamment kérosène synthétique et ammoniac) pourraient être consommés (Clean Sky & FCH, 2020 ; Dincer & Acar, 2016 ; Gray *et al.*, 2021 ; Hansson *et al.*, 2020). Il est également important de souligner que pour ces deux secteurs, le levier principal de réduction des émissions est la diminution du trafic (Sharmina *et al.*, 2021 ; Transport & Environment, 2018b).

Une étude du CISL et d'Agora Energiewende suggère que la « prime verte » payée par les consommateurs au niveau des produits finaux décarbonés serait assez modeste pour de nombreux produits, par exemple +1 % pour une voiture fabriquée avec de l'acier « vert », soit avec de l'hydrogène pur pour la réduction directe du minerai de fer, ce qui suggère que le coût additionnel est supportable pour les consommateurs (CISL & Agora Energiewende, 2021). Néanmoins, l'utilisation de l'hydrogène bleu ou par électrolyse soulève la question de la compétitivité à l'échelle internationale des produits finaux (y compris des carburants de synthèse), qui est discutée plus en détail dans la Section 5.

Il est important pour les politiques publiques de soutenir le développement des usages incontournables pour atteindre la neutralité climat. Pour certains d'entre eux, des efforts supplémentaires de recherche et développement sont nécessaires, notamment pour l'acier et le transport aérien et maritime.

Les usages matériau de l'hydrogène dans l'industrie sont un axe central des stratégies hydrogène européennes. Côté français, l'accent est mis sur les usages existants de l'hydrogène, avec d'autre part des financements de recherche et développement pour les usages dans l'industrie de l'acier et pour la fabrication de carburants liquides. Au niveau européen, des projets pilote utilisant de l'hydrogène pour la fabrication d'acier sont en cours, comme celui d'Arcelor Mittal en Allemagne ou l'initiative HYBRIT en Suède ; le projet H2 Green Steel en Suède projette l'ouverture d'une usine d'acier à l'échelle commerciale à horizon 2024.

2.2. Des usages avec des alternatives et pour lesquels le rôle de l'hydrogène est incertain

Il existe plusieurs usages énergétiques pour lesquels le rôle de l'hydrogène est très incertain sur les plans techno-économique, politique et industriel : des alternatives existent, mais l'hydrogène serait nécessaire pour couvrir une partie de la demande.

Transport lourd de route (poids lourds et bus). Sur ce segment, les véhicules électriques à batterie et à pile à combustible sont en concurrence forte au niveau technico-économique. Comme pour le transport aérien et maritime, le biométhane pourrait jouer un rôle à condition que la biomasse soit sourcée de manière durable, mais cette option est limitée en volume compte tenu des contraintes sur la biomasse (voir supra). Les autoroutes à caténaire pourraient aussi être une option en complément d'autres solutions pour les trajets hors autoroutes équipées (Jöhrens *et al.*, 2020 ; Wietschel *et al.*, 2019). Les poids lourds à batterie sont significativement plus efficaces énergétiquement et moins chers à l'achat et à l'entretien (Transport & Environment, 2018a). Néanmoins, la plus longue autonomie, un bilan matériau éventuellement moins lourd et le temps de recharge plus court des véhicules utilisant une pile à combustible pourraient leur donner un avantage (Correa *et al.*, 2017 ; European Hydrogen Backbone, 2021). Ainsi, dans son scénario *Net Zero 2050*, l'AIE indique que le paramètre définissant le choix de technologie de propulsion pour les poids lourds en 2050 est la

distance quotidienne parcourue, et voit une plus grande pénétration des véhicules à piles à combustible à partir de 400 km/jour et la chute de la pénétration des véhicules à batterie au-delà de 500 km/jour (IEA, 2021b). Plusieurs constructeurs automobiles, tels que Mercedes et Renault, ont annoncé débiter leur production en série de poids lourds à batterie à autonomie de 300 à 400 km (Transport & Environment, 2021) ; certains constructeurs développent également des modèles de camions à pile à combustible (Hyundai).

Il est possible d'identifier plusieurs facteurs clés déterminant les parts de marché de l'une et l'autre solutions :

- **Coût du carburant.** La baisse du coût total de possession des véhicules à hydrogène est en partie conditionnée par les baisses de coût de l'hydrogène fabriqué par électrolyse (Moultak *et al.*, 2017), qui représentent un enjeu industriel important (voir Section 3.3). En outre, le coût des stations peut représenter la moitié du coût de l'hydrogène à la pompe (Cihlar *et al.*, 2020) ; cette proportion est fortement dépendante du débit des stations et donc du dimensionnement de parc de véhicules à hydrogène (Reddi *et al.*, 2017).
- **Dépendance de sentier.** Dans le secteur des transports, les dépendances de sentier sont particulièrement fortes, notamment parce que les flottes nécessitent des investissements importants dans des infrastructures de recharge (éventuellement rapide pour les véhicules à batterie) et d'avitaillement.
- **Construction de filière industrielle.** La formation de capacités de production de véhicules à batterie ou à pile à combustible est un pré-requis au déploiement des technologies. Aujourd'hui, il n'existe pas de production à grande échelle de poids lourds à hydrogène ou à batterie ; néanmoins, la filière batterie pour poids lourds peut bénéficier de synergies avec son homologue pour les véhicules légers. Les dynamiques au niveau des territoires seront clés : des investissements locaux en faveur d'écosystèmes d'innovation et industriels autour de l'hydrogène pourraient orienter les filières industrielles à un stade précoce.

Ces trois facteurs sont largement tributaires des politiques de déploiement des technologies et montrent leur influence sur la composition des flottes à long terme. À un stade précoce de déploiement, les stratégies politiques de long terme sont fondamentales pour définir les conditions techno-économiques des concurrences entre technologies (Roehrl & Riahi, 2000). Comment définir des politiques publiques pour la décarbonation du transport de poids lourds compte tenu des incertitudes techno-économiques ?

Il semble relativement certain que les poids lourds faisant des distances régionales (inférieures à environ 400 km/jour) pourraient utiliser une motorisation à batterie, ce qui correspond à 62 % de l'activité des poids lourds dans l'UE (en termes de tonnes-kilomètre) (Transport & Environment, 2020). Il paraît stratégique d'encourager l'adoption de motorisations à batterie pour ce type de poids lourds, étant donné que la filière pourrait s'appuyer à la fois sur les progrès industriels et sur l'infrastructure de recharge permis par la massification des véhicules légers

à batterie. En incluant les poids lourds effectuant des trajets jusqu'à 800 km/jour, qui représentent près de 80 % de l'activité dans l'UE, ce segment augmente encore (Transport & Environment, 2020).

Pour les poids lourds ayant besoin de plus longues autonomies (>400 km), la période jusqu'à la prochaine Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) est encore une phase d'expérimentation durant laquelle il convient d'étudier les conditions de déploiement, l'acceptabilité, le financement de l'une et l'autre technologie et d'évaluer la progression des filières. À cet égard, des leçons pourront être tirées de l'expérience des projets financés par l'appel à projets « écosystèmes territoriaux hydrogène » de l'Ademe (Ademe, 2021). Dans cette phase, il convient de ne pas lancer le financement d'infrastructures d'hydrogène à grande échelle pour éviter les coûts échoués si les poids lourds venaient à utiliser principalement de l'électricité, éventuellement en privilégiant les projets de poids lourds situés à proximité de *clusters* de demande industrielle (voir Section 4).

Les projets pilote lancés en France dans le secteur de la mobilité se sont concentrés sur les bus plutôt que sur les camions lors des premiers appels à projets en 2018, mais le financement de poids lourds de marchandises est prévu pour les prochaines années, tandis que l'offre de véhicules à l'échelle commerciale se développe (Ademe, 2021 ; Ademe & MTES, 2019 ; Afhyac, 2021).

Les estimations de demande en hydrogène dans le transport lourd de route varient largement entre études. Dans ses deux trajectoires hydrogène, RTE estime la demande des poids lourds en 2050 à respectivement 8 TWh dans la trajectoire de référence, soit 7 % du parc des poids lourds, et 30 TWh dans le scénario « hydrogène + », soit la moitié du parc des camions et 20 % des transports régionaux et urbains (RTE, 2020a).

Chaleur haute température dans l'industrie. L'industrie représentait 19 % des émissions de CO₂ françaises en 2018 (Haut Conseil pour le climat, 2021), dont près des deux tiers sont dus à la consommation de chaleur (MTES, 2020). Les solutions pour décarboner la chaleur industrielle, outre l'efficacité énergétique et des matériaux, sont le report vers des solutions électriques, l'utilisation de carburants alternatifs tels que la biomasse sous forme solide ou gazeuse ou l'hydrogène, et enfin le captage et stockage du carbone (CCS) (Bataille *et al.*, 2018 ; Energy Transition Commission, 2021b). L'utilisation de la biomasse (éventuellement sous forme de biométhane) et du CCS est assez contrainte (voir supra), ce qui explique par exemple pourquoi malgré un fort potentiel technique, la biomasse ne fournit qu'une minorité de la chaleur industrielle dans le scénario *Net Zero 2050* de l'AIE et dans les scénarios européens de décarbonation (IEA, 2021b ; Lenz *et al.*, 2020 ; Tsiropoulos *et al.*, 2020).

Là aussi, le rôle de l'hydrogène sera en grande partie défini par sa concurrence avec l'électricité (Tsiropoulos *et al.*, 2020). Les technologies électriques peuvent fournir l'énergie nécessaire pour tous les niveaux de température, grâce notamment aux pompes à chaleur, mais aussi à d'autres technologies telles que les fours à arc électrique (Madeddu *et al.*, 2020). Le niveau d'efficacité énergétique de l'hydrogène et celui de l'électricité pour ces processus sont dans des intervalles similaires quand

la température demandée est au-dessus de 1 000°C (Agora Energiewende & AFRY Management Consulting, 2021). Comme pour les poids lourds, il semble que les cinq prochaines années constituent une phase transitoire où les conditions techno-économiques et de mise en œuvre de l'électricité et de l'hydrogène doivent être étudiées et expérimentées. Dans l'industrie, il paraît stratégique de tester l'utilisation de l'hydrogène en priorité dans les zones géographiques où l'hydrogène est déjà consommé et les technologies pour le produire de manière durable sont en cours de déploiement, tels que les *clusters* englobant des industries sidérurgiques et chimiques, pour tirer parti d'un approvisionnement mutualisé.

Production d'électricité thermique. Outre son rôle de vecteur énergétique et de réactif chimique, l'hydrogène pourrait contribuer à gérer l'équilibre offre-demande d'électricité, dans la période après 2035 pour le cas français selon RTE, à la fois en absorbant l'électricité excédentaire renouvelable et nucléaire, et comme combustible dans des centrales thermiques quand la production de renouvelables variables est faible et/ou quand la demande est forte (Bossmann *et al.*, 2018 ; Energy Transitions Commission, 2021a ; RTE, 2021c). Le déploiement de l'hydrogène pour la flexibilité dépend des orientations du mix électrique (notamment la part du renouvelable variable) et l'adoption d'autres solutions de flexibilité, entre autres les technologies de réponse de la demande, la production thermique par biomasse et les stations de transfert d'énergie par pompage (Bossmann *et al.*, 2018 ; Child *et al.*, 2019 ; RTE, 2021a). Un autre paramètre important serait la présence d'une infrastructure de transport et de stockage d'hydrogène relativement développée sur le territoire (voir Section 4.2)

Les besoins de flexibilité en France sont *a priori* limités à l'horizon 2035, mais deviendraient plus importants à long terme. Les capacités de production thermique décarbonée utilisant du biogaz, du biométhane ou de l'hydrogène auraient alors un rôle à jouer quel que soit le scénario, même si les volumes de combustible correspondant sont faibles. Cela est particulièrement le cas dans les scénarios sans nouveau nucléaire et à forte proportion de renouvelable variable. Les besoins en hydrogène seraient alors faibles en termes de volume, mais correspondraient à des capacités de production relativement grandes. Entre 20 et 30 GW de génération thermique décarbonée sont nécessaires dans les scénarios sans nouveau nucléaire alors que les besoins n'excèdent pas 12 GW dans les autres scénarios, ce qui est comparable au niveau actuel. Ces générateurs auraient des facteurs de charge autour de 10 % en 2050 contre 38 % en 2019 (RTE, 2021a). Le volume d'hydrogène utilisé pour la production électrique se situerait entre 0 et 15 TWh, soit environ 2 % de la production d'électricité (European Hydrogen Backbone, 2021; RTE, 2021a). Le rôle de l'hydrogène serait donc encore plus réduit que celui du méthane fossile dans le système électrique français actuel (38 TWh d'électricité, soit 6 % de la production en 2019).

Parmi les usages pour lesquels le rôle de l'hydrogène est encore incertain à long terme, le transport de poids lourds, la chaleur haute température et la production thermique d'électricité apparaissent comme particulièrement dimensionnants

pour les volumes de consommation d'hydrogène et pour l'infrastructure de transport et de stockage. Il est donc d'autant plus important que les décisions d'investissement dans ces secteurs s'appuient sur des enseignements de projets pilote côté demande et des dynamiques de coût de production et de transport d'hydrogène une fois les premiers projets lancés. À cette échéance, des stratégies de long terme doivent être élaborées pour assurer le développement coordonné de filières industrielles et d'infrastructures adéquates.

2.3. Des usages où il est peu probable que l'hydrogène joue un rôle significatif

Pour certains usages, il est peu probable que l'hydrogène joue un rôle clé car il n'offre pas de trajectoire à moindre coût vers la neutralité climat, en d'autres mots parce qu'il existe des alternatives compatibles avec la neutralité climat, économiques et suffisamment abondantes.

Chaleur basse température. Pour la chaleur basse température (en-dessous de 100°C), nécessaire pour le chauffage des bâtiments et pour certains usages industriels, les technologies électriques (pompe à chaleur) présentent une meilleure efficacité que l'hydrogène (Agora Energiewende & AFRY Management Consulting, 2021 ; Gerhardt *et al.*, 2020). En outre, des travaux du International Council for Clean Transportation (ICCT) montrent que le coût des solutions hydrogène pour les ménages serait plus élevé que les pompes à chaleur tout-électrique (Baldino *et al.*, 2020). Un autre argument motivant l'utilisation de l'hydrogène dans les bâtiments en complément de l'électricité est que l'électrification du chauffage contribuerait à augmenter la pointe électrique au point qu'il serait plus efficace économiquement et plus sécurisé de fournir le chauffage en périodes de tension (haute consommation et basse production EnR) par des molécules (méthane ou hydrogène) (Coénove, 2020 ; Gas for Climate, 2020). L'hydrogène serait alors utilisé dans des pompes à chaleur hybrides, qui en théorie utilisent de l'électricité la plupart du temps et de l'hydrogène en période de pointe.

Cependant, pour le cas français, une étude de RTE et l'Ademe conclut que si la trajectoire Stratégie nationale bas-carbone (SNBC) est suivie (isolation et passage à des solutions électriques efficaces), la pointe de demande électrique diminue. Mais si le passage vers l'électricité a lieu sans que le niveau d'isolation des bâtiments soit suffisant, il existe effectivement un risque d'augmenter la pointe, d'autant plus si du chauffage à effet Joule est utilisé. La sécurité d'approvisionnement dépend alors du déploiement de solutions de flexibilité, sans impossibilité technique et alors que les usages seraient plus flexibles (RTE, 2021b ; RTE & Ademe, 2020).

En outre, le déploiement de l'hydrogène dans les bâtiments poserait des questions importantes pour le réseau de distribution de méthane, qui devrait alors être adapté au moins en partie pour transporter de l'hydrogène, pour les équipements aval qui devraient être adaptés à l'hydrogène, et pour le système de stockage hydrogène qui devrait accommoder la saisonnalité de la

demande dans les bâtiments. Cela pourrait engendrer des coûts significatifs, pour une consommation d'hydrogène restreinte aux périodes de pointe (Bouacida & Berghmans, 2021 ; Gerhardt *et al.*, 2020).

Transport léger. Il est possible de faire fonctionner des véhicules légers (transport passager ou utilitaire) avec des piles à combustible hydrogène. Mais leur coût supérieur à l'achat et en termes de coût total et leur efficacité inférieure par rapport aux véhicules électriques à batterie suggèrent que pour la plupart des segments du transport léger, les véhicules à batterie auront l'avantage sur les piles à combustible. Les usages pour lesquels les véhicules à hydrogène seraient opportuns sont ceux où les véhicules nécessitent une grande autonomie, tels que certains véhicules utilitaires (autonomie supérieure à 200-300 km par jour). Ainsi, le scénario *Net Zero 2050* de l'AIE estime les véhicules à pile à combustible à 10 % du parc des véhicules légers au niveau mondial en 2050 (IEA, 2021b). Les ventes de voitures passagers électriques dans le monde sont déjà bien supérieures à celles de véhicules à hydrogène (IEA, 2021c, 2021d), et certains constructeurs automobiles ont abandonné le développement de modèles de véhicules légers à hydrogène (Clean Energy Wire, 2020 ; Volkswagen, 2020). Ces éléments suggèrent que la place de l'hydrogène dans le transport léger sera limitée à quelques usages représentant une faible proportion du parc.

En mélange dans le réseau de méthane. L'injection d'hydrogène dans le réseau de méthane est souvent défendue comme solution pour créer des débouchés pour l'hydrogène bleu ou par électrolyse dans la période initiale de développement, quand les usages ne sont pas encore matures, et potentiellement à plus long terme pour diminuer les émissions du gaz dans le réseau (Hydrogen Europe, 2021 ; IEA, 2019b). Au-delà d'une certaine proportion d'hydrogène dans le méthane, les équipements en aval doivent être significativement adaptés, notamment dans l'industrie et dans le transport ; par conséquent, la proportion d'hydrogène pouvant être intégrée sans nécessiter des adaptations profondes est faible (IEA, 2019b). Une étude de GRTgaz quantifie à 6 % le taux d'hydrogène en volume (soit moins de 2 % en énergie) pouvant être intégré dans la plupart du réseau français, hormis les zones avec des équipements sensibles, ce qui induit des contraintes géographiques fortes (GRTgaz, 2019). Or, compte tenu de la plus faible densité énergétique de l'hydrogène par rapport au méthane, un mélange même à 20 % d'hydrogène en volume ne réduirait les émissions du méthane que de 7 % (IRENA, 2021). L'injection ne paraît donc pas être une solution de court et de long terme pour la diminution des émissions. En outre, mélanger l'hydrogène au méthane ne donne pas lieu aux transformations des processus nécessaires pour transitionner vers un système durablement bas en émissions, contrairement à l'adoption de l'hydrogène pour certains procédés industriels par exemple. Il semble donc que l'hydrogène mélangé au gaz naturel ait un intérêt climatique faible et qu'il soit sous-optimal par rapport à une utilisation directe de l'hydrogène pur.

TABLEAU 2. Demande européenne d'hydrogène à l'horizon 2050 dans différentes études prospectives.

Étude	Demande européenne à horizon 2050
No-regret hydrogen (Agora Energiewende & AFRY Management Consulting, 2021)	270 TWh
Commission européenne, trajectoires à 1.5°C 1.5LIFE et 1.5TECH (European Commission, 2018b)	710-790 TWh
Bruegel (McWilliams & Zachmann, 2021)	295- 2 080 TWh
Gas for Climate - <i>Accelerated Decarbonisation Pathway</i> (utilisé pour la Dorsale européenne de l'hydrogène) (Gas for Climate, 2020)	1 710 TWh
Hydrogen4EU (IFP Energies nouvelles <i>et al.</i> , 2021)	3 300 TWh

Source : adapté de Bouacida & Gagnebin (2021)

Le potentiel soutien public aux usages dans lesquels le rôle futur de l'hydrogène est restreint doit être limité et ciblé aux seuls segments pour lesquels l'hydrogène est indispensable pour atteindre la neutralité climat (chimie, sidérurgie, aviation et transport maritime). Le risque dans le cas contraire est de détourner des ressources limitées d'hydrogène vers des usages pour lesquels son rôle n'est pas clé pour réduire les émissions et de ralentir la décarbonation de l'industrie et du transport lourd.

En France, les usages incontournables et ceux pour lesquels l'hydrogène pourrait jouer un rôle (catégories 1 et 2) correspondent à entre 31 et 130 TWh à long terme (Tableau 2), en prenant les trajectoires RTE de long terme (RTE, 2020b, 2021a, 2021c)

Les incertitudes dans les usages de l'hydrogène à développer se traduisent par des projections sur le besoin en hydrogène à long terme variant de 1 à 10 selon les études (Tableau 2). Cela confirme l'importance de la sélection des usages dans les politiques de déploiement de l'hydrogène.

Dimensionner la consommation d'hydrogène nécessaire pour atteindre la neutralité climat est clé pour identifier les transformations nécessaires sur le reste du système énergétique, en premier lieu les paramètres de l'offre en hydrogène et les besoins en infrastructure d'hydrogène.

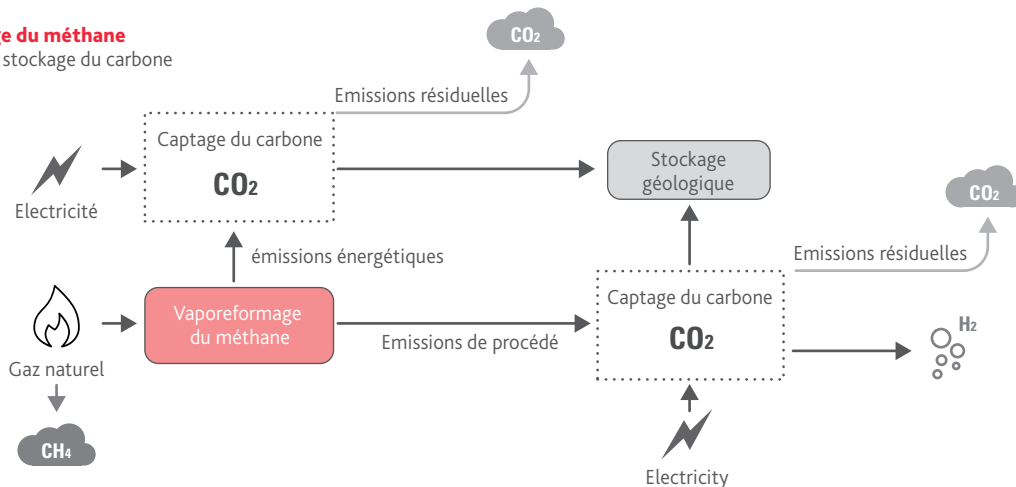
3. PRODUCTION D'HYDROGÈNE POUR LA NEUTRALITÉ CLIMAT : DE FORTES CONTRAINTES

L'hydrogène est donc clé pour la décarbonation de certains usages dans l'industrie et le transport de longue distance. La production d'hydrogène par électrolyse et avec du CCS est peu développée aujourd'hui, et l'hydrogène fossile est essentiellement fabriqué sur certains sites industriels (notamment dans les raffineries et l'industrie chimique), souvent en tant que coproduit. Pour que ces usages se développent et qu'ils donnent lieu aux réductions d'émissions escomptées, l'offre en hydrogène doit répondre à des conditions sur le plan climatique, industriel et technico-économique. Cette section s'attache à comprendre

FIGURE 4. Émissions de GES du cycle de vie de l'hydrogène bleu pris en compte dans cette analyse

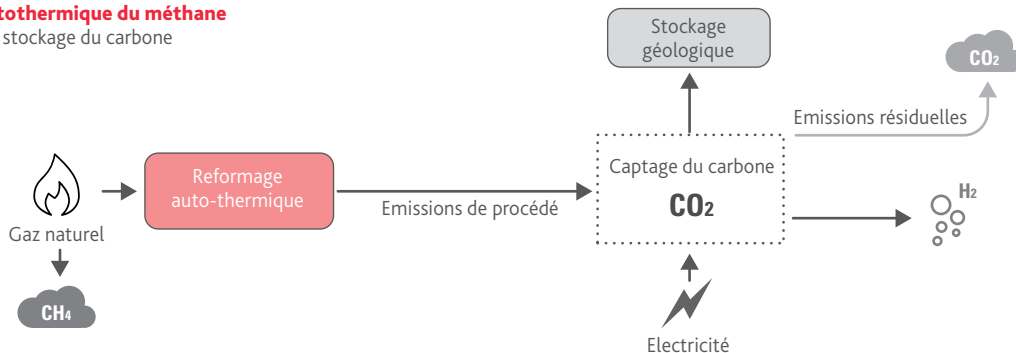
Vaporeformage du méthane

avec captage et stockage du carbone



Reformage autothermique du méthane

avec captage et stockage du carbone



Source : inspiré de Gorski et al. (2021)

les principaux paramètres de l'offre en hydrogène pour la neutralité climat et à identifier ses conditions de réalisation.

3.1. Quelle offre d'hydrogène à faible empreinte de gaz à effet de serre ?

Si l'hydrogène n'émet pas de CO₂ lors de sa combustion, sa production peut générer de fortes émissions de GES. La plupart de l'hydrogène produit aujourd'hui est issu du processus de vaporeformage du méthane appliqué au méthane fossile. Ce processus est relativement intensif en émissions ; ainsi la production d'hydrogène est responsable de 900 Mt d'émissions de CO₂ par an, soit environ 2 % des émissions mondiales (IEA, 2019b). Pour que l'utilisation d'hydrogène bleu ou par électrolyse réduise les émissions de GES de façon durable, il est nécessaire que ses émissions de GES en cycle de vie soient suffisamment faibles.

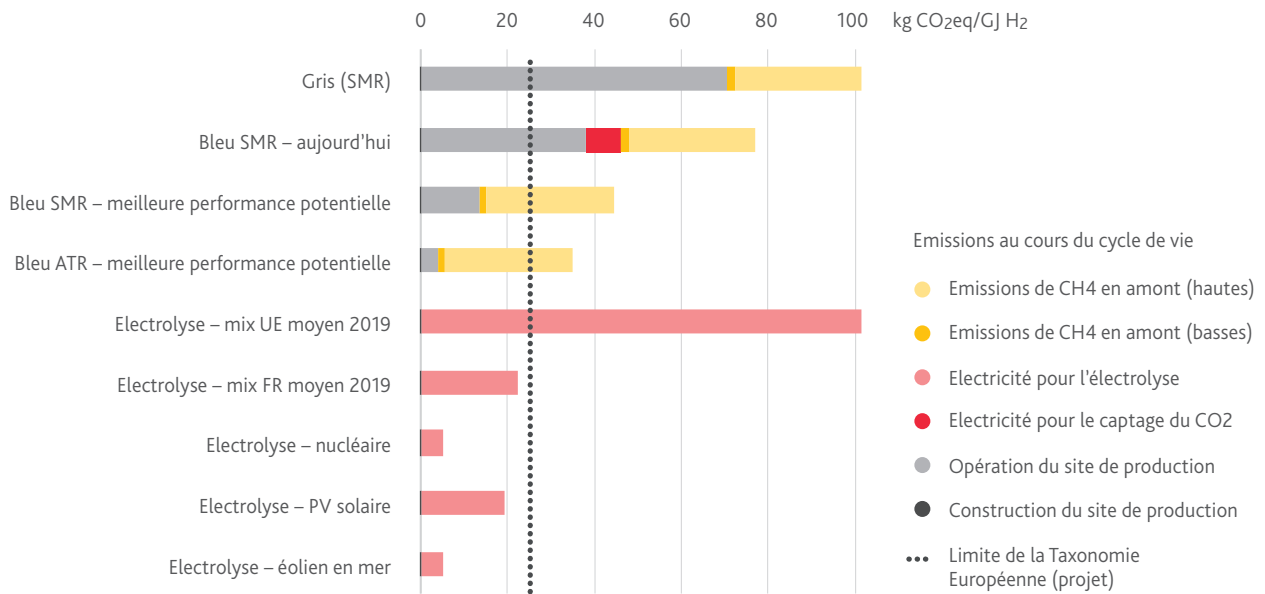
L'hydrogène peut être produit à partir d'électricité et d'eau au cours du processus d'électrolyse. Le principal paramètre qui définit le contenu carbone de cet hydrogène est celui de l'électricité utilisée. Si cette électricité est renouvelable, l'hydrogène est renouvelable, et parfois qualifié d'hydrogène vert. Aujourd'hui, les capacités d'électrolyse sont très restreintes au niveau mondial (300 MW à mi 2021, (IEA, 2021a)) et les potentiels dépendront en partie des choix stratégiques en termes d'usages

finiaux et des ressources en électricité bas-carbone disponibles pour la production d'hydrogène, cf. 3.3 (IEA, 2021a).

Les technologies de captage et de stockage du carbone permettraient de produire de l'hydrogène « bleu » à partir de méthane fossile. Les ressources en méthane fossile étant abondantes³ et l'infrastructure de transport de gaz largement développée aujourd'hui en Europe, l'hydrogène bleu pourrait en théorie augmenter les potentiels d'hydrogène faible en émissions de GES par rapport à un cas de figure où l'hydrogène n'est produit que par électrolyse, à condition que les conditions économiques, environnementales, technologiques et d'acceptabilité soient réunies pour développer des capacités de stockage et de transport de CO₂ à horizon pertinent (voir Section 3.2).

La production d'hydrogène bleu occasionne des émissions de GES à différentes étapes, comme illustré sur la **Figure 5** : du méthane s'échappe lors de sa production et son transport, du CO₂ lors du reformage du méthane (même si une partie est

³ Les réserves prouvées de méthane fossile étaient estimées à environ 8 000 EJ en 2020 (EIA, 2021), alors que Bloomberg NEF estime la demande mondiale maximale d'hydrogène à 162 EJ en 2050, soit environ 260 EJ de demande de méthane fossile si l'on suppose une efficacité de conversion de 62 % (Agora Energiewende & AFRY Management Consulting, 2021 ; Bloomberg NEF, 2020).

FIGURE 5. Émissions de GES au cours de la production d'hydrogène bleu par SMR ou ATR

Dans « Bleu SMR – aujourd'hui », 85 % des émissions de procédé sont captées. « Bleu SMR – meilleure performance potentielle » correspond à un taux de captage des émissions de procédé de 95 %, et de 65 % pour les émissions énergétiques ; l'électricité utilisée pour le captage est zéro carbone (facteur d'émissions à 0 kg CO₂/kWh). « Bleu ATR – meilleure performance potentielle » correspond à 95 % de captage des émissions de procédé et une électricité zéro carbone. L'estimation basse des émissions de méthane correspondent à des fuites de 0,2 % du méthane consommé, et l'estimation haute correspond à des fuites de 3,5 %. Le potentiel de réchauffement planétaire (GWP) du méthane retenu est la référence utilisée par le Giec, à savoir 34 kg CO₂ eq/kg CH₄ sur un horizon de cent ans.

Source: IPCC (2013), Howarth & Jacobson (2021), Spath & Mann (2001).

captée), et enfin du CO₂ et/ou du méthane pour l'électricité consommée pour capter le CO₂. Si le procédé SMR (vaporeformage du méthane ou *steam methane reforming*) est utilisé, de l'énergie est également consommée pour fournir chaleur et pression, et ces émissions ne sont pas nécessairement captées (Gorski *et al.*, 2021 ; Howarth & Jacobson, 2021).

L'hydrogène s'appuyant sur le captage et le stockage des émissions de CO₂ (CCS) ne paraît pas être une technologie disponible de manière massive dans un système neutre en émissions. Il faudrait pour cela à la fois que les émissions de méthane le long de la chaîne d'approvisionnement en méthane fossile soient quasi-nulles⁴, que les installations de captage de CO₂ captent la totalité des émissions liées à la production et que l'on dispose de capacités de stockage de CO₂ suffisantes, alors qu'elles sont également sollicitées pour les émissions « inévitables » issues de procédés industriels, et tandis qu'il existe des alternatives potentiellement nulles en émissions pour l'hydrogène par électrolyse.

Néanmoins, il est en théorie possible que l'hydrogène produit à partir de gaz naturel et CCS joue un rôle dans une période transitoire. Le cas échéant, il convient d'examiner les conditions associées en termes d'émissions de GES.

Aujourd'hui, un seuil de 3 kg CO₂ eq/kg H₂ d'émissions de GES au cours du cycle de vie a été défini pour que l'hydrogène soit considéré comme « durable » dans la taxonomie européenne qui est entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2022 (European Commission, 2021a).

Produire de l'hydrogène bleu à un niveau compatible avec la taxonomie européenne, voire à des niveaux plus bas comme l'annoncent certains projets industriels (Gorski *et al.*, 2021), nécessite des diminutions substantielles de ses émissions en cycle de vie par rapport à la situation actuelle, comme illustré en **Figure 5**. Cette baisse tient à une forte limitation des fuites de méthane le long de la chaîne d'approvisionnement du méthane fossile et à l'augmentation significative du taux de captage lors du reformage, éventuellement par l'adoption du procédé de reformage autothermique du méthane (ATR pour *auto-thermal reforming*) en remplacement du vaporeformage du méthane (SMR pour *steam methane reforming*) (Bloomberg NEF, 2020 ; Howarth & Jacobson, 2021). Il est aussi essentiel que les fuites de CO₂ au cours de son transport et de son stockage soient minimales, ce qui nécessite entre autres une détection et une surveillance efficace des anciens réservoirs de pétrole et de gaz utilisés pour le CO₂ (Alcalde *et al.*, 2018).

⁴ Plusieurs travaux citent le seuil de 0,2 % de fuites de méthane sur toute la chaîne d'approvisionnement à court terme, voire moins à plus long terme, ce qui correspond aux meilleurs taux observés actuellement et à l'objectif de la Oil & Gas Climate Initiative qui réunit des entreprises productrices, à horizon 2025 (Agora Energiewende & AFRY Management Consulting, 2021 ; Bauer *et al.*, 2022 ; Oil & Gas Climate Initiative, 2021).

L'hydrogène produit par électrolyse est en revanche compatible avec le seuil de la taxonomie et moins émetteur que l'hydrogène bleu dès lors que l'électricité est obtenue en majeure partie à base de nucléaire ou de renouvelable, comme c'est le cas du mix électrique français moyen, mais pas encore au niveau européen. Si le seuil de la taxonomie est à 3 kg CO₂/kg H₂ aujourd'hui, il est possible qu'il soit relevé à l'avenir. Il paraît donc souhaitable de favoriser autant que possible l'hydrogène avec l'empreinte carbone la plus faible, i.e. celui produit par électrolyse.

3.2. L'hydrogène bleu : un enjeu de timing

Sur le plan industriel, l'installation de CCS sur une installation produisant de l'hydrogène à partir de vaporeformage du méthane ne va pas de soi : les installations existantes utilisent le procédé SMR, ont un taux de captage faible et leur localisation n'est pas nécessairement optimale vis-à-vis des lieux de stockage du CO₂ (European Hydrogen Backbone, 2021). Par ailleurs, il n'existe à ce jour que six installations commerciales de stockage souterrain de CO₂ dans le monde, dont une en Europe (Alcalde *et al.*, 2018).

En outre, les fortes oppositions de riverains en Europe aux projets de stockage de CO₂ justifient une préférence pour les réservoirs en mer (Ademe, 2020 ; Gough *et al.*, 2014) qui, en Europe, sont relativement concentrés géographiquement en mer du Nord (Poulsen *et al.*, 2014). Pour être consommé ailleurs sur le continent européen, une infrastructure de transport soit d'hydrogène, soit de CO₂ (par navire ou pipeline), devrait donc être mise en place. L'état actuel de la filière de production et des infrastructures de transport suggère que la mise à l'échelle de la production d'hydrogène bleu nécessite une accélération industrielle importante, au moyen d'un développement planifié et coordonné des réseaux de gaz, de CO₂ et d'hydrogène. Or, les projets d'infrastructures de stockage de CO₂ ont jusqu'à présent été caractérisés par de forts taux d'annulation : Wang *et al.* estiment que 43 % des projets de CCU et de CCS annoncés dans les trente dernières années ont été annulés, en particulier les projets de grande taille. Cette forte proportion d'échecs serait liée à une difficulté à sécuriser des investissements privés et au fort risque caractéristique de tels investissements (Karayannis *et al.*, 2014 ; Wang *et al.*, 2021).

Si les travaux étudiant le rôle futur de l'hydrogène comme vecteur énergétique concluent généralement à un rôle prépondérant pour l'hydrogène par électrolyse à long terme, les visions du rôle de l'hydrogène bleu dans les trois prochaines décennies sont très contrastées. Alors que Hydrogen4EU projette entre 230 et 500 TWh de consommation d'hydrogène bleu pour l'UE27 à 2050 (pour 3 300 TWh de consommation totale), Agora Energiewende considère qu'à 2050, aucun des 270 TWh de demande de l'Europe (en considérant uniquement les usages matériau dans l'industrie) n'est fourni par de l'hydrogène bleu même s'il est consommé jusqu'à 2030 (Agora Energiewende & AFRY Management Consulting, 2021 ; IFP Energies nouvelles *et al.*, 2021).

Les choix d'investissements pour l'hydrogène bleu sont à mettre en perspective avec son caractère transitionnel et avec le risque d'actifs échoués. Si les installations d'hydrogène bleu doivent s'arrêter dès les années 2040, est-il rentable d'investir dans la décennie 2020 dans des capacités de production pour lesquelles la faisabilité commerciale de hauts taux de captage et de stockage à l'horizon 2030 n'est pas prouvée ? *Quid* des pipelines d'hydrogène et de CO₂, dont la durée de vie est d'environ cinquante ans ? La viabilité de ces derniers doit être évaluée en tenant compte des possibles futurs usages pour de l'hydrogène par électrolyse et du CO₂ issu d'autres sources. Si l'hydrogène bleu produit n'est pas aussi bas en émissions qu'escompté à une échéance de « transition », le risque est de verrouiller des capacités de production d'hydrogène bleu ou gris trop carbonées par rapport aux objectifs climatiques.

La disponibilité de ressources en hydrogène bleu pourrait en outre justifier de développer des usages additionnels non prioritaires sur le plan climatique dans la période transitionnelle, sans que la production d'hydrogène par électrolyse à long terme puisse couvrir tous les usages en 2050, par exemple à cause d'une accélération moins rapide que prévue de la production des électrolyseurs ou de l'installation des capacités de renouvelables ou nucléaire.

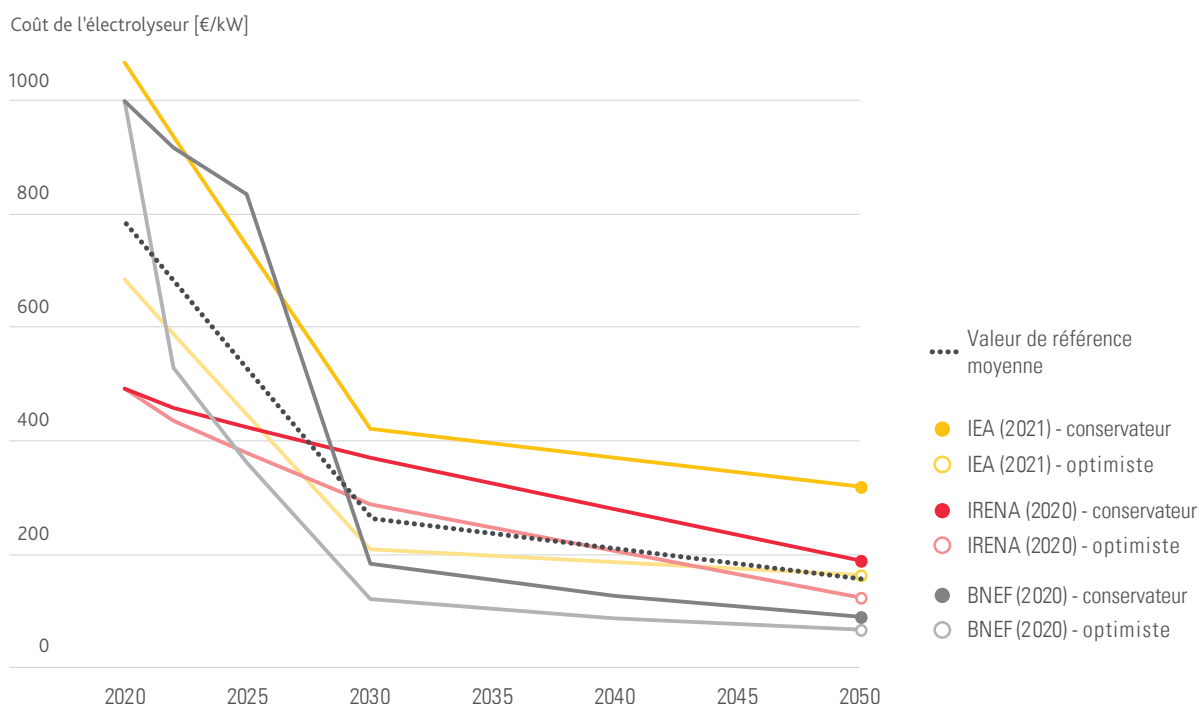
Enfin, consommer de l'hydrogène bleu signifie continuer la consommation de méthane fossile, dont les réserves en Europe sont limitées, ce qui soulève des enjeux géopolitiques si le méthane fossile est toujours importé. Entre 385 TWh et 4 700 TWh de méthane seraient nécessaires si toute la consommation d'hydrogène à 2050 était fournie par de l'hydrogène bleu, selon qu'on prenne une estimation basse ou haute de la demande, alors que les réserves prouvées de méthane fossile en Europe en 2021 sont de l'ordre de 21 000 TWh et que la consommation actuelle en énergie primaire de l'UE en gaz naturel est de moins de 3 500 TWh (Agora Energiewende & AFRY Management Consulting, 2021 ; EIA, 2021 ; IEA, 2017).

3.3. Hydrogène par électrolyse : l'enjeu de l'accès à une électricité renouvelable ou nucléaire à faible coût

Pour des raisons climatiques, l'hydrogène consommé en France et en Europe devra être principalement issu d'électrolyse alimentée par de l'électricité renouvelable et nucléaire en fonction des choix de mix électriques des différents États membres (Section 3.1). Il convient alors d'étudier les conditions pour que cette voie puisse satisfaire la demande à horizon 2030 et 2050, et d'autre part les coûts associés à ces volumes en comparaison avec des vecteurs énergétiques alternatifs (fossiles ou non). Des analyses des paramètres d'adéquation entre offre et demande forment la base d'éventuelles politiques de soutien à court et à long terme.

Le coût de l'hydrogène par électrolyse tient essentiellement dans le coût d'investissement de l'électrolyseur et le coût de l'électricité. La plupart des études techniques sur l'évolution du coût de l'électrolyseur font l'hypothèse d'une baisse de coût importante dans la décennie à venir à condition que le marché de l'hydrogène se développe, voir **Figure 6** (Bloomberg NEF, 2020 ;

FIGURE 6. Évolution du coût des électrolyseurs d'ici à 2050 selon un scénario optimiste ou conservateur, selon BNEF (2020), IRENA (2020) et IEA (2021b)



Sources : BNEF, IRENA et IEA.

IEA, 2021b ; IRENA, 2020). Cette diminution proviendrait principalement de la standardisation de la production d'électrolyseurs et de l'augmentation de la taille des modules qui permettraient de réaliser des économies d'échelles importantes (IRENA, 2020). Un important pré-requis pour ces diminutions est un déploiement à grande échelle d'électrolyseurs.

Contrairement aux carburants fossiles, le coût de l'hydrogène varie fortement selon la source et la localisation de l'électricité utilisée, qui définissent dans le cas de l'électricité renouvelable le facteur de charge du générateur électrique.

Si une partie de l'hydrogène par électrolyse peut provenir d'excédents renouvelables ou nucléaires et ainsi contribuer à l'équilibre offre-demande, ce mode de production ne permettrait de fournir qu'une fraction des besoins pour la décarbonation des usages (RTE, 2021b). Par conséquent, le déploiement de l'hydrogène pour la neutralité climat nécessite des capacités de production électrique dédiées (même si elles sont liées au réseau général).

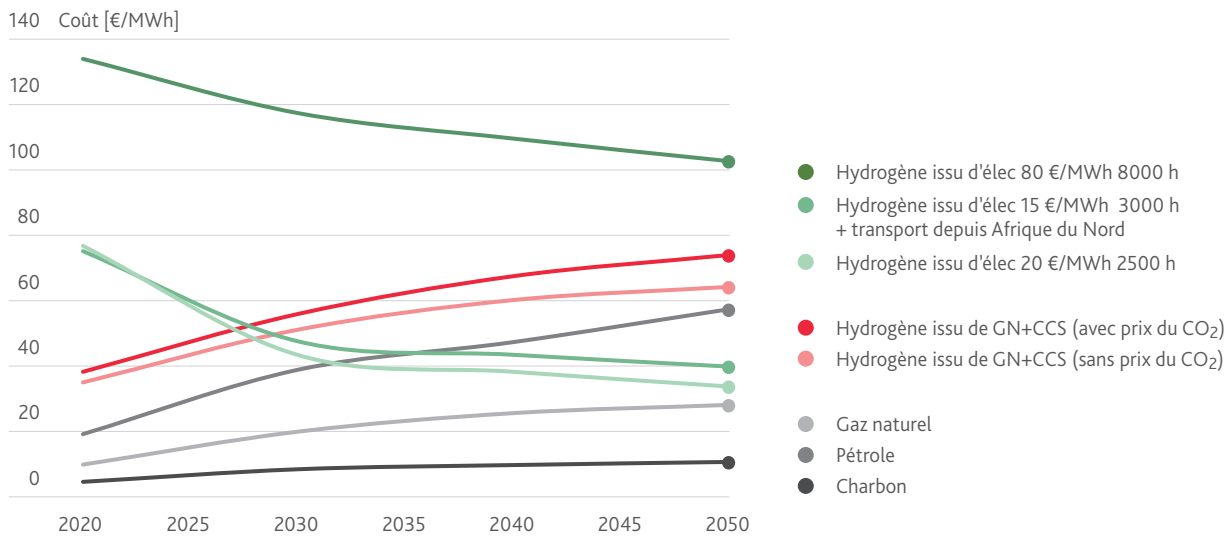
La **Figure 7** montre le coût d'un hydrogène par électrolyse ou bleu, avec une électricité (1) très disponible mais moyennement chère (au coût « cible » pour le nouveau programme EPR en France), (2) moins disponible mais moins chère, avec un facteur de charge élevé correspondant à du solaire du sud de l'Europe ou d'Afrique du Nord par exemple, avec des coûts de transport d'hydrogène par pipeline, (3) avec un facteur de charge encore moins élevé et une électricité plus chère, par exemple du solaire en France. D'autre part, la figure affiche les

coûts de carburants fossiles que l'hydrogène vise à remplacer (hydrogène à partir de méthane fossile, méthane fossile, pétrole et charbon) selon le scénario de référence européen fondé sur des modélisations entre autres avec PRIMES (European Commission, 2021c).

La parité de coût avec les carburants fossiles que doit remplacer l'hydrogène n'est pas une évidence même à long terme et ne concerne que l'hydrogène à base d'électricité renouvelable peu chère : si le pétrole et l'hydrogène à partir de gaz naturel sans CCS deviennent plus chers dès les années 2030, le charbon reste bien moins onéreux à 2050, tandis que le gaz naturel n'arrive jamais à un niveau de coût proche de l'hydrogène par électrolyse (hors taxes), voir **Figure 6**. Cela appelle à des soutiens côté demande pour favoriser l'adoption de l'hydrogène dans les usages où il est nécessaire pour la décarbonation et souligne l'importance de politiques d'offre (y compris la tarification du CO₂) pour garantir la compétitivité à long terme de l'hydrogène par rapport à ses alternatives fossiles.

Cela signifie également que le coût de l'hydrogène est étroitement associé à des volumes : l'hydrogène « peu cher » est issu de renouvelable peu cher, éventuellement importé, et sera disponible en quantités limitées. Une stratégie de développement d'usages « avec alternatives » (poids lourds, chaleur haute température, génération thermique d'électricité), qui correspondent à des volumes d'hydrogène très importants, devrait alors s'appuyer sur un hydrogène disponible mais « plus cher ».

FIGURE 7. Coût de l'hydrogène par électrolyse et bleu ainsi que d'alternatives fossiles (pétrole, gaz naturel, hydrogène à partir de gaz naturel et charbon)



Sources :

Coût de l'électrolyseur moyen BNEF (2020), IRENA (2020), IEA (2021b), efficacité de l'électrolyseur de 67 % en 2019 à 80 % en 2050 (Agora EW, 2018). Coûts de l'hydrogène par gaz naturel sans CCS : IEA (2019c). Coût de l'hydrogène gaz naturel + CCS : Agora Energiewende & AFRY (2021). Taux d'intérêt à 10 % pour électrolyse et méthane fossile + CCS, à 5 % pour méthane fossile sans CCS. Facteur d'émissions pour l'hydrogène méthane fossile + CCS à 1,61 kg CO₂/kg H₂, en supposant un vaporeformage avec 95 % de captage des émissions de procédé, 65 % de captage des émissions énergétiques et une électricité complètement décarbonée, et en ignorant les fuites de méthane, fondé sur Spath & Mann (2001) et Howarth & Jacobson (2021). Prix du CO₂ de 70 €/tCO₂ en 2020, 100 €/t CO₂ en 2030, 200 €/t CO₂ en 2050. Coût de transport depuis l'Algérie et la mer du Nord par pipeline fondé sur les hypothèses Gas for Climate (2019), en supposant que la moitié des pipelines sont des tuyaux de gaz naturel rénovés et la moitié sont nouveaux. Coût du pétrole, gaz naturel et charbon issus du scénario de référence de la Commission européenne (European Commission, 2021c).

Le développement massif d'usages finaux nouveaux entraînera ainsi une hausse du coût moyen de production, rendant plus difficile la pénétration de l'hydrogène pour les usages clés dans l'industrie et le transport de longue distance sans alternative zéro émission.

Les réflexions stratégiques comparant les options pour ces usages et les éventuelles politiques de soutien à la demande doivent tenir compte de cette hiérarchisation des options d'offre.

Même dans une période de transition, l'option hydrogène bleu n'est pas concurrentielle avec les carburants fossiles : son coût suit celui du gaz naturel et il reste supérieur à celui du pétrole (Figure 7⁵).

Pour assurer une disponibilité de ressources électriques renouvelable ou nucléaire pour l'électrolyse à long terme, les décisions politiques en termes de dimensionnement du parc électrique doivent tenir compte de la future demande en hydrogène dès aujourd'hui, même si la filière est actuellement peu développée, compte tenu des temps de construction de

certaines infrastructures. Par exemple, il faut jusqu'à une quinzaine d'années entre la décision de construire un nouveau réacteur nucléaire et sa mise en service (SFEN, 2019).

Une proposition alternative, discutée en Section 5, consiste à importer une partie de la demande en hydrogène, ce qui réduirait les exigences sur le système électrique domestique. Cette option soulève de nombreux enjeux d'infrastructure, technico-économiques, géopolitiques et environnementaux.

Notre analyse montre donc que les prix et les volumes de l'offre en hydrogène par électrolyse est fortement variable selon les coûts et volumes de l'offre en électricité renouvelable et nucléaire, dont seule une partie des gisements (zones très ensoleillées ou venteuses) concurrence les carburants fossiles en l'absence de régulation spécifique. Cela conforte l'exigence de hiérarchiser les usages d'hydrogène et appelle à des politiques à la fois d'offre et de demande pour assurer que l'hydrogène sert effectivement à décarboner les secteurs clés. En outre, le déploiement de l'hydrogène est étroitement lié à celui des ressources en électricité renouvelable et nucléaire et les stratégies publiques et industrielles pour l'un et l'autre doivent être conçues conjointement.

⁵ Notons que les fuites de méthane le long de la chaîne d'approvisionnement sont parfois taxées dans le cadre du Système d'échange de quotas d'émissions de l'UE (SEQE-UE, EU ETS en anglais), mais qu'elles ne sont pas prises en compte dans ces calculs dans le facteur d'émissions de l'hydrogène par reformage du méthane par souci de simplicité. Si ces fuites étaient prises en compte, la différence de coût entre alternatives fossiles serait encore plus grande.

4. FACTEURS STRUCTURANTS DE L'INFRASTRUCTURE HYDROGÈNE A MOYEN ET LONG TERME ET IMPLICATIONS POUR LES INFRASTRUCTURES ÉNERGÉTIQUES

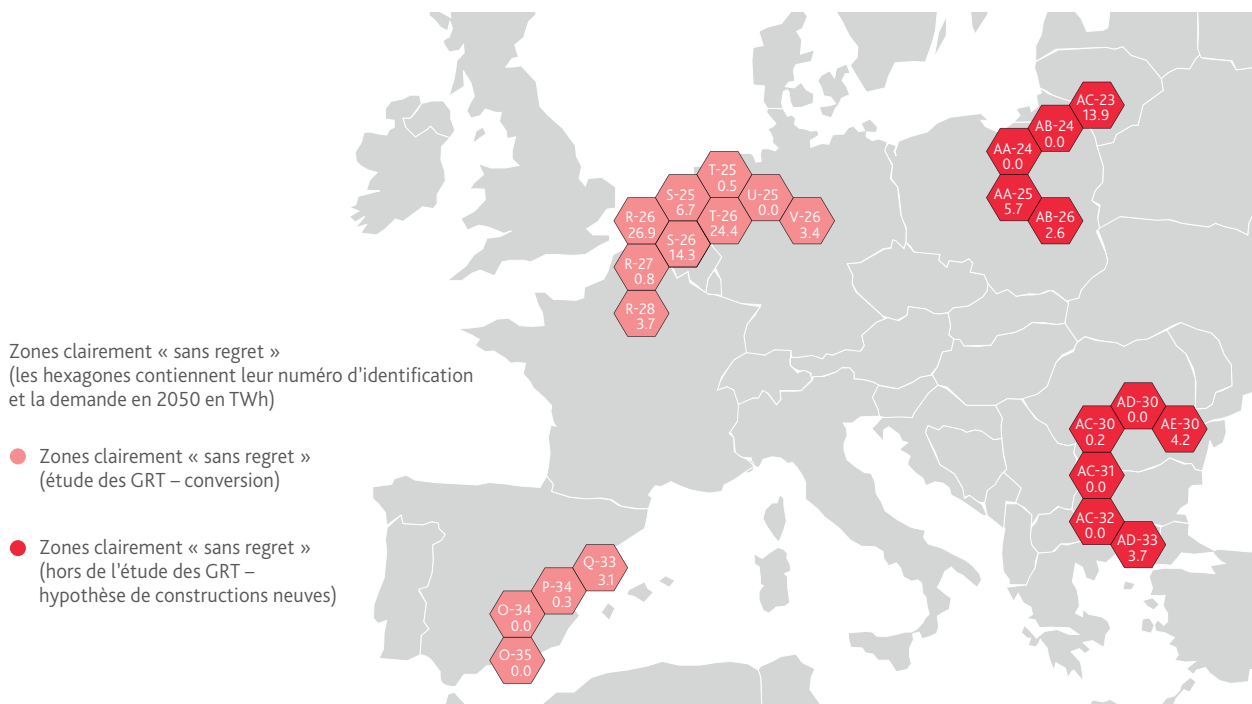
Aujourd'hui, il existe très peu d'infrastructure de transport d'hydrogène : seuls 4 500 km de pipelines, dont 303 km en France, sont opérés dans le monde, majoritairement par les producteurs d'hydrogène (Shell, 2017), et servent des consommateurs industriels. Le stockage à grande échelle n'est quasiment pas développé (IEA, 2019b), étant donné que la consommation et la production sont stables et prévisibles dans le temps à ce stade et que le stockage du méthane fossile est plus disponible.

Les stratégies européennes privilégient un développement de la consommation de l'hydrogène en *clusters* dans une phase initiale : en concentrant les activités hydrogène dans les zones géographiques comprenant (1) des sites pour lesquels la demande en hydrogène est relativement certaine à long terme (comme les sites industriels ou les ports), (2) un potentiel de production d'hydrogène suffisamment prometteur (en raison de la disponibilité en électricité renouvelable ou nucléaire ou de ressources en méthane fossile et lieux de séquestration du carbone ou situées sur des routes d'importation), et (3) des lieux de stockage de l'hydrogène pour gérer les variations saisonnières

de production et consommation d'hydrogène. Il est ainsi possible d'augmenter les volumes d'hydrogène sans avoir à développer dès le départ une grande infrastructure (European Commission, 2020 ; IEA, 2019b; MTE, 2020) et ainsi d'éviter les coûts échoués. Une étude commissionnée par Agora Energiewende identifie des zones où l'établissement d'une infrastructure de transport hydrogène constituerait un investissement « sans regret » à long terme, définies comme des zones où la demande est de taille relativement conséquente en 2030 et 2040 et supérieure à 3 TWh en 2050, et où l'établissement d'une infrastructure de transport serait économique dans au moins trois des quatre scénarios d'offre considérés (plus ou moins bleu ou vert) (Figure 8). Par exemple, un tel *cluster* hydrogène pourrait être développé sur une zone englobant Dunkerque, une partie de la Belgique, des Pays-Bas et de l'Allemagne, et où des canalisations (privées) de transport d'hydrogène sont déjà en place et pourraient être renforcées (Agora Energiewende & AFRY Management Consulting, 2021 ; Creos *et al.*, 2021).

S'il paraît stratégique d'investir en priorité dans l'infrastructure au niveau des *clusters* industriels d'ici à 2030, la question de la connexion de ces *clusters* entre eux à plus long terme pour former une dorsale trans-européenne de transport d'hydrogène, telle qu'explorée par les opérateurs de réseau de gaz européens dans leur étude *European Hydrogen Backbone*, est ouverte (Creos *et al.*, 2021). Alors que les plans hydrogène allemand, français et espagnol restent peu détaillés sur le sujet, la stratégie de l'UE souligne qu'une demande pour une dorsale trans-européenne de transport d'hydrogène émergerait après 2030 (BMW, 2020 ;

FIGURE 8. Zones « sans regret » pour une infrastructure hydrogène qui approvisionne la demande industrielle non-énergétique en hydrogène à 2050



Source : Agora Energiewende & AFRY Management Consulting (2021).

Analyse d'AFRY. © 2020 Mapbox © OpenStreetMap.

European Commission, 2020 ; MITECO, 2020 ; MTE, 2020). En Allemagne, une partie de la quinzaine de projets d'infrastructure pré-sélectionnés par le gouvernement pour recevoir des financements publics dans le cadre du PIIEC sur l'hydrogène vise à relier entre eux des *clusters* industriels entre le nord-ouest et l'est du pays (National Government Germany, 2021). Les exercices prospectifs étudiant le développement d'infrastructures hydrogène sont en cours d'instruction dans les autres pays européens.

Le calendrier de développement est ici l'enjeu central : si l'infrastructure de transport est mise en place alors que les volumes d'hydrogène transportés sont faibles, le risque est que les investissements ne soient pas rentabilisés ; *a contrario*, un « manque » d'infrastructures de transport pourrait théoriquement limiter l'approvisionnement en hydrogène et donc ralentir la décarbonation d'usages clés ou requérir des gisements plus chers (European Hydrogen Backbone, 2021).

L'intérêt d'une dorsale hydrogène serait de flexibiliser son approvisionnement et de diminuer son coût de production en le produisant à plus grande échelle dans les endroits où l'électricité renouvelable ou nucléaire ou le méthane fossile sont peu chers en Europe et dans les pays connectés et d'envisager la création d'un marché européen de l'hydrogène. Un tel réseau permettrait aussi de généraliser des usages plus diffus, comme le transport des poids lourds (potentiellement prioritaire, cf. Section 2.2). Mais les investissements nécessaires seraient significatifs, même en s'appuyant sur la reconversion d'une partie du réseau de méthane. L'étude *European Hydrogen Backbone* compte 43 à 81 milliards d'euros d'investissements d'ici à 2040 (Creos *et al.*, 2021).

Les fortes incertitudes concernant les niveaux et lieux de demande et les modes de production de l'hydrogène rendent l'évaluation des besoins en infrastructures délicate. Des études techniques par les gestionnaires de réseaux de gaz et d'électricité européens sont en cours dans plusieurs États membres et au niveau européen. Il est important dans ce cadre d'identifier les paramètres structurants du déploiement des infrastructures d'hydrogène en ce qu'ils influent également sur les besoins en infrastructures électrique et de méthane et qu'ils conditionnent certains usages de l'hydrogène. Trois paramètres dimensionnants sont exposés ici.

4.1. Des infrastructures de CO₂ ou d'hydrogène de longue distance nécessaires en cas de développement de l'hydrogène bleu

Si la production d'hydrogène bleu diminue significativement ses émissions et est développée dans l'UE dans une phase transitoire, une infrastructure de transport de longue distance de CO₂ ou d'hydrogène devrait être construite pour acheminer le CO₂ vers son stockage ou l'hydrogène vers sa consommation, par pipeline ou bateau (voir Section 3.2). L'infrastructure de stockage d'hydrogène à développer serait probablement de moins grande échelle, puisque l'infrastructure existante de stockage de méthane permet d'absorber les fluctuations de la demande pour le vaporeformage.

La production d'hydrogène à base de méthane fossile soulève également des enjeux pour l'infrastructure de méthane. Une partie conséquente de l'infrastructure de transport d'hydrogène pourrait être constituée de conduites de méthane rénovées (Artelys, 2020 ; Creos *et al.*, 2021 ; IFP Energies nouvelles *et al.*, 2021). Il est possible qu'il y ait des concurrences d'usages des pipelines existants de méthane entre transport de méthane et rénovation pour transporter de l'hydrogène (Artelys, 2020). L'étude de Energy Transitions Commission souligne que la possibilité ou non de réaliser du CCS à proximité de la demande en hydrogène sera un paramètre déterminant de la concurrence hydrogène/méthane (Energy Transitions Commission, 2021a).

4.2. L'évolution du mix électrique et les modes de production par électrolyse influenceront sur les besoins en infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène

La demande en infrastructures de stockage et de transport d'hydrogène est fortement déterminée par les développements du système électrique, en particulier la part de renouvelables variables dans le mix.

Tout d'abord, cela signifie que les besoins en capacité de centrales thermiques fonctionnant en partie à l'hydrogène et qui assurent l'approvisionnement en période de tension (faible production électrique et/ou forte demande) sont plus importants pour assurer une flexibilité à l'échelle inter-hebdomadaire, inter-saisonnière et inter-annuelle (RTE, 2021a), voir Section 2.2. Pour une mobilisation des centrales thermiques à biogaz ou hydrogène assurant la sécurité d'approvisionnement, il est essentiel que le combustible soit disponible rapidement. Pour l'hydrogène, cela indique qu'il est particulièrement essentiel de bien dimensionner les infrastructures de stockage. Par ailleurs, il faudrait soit que les lieux de production et de stockage soient situés à proximité des centrales thermiques, ce qui n'est pas une évidence compte tenu de la répartition inégale des cavités salines sur le territoire (Bloomberg NEF, 2020 ; Le Duigou *et al.*, 2017 ; Tlili *et al.*, 2019), soit qu'une infrastructure de transport d'hydrogène relativement dense soit établie. Le cas échéant, il pourrait être utile pour la sécurité d'approvisionnement de mutualiser les ressources de stockage d'hydrogène au niveau européen *via* des interconnexions (RTE, 2021a).

En outre, un mix électrique plus dépendant des renouvelables variables signifie une production d'hydrogène plus variable dans le temps, puisque les électrolyseurs ne seraient pas en fonctionnement lorsque la production renouvelable et nucléaire ne suffit pas et que l'approvisionnement repose sur du thermique fossile ou décarboné (RTE, 2020b), alors que la demande en hydrogène dans l'industrie et les transports est relativement prévisible et peu saisonnière. Il est possible que l'approvisionnement en hydrogène nécessite alors une infrastructure de transport et de stockage renforcée.

Les considérations de sécurité d'approvisionnement électrique et d'hydrogène pourraient donc justifier l'établissement d'un réseau hydrogène connectant les *clusters* de demande industrielle, en particulier dans le cas où le mix électrique repose

fortement sur les renouvelables variables. Compte tenu du faible facteur de charge de ces centrales thermiques à hydrogène (voir Section 2.2) – autour de 10 % en France selon les scénarios RTE – et le coût de développement d'une infrastructure hydrogène, l'évaluation des choix en matière de mix électrique doit aussi inclure les implications pour le réseau hydrogène. L'analyse des liens entre la production d'hydrogène et les besoins en infrastructures souligne le besoin de planification conjointe des réseaux électrique, hydrogène et méthane pour assurer une optimisation des coûts et un approvisionnement résilient.

4.3. Le transport routier de longue distance, un besoin diffus qui peut faire basculer le développement de l'infrastructure hydrogène

Le rôle de l'hydrogène dans le transport lourd routier peut aussi devenir un paramètre structurant du développement l'infrastructure hydrogène de long terme. Le niveau auquel l'hydrogène serait utilisé pour les poids lourds est encore une question ouverte et son développement dépendra des stratégies politiques de long terme, ainsi que de dynamiques industrielles et d'investissements à l'échelon local (voir Section 2.2).

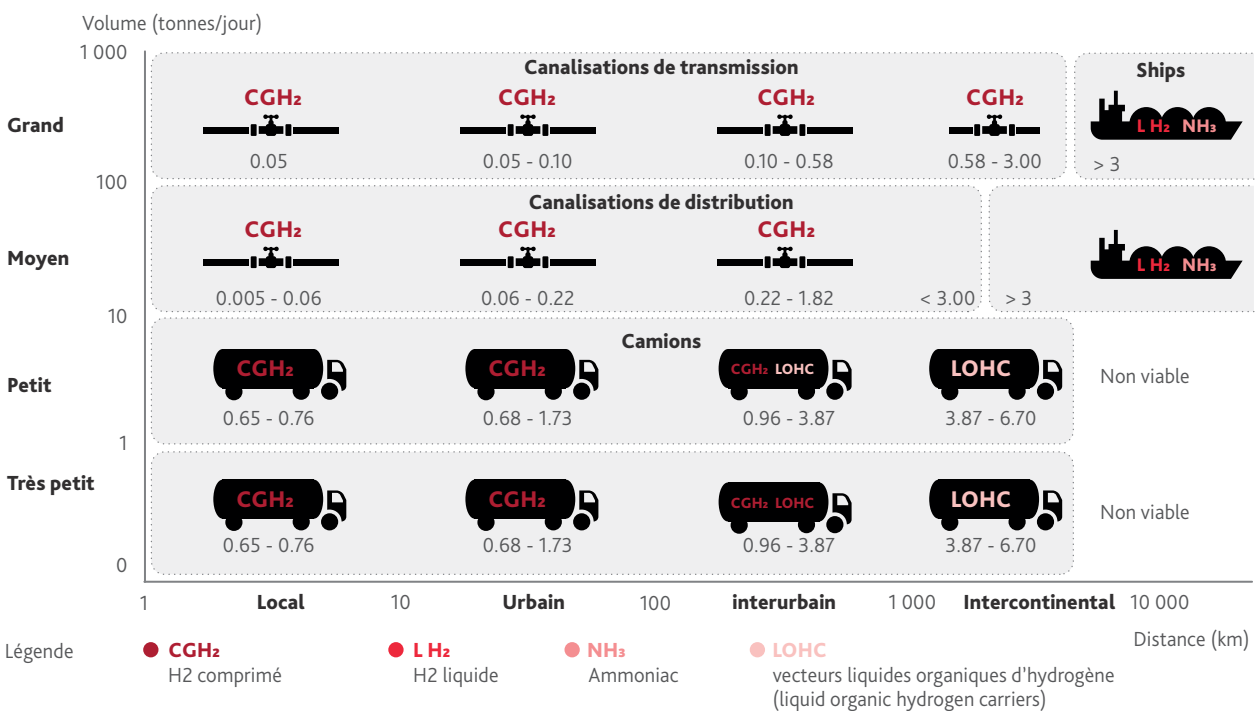
Étant donné que les consommateurs industriels de l'hydrogène et la production électrique sont localisés de manière relativement concentrée dans l'espace, l'infrastructure hydrogène

pourrait être assez restreinte si elle se cantonne à ces secteurs (voir supra).

En revanche, si les poids lourds de longue distance, notamment ceux voyageant à travers l'Europe, sont également consommateurs d'hydrogène, une infrastructure d'avitaillement relativement dense serait nécessaire. Ainsi, la proposition de révision du règlement sur les infrastructures de carburants alternatifs de la Commission européenne formule un objectif (encore en discussion) de doter tout le réseau transeuropéen de transport européen (TEN-T) routier de stations à hydrogène comprimé d'un débit d'au moins 2 t/jour tous les 150 km à horizon 2030 (European Commission, 2021e).

Les stations hydrogène pourraient être approvisionnées à l'aide d'électrolyseurs sur site, par pipeline ou par camion. Les coûts de ces solutions dépendent des distances de transport de l'hydrogène, des quantités transportées et des besoins en infrastructures de transport d'hydrogène par ailleurs (Figure 9). Pour des volumes consommés faibles, le transport par camion d'hydrogène liquéfié ou comprimé serait l'option la moins chère, tandis que des volumes plus élevés pourraient justifier économiquement un transport par pipeline. Il est probable qu'une variété de solutions soit proposée dans un premier temps. Si les stations à hydrogène étaient incluses dans un réseau de pipelines hydrogène, une extension géographique significative du réseau transportant l'hydrogène par rapport à un réseau « sans regret » pourrait être nécessaire.

FIGURE 9. Coût du transport de l'hydrogène selon le volume transporté, la distance de transport et le moyen de transport



Note : les chiffres comprennent le coût du déplacement, de la compression et du stockage (estimation de 20 % pour les pipelines dans les cavités salines). L'ammoniac est estimé non viable à petite échelle en raison de sa toxicité. Si le LOHC est moins onéreux que l'hydrogène liquéfié pour les poids lourds de longue distance, il est moins probable qu'il soit utilisé que l'hydrogène liquéfié, qui est plus développé commercialement.

Source : Bloomberg NEF (2020).

Le cas échéant, le secteur du transport lourd pourrait être un segment « bascule » de l'infrastructure de transport d'hydrogène. L'opportunité de déployer l'hydrogène dans le secteur du transport routier doit donc être étudiée en prenant en compte les coûts d'extension du réseau hydrogène, ainsi que l'importance des dépendances de sentier dans le secteur des transports.

4.4. Une contribution des importations à l'approvisionnement qui justifierait des connexions transfrontalières

Le développement ou non des importations et exportations d'hydrogène est une question fondamentale pour l'évaluation des besoins en infrastructures.

L'établissement de connexions transfrontalières nécessite la construction de routes de transport de l'hydrogène sur de longues distances, soit une infrastructure plus étendue que les seuls *clusters*. L'approvisionnement en hydrogène hors *clusters* de demande pourrait rendre compétitifs des usages de l'hydrogène plus diffus hors *clusters* industriels, typiquement dans le transport routier, ou même motiver le déploiement d'hydrogène dans des secteurs où il n'est pas la meilleure solution de décarbonation pour amortir les investissements dans l'infrastructure. Le coût de telles connexions doit être inclus dans les études d'opportunité de l'importation de vecteurs basés sur l'hydrogène.

En outre, les politiques d'importation et d'exportation d'hydrogène entre pays européens et avec des pays tiers doivent faire l'objet d'une coopération européenne renforcée pour assurer la sécurité d'approvisionnement et la minimisation des coûts.

Malgré de fortes incertitudes en termes de demande d'hydrogène, il est possible d'identifier des paramètres clés du développement de l'infrastructure qui peuvent être étudiés et mis en discussion dès aujourd'hui. En particulier, la question des importations d'hydrogène vers le continent européen, déjà discuté par certains acteurs politiques et industriels, soulève d'importants enjeux d'optimisation économique et de critères environnementaux.

5. L'IMPORTATION D'HYDROGÈNE : DES ENJEUX ÉCONOMIQUES, INDUSTRIELS ET DE DURABILITÉ

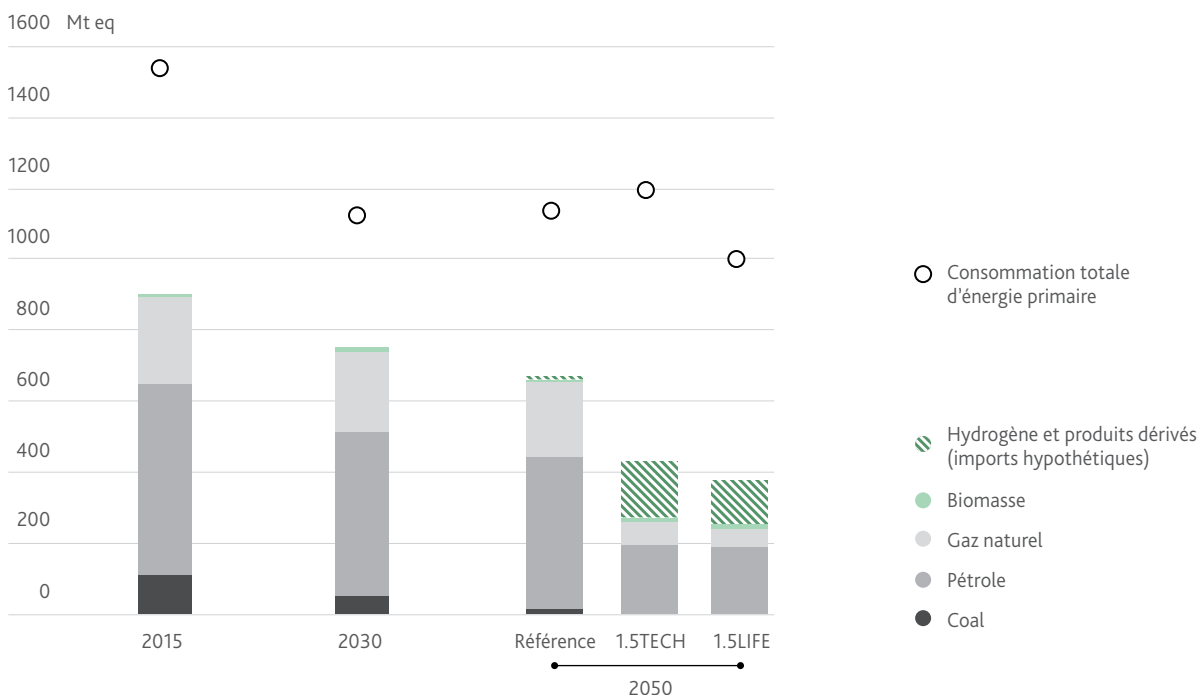
Des disponibilités plus grandes en ressources pour la production d'hydrogène à faible intensité carbone (ressources énergétiques renouvelables ou nucléaire, méthane fossile et séquestration carbone) peuvent rendre attractive l'importation d'hydrogène ou de carburants dérivés produits en dehors du continent pour les acteurs européens. Développer le commerce transfrontalier d'hydrogène avec des pays tiers permettrait d'augmenter les volumes d'hydrogène ou de carburants dérivés disponibles et éventuellement de baisser leur coût. Dans les pays qui pourraient devenir exportateurs, la vente d'hydrogène ou de carburants dérivés serait le moyen de développer une activité économique basée sur leur avantage comparatif en termes de

disponibilité des ressources. Ainsi, certains pays disposeraient de ressources excédentaires leur permettant d'exporter de l'hydrogène, en énergies renouvelables (Chili, Australie, Maghreb, Namibie), ou en méthane fossile (Norvège, Algérie, Arabie Saoudite, Qatar, Russie). Nombre de ces États sont par ailleurs aujourd'hui des exportateurs de combustibles fossiles pour lesquels le développement d'une filière d'hydrogène à faible intensité carbone pourrait substituer une activité économique amenée à fortement réduire dans un monde respectant l'Accord de Paris.

Aujourd'hui, il existe une divergence d'approches entre pays européens sur cette question. Alors que la France ne mentionne pas d'échanges transfrontaliers d'hydrogène dans sa stratégie, l'Allemagne compte importer la majorité de sa consommation de zones en Europe et ailleurs, tandis que l'Espagne et le Portugal mentionnent la possibilité d'exporter de l'hydrogène vers le reste de l'Europe (BMW, 2020 ; DGEG, 2020 ; MITECO, 2020 ; MTE, 2020). L'industrie européenne de l'hydrogène s'est fixé comme objectif de construire 40 GW d'électrolyseurs dans des pays frontaliers de l'UE (Afrique du Nord et Ukraine) en sus des 40 GW construits dans l'UE (van Wijk & Chatzimarkakis, 2020).

Pour l'Union européenne, l'ouverture aux importations d'hydrogène pose la question de l'impact de cette mesure sur son degré d'autonomie énergétique. Aujourd'hui, les carburants fossiles utilisés en Europe sont en majorité importés : 83 % du méthane fossile et 89 % des produits pétroliers disponibles dans l'Union européenne (UE28) étaient importés en 2019 (Eurostat, 2021). Selon les scénarios de la Commission européenne compatibles avec un réchauffement de 1.5°C, un système énergétique neutre en émissions en 2050 se passerait presque totalement de carburants fossiles importés, et la majorité des molécules utilisées dans les usages finaux seraient dérivées de l'hydrogène : près de 20 % de la demande énergétique finale, soit de l'ordre de 1 500 TWh (129 Mtoe) en 2050 contre moins de 10 % pour leurs homologues fossiles, soit de l'ordre de 600 TWh (52 Mtoe) (European Commission, 2018b).

En conséquence, les scénarios de neutralité climat décrivent aujourd'hui une diminution des importations d'énergie d'ici à 2050 : de 60 % de la consommation d'énergie primaire, la part des importations diminue pour atteindre environ 25 % en 2050 selon les scénarios 1.5TECH et 1.5LIFE de la Commission européenne – qui supposent que tout hydrogène ou carburant dérivé est produit dans l'UE (Figure 10). Dans l'hypothèse extrême où les molécules dérivées de l'hydrogène seraient totalement importées, alors la part d'énergie primaire consommée issue d'importations serait toujours en baisse, autour de 35 %. Ces chiffres pourraient bien sûr changer en fonction du développement de l'usage de l'hydrogène : certains scénarios entendent des consommations d'environ 3 000 TWh d'hydrogène et ses dérivés, soit près du double de l'estimation des scénarios produits en 2018 par la Commission (European Commission, 2018b ; IFP Energies nouvelles *et al.*, 2021). Néanmoins, il semble que fabriquer l'hydrogène et éventuellement le transformer dans l'UE ne serait pas d'ampleur suffisante pour renverser la tendance à la baisse de la part des importations dans l'approvisionnement énergétique par rapport à la situation actuelle.

FIGURE 10. Importations d'énergie dans l'UE en 2015, 2030 et 2050 selon différents scénarios

Note : les importations d'hydrogène et dérivés sont une hypothèse prise dans la présente étude qui ne correspond pas aux scénarios de la Commission européenne, qui supposent que tous ces carburants sont produits dans l'UE.

Source : adapté de European Commission (2018)

Par ailleurs, la sécurité d'approvisionnement ne dépend pas que des importations : le niveau de risque, reflété en partie par la situation politique et économique et la substituabilité des pays d'origine, mais aussi la relation de confiance entre pays, sont également des paramètres importants (Escribano, 2021 ; Wietschel *et al.*, 2020). Importer des volumes significatifs d'hydrogène et carburants dérivés nécessite une coopération renforcée entre les pays impliqués, à la fois pour structurer des investissements initiaux importants dans les technologies de production, de transport et de stockage, et pour instaurer une relation de confiance. Des standards internationaux de durabilité et de traçabilité de l'hydrogène seront également nécessaires. Toutes ces dimensions doivent être examinées dans les études d'opportunités pour les importations, évaluées sous différents angles (économique, de stratégie industrielle et d'impact environnemental), pour faire l'objet de choix politiques engageant les pays de l'Union européenne.

5.1. Enjeux économiques des importations d'hydrogène et dérivés

La décision d'importer de l'hydrogène ou d'autres vecteurs associés est en partie une question économique : en théorie, il s'agit de tirer parti de situations où le coût de production d'hydrogène dans le pays exportateur est suffisamment bas par rapport au pays importateur pour compenser le coût de transport.

L'hydrogène peut être transporté sur de longues distances, soit sous forme gazeuse par pipeline, soit liquéfié par bateau comme le méthane fossile liquéfié (LNG) aujourd'hui, sous forme d'ammoniac, ou lié à d'autres molécules appelées vecteurs liquides organiques d'hydrogène (*liquid organic hydrogen carriers* ou LOHC). Si le transport par pipeline est moins onéreux sur des distances plus courtes puisqu'il ne nécessite pas de transformation de l'hydrogène, cette option peut devenir prohibitive à l'échelle intercontinentale, comme illustré en **Figure 9**, et d'autant plus si des pipelines de méthane fossile ne sont pas déjà présents (Bloomberg NEF, 2020). Il existe déjà des capacités de transport et de synthèse d'ammoniac à partir d'hydrogène, mais la reconversion en hydrogène est peu développée et pourrait être coûteuse. L'ammoniac peut être utilisé directement sur certains usages finaux « prioritaires » de l'hydrogène, comme la fabrication de fertilisants ou comme carburant pour les bateaux (voir Section 5.2), mais aussi dans d'autres applications énergétiques. L'hydrogène liquéfié peut en partie s'appuyer sur des capacités de liquéfaction, de regazéification et de transport servant aujourd'hui au méthane fossile, moyennant quelques adaptations. L'option LOHC est aujourd'hui à un stade précoce de développement. L'arbitrage économique entre ces options dépend de la distance parcourue et du volume transporté, de la présence ou non de filières de LNG ou d'ammoniac et de l'usage final de l'hydrogène.

Pour le cas de l'hydrogène par électrolyse, le potentiel de l'hydrogène ou vecteurs dérivés exportable d'un pays est soumis

à la disponibilité de ressources en électricité renouvelable ou nucléaire, comme pour l'hydrogène domestique, ce qui appelle à un développement important des capacités de production électrique (voir Section 3.3). Ainsi, en prenant en compte les ressources renouvelables, une étude du Fraunhofer IEE quantifie à 400 TWh/an le potentiel total d'exportation d'hydrogène pur par pipeline du Maroc et de la Tunisie à l'horizon 2050 (Gerhardt *et al.*, 2020), ce qui pourrait ne couvrir qu'une fraction des besoins européens selon le niveau de demande (voir Tableau 2.). Sur le plan économique, plusieurs études suggèrent qu'il existe des situations dans lesquelles des routes d'importation seraient économiquement viables, à condition de déployer des électrolyseurs à grande échelle et/ou une infrastructure de CCS pour l'hydrogène bleu dans les pays exportateurs, ainsi que des conduits d'approvisionnement d'hydrogène sur de relativement longues distances (Agora Energiewende & AFRY Management Consulting, 2021 ; Escibano, 2021; Hampp *et al.*, 2021 ; Wietschel *et al.*, 2020 ; World Energy Council, 2021). Cela peut représenter une accélération industrielle et de filière importante pour les potentiels pays exportateurs, notamment ceux où la consommation électrique est relativement faible, l'infrastructure électrique peu développée et la production thermique prédominante, mais pose des questions de priorisation des sources d'énergie durable dans ces pays (voir Section 5.2).

Les paramètres économiques des importations d'hydrogène bleu dans une phase transitoire se posent de manière différente. Produire de l'hydrogène bleu dans le nord-ouest de l'Europe (Royaume-Uni, Norvège, Pays-Bas), ou en-dehors du continent (Russie, Algérie), et l'exporter ailleurs en Europe nécessiterait une infrastructure de transport d'hydrogène sur de longues distances. L'Union européenne est aujourd'hui grande importatrice de méthane fossile, et il est facile d'imaginer que certains des pipelines utilisés pour le méthane fossile pourraient être convertis au méthane fossile, étant donné que les producteurs actuels de méthane fossile sont bien positionnés pour produire de l'hydrogène bleu. Néanmoins, le caractère temporaire de la consommation d'hydrogène bleu dans l'UE pour respecter l'Accord de Paris (voir Section 3.1) interroge la viabilité économique d'investissements dans ces routes d'importation.

5.2. Enjeux des chaînes de valeur industrielles et importations d'hydrogène

La question des importations d'hydrogène est à penser dans le cadre plus large des chaînes de valeur industrielles. Dans un système à faibles émissions de GES, il est possible que la géographie de ces chaînes de valeur évolue, d'une production localisée près de la demande à une production située à proximité des sources en énergie « bas-carbone » et des lieux de stockage souterrain de CO₂. Les chaînes d'approvisionnement pourraient alors être décomposées en matériaux intermédiaires. Par exemple, pour l'acier, les échanges internationaux pourraient se déplacer d'échanges de minerai de fer à des échanges de fer métallique élémentaire issu de réduction directe avec de l'hydrogène

(Bataille *et al.*, 2021 ; Gielen *et al.*, 2020 ; Philibert, 2017). Cela s'applique également à l'approvisionnement en hydrogène : l'opportunité d'importer l'hydrogène bleu ou par électrolyse pour fabriquer de l'acier en Europe est à mettre en regard de l'importation de matériaux intermédiaires de l'acier produits à proximité de sources en énergie « bas-carbone » et des lieux de production de minerai. Pour l'industrie chimique, il pourrait également être pertinent d'importer de l'ammoniac produit avec de l'hydrogène par électrolyse à bas coût ailleurs dans le monde. Enfin, pour les carburants synthétiques dérivés de l'hydrogène utilisables dans le transport, les coûts de transport comparés pourraient mener à l'installation de la production de ces carburants dans les pays ayant des capacités excédentaires leur permettant de produire l'hydrogène nécessaire à leur production plutôt que de les localiser en Europe (Philibert, 2021).

In fine, nombre d'usages finaux de l'hydrogène parmi les usages prioritaires pourraient être satisfaits non pas en important de l'hydrogène, mais en échangeant des produits intermédiaires. Ces choix de spécialisation et de réorganisation territoriale pour les industries concernées pourraient influencer fortement les débouchés de la production d'hydrogène européenne. Ces recompositions de filières industrielles ne dépendront pas uniquement de critères économiques : la sécurisation de l'accès à certaines productions industrielles et le maintien de savoir-faire et d'emploi dans des zones industrielles devraient aussi entrer en ligne de compte.

5.3. Enjeux environnementaux pour les importations d'hydrogène ou de produits dérivés d'hydrogène

Dans le cas de figure où les pays de l'Union européenne décident de s'approvisionner en-dehors de ses frontières pour une partie de leur hydrogène ou pour des matériaux intermédiaires produits à partir d'hydrogène, il est essentiel que les émissions en cycle de vie de l'hydrogène utilisé soient informées et maîtrisées (Escibano, 2021 ; Wietschel *et al.*, 2020). Il serait contre-productif d'importer de l'hydrogène hautement carboné, gris ou bleu avec des taux de captage faible ou de méthane dont les émissions en amont sont élevées, ou par électrolyse à partir d'électricité très carbonée (essentiellement non nucléaire ou renouvelable). Les importations d'hydrogène devraient dès lors faire l'objet de critères permettant de prendre en compte l'ensemble des conséquences environnementales de la production d'hydrogène. Ces critères devraient être définis dans le cadre d'une coopération entre pays producteurs d'hydrogène et importateurs et, idéalement, mener à la définition de standards internationaux en termes de production d'hydrogène pour la neutralité climat.

Ces standards devraient prendre en compte *a minima* le contenu carbone, comme le soulignent plusieurs parties prenantes (BMW, 2020 ; European Commission, 2020 ; Hydrogen Europe, 2021). L'hydrogène importé pourrait être soumis aux mêmes standards que l'hydrogène produit en Europe, en prenant également en compte l'empreinte du transport si c'est pertinent, soit une électricité utilisée essentiellement

d'origine renouvelable ou nucléaire, et pour l'hydrogène bleu des installations à très hauts taux de captage et engendrant de faibles fuites de méthane (voir Section 3.1). L'applicabilité de ces standards en termes de collecte de données sur les émissions de GES issues de l'hydrogène et de contrôle devrait aussi faire l'objet d'attention.

Enfin, les effets systémiques du développement de filières d'exportation d'hydrogène dans les pays producteurs devraient être étudiés, car ils soulèvent des enjeux de répartition des ressources énergétiques importants sur le plan environnemental et social. Certains pays envisagés pour la production d'hydrogène par électrolyse qui ont des systèmes électriques très carbonés, comme le Maroc ou l'Algérie, pourraient avoir un accès à l'énergie limité pour une partie de leur population. Dans ce cadre, il est important de s'assurer que les exportations d'hydrogène et de ses dérivés ne détournent pas des ressources en électricité renouvelable ou nucléaire nécessaires à la décarbonation du système énergétique et à l'accès à l'énergie à tous dans ces pays sur la base des Objectifs du développement durable définis par les Nations Unies.

6. CONCLUSION

Cette étude s'inscrit dans un contexte d'accélération des politiques de soutien à l'hydrogène en Europe et en France et fournit des clés de compréhension des enjeux de développement de l'hydrogène à l'horizon 2030 et 2050.

Les technologies hydrogène sont à un stade précoce de déploiement et il existe des propositions concurrentes d'acteurs industriels et publics quant aux usages à développer pour la décarbonation. Le niveau et les secteurs de demande en hydrogène sont structurants pour l'établissement d'infrastructures de production, de stockage et de transport et pour le dimensionnement du soutien public aux filières. Or, les différences entre visions des usages aboutissent à des estimations de volumes de demande très variables et par conséquent à différentes stratégies de filières industrielles et de besoins en infrastructures. Il est donc nécessaire d'identifier les critères et conditions qui sous-tendent ces visions. Par ailleurs, les objectifs politiques d'émergence de filières hydrogène en France et dans l'Union européenne appellent à une réflexion sur la gouvernance de ce développement.

Quels usages de l'hydrogène doivent être développés ?

Nous montrons que malgré les incertitudes technico-économiques qui entourent l'évolution de la production d'hydrogène, il est possible d'identifier une priorisation des usages pour les cibler dans les segments où il est le plus nécessaire. Ainsi, certains usages de l'hydrogène sont « incontournables » pour atteindre la neutralité climat (usages matériau dans l'industrie, transport aérien et maritime), tandis que d'autres ne sont pas déterminants pour la décarbonation parce qu'il existe des alternatives suffisamment abondantes. Outre son rôle en tant que réactif chimique et vecteur énergétique, l'hydrogène pourrait contribuer à équilibrer le système électrique, et ce d'autant plus que la part de renouvelables variables est importante. Les

volumes de demande en hydrogène sont extrêmement variables selon la vision des usages sous-jacente : par exemple, inclure le transport routier correspond à un doublement de la demande en France par rapport à une situation avec seulement les usages matériau dans l'industrie qui ont peu d'alternatives (industrie chimique, raffineries, acier) selon la trajectoire la plus optimiste pour l'hydrogène de RTE (**Tableau 1**).

Le développement des usages d'hydrogène par électrolyse et éventuellement bleu est en partie guidé par la baisse de son coût de production, mais cela ne garantit pas l'orientation de cet hydrogène vers les usages prioritaires compte tenu des reconfigurations industrielles nécessaires. Cela souligne l'importance des politiques de soutien à l'innovation et au développement de filières industrielles.

Les stratégies publiques de sélection des usages sont définies au niveau européen, national, et local.

- À l'échelle de l'UE, la révision des règles de aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie proposé fin 2021 et discutée courant 2022 qui encadrera les aides au niveau national, mais aussi les quotas d'hydrogène vert fixés par plusieurs textes du paquet Fit for 55 (ReFuel EU pour l'aviation, FuelEU pour le maritime), sont des étapes importantes.
- En France, la révision de la SNBC et de la PPE courant 2022 est aussi une opportunité de discuter de ces choix. La sélection de projets pour le PIEEC sur l'hydrogène par les États membres et la Commission européenne, qui doit avoir lieu au cours de l'année 2022, peut accélérer le déploiement de certains usages en mutualisant les soutiens à l'innovation et aux premiers projets commerciaux.
- Au niveau local, les collectivités ont un rôle à jouer pour les dynamiques industrielles à travers la formation d'écosystèmes hydrogène, comme souligné par le plan hydrogène français de 2018 (MTES, 2018).

Les choix politiques en matière d'usages doivent faire l'objet de clauses de revoyure pour réévaluer la capacité des soutiens à cibler les usages prioritaires et pour s'adapter aux avancées technologiques dans les usages moins matures, notamment les initiatives de démonstration de technologies et les premières expériences de fabrication et d'acheminement d'hydrogène.

Si une partie de la demande en hydrogène pourrait être fournie par les excédents électriques issus de l'équilibrage du réseau électrique, les volumes produits ne seraient pas suffisants pour approvisionner les usages de l'hydrogène incontournables. Cela justifie le développement d'une offre d'hydrogène dédiée, ce qui soulève plusieurs enjeux.

Sous quelles conditions l'hydrogène bleu jouerait-il un rôle dans la transition vers la neutralité climat en 2050 ?

La mise à l'échelle industrielle nécessaire à ce que l'hydrogène produit à partir du reformage du méthane couplé au captage et stockage du CO₂ (CCS) soit très bas en émissions (fort taux de captage du CO₂ lors de la production, maîtrise des fuites de méthane fossile et développement du transport et stockage géologique du CO₂) représente un défi. Même le cas échéant, les émissions de l'hydrogène bleu ne seraient pas nulles, ce qui

indique que son rôle ne peut être que transitoire et met en doute la viabilité économique de potentielles installations.

La réponse à la question du rôle de l'hydrogène bleu doit en partie être discutée au niveau européen étant donné que les ressources géologiques de stockage de CO₂ et de méthane fossile sont concentrées sur le continent, et parce que le marché du méthane fossile (et éventuellement du CO₂ (European Commission, 2021f) est intégré. Cela fait partie des discussions liées à la révision du « paquet gaz » (proposition par la Commission mi-décembre 2021), qui s'intéresse entre autres à l'infrastructure et au marché hydrogène (European Commission, 2021b). L'acte délégué sur la taxonomie européenne, qui propose la limite de 3 kg CO_{2e}/kg H₂ pour un hydrogène bleu « durable », et la directive sur la taxation de l'énergie, qui fait partie du paquet Fit for 55, touchent aussi à ce sujet. La limite de 3 kg CO_{2e}/kg H₂ ne peut être que transitoire dans une vision de neutralité climat, ce qui pose la question de l'abaissement de cette limite à plus long terme et à quel rythme.

Quelle offre d'hydrogène par électrolyse à long terme ?

L'électrolyse pourrait fournir de l'hydrogène durablement faible en émissions, mais son coût serait relativement élevé par rapport aux alternatives fossiles, même à long terme. Par ailleurs, le coût de cet hydrogène varie fortement selon le volume de demande et donc les usages qu'on choisit de déployer. Le surcoût par rapport aux fossiles serait probablement supportable par les usages sans alternatives, mais il est essentiel d'orienter l'hydrogène le moins coûteux (fait à partir d'électricité renouvelable marginale ou peu chère) vers ces applications. Cela interroge la pertinence économique de déployer l'hydrogène dans les usages pour lesquels il existe des alternatives, à savoir la chaleur basse température, le transport léger, l'injection dans les réseaux de méthane, éventuellement le transport de poids lourds, la chaleur haute température et l'équilibrage du réseau électrique.

Les politiques d'offre d'hydrogène sont en partie décidées à l'échelon européen dans le cadre de la révision des règles aux aides d'État et du paquet Fit for 55 (révision de la directive sur les énergies renouvelables, révision du marché carbone). Le niveau national est aussi important puisqu'il définit les mécanismes de soutien à la production d'hydrogène et sélectionne des projets pilote.

À quelles conditions et pourquoi importer de l'hydrogène ou dérivés ? Un système international d'échanges d'hydrogène et dérivés permettrait en théorie d'optimiser les ressources en hydrogène et les coûts de son approvisionnement. La question de l'opportunité de les développer s'inscrit dans des réflexions plus larges sur la répartition géographique des chaînes de valeur industrielles et leur éventuelle reconfiguration à mesure que les sources d'énergie évoluent et qu'il pourrait être industriellement intéressant d'organiser le commerce à d'autres étapes de production. En outre, des échanges d'hydrogène et dérivés ne contribueraient à l'Accord de Paris qu'à condition de respecter des standards de durabilité stricts et applicables, notamment en termes d'émissions de gaz à effet de serre en cycle de vie, mais aussi pour la répartition entre exports et production domestique

des ressources énergétiques dans les pays producteurs. Enfin, il faut noter que des importations de volumes significatifs d'hydrogène et de dérivés invalide l'argument que l'hydrogène aide à atteindre l'indépendance énergétique.

Les modalités d'échanges d'hydrogène et dérivés entre pays se décident en partie au niveau bilatéral, à l'image des alliances liées par la Belgique avec la Namibie, ou le programme H2Global de l'Allemagne. Les initiatives de standardisation de l'hydrogène pourraient être menées dans le cadre d'organisations internationales, *a minima* au sein de l'Union européenne. Enfin, de telles relations commerciales reposent en partie sur des choix nationaux relatifs au recours aux importations énergétiques.

Quelles infrastructures de transport d'hydrogène mettre en place pour assurer que l'hydrogène serve à décarboner les usages urgents ?

Il est difficile de trancher définitivement cette question tant que la vision de long terme des usages hydrogène est floue. Il semble important d'ici là de concentrer les efforts de développement de l'infrastructure autour des usages « incontournables » de l'hydrogène afin d'éviter les coûts échoués, en premier lieu les consommateurs actuels et dont la production serait maintenue dans un système neutre en émissions. La vision de long terme de l'infrastructure hydrogène doit être construite à la fois au niveau européen et au niveau national. La planification de l'infrastructure hydrogène par les gestionnaires nationaux de réseaux d'électricité et de gaz est l'un des problèmes identifiés par le paquet gaz (European Commission, 2021b) et sera donc un sujet de discussion européen, notamment sur la mise en place de connexions transfrontalières, importantes pour certains consommateurs industriels, et éventuellement de routes d'importation d'hydrogène et vecteurs dérivés, mais implique aussi fortement des acteurs des États membres. En outre, plusieurs textes sectoriels du paquet Fit for 55 (notamment le règlement sur l'infrastructure de carburants alternatifs) ont pour objectif de fixer des orientations technologiques pertinentes pour l'hydrogène, notamment dans les transports avec des mesures portant sur l'infrastructure de recharge en hydrogène/électricité/biométhane, paramètre important de l'adoption de poids lourds de longue distance.

Notre analyse montre l'étendue des enjeux posés par l'établissement des filières hydrogène pour permettre l'atteinte de la neutralité climat et fournit des éléments de raisonnement. Elle doit être complétée de travaux à l'échelle sectorielle pour estimer les potentiels volumes de consommation d'hydrogène, les coûts associés et les pré-requis sur les réseaux énergétiques pour permettre son déploiement. En premier lieu, la consommation d'hydrogène des poids lourds, qui est particulièrement dimensionnante pour l'infrastructure hydrogène et le niveau de consommation, et la question des importations d'hydrogène, particulièrement sous-informée, nécessitent des analyses plus détaillées.

Elysée (2021). *Devenir le leader de l'hydrogène vert, voilà notre objectif avec France 2030 !* <https://www.elysee.fr/emmanuel-macron/2021/11/16/deplacement-beziers-genvia-france-2030>

Energy Transitions Commission (2021a). Making the Hydrogen Economy Possible : accelerating clean hydrogen in an electrified economy. *Making Mission Possible Series*. <https://www.energy-transitions.org/publications/making-clean-hydrogen-possible/>

Energy Transitions Commission (2021b). Reaching net-zero carbon emissions from harder-to-abate sectors by mid-century. *Mission Possible*. <https://www.energy-transitions.org/publications/mission-possible/#download-form>

Escribano, G. (2021). H2 Med: hydrogen's geo-economic and geopolitical drivers and barriers in the Mediterranean. *El Cano Policy Paper*. www.realinstitutoelcano.org

European Commission (2018a). *A Clean Planet for all - A European long-term strategic vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy*. COM(2018)773.

European Commission (2018b). *A Clean Planet for all - In-depth analysis*. COM (2018) 773. https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/pages/com_2018_733_analysis_in_support_en_0.pdf

European Commission (2020). *A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe*. COM(2020). https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_20_1259

European Commission (2021a). *[Annex 1] Commission delegated regulation - technical screening criteria for sustainable taxonomy*.

European Commission (2021b). *[draft] Impact Assessment Report. Gas Decarbonisation Package*.

European Commission (2021c). *EU Reference Scenario 2020*. https://ec.europa.eu/energy/data-analysis/energy-modelling/eu-reference-scenario-2016_en

European Commission (2021d). *Plan de relance pour l'Europe*. https://ec.europa.eu/info/strategy/recovery-plan-europe_fr

European Commission (2021e). *Revision of alternative fuels infrastructure*.

European Commission (2021f). *Sustainable Carbon Cycles [draft Nov 2021]*.

European Hydrogen Backbone (2021). *Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen*. https://gasforclimate2050.eu/?smd_process_download=1&download_id=718

Eurostat (2021). *Simplified energy balances for the European Union*. https://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_bal_s&lang=en

Gas for Climate (2020). *Gas Decarbonisation Pathways 2020 – 2050*. https://gasforclimate2050.eu/sdm_downloads/2020-gas-decarbonisation-pathways-study/

Gerhardt, N., Bard, J., Schmitz, R., Beil, M., Pfenning, M., & Kneiske, T. (2020). *Hydrogen in the energy system of the future: focus on heat in buildings*.

Gielen, D., Saygin, D., Taibi, E., & Birat, J.-P. (2020). Renewables-based decarbonization and relocation of iron and steel making. *Journal of Industrial Ecology*, 24(1113–1125).

Gorski, J., Jutt, T., & Wu, K. T. (2021). Carbon intensity of blue hydrogen production. Accounting for technology and upstream emissions. *Pembina Institute - Technical Paper*.

Gough, C., O'Keefe, L., & Mander, S. (2014). Public perceptions of CO2 transportation in pipelines. *Energy Policy*, 70, 106–114. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.03.039>

Gray, N., McDonagh, S., O'Shea, R., Smyth, B., & Murphy, J. D. (2021). Decarbonising ships, planes and trucks: An analysis of suitable low-carbon fuels for the maritime, aviation and haulage sectors. *Advances in Applied Energy*, 1, 100008. <https://doi.org/10.1016/j.adapen.2021.100008>

GRTgaz (2019). *Conditions techniques et économiques d'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel*. <https://www.grtgaz.com/sites/default/files/2020-12/Conditions-techniques-economiques-injection-hydrogene-reseaux-gaz-rapport-2019.pdf>

Hampp, J., Düren, M., & Brown, T. (2021). *Import options for chemical energy carriers from renewable sources to Germany [preprint]*.

Hansson, J., Brynolf, S., Fridell, E., & Lehtveer, M. (2020). The potential role of ammonia as marine fuel-based on energy systems modeling and multi-criteria decision analysis. *Sustainability (Switzerland)*, 12(8), 10–14. <https://doi.org/10.3390/SU12083265>

Haut Conseil pour le climat (2021). *Renforcer l'atténuation, engager l'adaptation*.

Howarth, R. W., & Jacobson, M. Z. (2021). How green is blue hydrogen? *Energy Science & Engineering*, 00, 1–12. <https://doi.org/10.1002/ese3.956>

Hydrogen Europe (2020). *National Hydrogen Strategies*.

Hydrogen Europe (2021). *Hydrogen Act. Towards the creation of the European Hydrogen Economy*. https://www.hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2021/04/2021.04_HE_Hydrogen-Act_Final.pdf

IEA (2017). *IEA energy balances of 2017 for the European Union – 28*. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tables?country=EU28&energy=Balances&year=2017>

IEA (2019a). *IEA - Energy balances of the European Union 2019*. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tables?country=EU28>

IEA (2019b). *The Future of Hydrogen*.

IEA (2021a). *Global Hydrogen Review 2021*.

IEA (2021b). *Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector*. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/28f365da-f9cb-4a87-9992-566821924beb/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector.pdf>

IEA (2021c, March 28). *Global electric passenger car stock, 2010-2020*. <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-electric-passenger-car-stock-2010-2020>

IEA (2021d, April 28). *Fuel cell electric vehicles stock by region and by mode, 2020*. <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/fuel-cell-electric-vehicles-stock-by-region-and-by-mode-2020>

IFP Energies nouvelles, SINTEF, & Deloitte (2021). *Hydrogen4EU Charting pathways to enable net zero*. <https://www.hydrogen4eu.com/>

International Transport Forum - OECD (2018). *Decarbonising Maritime Transport. Pathways to zero-carbon shipping by 2035*. <https://www.itf-oecd.org/sites/default/files/docs/decarbonising-maritime-transport.pdf>

IRENA (2020). *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal*. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf

IRENA (2021). *Green hydrogen. A guide to policy making*.

- Jöhrens, J., Rücker, J., Kräck, J., Allekotte, M., Helms, H., Biemann, K., Schillinger, M., Waßmuth, V., Pafuler-Mann, D., Frischmuth, F., & Gerhard, N. (2020). *Roadmap OH-Lkw : Einführungsszenarien 2020-2030*. 49(0), 102.
- Karayannis, V., Charalampides, G., & Lakioti, E. (2014). Socio-economic Aspects of CCS Technologies. *Procedia Economics and Finance*, 14, 295–302. [https://doi.org/10.1016/S2212-5671\(14\)00716-3](https://doi.org/10.1016/S2212-5671(14)00716-3)
- Le Duigou, A., Bader, A. G., Lanoix, J. C., & Nadau, L. (2017). Relevance and costs of large scale underground hydrogen storage in France. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(36), 22987–23003. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.06.239>
- Lenz, V., Szarka, N., Jordan, M., & Thrän, D. (2020). Status and Perspectives of Biomass Use for Industrial Process Heat for Industrialized Countries. *Chemical Engineering and Technology*, 43(8), 1469–1484. <https://doi.org/10.1002/CEAT.202000077>
- Madeddu, S., Ueckerdt, F., Pehl, M., Peterseim, J., Lord, M., Kumar, K. A., Krüger, C., & Luderer, G. (2020). The CO2 reduction potential for the European industry via direct electrification of heat supply (power-to-heat). *Environ. Res. Lett.*, 15(124004). <https://doi.org/10.1088/1748-9326/abb02>
- Material Economics (2019). Industrial Transformation 2050 - Pathways to Net-Zero Emissions from EU Heavy Industry. *Net Zero 2050*. <https://materialeconomics.com/publications/industrial-transformation-2050>
- McWilliams, B., & Zachmann, G. (2021). Navigating through hydrogen. *Bruegel Policy Contribution*, 8. <https://www.bruegel.org/2021/04/navigating-through-hydrogen/>
- MITECO (2020). *Hoja de Ruta del Hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable*.
- Moultak, M., Lutsey, N., & Hall, D. (2017). Transitioning to zero-emission heavy-duty freight vehicles. White paper. *ICCT*. <https://theicct.org/publications/transitioning-zero-emission-heavy-duty-freight-vehicles>
- MTE (2020). *Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France. Dossier de presse*. <https://www.gouvernement.fr/dossier-de-presse-strategie-nationale-pour-le-developpement-de-l-hydrogene-decarbone-en-france>
- MTES (2018). *Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique*.
- MTES (2019). *Synthèse du scénario de référence de la stratégie française pour l'énergie et le climat*.
- MTES (2020). *Stratégie nationale bas-carbone*. <https://www.ecologie.gouv.fr/strategie-nationale-bas-carbone-snbc>
- National Government Germany (2021). *IPCEI Projects Hydrogen*. <https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2021/05/20210528-bmw-und-bmvi-bringen-wasserstoff-grossprojekte-auf-den-weg.html>
- Oil & Gas Climate Initiative (2021). *OGCI reports significant progress on aggregate upstream methane and carbon intensity targets*. <https://www.ogci.com/ogci-reports-significant-progress-on-aggregate-upstream-methane-and-carbon-intensity-targets/>
- Philibert, C. (2017). Renewable Energy for Industry From green energy to green materials and fuels Cédric Philibert. *IEA Insights Series*.
- Philibert, C. (2021). After the Hydrogen Bubble Bursts The Factors Shaping and Possibly Unfolding International Hydrogen Value Chains. *Briefings de l'Ifri*. <https://about.bnef.com>.
- Poulsen, N., Holloway, S., Neele, F., Smith, N. A., & Kirk, K. (2014). *CO2StoP Final Report. Assessment of CO2 storage potential in Europe*.
- Poux, X., & Aubert, P.-M. (2018). Une Europe agroécologique en 2050 : une agriculture multifonctionnelle pour une alimentation saine. Enseignements d'une modélisation du système alimentaire européen. *Study*, 09/18, 78.
- Reddi, K., Elgowainy, A., Rustagi, N., & Gupta, E. (2017). Impact of hydrogen refueling configurations and market parameters on the refueling cost of hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(34), 21855–21865. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.05.122>
- Roehrl, R. A., & Riahi, K. (2000). Technology Dynamics and Greenhouse Gas Emissions Mitigation: A Cost Assessment. *Technological Forecasting and Social Change*, 63, 231–261.
- Rosenow, J., Cowart, R., Bayer, E., & Fabbri, M. (2017). Assessing the European Union's energy efficiency policy: Will the winter package deliver on "Efficiency First"? *Energy Research & Social Science*, 26, 72–79. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2017.01.022>
- RTE (2020a). *Groupe de travail n°4 «interfaces entre l'électricité et les autres vecteurs». Document de cadrage n°2 : Trajectoires de développement de l'hydrogène et des couplages entre l'électricité et les réseaux de chaleur*.
- RTE (2020b). *La transition vers un hydrogène bas carbone. Atouts et enjeux pour le système électrique à l'horizon 2030-2035*.
- RTE (2021a). *Futurs énergétiques 2050. Garantir la sécurité d'approvisionnement (chapitre 7)*.
- RTE (2021b). *Futurs Énergétiques 2050. La consommation (chapitre 3)*.
- RTE (2021c). *Futurs Énergétiques 2050. Le rôle de l'hydrogène et des couplages (chapitre 9)*.
- RTE, & Ademe (2020). *Réduction des émissions de CO2, impact sur le système électrique: quelle contribution du chauffage dans les bâtiments à l'horizon 2035? Synthèse*.
- SFEN (2019). *Quand décider d'un renouvellement du parc nucléaire français ?*
- Sharmina, M., Edelenbosch, O. Y., Wilson, C., Freeman, R., Gernaat, D. E. H. J., Gilbert, P., Larkin, A., Littleton, E. W., Traut, M., van Vuuren, D. P., Vaughan, N. E., Wood, F. R., & Le Quéré, C. (2021). Decarbonising the critical sectors of aviation, shipping, road freight and industry to limit warming to 1.5–2°C. *Climate Policy*, 21(4), 455–474. https://doi.org/10.1080/14693062.2020.1831430/SUPPL_FILE/TCPO_A_1831430_SM2186.DOCX
- Shell (2017). *ENERGY OF THE FUTURE? Sustainable Mobility through Fuel Cells and H2*. www.shell.de
- Tlili, O., Mansilla, C., Linssen, J., Reuß, M., Grube, T., Robinius, M., André, J., Perez, Y., Le Duigou, A., Stolten, D., Liquide, A., & Saclay, R. (2019). *Geospatial modelling of the hydrogen infrastructure in France in order to identify the most suited supply chains*. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319919341503>
- Transport & Environment (2018a). *How to decarbonise European transport by 2050*.
- Transport & Environment (2018b). *Roadmap to decarbonising European aviation*.
- Transport & Environment (2020). *Comparison of hydrogen and battery electric trucks. Methodology and underlying assumptions*.

Transport & Environment (2021). Unlocking electric trucking in the EU : recharging along highways. *Electrification of Long-Haul Trucks (Vol. 2)*. www.transportenvironment.org

Transport & Environment, & E4Tech (2021). *Role of DAC in e-fuels for aviation*.

Tsiropoulos, I., Nijs, W., Tarvydas, D., & Ruiz Castillo, P. (2020). Towards net-zero emissions in the EU energy system by 2050. *JRC Technical Reports*. <https://doi.org/10.2760/081488>

Ueckerdt, F., Bauer, C., Dirnaichner, A., Everall, J., Sacchi, R., & Luderer, G. (2021). Potential and risks of hydrogen-based e-fuels in climate change mitigation. *Nature Climate Change*. <https://doi.org/10.1109/EDUCON.2018.8363203>

van Wijk, A., & Chatzimakakis, J. (2020). Green Hydrogen for a European Green Deal. A 2x40 GW Initiative. *Hydrogen Europe*. <https://www.hydrogen4climateaction.eu/2x40gw-initiative>

Volkswagen (2020, December 1). *Battery or fuel cell, that is the question*. <https://www.volkswagen-newsroom.com/en/stories/battery-or-fuel-cell-that-is-the-question-5868>

Waisman, H., Torres Gunfaus, M., Català, A. P., Svensson, J., Bataille, C., Briand, Y., Aldana, R., Anggreni, L., Angulo-Paniagua, J., Argiriou, M., Benavides, C., Bergamaschi, L., Berghmans, N., Boer, R., Buira, D., Bukowski, M., Calderón, W., D'Agosto, M., De León, M., ... Zevallos, P. (2021). *Climate ambition beyond emission numbers: taking stock of progress by looking inside countries and sectors*. <https://www.iddri.org/en/publications-and-events/report/climate-ambition-beyond-emission-numbers-taking->

Wang, N., Akimoto, K., & Nemet, G. F. (2021). What went wrong? Learning from three decades of carbon capture, utilization and sequestration (CCUS) pilot and demonstration projects. *Energy Policy*, 158(May), 112546. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112546>

Wietschel, M., Bekk, A., Breitschopf, B., Boie, I., Edler, J., Eichhammer, W., Klobasa, M., Marscheider-Weidemann, F., Plötz, P., Sensfuß, F., Thorpe, D., & Walz, R. (2020). Opportunities and challenges when importing green hydrogen and synthesis products. *Fraunhofer ISI Policy Brief*, 3. <https://www.isi.fraunhofer.de/en/presse/2020/presseinfo-26-policy-brief-wasserstoff.html>

Wietschel, M., Gnann, T., Plötz, P., & Doll, C. (2019). Electric trolley trucks-a techno-economic assessment for Germany. *World Electric Vehicle Journal*, 10(4). <https://doi.org/10.3390/wevj10040086>

World Energy Council (2021). Decarbonised hydrogen imports into the European Union: challenges and opportunities. *La Revue de l'énergie, Hors-Série*.

Hydrogène pour la neutralité climat : conditions de déploiement en France et en Europe

Ines Bouacida, Nicolas Berghmans (Iddri)

L'Institut du développement durable et des relations internationales (Iddri) est un *think tank* indépendant qui facilite la transition vers le développement durable. Il a été fondé en 2001. Pour cela, l'Iddri identifie les conditions et propose des outils pour placer le développement durable au cœur des relations internationales et des politiques publiques et privées. Il intervient à différentes échelles, de celle de la coopération internationale à celle des gouvernements nationaux, locaux et des entreprises, chaque échelle informant l'autre. À la fois institut de recherche et plateforme de dialogue, l'Iddri crée les conditions d'un diagnostic et d'une expertise partagés entre parties prenantes. Il les met en relation de manière transparente et collaborative, sur la base de travaux de recherche interdisciplinaire de premier plan. L'Iddri met ensuite ses analyses et propositions à la disposition de tous. Quatre enjeux sont au cœur de l'activité de l'institut : le climat, la biodiversité et les écosystèmes, l'océan et la gouvernance du développement durable.

Pour en savoir plus sur les activités et les publications de l'Iddri, visitez www.iddri.org

Citation : Bouacida, I., Berghmans, N., (2022).
Hydrogène pour la neutralité climat : conditions de
déploiement en France et en Europe. *Étude N°02/22*,
Iddri, Paris, France, 30 p.

ISSN 2258-7071

Ce travail a bénéficié du soutien financier de la
Fondation européenne pour le climat (ECF), de
l'Ademe et d'une aide de l'État gérée par l'ANR au
titre du programme « Investissements d'avenir »
portant la référence ANR-10-LABX-14-01.

CONTACT

ines.bouacida@iddri.org
nicolas.berghmans@iddri.org

Institut du développement durable et des relations
internationales 41, rue du Four – 75006 Paris –
France

www.iddri.org
[@IDDRI](https://twitter.com/IDDRI)