

ENJEUX ET DÉFIS DES IMPORTATIONS D'HYDROGÈNE ET SES DÉRIVÉS POUR LA FILIÈRE FRANÇAISE

COMPÉTITIVITÉ ET DISPONIBILITÉ DES MOLÉCULES IMPORTÉES
PAR RAPPORT À LA PRODUCTION DOMESTIQUE EUROPÉENNE



Décembre
2023

Note d'analyse

 **France
Hydrogène**
Engagée pour la transition écologique

Table des matières

Résumé exécutif.....	4
Remerciements	9
Méthodologie.....	10
Objectifs	10
Panorama des sources mobilisées et critères de sélection	10
Structuration de la note	11
Limites et axes de développement.....	12
Section 1 – Les importations extra-européennes : une disponibilité et une compétitivité incertaine	13
Partie 1 – Un potentiel d’importations extra-européennes aux volumes limités	13
Partie 2 – Des capacités de transport encore à développer	18
Partie 3 – Une compétitivité-prix des importations hétérogène et fragile	24
Encadré – Focus sur les pays émergents et en développement.....	37
Section B – Les flux d’échanges intra-européens : des projets plus avancés, orientés vers l’Allemagne	39
Partie 1 - La perspective d’une infrastructure de transport d’hydrogène plus accessible	39
Partie 2 - Une part de l’importation intra-européenne importante dès 2025 selon le JRC, mais des conditions très différentes d’un pays à l’autre	39
Bibliographie	42

En bref

France Hydrogène a réalisé une méta-analyse des scénarios technico-économiques sur le commerce international de l'hydrogène et ses dérivés de 2030 à 2050, à partir des rapports des institutions suivantes (par ordre alphabétique en anglais) : Deloitte, Fraunhofer CINES, Hydrogen Council, IEA, IRENA, JRC, complété par les rapports de bp, Clean Air Task Force. Les résultats de ces modèles ont été mis en perspective avec le déploiement actuel des projets d'hydrogène dans le monde à partir des données de l'Agence internationale de l'énergie.

À date, les projections des modèles technico-économiques à 2050 et le développement en cours des projets hydrogène dans le monde ne fournissent pas d'élément tangible indiquant que la compétition des importations d'hydrogène extra et intra-européennes menacerait la viabilité d'une production domestique française.

Le développement d'un commerce mondial de l'hydrogène et ses produits dérivés reste très en-dessous des promesses et des attentes, toutes géographies confondues. L'Agence internationale de l'énergie a exprimé des réserves sur le développement d'un commerce international à l'échelle d'ici la prochaine décennie, (à 2040): *“Despite the strong momentum around hydrogen export announcements in the past few years, the small share of trade projects that have reached advanced planning stages demonstrates significant uncertainty around the ability to develop an export market at scale over the next decade.”* (IEA (2023) Global Hydrogen Review 2023. Page 101-102).

Les importations d'hydrogène à 2050 présentent des compétitivité-prix hétérogènes selon les modes de transport et les molécules considérées. La majorité des études technico-économiques référencées dans le cadre de cette note convergent sur le fait que la production domestique européenne d'hydrogène serait plus compétitive que les importations par fret maritime d'hydrogène pur liquéfié et d'ammoniac reconverti en hydrogène. Les résultats sont moins homogènes en ce qui concerne la compétitivité des importations par gazoduc vers l'Europe. En revanche, les importations de produits dérivés (ammoniac, carburants de synthèse, méthanol, etc.) pourraient être plus compétitives que la production domestique européenne, lorsque ces produits ne sont pas reconvertis en hydrogène.

Même dans les cas où les importations seraient l'option la plus compétitive à 2050, des productions domestiques européenne et française pourront coexister sur un même marché selon un ordre de mérite. Les bassins européens de consommation d'hydrogène et ses dérivés, connectés à un réseau, pourront faire appel aux approvisionnements par ordre croissant de compétitivité-prix.

Dans ce contexte, les importations permettraient de diversifier les modalités d'approvisionnement de l'économie hydrogène française et de relâcher une partie de la pression sur la disponibilité des énergies primaires et du foncier en France. Les échanges intra-européens et internationaux d'hydrogène permettraient également d'optimiser au moins en partie les prix d'achat de l'hydrogène sur le marché français pour les consommateurs finaux pour soutenir le développement des usages et d'un tissu industriel en aval de la chaîne de valeur.

Résumé exécutif

Préambule

Cette note sur la compétitivité et la disponibilité des molécules importées par rapport à la production domestique européenne à 2030, 2040 et 2050 a pour objectif de restituer l'état des connaissances et projections disponibles sur les points clés suivants :

- La compétitivité-prix des importations d'hydrogène et de ses dérivés par rapport à la production domestique française et européenne ;
- La disponibilité des volumes d'importations d'hydrogène et de ses dérivés en Europe ;
- Les délais de déploiement des projets d'exportation et d'importation de l'hydrogène et de ses dérivés en lien avec l'Europe ;
- Les conditions de déploiement de ces projets d'exportation et d'importation (industrielles, financières, politiques, environnementales, etc.) ;

Elle s'appuie sur une méta-analyse d'études quantitatives réalisées par plusieurs organisations faisant référence dans leur domaine, dont Hydrogen Council, IRENA, le Centre de recherche commun de la Commission européenne (JRC), Deloitte ou encore l'institut de recherche allemand Fraunhofer CINES. La liste complète est disponible dans la section Méthodologie.

Cette note est rédigée pour alimenter les réflexions des adhérents de France Hydrogène et des interlocuteurs de l'association sur les enjeux de l'import-export de l'hydrogène et de ses dérivés pour la filière française. Elle ne constitue pas une note de position de France Hydrogène et ne formule pas de recommandations.

Ce document restitue l'avancée des travaux et les principales conclusions au 1^{er} décembre 2023.

Des importations extra-européennes à la compétitivité-prix fragile et hétérogène selon le type de molécule et les géographies

La revue de littérature effectuée dans le cadre de cette note a permis de dégager plusieurs enseignements en matière de compétitivité-prix des importations extra-européennes par rapport à la production européenne.

La majorité des études technico-économiques référencées dans le cadre de cette note (incluant celles de l'AIE, Deloitte, l'Hydrogen Council, l'IRENA, JRC) convergent sur le fait que la production domestique européenne d'hydrogène serait plus compétitive que les importations par fret maritime d'hydrogène pur liquéfié et d'ammoniac reconverti en hydrogène.

Les résultats sont moins homogènes en ce qui concerne la compétitivité des importations par gazoduc vers l'Europe. L'Agence internationale de l'énergie, Deloitte, l'Hydrogen Council et l'IRENA estiment que ce mode transport pourrait s'avérer moins coûteux que la production en Allemagne (ou en Europe du Nord-Ouest pour l'AIE). À l'inverse, les scénarios du Centre de recherche conjoint de la Commission européenne (JRC) et de l'institut allemand Fraunhofer CINES indiquent que la production domestique européenne serait plus compétitive que de l'hydrogène importé par gazoduc, notamment s'il s'agit d'une nouvelle infrastructure à financer et amortir, et à plus forte raison si le coût de production domestique de référence n'est plus celui de l'Allemagne mais celui de l'Europe (coût moyen).

En revanche, les importations de produits dérivés (ammoniac, carburants de synthèse, méthanol, etc.) pourraient être plus compétitives que la production domestique européenne, lorsque ces produits ne sont pas reconvertis en hydrogène. Mais, dans ce cas, ce différentiel de coût demeurerait mesuré, de l'ordre de 10 % à 20 % (et non de 1 à 2). Ces écarts n'apparaissent pas de nature à remettre en cause la viabilité de la production sur le sol européen, surtout si le marché fait face à une pénurie d'offre pour répondre aux obligations des directives européennes sur les énergies renouvelables.

Les résultats relatifs aux coûts d'importation d'hydrogène et de ses dérivés en Europe sont soumis à plusieurs incertitudes qui peuvent remettre en cause le différentiel de compétitivité avec la production domestique.

- Ces études s'appuient sur des hypothèses favorables au développement de projets d'exportation dans les pays émergents et en développement et n'intègrent pas les autres barrières existantes (industrielle, réglementaire, etc.). La dégradation du contexte macroéconomique, marqué depuis mi-2022 par le retour de l'inflation et la hausse des taux directeurs des banques centrales, remet en cause ces fondamentaux. Le coût moyen pondéré du capital (WACC¹) est en général plus faible dans les pays européens que dans les pays en développement. L'inflation des coûts est plus forte dans les pays en développement que dans les pays européens.
- De plus, tous ces modèles technico-économiques n'intègrent pas l'ensemble des postes de charge des coûts d'importation vers l'Europe, tels que des primes de risques, des garanties et des frais d'assurance, des coûts additionnels de distribution, une marge additionnelle destinée à la rémunération des porteurs du projet et de leurs actionnaires. Par ailleurs, les études référencées ne prennent pas en compte le coût du « dernier kilomètre » à parcourir pour acheminer les volumes d'hydrogène et ses dérivés importés depuis un terminal d'importation jusqu'aux centres de consommation.
- Le coût actualisé de l'hydrogène (LCOH) calculé dans les rapports n'est qu'une estimation du coût facilitant la comparaison entre pays ou modes de transport, mais ne reflète pas nécessairement la réalité de chaque projet. Les postes de coûts intégrés dans le calcul du LCOH sont rarement détaillés et diffèrent selon les études. Certains coûts pourtant majeurs sont difficilement quantifiables par d'autres acteurs que les porteurs de projets eux-mêmes et spécifiques au type de projet (modes de transport, pays, commodité etc.), par exemple : les coûts d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction, de stockage sur site, de financement, de dépréciation du stack et des auxiliaires électriques et mécaniques (*balance of plant*) ou encore les contingences.² Enfin, ces modèles technico-économiques projettent des scénarios de coût et non de prix des importations. Les pays exportateurs ne vendront pas leurs molécules à prix coûtant. Les prix de marché auxquels les pays européens achèteront de l'hydrogène et ses produits dérivés s'établiront en fonction de l'équilibre entre l'offre disponible et la demande, que ce soit à travers des contrats de long terme ou des contrats au comptant. En cas de déséquilibre, un fournisseur avec des coûts de production bas pourra ainsi vendre ses molécules à des prix élevés.

Des volumes d'exportation vers l'Europe encore limités à 2030-2040

Le développement d'échanges massifs d'hydrogène et ses dérivés à l'international à l'horizon 2030 voire 2040 reste soumis à de nombreuses incertitudes. Certes, de nombreuses annonces de projets d'exportation ont été communiqués depuis 2020. Mais plus de 75 % des projets annoncés à 2030 ne sont encore que des « concepts » sur lesquels un développeur de projet communique sans savoir si le projet est faisable, selon l'AIE. À date, fin 2023, seuls trois projets d'exportation de molécules dans le monde ont atteint le stade de la décision finale d'investissement. Le projet NEOM en Arabie Saoudite, le projet Green Hydrogen and Chemicals SPC à Oman et l'usine de CF Industries à Donaldsonville aux États-Unis.

Les pays d'Afrique du Nord et, dans une moindre mesure, du Moyen-Orient, seraient les mieux positionnés pour fournir d'importants volumes de molécules décarbonées au meilleur prix aux pays européens, d'après la majorité des études référencées. Mais le déploiement de projets d'exportation d'hydrogène ou ses dérivés dans ces pays comprend de nombreux défis, aussi complexes à relever que dans les pays d'Europe.

- Un premier défi porte sur le dimensionnement des projets, leurs délais de réalisation et leur complexité. Produire et exporter un million de tonnes d'hydrogène (soit un dixième des volumes d'importations du plan RePowerEU, ou la moitié des

¹ Weighted Average Cost of Capital

² -Agora Industry and Umlaut (2023) Levelised cost of hydrogen: Making the application of the LCOH concept more consistent and more useful

capacités de transport de l'hydrogénéoduc BarMar) nécessite approximativement l'installation de 10 GW d'électrolyseurs et la construction de 20 GW d'électricité renouvelable. À titre de comparaison, le Maroc disposait en 2022 d'une capacité installée de renouvelables éolien et solaire de 2,3 GW, d'après les données du ministère de la transition énergétique et du développement durable marocain, avec l'objectif d'atteindre les 12 GW à 2030.

- Un deuxième défi, crucial, porte sur la capacité des porteurs de projets à accéder à des capitaux importants et à des taux compétitifs pour financer de tels projets. Ces conditions sont cruciales pour financer des dépenses d'investissements massives pour le surdimensionnement des capacités de génération d'énergies renouvelables et pour la production d'hydrogène par électrolyse. Des taux trop élevés peuvent briser l'équilibre économique du projet et conduire à son report voire à son annulation.
- Un troisième défi porte sur l'allocation et le partage des ressources clés pour la production et l'exportation d'hydrogène, en particulier l'eau et les électrons, face à la croissance des besoins des populations et des économies locales d'Afrique du Nord. Sans compter que le Maroc, l'Égypte ou l'Algérie auront peut-être plus intérêt à mobiliser leur production hydrogène locale pour manufacturer des biens à plus forte valeur ajoutée qu'à exporter des molécules brutes vers l'Europe.

Enfin, en-dehors de l'Afrique du Nord, l'Europe risque d'être en compétition avec le Japon et la Corée du Sud pour capter les volumes d'exportation disponibles sur le marché mondial. Idéalement placés entre les deux régions, l'Arabie saoudite et Oman pourront par exemple mettre en concurrence les acheteurs européens et asiatiques pour disposer des meilleures offres. David Edmondson, directeur général de Neom Green Hydrogen Company, a souligné en mars 2023 que la production du projet Neom pourrait être exportée ailleurs qu'en Europe si les règles sur les RFNBO apparaissent trop contraignantes.

Des défis majeurs pour développer des infrastructures d'importation pour 2030-2040

Au niveau mondial, le transport d'ammoniac (sans reconversion en hydrogène), par voie maritime, est l'option privilégiée pour 80 % des volumes d'exportation annoncés à 2040, suivi des carburants de synthèse (5 %), de l'hydrogène comprimé par gazoduc (4 %) et de l'hydrogène liquide (2 %).

Cela pourrait nécessiter de tripler la flotte actuelle de transport d'ammoniac. Seuls quelques chantiers navals, concentrés au Japon, en Corée du Sud et en Chine, sont en mesure, à l'heure actuelle, de construire de nouveaux navires adaptés au transport de l'ammoniac. La conversion de navires pétroliers pour le transport d'ammoniac dépendra de la capacité à réduire le commerce de pétrole mondial, et donc la consommation. De plus, le développement du commerce international de l'ammoniac nécessitera la construction de nouveaux ports en eaux profondes et/ou de nouveaux quais d'amarrage, en particulier dans les pays à fort potentiel d'exportation d'hydrogène qui ne disposent pas nécessairement d'infrastructures d'ammoniac disponibles en l'état.

Les importations d'hydrogène par gazoduc en provenance d'Afrique du Nord constituent le mode d'approvisionnement le plus compétitif pour l'Europe. Pour que le transport par gazoduc se fasse à un coût raisonnable, il est nécessaire que le gazoduc soit dimensionné pour les plus gros volumes possibles pour bénéficier de l'effet de taille) et utilisé le plus rapidement possible à pleine capacité. À titre d'exemple, Deloitte estime que l'infrastructure gazière reliant l'Algérie à l'Italie est dimensionnée pour une capacité de transport maximale de 6,17 Mth₂ par an, tandis que l'infrastructure reliant le Maroc à l'Espagne disposerait d'une capacité de 4,80 Mth₂ par an. Or, à l'heure actuelle, aucun pays d'Afrique du Nord n'apparaît capable de fournir de tels volumes d'ici 2030 et l'avancement des projets en cours offre peu de certitudes pour 2040. De tels niveaux de production d'hydrogène décarboné nécessiteraient un déploiement massif de capacités de production d'énergies renouvelables à un rythme encore plus élevé que celui observé en Europe, ou d'outils de production d'hydrogène bas carbone d'origine fossile avec des taux de capture supérieure à 95 % pour espérer être compatibles avec les critères européens. De plus, hormis l'Allemagne, la demande européenne à l'autre bout du tube n'est pas encore assurée pour établir avec des pays d'Afrique du Nord des

contrats de long terme, caractéristiques des modalités commerciales de vente de gaz par gazoducs.

Dans ce contexte, l'Agence internationale de l'énergie doute fortement du développement d'un commerce international de l'hydrogène et de ses dérivés au cours de la prochaine décennie 2030-2040 : *"Despite the strong momentum around hydrogen export announcements in the past few years, the small share of trade projects that have reached advanced planning stages demonstrates significant uncertainty around the ability to develop an export market at scale over the next decade."*³

Des projets d'échanges intra-européens plus avancés que les importations extra-européennes

Le développement d'une infrastructure de transport d'hydrogène intra-européenne apparaît plus accessible que des approvisionnements extra-européens, en raison de l'existence de zones de production et de consommation plus proches, avec des niveaux de certitude plus élevés, qui permettraient d'utiliser ces infrastructures gazières à pleine capacité à condition naturellement que ce réseau de gazoducs soit rendu disponible pour un tel marché. Au-delà de leurs usages pour l'import/export, ces projets d'interconnexion des réseaux nationaux pourront servir à flexibiliser de manière ponctuelle les équilibres offre/demande locales. Des projets en cours de conversion d'éléments du réseau de transport de gaz naturel en hydrogène en Allemagne, au Pays-Bas, en Belgique et en France devraient permettre de rendre les échanges intra-européens opérationnels dans des délais plus courts que les échanges extra-européens.

Des différentiels entre le potentiel de production et de consommation entre pays européens apparaissent suffisants pour soutenir le développement de projets d'import-export. La part des échanges intra-UE représenterait 28 % de la consommation totale à 2050 du scénario 1,5°C du JRC, le centre de recherche de la Commission européenne. Cette part atteint 37 % pour les échanges intra-européens incluant la Norvège, la Suisse et les pays des Balkans. Certains pays comme l'Espagne bénéficient d'un ensoleillement (ou d'un climat venté) compatible avec un scénario de coûts de production d'hydrogène renouvelable PV (ou éolien) très compétitifs. Au contraire, l'Allemagne est souvent prise comme exemple opposé avec des coûts de production domestique d'hydrogène renouvelable parmi les plus élevés d'Europe.

La France, se situe dans la moyenne européenne en termes de coûts de production. Aucune des options d'importation intra-européenne investiguées dans l'étude du JRC ne serait aussi compétitive que la production domestique française (scénario 1,5°C, 2050). Les flux intra-européens n'y sont pas détaillés, néanmoins il paraît très probable que l'Allemagne capte une grande partie de ces flux du fait de son niveau de demande très supérieur à celui des autres pays (2 à 3 fois celle de la France à date), et parce que la production domestique allemande apparaît moins compétitive que celle de la moyenne des pays européens. L'Hexagone serait plutôt un pays de transit, ce qui lui donnerait la possibilité de mutualiser les infrastructures de la dorsale européenne pour connecter ses propres bassins de consommation et de production, avec une option de diversification de ses sources d'approvisionnements.

Des opportunités à moyen et long terme : relâcher la pression sur les capacités domestiques et les prix, stimuler les usages et les investissements dans l'aval de la chaîne de valeur

La crainte de voir l'importation de molécules rendre caduc la pertinence d'un soutien au développement de la production domestique européenne, en particulier en France (où la filière pourrait disposer d'une électricité à un prix abordable), n'apparaît pas fondée, même dans un cas de figure où l'importation serait l'option la plus compétitive en 2050.

Les productions domestiques européennes, et françaises, pourront coexister sur un même marché avec des importations selon un ordre de mérite, à partir de deux facteurs : la compétitivité-prix et la disponibilité en volume. Les projets de production de

³ IEA, Global Hydrogen Review, 2023, p.101-102

molécules les plus coûteux à développer sur le territoire pourraient être appelés lors de tensions entre l'offre et la demande pour détendre des pics de prix. De plus, il apparaît peu probable que les importations déplacent la totalité de la production domestique en raison des volumes d'échanges limités à 2040 (au vu des développements en cours) et de la profondeur des besoins en hydrogène à satisfaire pour décarboner l'économie française. Dans ce contexte, les importations permettraient de diversifier les modalités d'approvisionnement de l'économie hydrogène française et de relâcher une partie de la pression sur la disponibilité des énergies primaires et du foncier en France.

Les échanges intra-européens et internationaux d'hydrogène permettront également de stabiliser et/ou réduire sur le moyen et le long terme les prix d'achat de l'hydrogène pour les consommateurs finaux, en particulier lorsque les potentiels de production domestique les plus compétitifs auront été mis en exploitation et/ou que la croissance de la demande sera supérieure à celle de l'offre. Un accès au meilleur prix aux molécules d'hydrogène participera au développement de tout l'aval de la chaîne de valeur et d'une pluralité d'usages. Cette perspective apparaît fondamentale à la pérennité et l'accélération des efforts de réindustrialisation de l'économie française, à travers les investissements dans des sites de fabrication de piles à combustibles, de réservoirs à hydrogène, de stations de distribution et de véhicules hydrogène.

Les infrastructures de transport et de stockage étant des investissements lourds et à cycle long, leur planification nécessite d'être anticipée dès cette décennie et en parallèle du déploiement et de la massification en cours de la production domestique.

Remerciements

Cette analyse a été réalisée par les équipes de France Hydrogène. Elle a bénéficié des contributions des membres du groupe de travail sur les Affaires internationales de France Hydrogène.

Plusieurs relecteurs ont grandement contribué, à titre individuel, à améliorer la qualité du rapport final dans le cadre d'un processus de révision. Des remerciements tout particuliers sont adressés, par ordre alphabétique, aux personnes suivantes :

- Bovary Emmanuel (Manager | Economic Advisory chez Deloitte)
- Corbeau Anne-Sophie (Global Research Scholar chez Columbia Center on Global Energy Policy)
- Douguet Sébastien (Director | Economic Advisory – Energy and Modelling chez Deloitte).

Les personnes ayant contribué au processus de relecture ne sauraient être tenues responsables des positions, conclusions et des informations contenues dans ce rapport.

Méthodologie

Objectifs

Cette méta-analyse vise à présenter l'état des connaissances disponibles sur les points clés suivants :



Panorama des sources mobilisées et critères de sélection

La méta-analyse des études technico-économiques sur les importations et les exportations d'hydrogène s'appuie en grande partie sur le corpus documentaire suivant, qui fournit des résultats couvrant à la fois la compétitivité des importations par rapport à la production domestique en Europe, les volumes d'importation à 2030 ou post-2030 et les conditions de déploiement d'importations d'hydrogène et ses dérivés vers l'Europe :

Classement par ordre alphabétique d'organisation

- **Deloitte.** (2023). Green hydrogen : Energizing the path to net zero.
- **Fraunhofer CINES.** (2023). Clean Hydrogen Deployment in the Europe-MENA Region from 2030 to 2050.
- **Hydrogen Council.** (2022). Global Hydrogen Flows: Hydrogen trade as a key enabler for efficient decarbonization.
- **International Renewable Energy Agency.** (2022). Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal | Part 1.
- **Joint Research Centre (JRC)** of the European Commission. (2022). Global energy and climate outlook 2022: Energy trade in a decarbonised world.

Ce corpus a été complété par les résultats des rapports et articles suivants, qui couvrent au moins un des points clés de cette note (comparaison du coût d'importation par rapport à la production européenne ou volumes d'importation disponible vers l'Europe à 2030 ou post-2030) :

- **bp.** (2023). Energy Outlook 2023.
- **Clean Air Task Force.** (2023). Techno-economic Realities of Long-Distance Hydrogen transport.
- **Galimova, T., Fasihi, M., Bogdanov, D., & Breyer, C.** (2023). Impact of international transportation chains on cost of green e-hydrogen : Global cost of hydrogen and consequences for Germany and Finland. Applied Energy
- **HY Delta.** (2022). Cost analysis and comparison of different hydrogen carrier import chains and expected cost development.

Il mobilise également les documents de l'Union européenne en matière d'importation :

- **Commission européenne.** (2022). Implementing The REPowerEU Action Plan : Investment Needs, Hydrogen Accelerator And Achieving The Bio-Methane Targets.
- **Commission européenne.** (2022). ANNEXES de la COMMUNICATION DE LA COMMISSION AU PARLEMENT EUROPÉEN, AU CONSEIL EUROPÉEN, AU CONSEIL, AU COMITÉ ÉCONOMIQUE ET SOCIAL EUROPÉEN ET AU COMITÉ DES RÉGIONS REPowerEU Plan.

Des compléments d'information sur des points techniques, notamment sur les conditions de réalisations de projets d'exportation vers l'Europe, ont été tirés des études suivantes :

- **Agora Industry and Umlaut** (2023) Levelised cost of hydrogen: Making the application of the LCOH concept more consistent and more useful

- **Fraunhofer ISI.** (2022). Conversion of LNG Terminals for Liquid Hydrogen or Ammonia Analysis of Technical Feasibility under Economic Considerations.
- **Fraunhofer ISE.** (2023). Site specific comparative analysis for suitable Power-to-X pathways and products in developing and emerging countries
- **Guidehouse.** (2022). Covering Germany's green hydrogen demand : Transport options for enabling imports.

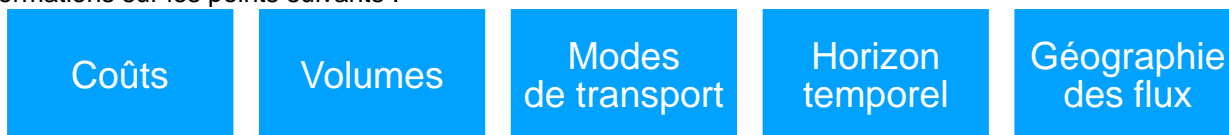
Les résultats technico-économiques sur l'importation et l'exportation d'hydrogène et de ses dérivés de ces études et modèles ont été mis en perspective avec le déploiement opérationnel des projets d'hydrogène dans le monde à partir du rapport suivant :

- **International Energy Agency.** (2023). Global Hydrogen Review 2023.

Pour intégrer cette méta-analyse, une étude doit répondre aux critères suivants :

- Être une publication récente, publiée entre 2022 et 2023, afin de disposer des résultats les plus à jour sur le sujet ;
- Être publiée par une entité faisant autorité dans son domaine, comme une institution internationale, un centre de recherche, un cabinet de conseil international, une université ;
- Fournir des informations pertinentes pour le périmètre de l'étude, en particulier sur la compétitivité-prix d'une molécule importée par rapport à la production d'une même molécule en Europe, sur des volumes des flux à destination de l'Europe spécifiquement, à l'horizon 2030, 2040 et/ou 2050 ;

Une grille d'analyse nous a permis de procéder à une lecture ordonnée des documents, pour en extraire les informations sur les points suivants :



Structuration de la note

Cette note technique est structurée en deux sections. La première section porte spécifiquement sur les importations à l'international, en provenance de pays extra-européens (Afrique, Moyen-Orient, Amériques, Asie-Pacifique, etc.). La seconde section porte sur les échanges intra-européens.

Cette approche a été adoptée pour les raisons suivantes :

- La majorité des études technico-économiques référencées dans le cadre de la méta-analyse (Deloitte, Hydrogen Council, IRENA) modélisent des flux d'hydrogène et de ses dérivés entre l'Europe et les autres régions du monde. Peu d'études modélisent un commerce international à l'échelle des États membres.
- Les échanges extra et intra-européens présentent des enjeux différents. Les échanges extra-européens se caractérisent par des flux d'importation de l'Europe en provenance du reste du monde. Ces flux visent à compléter et peuvent être en concurrence avec la production domestique européenne. Ils soulèvent des questions de sécurité et de diplomatie énergétique. Les échanges intra-européens comprennent des flux d'importation et d'exportation. Ils relèvent du développement du marché communautaire de l'UE.
- Les échanges extra et intra-européens présentent également des problématiques technico-économiques différentes. Les échanges extra-européens couvrent à la fois l'exportation par voie maritime, sous de multiples vecteurs (ammoniac, hydrogène liquide, méthanol, carburants de synthèse, etc.). Les échanges intra-européens s'appuient en plus grande partie sur le développement d'infrastructures gazières sous la forme d'hydrogène comprimé.

Sur chacun de ces points, cette note s'efforce de restituer :

- 1 Les points de convergence et de divergence des différentes études recensées, pour identifier les consensus et les dissensus.
- 2 Les limites, incertitudes et angles morts des hypothèses des modèles technico-économiques recensés.
- 3 Les écarts observés entre les résultats des modèles technico-économiques et le déploiement observé de l'hydrogène à l'international à 2023.

Limites et axes de développement

Ce document restitue l'avancée des travaux et les principales conclusions au 1^{er} décembre 2023. Il a été révisé au 1^{er} mars 2024 pour prendre en compte les relectures et commentaires recueillis à date.

Il se concentre en priorité sur la disponibilité et la compétitivité des importations d'hydrogène et ses dérivés et leur comparaison avec la disponibilité et la compétitivité-prix des approvisionnements domestiques européens et/ou français. Cette méta-analyse a pour objectif d'identifier les points de consensus et de divergences entre rapports et les ordres de grandeurs des écarts de coûts relatifs entre des approvisionnements domestiques et importés.

Chaque source présente sa propre méthodologie et ses propres hypothèses, qui ne permettent pas de comparer les résultats en valeur absolue. Les écarts de coûts modélisés par ces différentes études dépendent de nombreuses hypothèses, à l'instar du coût et de la disponibilité des énergies primaires de chaque zone et du facteur de charge correspondant. Certains scénarios et hypothèses ne sont pas toujours développés par tous les modèles, en particulier les scénarios de production d'hydrogène électrolytique nucléaire et la production d'hydrogène électrolytique dans les pays disposant d'un réseau électrique décarboné, où le facteur de charge peut compenser en partie le coût de l'énergie primaire. Peu d'études spécifient la source et le coût du gaz carbonique (CO₂) utilisé pour produire des dérivés comme les carburants de synthèse. De même, la production et les échanges de minerais de fer préréduit à destination de l'industrie de l'acier sont peu traités par la littérature passée en revue.

Les scénarios des modèles étudiés sont construits autour des objectifs de décarbonation et de neutralité climatique à 2050, ce qui conduit à développer des projections particulièrement ambitieuses en ce qui concerne les besoins en hydrogène et ses dérivés, et partant, les volumes de production et d'échange mondiaux.

Ce rapport se focalise principalement sur les importations à l'international, en provenance de pays hors d'Europe. La section sur les échanges intra-européens pourra être approfondie lors de la prochaine actualisation de cette note.

Le corpus documentaire des études publiées entre le 1^{er} janvier 2022 et novembre 2023 n'est pas exhaustif. Il pourra utilement être complété par d'autres études technico-économiques publiées au cours de la période. Il pourra être enrichi par des études publiées par la suite.

Le rapport *Global Hydrogen Review 2023* de l'Agence internationale de l'énergie constitue le principal rapport utilisé pour l'état des lieux du déploiement international de la filière, en l'absence d'alternative aussi complète identifiée en source ouverte.

En l'absence d'accès de France Hydrogène aux bases de données des différentes études, les données extraites ont été reconstituées. Certaines valeurs chiffrées peuvent être arrondies.

Section 1 – Les importations extra-européennes : une disponibilité et une compétitivité incertaine

Partie 1 – Un potentiel d'importations extra-européennes aux volumes limités

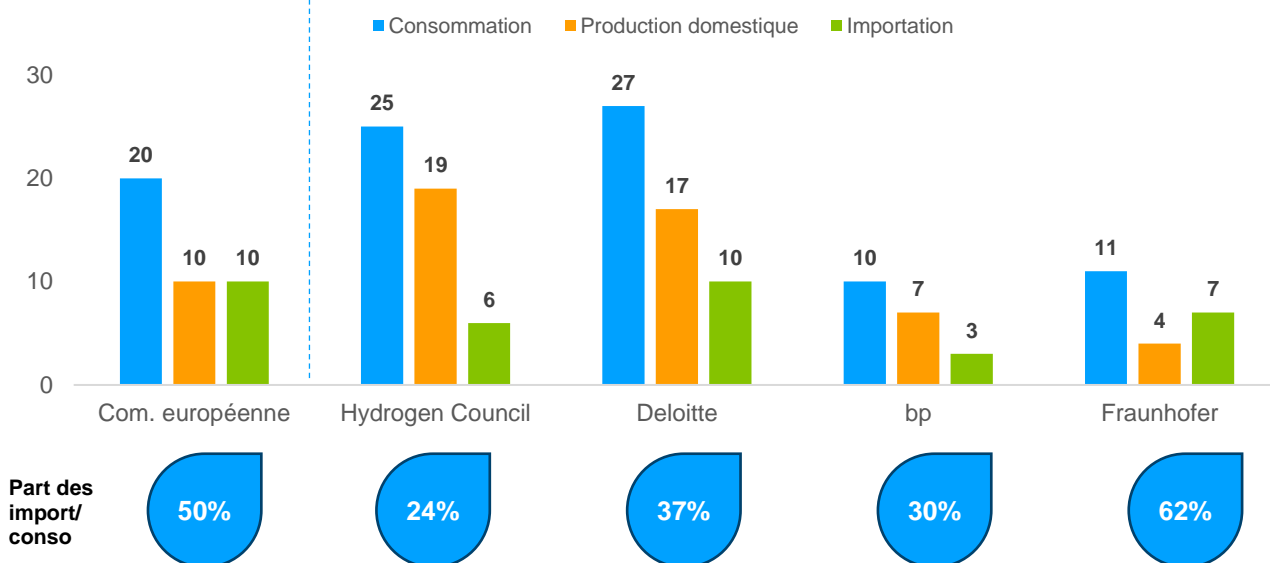
A / Des modèles théoriques avec une forte production domestique européenne, complétée par des importations croissantes entre 2030 et 2050

Les résultats des modèles technico-économiques relatifs au commerce international de l'hydrogène soulignent que l'Europe dispose d'un potentiel important de production domestique et que la part des importations extra-européennes dans la consommation totale demeurera limitée à 2030. Il est important de souligner que les études n'adoptent pas toujours la même définition du périmètre de l'Europe.

- Selon **Deloitte**, l'Europe (incluant notamment l'UE, le Royaume-Uni, la Norvège et l'Ukraine) serait amenée à produire sur son sol jusqu'à 17 MteqH₂ pour atteindre ses objectifs de neutralité carbone en 2050. La zone importerait 10 MteqH₂ à l'horizon 2030. Les approvisionnements extra-européens ne représenteraient que 37 % de la consommation d'hydrogène de la zone⁴.
- D'après le **Hydrogen Council**, les importations européennes s'élèveraient à 6 MteqH₂ à l'horizon 2030, tandis que la production domestique atteindrait 19 MteqH₂, soit un taux de dépendance aux importations de 24 %⁵.
- Les projections du scénario *Net Zero* de **bp** anticipent 7 MteqH₂ produites domestiquement à 2030 et environ 3 MteqH₂ importés par l'Europe, soit un taux de couverture de la consommation domestique par les importations de 30 %⁶.
- Le **JRC** projette que 10 MteqH₂ (et quasiment pas de dérivés) seront approvisionnées par l'Europe en 2030, dont environ 13% en importations extra-européennes⁷.
- L'institut allemand **Fraunhofer CINES** présente un scénario alternatif, où les approvisionnements de l'Europe sont assurés en majorité par des importations extra-européennes à 2030.

Consommation, production et importation de l'Europe en hydrogène à 2030⁸

Unité : million de tonnes équivalent hydrogène (MteqH₂), part des importations en % de la consommation totale



Traitement et édition : France Hydrogène / Sources : Commission européenne, Hydrogen Council, Deloitte, bp, Fraunhofer

⁴ Deloitte (2023) Green hydrogen: Energizing the path to net zero, p. 37

⁵ Hydrogen Council (2022) Global Hydrogen Flows: Hydrogen trade as a key enabler for efficient decarbonization, p. 11&21

⁶ bp (2023) Energy Outlook 2023, p. 37

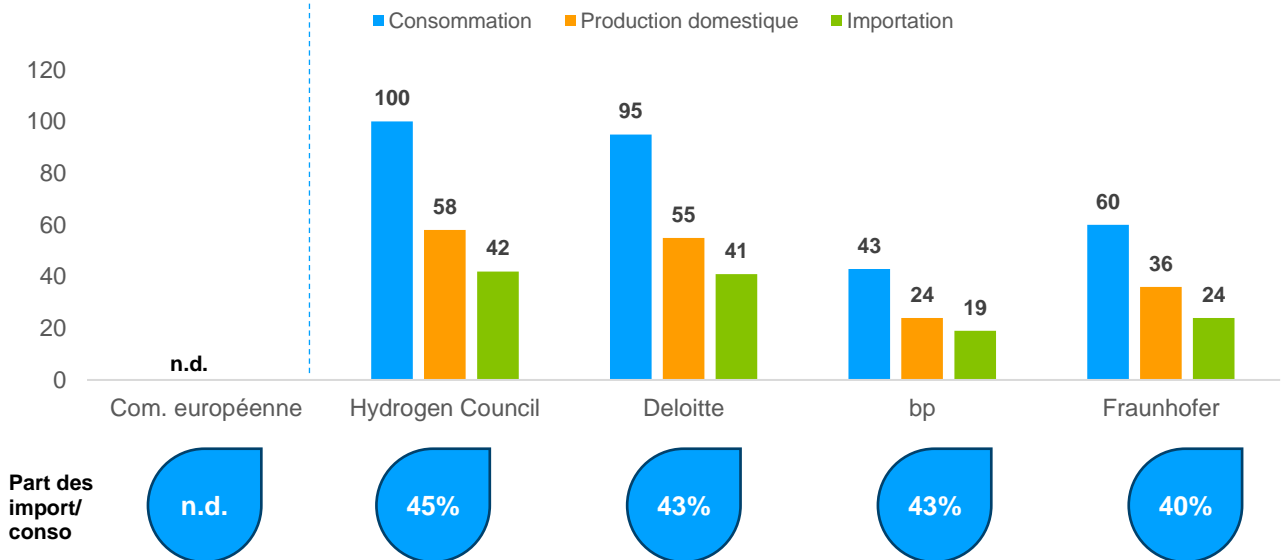
⁷ JRC (2022) Global Energy and Climate Outlook 2022

⁸ Pour rappel, l'étude Deloitte inclut dans l'Europe l'UE, le Royaume-Uni, la Norvège et l'Ukraine, soit un périmètre plus large que le plan RePowerEU de la Commission européenne

La majorité des résultats de ces modèles prévoient une hausse sensible du taux d'importation à l'horizon 2050, qui passerait à 40%-45 % de la consommation européenne. La modélisation du JRC fait exception puisqu'en 2050 la part d'importations extra-européennes⁹ diminue pour s'établir à 8 % de 32 Mt H₂eq consommées, et environ 30 % de 3 Mteq H₂ sous forme de dérivés.

Consommation, production et importation de l'Europe en hydrogène à 2050

Unité : million de tonnes équivalent hydrogène (Mt_{eq}H₂), part des importations en % de la consommation totale



Traitement et édition : France Hydrogène / Sources : Hydrogen Council, Deloitte, bp, Fraunhofer

Cette situation s'explique principalement par les éléments suivants :

- De nombreux projets de production et d'exportation de molécules depuis des pays en développement vers l'Europe ne seront pas prêts à 2030 mais monteront progressivement en puissance d'ici le milieu du siècle.
- L'Europe aura déployé la plus grande partie de son potentiel de production d'hydrogène (58 Mt_{eq}H₂ pour l'Hydrogen Council, 55 Mt_{eq}H₂ pour Deloitte, 36 Mt_{eq}H₂ pour Fraunhofer, 24 Mt_{eq}H₂ pour bp, 26 Mt_{eq}H₂ pour le JRC, 40 Mt_{eq}H₂ pour l'IRENA).
- La consommation domestique européenne est anticipée par ces modèles à des niveaux particulièrement élevés, même par rapport à la consommation mondiale d'hydrogène carboné actuelle (100 Mt_{eq}H₂ pour le Hydrogen Council, 95 Mt_{eq}H₂ pour Deloitte, 80 Mt_{eq}H₂ pour l'IRENA, 60 Mt_{eq}H₂ pour Fraunhofer, 43 Mt_{eq}H₂ pour bp, 32 Mt_{eq}H₂ pour le JRC), ce qui explique que des approvisionnements extérieurs seront nécessaires.
- Les infrastructures intercontinentales de transport d'hydrogène, notamment les gazoducs (nouvellement construits ou reconvertis) deviennent disponibles pour augmenter les capacités d'importation en Europe.

B / Des gigaprojets d'exportation d'hydrogène basés sur des hypothèses fragiles

Les principales études technico-économiques référencées pour cette méta-analyse tablent sur des volumes significatifs disponibles à l'exportation à l'horizon 2030. La plupart de ces modèles font l'hypothèse d'un déploiement rapide de gigaprojets d'hydrogène renouvelable, d'une capacité de production d'1 GW. Toutefois, cette hypothèse apparaît difficile à concrétiser d'ici la fin de la décennie.

Pour assurer leur compétitivité, les projets d'exportation de molécules devront nécessairement se déployer à grande échelle et intégrer un grand nombre d'étapes de la chaîne de valeur, de la production de l'électricité en amont, au déploiement de capacité de production d'électrolyseur, jusqu'à l'infrastructure de transport de la commodité. Or le niveau d'aléas (en termes de délais et de budget) d'un projet est d'autant plus

⁹ L'Europe est définie ici comme comprenant l'Union Européenne et la Norvège, la Suisse, l'EFTA et la région des Balkans.

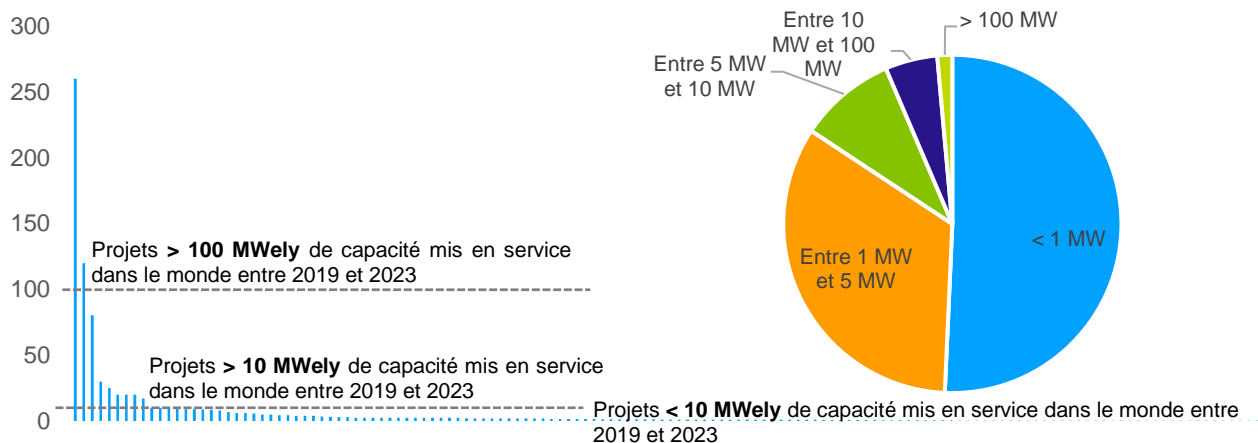
important que son dimensionnement est massif. De même, le niveau de complexité élevé induit par le développement simultané de ces différentes briques induit également un niveau de risque plus important puisqu'un retard sur l'une d'entre elle impacterait le calendrier de l'ensemble du projet. À titre d'illustration, un retard dans la prise de décision d'investissement pour la construction d'une infrastructure portuaire, pour exporter de l'hydrogène de la Namibie vers l'Europe, peut entraîner un report de la décision d'investissement du projet de production d'hydrogène.

Le développement rapide et à grande échelle de la production d'hydrogène renouvelable requiert une forte accélération du déploiement de capacités de production électrique renouvelables. À titre d'illustration, Deloitte estime que pour atteindre les objectifs de neutralité climatique, plus de 2 000 GW de capacités de production électrique solaire et éolienne devraient être déployées à horizon 2030 pour la production d'hydrogène. Ce chiffre peut être rapporté aux 1 960 GW de capacités installées en 2022 pour l'ensemble de la production électrique et au 8 800 GW prévues à 2030 dans le scénario Zéro Emissions Nettes de l'Agence internationale de l'énergie¹⁰. Ce rythme de développement constitue un défi industriel à part entière, dans des régions avec un déploiement des énergies renouvelables souvent moins avancé qu'en Europe.

La massification des projets de production par électrolyse reste un défi industriel majeur, avec un historique opérationnel en cours d'acquisition. Sur les 140 projets mis en opération dans le monde entre 2019 et 2023, seuls deux disposent d'une capacité de production supérieure à 100 MW. Tous les deux sont en Chine. Il s'agit du projet Kuqa de Sinopec et le Ningxia Solar Hydrogen Project, Phase 2. 94 % des projets déployés dans le monde à date présentent une capacité de production inférieure à 10 MW. Le déploiement massif de projets d'1 GW de capacité d'électrolyse demeure une frontière qui n'est pas encore atteinte par l'industrie. Cette situation génère une incertitude sur la viabilité opérationnelle et donc économique de l'ensemble des projets. Dans le cas des projets d'exportation, cette incertitude se rajoute à celles sur le développement de l'infrastructure et des technologies de transport.

Distribution des projets de production d'hydrogène par électrolyse mis en opération entre 2019 et 2023 dans le monde, par capacité de production en mégawatt

Unité : capacité de production d'hydrogène par électrolyse en mégawatt (MW), nombre de projets déployés entre 2019 et 2023



Traitement et édition : France Hydrogène / Source : IEA (2023) Hydrogen Project Database

Le déploiement massif de gigaprojets d'exportation d'hydrogène et ses dérivés annoncés nécessite une très forte hausse des capacités manufacturières d'équipements clés, comme les électrolyseurs. Le développement des projets de production d'hydrogène par électrolyse annoncés dans le monde requiert l'installation de 175 GW de capacité d'électrolyse cumulée à 2030¹¹. Les capacités de production mondiales d'électrolyseurs installées représentaient 14 GW par an en 2023. Elles pourraient atteindre 155 GW par an en 2030, si tous les projets annoncés par les équipementiers se réalisaient. Mais en 2023, seulement 8 % de ces capacités de production ont fait l'objet d'une décision finale d'investissement (et 40 % se trouvent en Chine)¹². De plus, les montées en cadence de production des technologies d'électrolyseurs existantes (et en développement) devront correspondre, année après année, au calendrier des porteurs de projets, pour éviter de freiner leur déploiement.

¹⁰ IEA (2023) World Energy Outlook 2023, IEA, Paris, p.279

¹¹ IEA (2023) Global Hydrogen Review, p.70

¹² IEA (2023) Global Hydrogen Review, p.71-72

C / De fortes incertitudes sur la réelle disponibilité des volumes d'importation d'hydrogène et ses dérivés à l'horizon 2030-2040

Il apparaît peu probable que les marchés européen et français soient confrontés à un afflux massif de molécules importées au cours de la prochaine décennie. Les volumes d'exportations d'hydrogène et de ses dérivés à destination de l'Europe risquent d'être faibles à 2030 et limités à 2040.

De multiples annonces de projets d'exportation d'hydrogène et de ses dérivés ont été recensées à travers le monde par l'Agence internationale de l'énergie. Si tous ces projets à l'export se réalisaient, les volumes échangés à l'international pourraient atteindre 16 Mt_{eq}H₂ à 2030 et 25 Mt_{eq}H₂ à 2040¹³. **Mais, selon l'AIE, les capacités en cours de déploiement restent très en deçà des projections des principaux modèles technico-économiques et des annonces des développeurs de projets.**

75 %

Plus de 75 % des projets d'exportation annoncés à 2030 ne sont encore qu'au stade du « concept », un niveau d'avancement pour lequel un développeur de projet communique sans avoir nécessairement commencé l'étude de faisabilité. Moins de 25 % des projets d'exportation annoncés à 2030 ont atteint ou dépassé le stade de l'étude de faisabilité et de l'étude d'avant-projet (FEED)¹⁴.

60 %

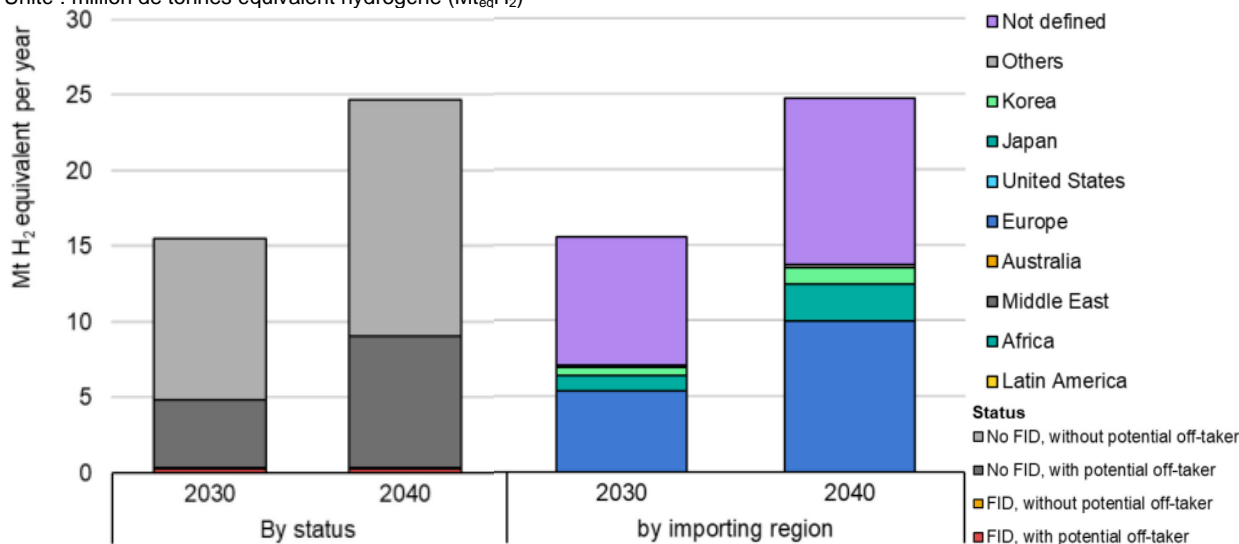
Environ 60 % des volumes tournés vers l'exportation à 2030 n'ont toujours pas de marché de destination. Sur les 40 % restant (soit environ 6,4 Mt H_{2eq}), 5 MtH_{2eq} sont fléchées vers l'Europe à 2030, dont 1 Mt H_{2eq} en provenance d'autres pays européens et 4 Mt H_{2eq} de pays extra-européens. Ce volume atteint 10 Mt H_{2eq} à 2040, aux deux tiers sous la forme d'ammoniac¹⁵.

3

Seuls trois projets d'exportation de molécules dans le monde ont atteint le stade de la décision finale d'investissement : le projet NEOM en Arabie Saoudite, le projet Green Hydrogen and Chemicals SPC à Oman et l'usine de CF Industries à Donaldsonville aux États-Unis. Si les délais de construction et de mise en opération à 2030 sont tenus, les volumes cumulés d'exportation de ces trois projets n'atteindraient pas 0,3 Mt_{eq}H₂¹⁶¹⁷.

Volumes d'hydrogène à faibles émissions destinés à être échangés à l'international, par statut d'avancement du projet et par zone d'importation dans le monde à 2030 et 2040

Unité : million de tonnes équivalent hydrogène (Mt_{eq}H₂)



Traitement et édition : France Hydrogène / Source : IEA (2023) Global Hydrogen Review 2023. Figure 4.1 Low -emission hydrogen trade by status and by carrier based on announced projects, 2030-2040 & Figure 4.2 Low -emission hydrogen trade by exporting and importing region based on announced projects, 2030-2040. Pages 101&102

¹³ IEA (2023) Global Hydrogen Review 2023, p. 101

¹⁴ IEA (2023) Global Hydrogen Review 2023, p. 101

¹⁵ IEA (2023) Global Hydrogen Review 2023, p. 104.

¹⁶ IEA (2023) Global Hydrogen Review 2023, p. 100

¹⁷ Quelques projets pilotes d'exportation ont été déployés à travers le monde, à l'instar de la livraison de 25 kt d'ammoniac bas carbone depuis l'Arabie saoudite vers la Corée du Sud, en décembre 2022, et vers le Japon en avril 2023, ou encore la livraison de 2 600 litres de carburants de synthèse du Chili vers le Royaume-Uni en mars 2023 .

Pour certains volumes d'export, notamment en provenance du Moyen Orient, l'Europe risque d'être en compétition avec le Japon et la Corée du Sud, qui présentent une demande très importante mais un potentiel de production domestique limité en raison de contraintes foncières. Idéalement placés entre les deux régions, les pays du Moyen-Orient pourront mettre en concurrence les acheteurs européens et asiatiques pour disposer des meilleures offres. David Edmondson, directeur général de Neom Green Hydrogen Company, a souligné en mars 2023 que la production du projet Neom pourrait être exportée ailleurs qu'en Europe si les règles sur les RFNBO apparaissent trop contraignantes. La zone géographique la mieux positionnée pour approvisionner l'Europe pourrait être l'Afrique du Nord, qui dispose d'une proximité géographique forte et d'un fort potentiel de production d'énergies renouvelables. Mais aucun projet tourné vers l'exportation n'y avait, à date, atteint la phase de la décision finale d'investissement.

Ce panorama peut évoluer dans les années à venir. Mais la réalisation des projets de production d'hydrogène prend du temps. Les projets qui ne sécurisent pas une décision finale d'investissement dans toutes les prochaines années pourront difficilement être livrés d'ici la fin de la décennie. Le projet Neom en Arabie saoudite a été annoncé en 2020 par la Neom Green Hydrogen Company, détenue notamment par le Saoudien ACWA Power et Neom et l'Américain Air Products. Le bouclage financier du projet de 8,4 milliards de dollars a été annoncé en mai 2023. Le démarrage de la production est annoncé pour 2026 au plus tôt. À terme, ce projet vise à produire 600 tonnes par jour d'hydrogène renouvelable pour exporter 1,2 million de tonnes par an d'ammoniac. Six ans se seront écoulés entre l'annonce et le démarrage du projet, si l'ensemble des délais de construction à venir sont respectés. Ces durées pourraient être difficiles à répliquer dans d'autres pays que l'Arabie saoudite. C'est notamment le cas des pays où le cadre législatif et réglementaire n'existe pas encore, où le pouvoir politique est moins stable et où des infrastructures doivent être construites pour l'exportation. À titre d'information, la construction d'un gazoduc et d'un terminal portuaire prennent 9 ans en moyenne¹⁸.

Dans ce contexte, l'Agence internationale de l'énergie a exprimé des réserves sur le développement d'un commerce international de l'hydrogène et de ses dérivés à l'échelle d'ici 2040.¹⁹

“Despite the strong momentum around hydrogen export announcements in the past few years, the small share of trade projects that have reached advanced planning stages demonstrates significant uncertainty around the ability to develop an export market at scale over the next decade.”

IEA (2023) Global Hydrogen Review 2023. Page 101-102

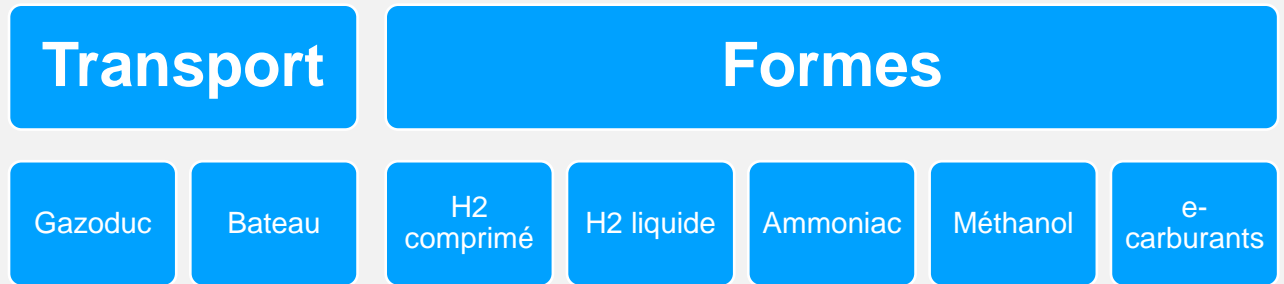
¹⁸ IEA (2023) Global Hydrogen Review, p.106

¹⁹ IEA (2023) Global Hydrogen Review, p.101-102

Partie 2 – Des capacités de transport encore à développer

Facteurs influant sur la performance économique et énergétique du transport d'hydrogène

Le transport d'hydrogène et de ses dérivés peut être réalisé suivant différentes modalités, par gazoduc et par voie maritime, et sous différentes formes : hydrogène comprimé ou liquéfié, ammoniac (reconverti ou non en hydrogène à l'arrivée), méthanol, carburants de synthèse. L'hydrogène peut également acheminé sous la forme de produits intermédiaires, à l'instar de briquettes d'acier, par DRI²⁰.



Chaque solution présente des avantages et des inconvénients. À titre d'exemple, la construction d'un terminal d'importation d'hydrogène ou de ses dérivés présente des délais plus courts qu'un gazoduc et moins de volumes d'échanges pour assurer son retour sur investissement. Les approvisionnements par bateau offrent également l'avantage de pouvoir approvisionner l'Europe du monde entier. En revanche, le transport par gazoduc est l'une des solutions les plus compétitives pour acheminer des molécules d'hydrogène vers l'Europe. Des gazoducs peuvent être reconvertis en hydrogénéoducs, et des hydrogénéoducs peuvent être construits pour relier de nouvelles zones de production et de consommation.

Les paramètres principaux qui déterminent le coût économique et financier de chaque modalité de transport sont :

- 1. Le coût économique de l'opération de transport et de conversion éventuelle d'une molécule à une autre (ou de changement d'un état gazeux à un état liquide) ;
- 2. Les investissements nécessaires dans l'infrastructure de transport, et en particulier la possible revalorisation d'actifs préexistants (navires de transport, gazoducs) ;
- 3. Les volumes d'échange mis en jeu dans le cadre d'un flux d'import-export, par l'effet des économies d'échelle induites sur les différentes phases du processus ;
- 4. La distance séparant l'importateur de l'exportateur, qui détermine à la fois les dépenses d'investissement et d'exploitation (CAPEX dans le cas du gazoduc et OPEX dans tous les cas).

De manière générale, le coût de l'énergie constitue un déterminant fondamental de la compétitivité à l'exportation d'hydrogène et plus particulièrement de ses dérivés. Ceci est particulièrement impactant pour les carburants de synthèse, pour lesquels la conversion doit être réalisée, que ce soit en Europe ou ailleurs, dont le coût de transport est relativement faible et dont la production se traduit par un taux de perte énergétique de 50 %. Dans ces conditions, un pays avec une électricité décarbonée abondante et peu chère pourra plus facilement se permettre 50 % de pertes énergétiques qu'un pays d'Europe où l'électricité décarbonée est rare et chère, et où le surcoût risque d'être prohibitif²¹.

²⁰ Direct Reduction Iron : procédé de réduction du minerai de fer qui peut être réalisé par l'hydrogène, en substitution de la réduction par le carbone (coke) en haut fourneau.

²¹ IRENA (2022) Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal | Part 1. Page 35

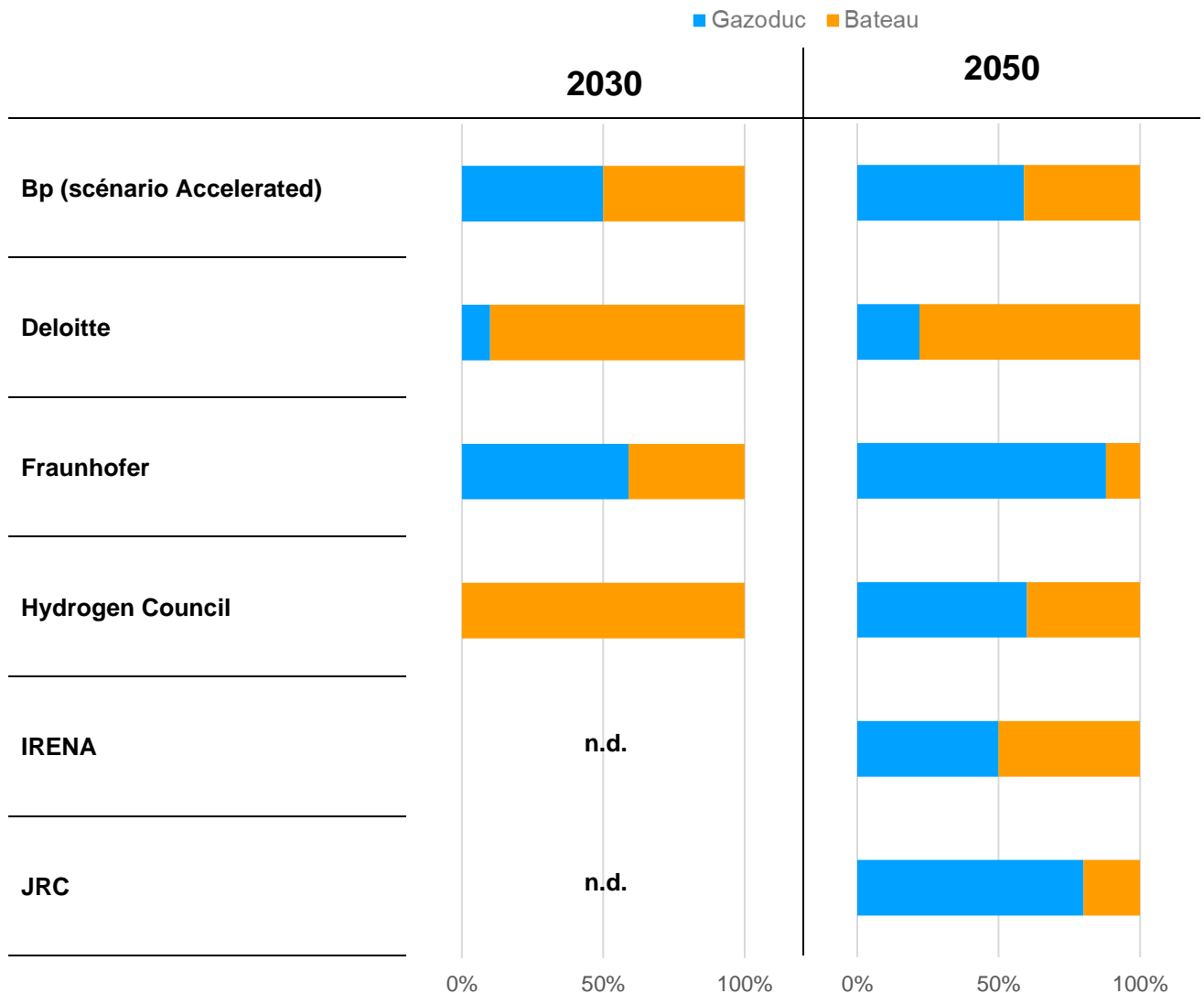
A / Des approvisionnements par bateau privilégiés à 2030 avec une hausse de la part des gazoducs à 2050

Des différentes études référencées se dégagent un consensus selon lequel les importations d'hydrogène par voie maritime constituent la meilleure solution pour l'Europe à court terme et que les approvisionnements par gazoduc représentent la modalité la plus performante à long terme, sur le plan technico-économique.

- Les résultats des études de Deloitte, Hydrogen Council et bp indiquent que l'importation par voie maritime constituerait le principal mode d'approvisionnement de l'Europe en hydrogène et ses dérivés à 2030. Seul le Fraunhofer CINES projette des importations majoritairement par gazoduc d'ici la fin de la décennie. Le JRC ne donne pas d'indication à cette échéance.
- Les résultats des études référencées sur les modalités d'approvisionnements en hydrogène de l'Europe à 2050 convergent pour indiquer que les approvisionnements par gazoduc constitueront le principal mode d'importation en volume de la zone. Seule l'étude de Deloitte s'écarte de cette tendance car la construction de nouveaux tubes (additionnels aux connexions existantes) entre grandes régions a été exclue du modèle, ce qui aboutit à favoriser des échanges par voie maritime.

Répartition des importations d'hydrogène et ses dérivés de l'Europe à 2030 et 2050, par mode de transport (par bateau et par gazoduc)

Unité : par en % des importations en million de tonnes équivalent hydrogène



Traitement et édition : France Hydrogène / Sources : bp, Deloitte, Fraunhofer, Hydrogen Council, IRENA, JRC

Restitution détaillée des conclusions des principales études référencées

Deloitte

Environ 90 % des importations en hydrogène de l'Europe s'effectueraient par fret maritime et seulement 10 % par gazoduc à l'horizon 2030, selon les projections de Deloitte. La part des molécules acheminée par tube augmenterait à l'horizon 2050, pour atteindre 22 % du total, grâce notamment à la conversion de gazoducs en hydrogénoducs. À noter toutefois que, par prudence, l'étude Deloitte a exclu la construction de tubes entre grandes régions en dehors des connexions déjà existantes. Les importations en provenance de Russie vers l'Europe sont exclus de l'analyse Deloitte, même en 2050. En termes de vecteur, l'ammoniac pourrait représenter un peu moins de 75 % des importations d'équivalent hydrogène de l'Europe à l'horizon 2030, essentiellement tiré par le marché de l'ammoniac. La part des carburants de synthèse s'élèverait à 17 % et celle de l'hydrogène pur à 10 % environ. La structure des importations européennes se modifierait très fortement à l'horizon 2050. Les projections de Deloitte anticipent que plus de 41 % des importations d'hydrogène de l'Europe se feront sous la forme de carburant de synthèse, devant l'ammoniac (28 %), l'hydrogène pur par gazoduc (22 %) et le méthanol (9 %) ²².

Hydrogen Council

L'Hydrogen Council anticipe que les approvisionnements extra-européens se feront exclusivement par voie maritime à l'horizon 2030, avec des flux compris entre 1 et 5 MteqH₂/an des États-Unis et des routes alternatives en provenance du Moyen-Orient, d'Australie et d'Afrique du Sud. Des échanges par gazoduc sont anticipés au niveau intra-européen, en provenance de Norvège, de l'ordre de 5 à 10 MteqH₂/an. Les approvisionnements par gazoducs deviendraient majoritaires à l'horizon 2050, avec des flux extra-européens en provenance d'Afrique du Nord et de Russie (le modèle ne prend pas en compte les contraintes géopolitiques) et des flux intra-européens de Norvège. L'hydrogène pur constituerait la principale forme d'approvisionnement des importations européennes, devant les carburants de synthèse, puis l'ammoniac et l'acier décarboné. La part du méthanol est marginale. Les autres vecteurs comme les LOHC ne sont pas cités.

IRENA

En 2050, l'Europe importerait près de 40 MteqH₂ dont l'essentiel proviendrait d'Afrique du Nord et une plus petite proportion du Moyen-Orient. Environ 50 % des importations se feraient par hydrogénoduc (environ 20 MteqH₂) par une combinaison d'infrastructures nouvelles et reconditionnées pour l'hydrogène. L'autre moitié des importations se feraient par ammoniac par voie maritime. Le modèle ne donne pas d'indication sur les projections à 2030.

JRC

Les projections du modèle du JRC indiquent que la grande majorité des importations extra-européennes d'hydrogène se fera par gazoduc à l'horizon 2050, dans le cadre du scénario 1,5 °C, en provenance d'Afrique du Nord, du Moyen-Orient et, de manière plus limitée, de Russie (le modèle fait l'hypothèse d'une levée des sanctions sur la Russie sur le long terme). Des flux d'hydrogène par voie maritime s'établissent en provenance d'Afrique du Nord, d'Amérique du Nord et légèrement de Russie. Des flux de carburants de synthèse sont également modélisés depuis la Russie, puis l'Afrique du Nord, l'Amérique du Sud et l'Amérique du Nord à 2050. Le modèle ne donne pas d'indication sur les projections à 2030.

Bp

Dans le cadre du scénario *Net Zero*, les importations d'hydrogène de l'UE à 2030 se répartiraient à 50 % par gazoduc et 50 % par voie maritime. À l'horizon 2050, la part des importations par gazoduc augmenterait pour atteindre 59 % du total, contre 41 % par fret maritime. Dans le cas d'un scénario moins ambitieux que le *Net Zero*, les approvisionnements par gazoducs seraient minoritaires à 2030 (43 %) avant de devenir majoritaires à 2050 (52 %).

Fraunhofer CINES

Les modélisations du Fraunhofer CINES ne prennent en compte que deux options d'importation : l'hydrogène pur par gazoduc et l'ammoniac par voie maritime. La part de l'hydrogène importé par gazoduc dans le total des importations passe de 59 % en 2030, à 65 % en 2040 et 88 % en 2050. Cette situation est notamment liée à une hypothèse forte du modèle, qui table sur des importations d'ammoniac équivalente à 95 TWh sur toute la période, sans augmentation ²³.

²² Deloitte (2023) Green Hydrogen Energizing the Path to Net Zero, p.36&39

²³ Fraunhofer CINES (2023) Clean Hydrogen Deployment in the Europe-MENA Region from 2030 to 2050, Table 3: Hydrogen import (and ammonia), production and consumption in Europe between 2020 and 2050 (TWh), p.16

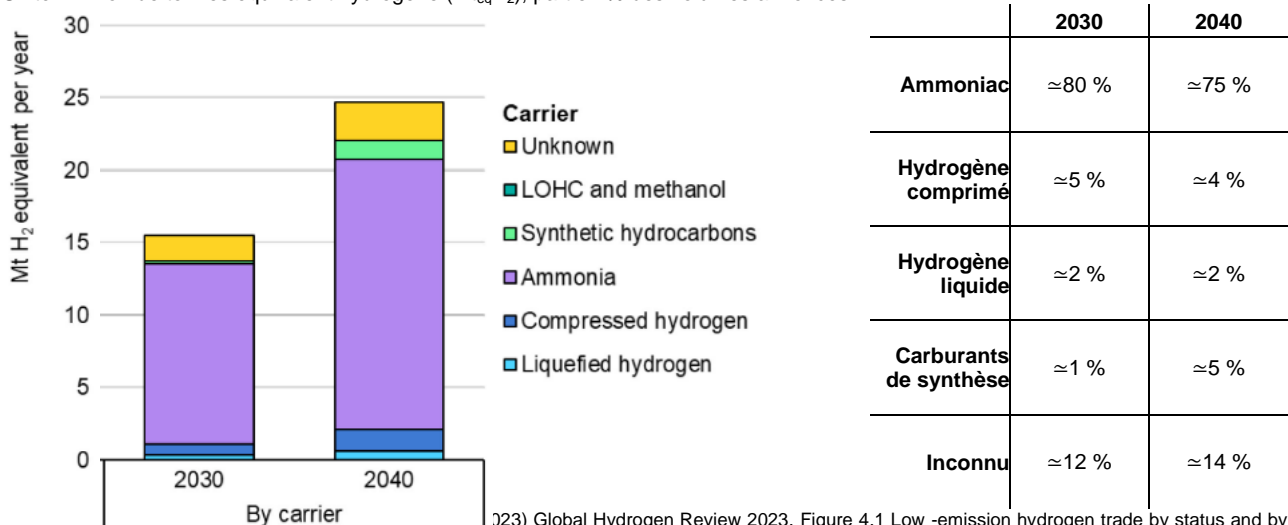
B / État des lieux des avancées et contraintes des projets de transport international d'hydrogène et ses dérivés à 2030 et 2040

L'ammoniac constitue le principal vecteur envisagé par les développeurs de projets en 2023 pour l'exportation d'hydrogène à 2030 et 2040. L'ammoniac est d'ailleurs le vecteur de transport adopté par les trois seuls projets d'exportation d'hydrogène ayant dépassé le stade de la décision finale d'investissement en 2023 (le projet NEOM en Arabie Saoudite, le projet Green Hydrogen and Chemicals SPC à Oman et l'usine de CF Industries à Donaldsonville aux États-Unis)²⁴. L'équivalent de 80 % des volumes de production des projets annoncés ayant identifié un vecteur pourraient être acheminé via du NH₃, soit environ 12 MteqH₂ à 2030²⁵. Cette part s'établit à 75 % à 2040 (soit près de 19 MteqH₂), d'après les données collectées auprès des porteurs de projets par l'AIE. La plupart des projets n'envisagent pas de reconversion de l'ammoniac en hydrogène, mais bien son utilisation directe, comme intrant pour la production d'engrais ou l'industrie chimique, voire, avec moins de certitude, comme carburant pour des centrales thermiques.

La part laissée aux autres vecteurs est d'autant plus minime que 12 à 14 % des projets annoncés à 2030 et 2040 n'avaient toujours pas en 2023 de moyen de transport identifié. L'hydrogène comprimé, pour le transport par gazoduc, arrive loin derrière l'ammoniac, avec 5 % du total mondial en 2030, suivi de l'hydrogène liquide. La part des carburants de synthèse passerait de 1 % des volumes échangés à 2030 à 5 % du total en 2040.²⁶ Mais ces derniers peuvent facilement être transportés par voie maritime avec les infrastructures existantes.

Volumes d'hydrogène à faibles émissions destinés à être échangés à l'international, par vecteur, dans le monde à 2030 et 2040

Unité : million de tonnes équivalent hydrogène (MteqH₂), part en % des volumes annoncés



2023) Global Hydrogen Review 2023. Figure 4.1 Low -emission hydrogen trade by status and by carrier based on announced projects, 2030-2040. Pages 102

Avancées et contraintes opérationnelles des approvisionnements en ammoniac

Le commerce international de l'ammoniac est déjà une réalité. Environ 10 % de la demande mondiale en ammoniac a été échangée dans le monde en 2021, soit 3,5 MteqH₂ (soit 20 Mt d'ammoniac). Les infrastructures sont déjà disponibles avec près de 150 terminaux portuaires dans le monde, 40 tankers et 200 méthaniers adaptés au transport de l'ammoniac²⁷.

Toutefois, le développement des échanges mondiaux d'ammoniac risque de se heurter à plusieurs goulets d'étranglements au niveau des navires et des ports :

- Les 12 MteqH₂ (soit près de 70 Mt d'ammoniac) d'exportation d'ammoniac décarboné annoncés d'ici 2030 sont trois fois supérieures aux capacités de transport d'ammoniac opérationnelles en 2021

²⁴ IEA (2023) Global Hydrogen Review 2023, p.101

²⁵ IEA (2023) Global Hydrogen Review 2023, p.102&122

²⁶ IEA (2023) Global Hydrogen Review 2023, p.102&122

²⁷ IEA (2023) Global Hydrogen Review 2023, p.99&122&123

(3,5 MteqH₂)²⁸. Seuls quelques chantiers navals, concentrés au Japon, en Corée du Sud et en Chine, sont en mesure de construire de nouveaux navires adaptés au transport de l'ammoniac sous sa forme liquéfiée²⁹. Des navires-citernes utilisés aujourd'hui pour le transport de produits chimiques et pétroliers (4 887 navires en circulation en 2020) et de gaz naturel liquéfié (961 navires en 2020), pourraient être reconvertis³⁰. Mais de tels chantiers de reconversions sont d'une ampleur inédite et impliqueront une réduction du commerce international de produits pétro-gaziers.

- De plus, le développement du commerce international de l'ammoniac nécessitera la construction de nouveaux ports en eau profonde et/ou de nouveaux quais d'amarrage, en particulier dans les pays à fort potentiel d'exportation d'hydrogène sans infrastructures d'ammoniac disponibles en l'état³¹. En revanche l'Europe dispose déjà d'infrastructures d'importations et de nouvelles capacités sont annoncées. Le terminal ACE du port de Rotterdam devrait permettre l'importation d'un demi-million de tonnes d'hydrogène par an grâce à l'ammoniac. L'extension en deux phases du terminal OCI devrait permettre d'importer 3 millions de tonnes d'ammoniac (soit environ 1 million de tonnes d'équivalent hydrogène). En Allemagne, Yara a également pour projet d'accroître son terminal d'importation de NH₃.

Avancées et contraintes opérationnelles des approvisionnements par gazoduc

Des projets d'importation d'hydrogène par gazoduc sont en développement en Europe, dont en particulier le projet SouthH₂Corridor reliant l'Afrique du Nord, l'Italie, l'Autriche et l'Allemagne, qui a été retenu dans la liste des projets d'intérêt commun (PIC) de la Commission européenne. De plus, la reconversion de gazoducs existants entre l'Algérie, le Maroc et l'Espagne, entre l'Algérie, la Tunisie et l'Italie, entre la Turquie et la Grèce pourrait offrir, au total, près de 15 Mth₂/an de capacité d'acheminement supplémentaires³².

Mais les volumes d'exportation par gazoduc représentent une part encore minoritaire des exportations en développement d'ici la fin de la prochaine décennie. Seuls 4 % des volumes de production des projets annoncés, ayant identifié un vecteur, pourraient être acheminé sous la forme d'hydrogène pur comprimé à 2040³³. Un très faible nombre de projets de construction d'hydrogénoducs ou de conversion de gazoducs ont d'ailleurs atteint le stade de la décision finale d'investissement en 2023³⁴.

Une reconversion complète d'un gazoduc existant, d'Afrique du Nord-Moyen Orient, en hydrogénoduc impliquerait une diminution voire un arrêt de l'importation de gaz naturel fossile en Europe. Ce cas de figure apparaît incertain à court et moyen terme. Les gazoducs reliant l'Europe à la Norvège, à l'Afrique du Nord et au Moyen-Orient sont très sollicités depuis la guerre en Ukraine, l'embargo sur les importations de Russie par gazoduc et la mise hors de service de Nord Stream 1 et 2. De plus, le gaz naturel fossile est parfois présenté par ses défenseurs comme une énergie de transition, en raison de son empreinte carbone inférieure à celle du charbon, ce qui peut pousser certaines économies à en prolonger sa consommation. Par ailleurs, la plus faible densité volumique de l'hydrogène par rapport au gaz naturel fossile implique de réduire d'autant plus fortement les volumes approvisionnements gaziers pour laisser place à de l'hydrogène. Toutefois, un maintien à haut niveau des cours du gaz en Europe, à la suite de la guerre en Ukraine, pourrait alimenter une réduction structurelle de la demande³⁵.

Le modèle économique d'un gazoduc reliant l'Europe à la région Afrique du Nord et Moyen Orient apparaît encore peu adapté au caractère émergent des projets hydrogène. La construction d'hydrogénoducs et la reconversion d'un gazoduc demeurent complexes à réaliser, surtout sur les sections sous-marines. Pour que l'investissement d'un hydrogénoduc soit rentable, il faut qu'il soit utilisé rapidement à pleine capacité. Cette situation implique que l'importateur et l'exportateur s'engagent sur une demande ferme et une offre bien établie. Or, aucun pays d'Afrique du Nord voisin de l'Union européenne n'apparaît capable de fournir de tels volumes d'ici 2030, qui nécessiteraient un déploiement massif des capacités de production d'énergies renouvelables et d'hydrogène, à un rythme encore plus élevé que celui observé en Europe. De plus, hormis l'Allemagne, la demande européenne n'est pas encore assurée.

²⁸ IEA (2023) Global Hydrogen Review 2023, p.123

²⁹ IEA (2023) Global Hydrogen Review 2023, p.123

³⁰ Deloitte (2023) Green hydrogen: Energizing the path to net zero, p.49

³¹ IEA (2023) Global Hydrogen Review 2023, p.122

³² Deloitte (2023) Green hydrogen: Energizing the path to net zero, p.62

³³ IEA (2023) Global Hydrogen Review 2023, p.102

³⁴ IEA (2023) Global Hydrogen Review 2023, p.114

³⁵ IEA (2023) World Energy Outlook 2023, p. 29

Avancées et contraintes opérationnelles des approvisionnements en carburants de synthèse

L'équivalent de 5 % des volumes annoncés d'exportation d'hydrogène, pour lesquels un vecteur a été désigné, pourraient être acheminés sous la forme de carburants de synthèse à 2040³⁶. Disposant des mêmes caractéristiques que les carburants conventionnels, les carburants de synthèse pourront être acheminés par les navires de transport et infrastructures de stockage de produits pétroliers existants.

Avancées et contraintes opérationnelles des approvisionnements en hydrogène liquide

L'hydrogène liquide représente 2 % des volumes d'exportation annoncés à 2040³⁷. Le développement de ce vecteur fait face à de nombreux défis. Les navires et les infrastructures portuaires n'existent pas encore. D'importants efforts d'innovation doivent encore être investis pour développer les technologies adéquates. Un projet de démonstration d'acheminement d'hydrogène liquide, reliant l'Australie au Japon, a été lancé en 2022. Mais le navire a subi un incendie alors qu'il était à quai en Australie en raison du défaut d'une valve³⁸.

Avancées et contraintes opérationnelles d'autres modes approvisionnements

Focus sur le méthanol

Le commerce international du méthanol est bien établi et cette molécule pourrait jouer un rôle croissant dans la décarbonation du transport maritime en plus de ses applications pour l'industrie pétrochimique. Environ 20 % de la demande mondiale de méthanol était exportée à l'international en 2021³⁹. Le transport du méthanol peut s'appuyer sur des navires et des infrastructures pétrolières existantes. Mais, à ce stade, le méthanol représente des volumes d'exportation marginaux dans le total des projets annoncés dans le monde à 2040⁴⁰.

Focus sur les LOHC⁴¹

Les vecteurs organiques liquides d'hydrogène, plus connus sous leur acronyme anglais LOHC (*Liquid organic hydrogen carriers*) sont spécifiquement conçus pour transporter et stocker de l'hydrogène dans des conditions normales de température et de pression. Il s'agit d'un cas particulier de dérivés de l'hydrogène dont la reconversion après transport est obligatoire. L'une des technologies les plus répandues consiste à convertir le toluène en une molécule riche en atomes d'hydrogène (par une réaction d'hydrogénation) pour former du methylcyclohexane, un hydrocarbure liquide et stable, facilement transportable. Pour autant, ce processus est particulièrement intensif en énergie. De plus, ces technologies apparaissent relativement peu matures à ce jour, et présentent en conséquent un coût de transport plus élevé que les autres alternatives selon la plupart des études (notamment du fait de la logistique supplémentaire nécessaire pour rapatrier le toluène utilisé pour transporter l'hydrogène). Néanmoins des projets existent, comme le projet LHyTS, visant à relier l'Ecosse et Rotterdam par le biais d'une logistique d'hydrogène sous forme de LOHC, et des acteurs misent sur ces solutions en mettant en avant plusieurs avantages compétitifs, dont la réutilisation d'infrastructures pétrolières existantes et la non-toxicité du composé transporté.

³⁶ IEA (2023) Global Hydrogen Review 2023, p.102

³⁷ IEA (2023) Global Hydrogen Review 2023, p.102

³⁸ IEA (2023) Global Hydrogen Review 2023, p.123

³⁹ IEA (2023) Global Hydrogen Review 2023, p.99

⁴⁰ IEA (2023) Global Hydrogen Review 2023, p.102

⁴¹ *Liquid organic hydrogen Carrier*

Partie 3 – Une compétitivité-prix des importations hétérogène et fragile

A / Les consensus des modèles économiques sur la compétitivité-prix de la production domestique européenne versus les importations, par mode de transport et par vecteur

Compétitivité de la production domestique d'H₂ versus l'importation d'H₂ pur par voie maritime

Molécules consommées	Mode de transport	Vecteurs
Hydrogène		Ammoniac reconverti en hydrogène, hydrogène liquide, LOHC

La majorité des résultats des modèles technico-économiques converge sur le fait que la production domestique européenne d'hydrogène pur est globalement plus compétitive que les importations par voie maritime (liquéfié ou par dérivés ensuite reconvertis en H₂). En effet, les coûts de transport et les coûts de reconversion en hydrogène renchérissent fortement le total des coûts, même pour les géographies dotées d'excellentes conditions de production. Le cabinet **Deloitte** souligne : *"The transport of hydrogen can be technically challenging and has therefore important implications for the structure of the global market (figure 11). Under normal conditions, hydrogen is a volatile and highly flammable gas; contact with air can trigger an explosive reaction. Consequently, pure hydrogen may be costly to transport in industrial volumes compared to other molecules, as are its derivatives. When possible, it should be produced as close as possible to the consumption centers."*⁴². L'**Hydrogen Council** en arrive aux mêmes conclusions : *"Hydrogen produced locally does not require conversion (apart from pipeline compression) or reconversion, which can add significantly to the overall cost. Consequently, only countries that are constrained in competitive domestic production typically import pure hydrogen."* (Hydrogen Council (2022) Global Hydrogen Flows: Hydrogen trade as a key enabler for efficient decarbonization, p.14).

- Selon l'**Agence internationale de l'énergie**, le coût de production domestique d'hydrogène en Europe du Nord-Ouest est inférieur aux coûts des importations (comprenant la production, la conversion, le transport et la reconversion) en provenance d'Amérique latine et d'Afrique du Nord à 2030, que ce soit sous la forme d'ammoniac reconverti en hydrogène, de LOHC et d'hydrogène liquide⁴³.
- D'après les calculs de **Deloitte**, certaines régions d'Allemagne seraient en capacité de produire de l'hydrogène plus compétitif que certaines exportations du Maroc à horizon 2050 (1,8 EUR/kg H₂ en Allemagne contre 2,5 EUR/kg H₂ en provenance du Maroc, soit un écart de +39 %). Plus largement, les meilleures capacités de production domestiques s'avèreraient durablement compétitives relativement aux imports, qui n'interviendraient que pour satisfaire l'excès de demande dans les géographies les plus contraintes.⁴⁴
- D'après l'**Hydrogen Council**, la production domestique allemande d'hydrogène à 2050 coûterait 1,7 EUR/kg contre 2,2 EUR/kg H₂ importé du Qatar par voie maritime (+30 %).⁴⁵
- L'**IRENA** estime que les coûts de l'hydrogène importé par l'Allemagne depuis l'Afrique du Nord s'élèvent à 44 \$/MWh par ammoniac avec reconversion, soit 1,47 €/kgH₂, contre 24 \$/MWh, soit 0,8 €/kg, en provenance d'Espagne.
- Selon le **JRC**, le centre de recherche de la Commission européenne, le coût de production moyen d'hydrogène de l'UE atteindrait 3,7 USD/kg H₂ en 2050, dans le cadre du scénario 1,5°C. Les importations par voie maritime de dérivés reconvertis en hydrogène seraient plus coûteuses, toutes régions étudiées confondues (Égypte, Maroc, Arabie saoudite, Brésil, Australie, États-Unis)⁴⁶.
- Selon les chercheurs de l'université de **Lappeenranta-Lahti University of Technology**, l'importation d'hydrogène liquéfié du Chili vers l'Allemagne coûtera 55 % de plus que la production d'hydrogène en Allemagne à 2050⁴⁷.

⁴² Deloitte (2023) Green hydrogen: Energizing the path to net zero, p.27

⁴³ IEA (2023) Global Hydrogen Review, p.103-104

⁴⁴ Deloitte (2023) Green hydrogen: Energizing the path to net zero, p.29











































⁴⁵ Hydrogen Council (2022) Global Hydrogen Flows: Hydrogen trade as a key enabler for efficient decarbonization, p.14

⁴⁶ JRC (2022) Global energy and climate outlook 2022: energy trade in a decarbonised world, p.47

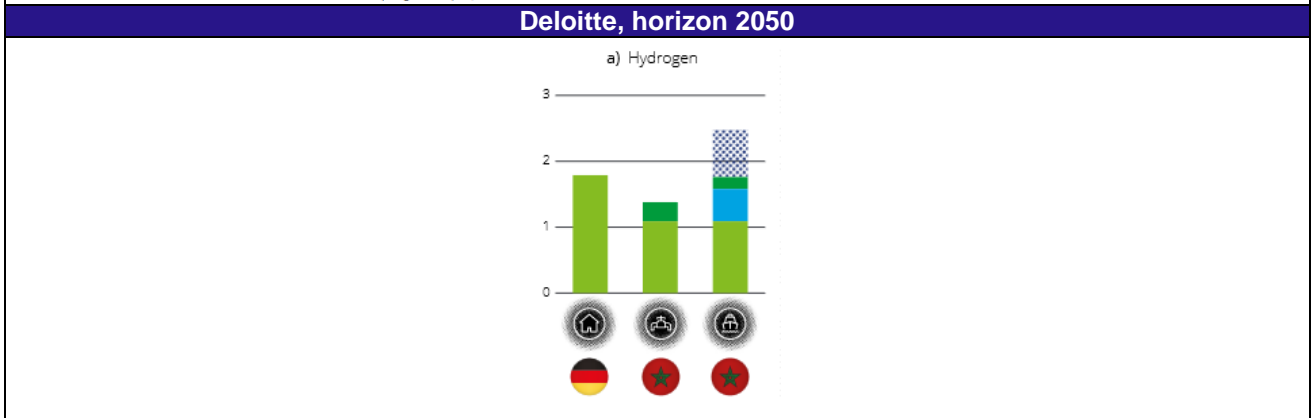
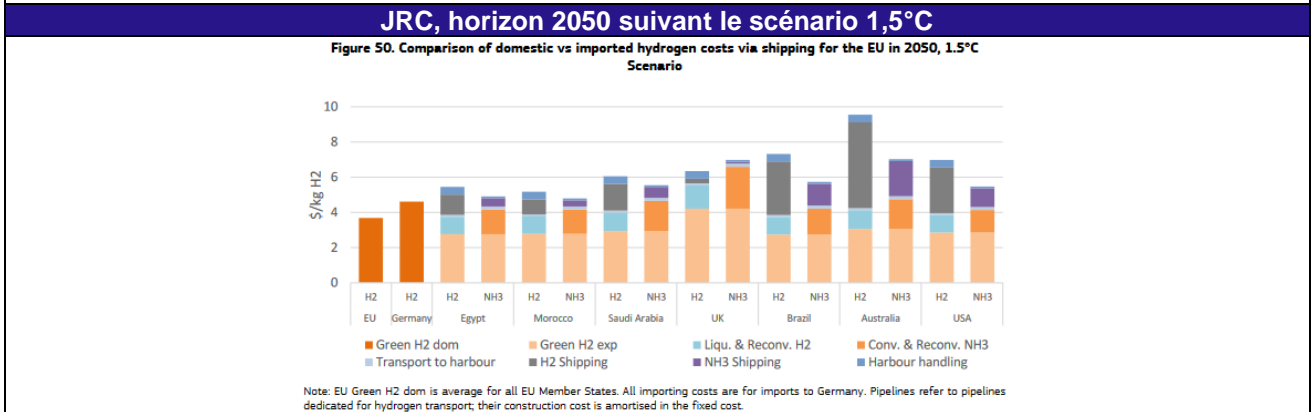
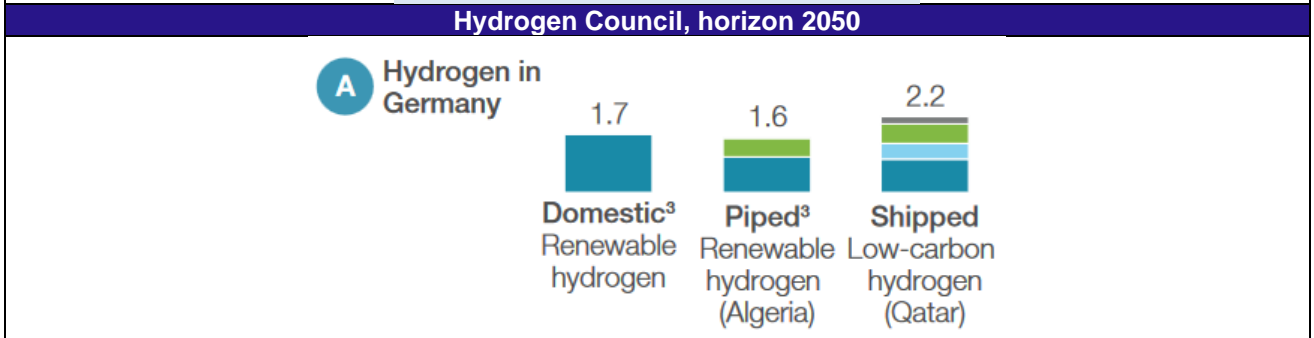
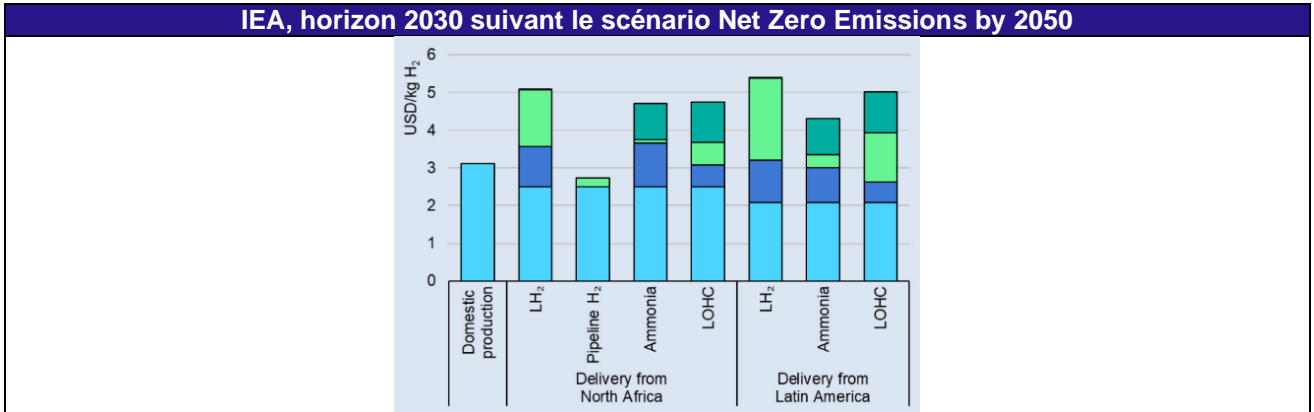
⁴⁷ Galimova & al (2023) Impact of international transportation chains on cost of green e-hydrogen: Global cost of hydrogen and consequences for Germany and Finland, p. 12

Vue d'ensemble des différences de coûts entre, les importations d'hydrogène et la production domestique en Europe, par voie maritime

Unité : différentiel de coût en % en valeur

Source	Export	Date	Mode	Vecteur	Différentiel de coût	Par rapport à la production d'H ₂ en
	Afrique du Nord	2030		NH ₃ reconverti en H ₂	+55 %	Europe du Nord-Ouest 
	Amérique du Sud	2030		NH ₃ reconverti en H ₂	+39 %	
	Afrique du Nord	2030		LH ₂	+65 %	
	Amérique du Sud	2030		LH ₂	+71 %	
	Afrique du Nord	2030		LOHC	+55 %	
	Amérique du Sud	2030		LOHC	+61 %	
	Afrique du Nord	2050		NH ₃ reconverti en H ₂	+84 %	Espagne 
Deloitte.	 Maroc	2050		NH ₃ reconverti en H ₂	+39 %	Allemagne 
Hydrogen Council	 Qatar	2050		NH ₃ reconverti en H ₂	+30 %	
JRC	 Égypte	2050		NH ₃ reconverti en H ₂	+7%	
	 Maroc	2050		NH ₃ reconverti en H ₂	+4%	
	 Arabie saoudite	2050		NH ₃ reconverti en H ₂	+20%	
	 Brésil	2050		NH ₃ reconverti en H ₂	+57%	
	 Australie	2050		NH ₃ reconverti en H ₂	+52%	
	 USA	2050		NH ₃ reconverti en H ₂	+20%	
	 Egypte	2050		LH ₂	+20%	
	 Maroc	2050		LH ₂	+13%	
	 Arabie saoudite	2050		LH ₂	+30%	
	 Brésil	2050		LH ₂	+22%	
	 Australie	2050		LH ₂	+107%	
 USA	2050		LH ₂	+52%		
Lappeenranta-Lahti Univ. of Technology	 Chili	2050		LH ₂	+55 %	

Vue d'ensemble des différences de coûts entre, les importations d'hydrogène et la production domestique en Europe, par voie maritime



Compétitivité de la production domestique d'H₂ versus l'importation d'H₂ pur par gazoduc

Molécules consommées	Mode de transport	Vecteurs
Hydrogène		Hydrogène comprimé

Les résultats sont moins homogènes en ce qui concerne la compétitivité des importations par gazoduc vers l'Europe. L'Agence internationale de l'énergie, Deloitte, l'Hydrogen Council et l'IRENA estiment que ce mode transport est moins coûteux que la production européenne, plus précisément la production allemande.

- Pour l'**Agence internationale de l'énergie**, le coût total de l'hydrogène importé par gazoduc depuis l'Afrique du Nord vers l'Europe du Nord-Ouest serait inférieur de 12 % à la production domestique de la zone en 2030⁴⁸.
- Pour **Deloitte**, le coût de l'hydrogène pur importé par gazoduc depuis le Maroc, estimé à 1,5 EUR/kg H₂, est sensiblement moins élevé que celui de la production domestique allemande (-17%) à 2050⁴⁹.
- Pour le **Hydrogen Council**, le coût des importations d'Algérie par gazoduc vers l'Allemagne, estimé à 1,6 EUR/kg H₂, serait légèrement plus compétitif que celui de la production allemande (différence de -6 %) à 2050⁵⁰.
- L'**IRENA** estime que les coûts de l'hydrogène importé vers l'Allemagne depuis l'Afrique du Nord s'élèvent à 20 \$/MWh via gazoduc, contre 24 \$/MWh, soit 0,8 €/kg, en provenance d'Espagne.

À l'inverse, d'autres modèles indiquent que la production domestique européenne serait plus compétitive que de l'hydrogène importé par gazoduc, notamment s'il s'agit d'une nouvelle infrastructure et que le point de comparaison considéré n'est plus l'Allemagne mais l'Europe.

- D'après le **JRC**, les importations d'hydrogène par gazoduc d'Égypte coûteraient environ 5,4 USD/kg H₂ (+46% par rapport à la production domestique moyenne de l'UE) et celles du Maroc environ 4,8 USD/kg H₂ (+30 %) en 2050 suivant le scénario 1,5°C⁵¹.
- D'après l'institut de recherche allemand **Fraunhofer CINES**, certains approvisionnements intra-européens d'hydrogène et de ses dérivés sont tout aussi compétitifs que les importations extra-européennes les plus performantes en termes de coûts en 2030. L'Espagne est notamment le pays avec les coûts les plus compétitifs pour approvisionner l'Allemagne en hydrogène pur, devant l'Afrique du Nord et le reste du monde⁵².
- D'après le programme de recherche national public-privé néerlandais **HY Delta**, la production domestique aux Pays-Bas d'hydrogène pur est moins coûteuse que l'importation par fret maritime ou par gazoduc et que l'importation de dérivés reconvertis en hydrogène⁵³.
- Selon les chercheurs de l'université de **Lappeenranta-Lahti University of Technology**, l'hydrogène importé par un hydrogénéoduc nouvellement construit du Maroc vers l'Allemagne en 2050 coûtera 45 % de plus que la production domestique allemande.⁵⁴

Un cas particulier est celui de l'étude de Clean Air Task Force et de KBR, qui apporte un éclairage singulier sur les coûts d'options d'importation par gazoduc d'hydrogène fossile avec capture de carbone, qu'elle estime être l'option la plus compétitive. Les deux cas les plus performants traités sont ceux de l'Algérie et de la Norvège, qui pourraient exporter de l'hydrogène bas carbone à des coûts compris entre 3,1-3,7 \$/kg et 1,8-2,3 \$/kg suivant des volumétries respectivement compatibles de 2030 ou de 2050. Cependant le modèle s'appuyant sur la technologie auto thermal reforming (ATR) avec un niveau de capture de CO₂ au-delà de l'état de l'art actuel (97%), et des coûts traitement du CO₂ très bas (20 \$/tonne tout compris), ces chiffres doivent être interprétés avec la plus grande prudence d'autant que les problématiques de coût du capital et autres postes difficiles à estimer ne sont manifestement pas pris en compte.

⁴⁸ IEA (2023) Global Hydrogen Review, p.103-104

⁴⁹ Deloitte (2023) Green hydrogen: Energizing the path to net zero, p.29

⁵⁰ Hydrogen Council (2022) Global Hydrogen Flows: Hydrogen trade as a key enabler for efficient decarbonization, p.14

⁵¹ JRC (2022) Global energy and climate outlook 2022: energy trade in a decarbonised world, p.48


















⁵² Fraunhofer (2023) Site specific comparative analysis for suitable Power-to-X pathways and products in developing and emerging countries, pp. 88-89

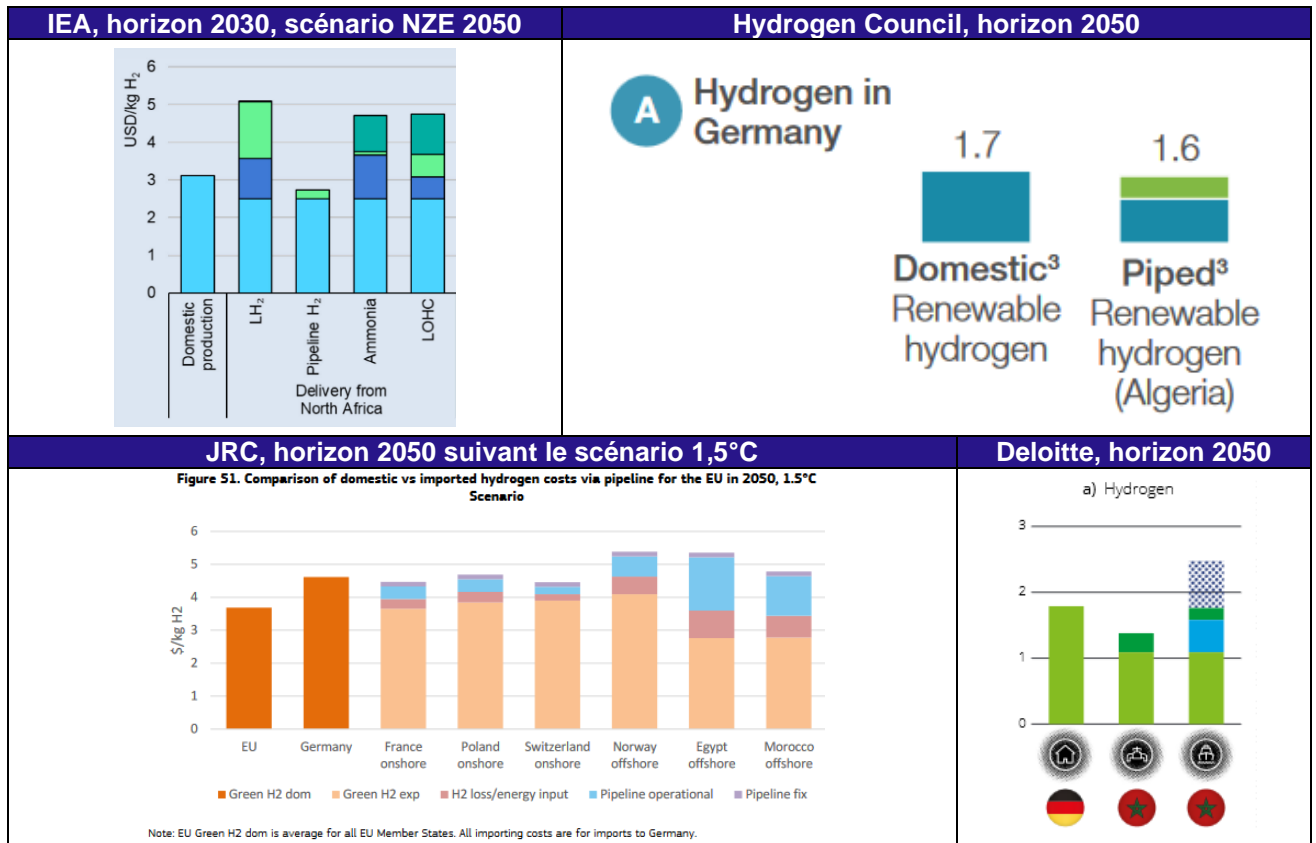
⁵³ HyDelta (2022) D7B.3 – Cost analysis and comparison of different hydrogen carrier import chains and expected cost development, p.15

⁵⁴ Galimova & al (2023) Impact of international transportation chains on cost of green e-hydrogen: Global cost of hydrogen and consequences for Germany and Finland, p. 12

Vue d'ensemble des différences de coûts entre les importations d'hydrogène et la production domestique en Europe, par gazoduc

Unité : différentiel de coût en % en valeur

Source	Export	Date	Mode	Vecteur	Différentiel de coût	Par rapport à la production d'H ₂ en
	Afrique du Nord	2030		H ₂ comprimé	-10 %	Europe du Nord-Ouest 
	Afrique du Nord	2050		H ₂ comprimé	-45 %	
Deloitte.		2050		H ₂ comprimé	-22 %	
		2050		H ₂ comprimé	-6 %	
JRC		2050		H ₂ comprimé	+4 %	
		2050		H ₂ comprimé	+15 %	
Lappeenranta-Lahti University of Technology		2050		H ₂ comprimé	+45 %	



Compétitivité de la production domestique de dérivés d'H₂ versus l'importation de produits dérivés d'H₂ (ammoniac, carburants de synthèse, méthanol, etc.) par voie maritime

Molécules consommées	Mode de transport	Vecteurs
Produits dérivés (Ammoniac, carburants de synthèse, méthanol, etc.)		Produits dérivés, sans reconversion

Un relatif consensus semble établi sur le fait que les importations de produits dérivés de l'hydrogène, consommés directement, sans reconversion, seront plus compétitives que la production domestique européenne à 2030 et 2040. Cette situation s'explique par le fait que l'ammoniac, l'acier, le méthanol et les carburants de synthèse sont moins complexes à transporter que l'hydrogène pur. De plus, la part du coût de transport par voie maritime dans le coût total de ces produits est relativement faible, quelle que soit la distance parcourue, à la fois car ces produits sont plus faciles à transporter mais également car leur procédé de production implique des étapes supplémentaires par rapport à l'hydrogène pur. Cette situation permet d'approvisionner l'Europe à partir de zones avec les coûts de production les plus bas, notamment en termes de coût énergétique. Enfin, l'absence d'étape de reconversion allège la structure de coût par rapport l'hydrogène pur. Le **Hydrogen Council** souligne ainsi que « *By contrast, the advantage of producing derivatives locally is much smaller [than producing pure hydrogen] because the hydrogen needs to be converted regardless of location. Transportation is also a relatively small cost component compared with the overall cost as a result of higher volumetric density. The competitiveness of hydrogen production costs therefore more than makes up for additional transportation costs.* »⁵⁵.

- L'**Hydrogen Council** estime que la production d'ammoniac en Allemagne (estimée à 2,9 EUR/kg NH₃) serait moins compétitive que les approvisionnements d'ammoniac, utilisé en tant que tel, sans reconversion, en provenance du Chili (2,3 EUR/kg NH₃) et du Qatar (2,0 EUR/kg NH₃) en 2050⁵⁶.
- Selon l'**Agence internationale de l'énergie**, si l'ammoniac importé n'est pas reconverti en hydrogène mais utilisé directement, alors les importations d'Afrique du Nord et d'Amérique latine sont plus compétitives que la production d'Europe du Nord-Ouest de NH₃ en 2030⁵⁷.
- De son côté le cabinet de conseil **Deloitte** estime que les produits dérivés importés du Maroc et d'Australie, dont l'ammoniac, le méthanol et les carburants de synthèse, affichent une meilleure compétitivité que la production domestique allemande à 2050. L'importation d'ammoniac par l'Allemagne du Maroc serait 22 % moins cher que la production domestique. Cette différence pourrait atteindre 15 % pour le méthanol et de 21 % pour les carburants de synthèse. Ces différences de coûts sont relativement moins importantes avec l'Australie (-7 % pour l'ammoniac, -4 % pour le méthanol et -14 % pour les carburants de synthèse)⁵⁸. Il est important de noter que ces chiffres ne sont pas des coûts moyens, mais les coûts spécifiques de gisements de production relativement représentatifs des capacités des pays en question.
- D'après l'institut de recherche allemand **Fraunhofer CINES**, plusieurs pays sont en mesure de fournir de l'ammoniac à un meilleur coût que l'Espagne dès 2030, notamment le Brésil, l'Australie, la Colombie ou encore l'Algérie⁵⁹.
- Les modélisations du **JRC** indiquent que les carburants de synthèse importés par voie maritime depuis certains pays sont plus compétitifs que la production domestique européenne, dont notamment le Maroc et la Tunisie qui permettraient d'atteindre des coûts inférieurs de 16% à la moyenne de production européenne et de 30% par rapport à la production domestique allemande.

⁵⁵ Hydrogen Council (2022) Global Hydrogen Flows: Hydrogen trade as a key enabler for efficient decarbonization, p.14

⁵⁶ Hydrogen Council (2022) Global Hydrogen Flows: Hydrogen trade as a key enabler for efficient decarbonization, p.14

⁵⁷ IEA (2023) Global Hydrogen Review, p.103-104

⁵⁸ Deloitte (2023) Green hydrogen: Energizing the path to net zero, p.29

⁵⁹ Fraunhofer (2023) Site specific comparative analysis for suitable Power-to-X pathways and products in developing and emerging countries, p. 88-89

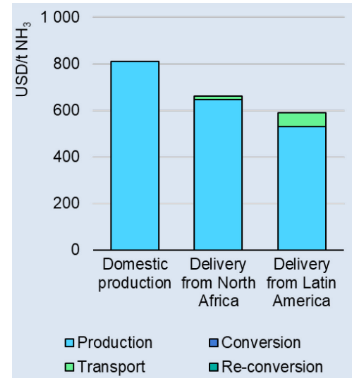
Vue d'ensemble des différences de coûts entre, les importations de produits dérivés de l'hydrogène et la production domestique en Europe, par voie maritime

Unité : différentiel de coût en % en valeur

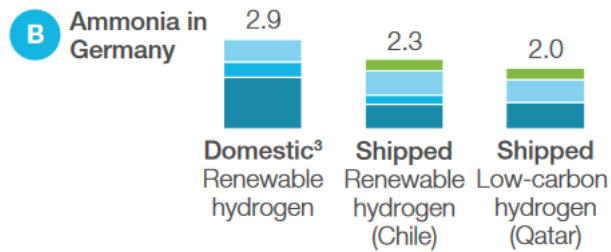
Source	Export	Date	Mode	Vecteur	Différentiel de coût	Par rapport à la production d'H ₂ en
	Afrique du Nord	2030		NH ₃	-19%	Europe du Nord-Ouest 
	Amérique du Sud	2030		NH ₃	-25%	
Deloitte.	Australie 	2050		Carburant de synthèse	-16%	Allemagne 
	Maroc 	2050		Carburant de synthèse	-19%	
	Australie 	2050		Méthanol	-7%	
	Maroc 	2050		Méthanol	-17%	
	Australie 	2050		NH ₃	-9%	
	Maroc 	2050		NH ₃	-26%	
	Chili 	2050		NH ₃	-21%	
	Qatar 	2050		NH ₃	-31%	

Vue d'ensemble des différences de coûts entre les importations de produits dérivés de l'hydrogène et la production domestique en Europe, par voie maritime

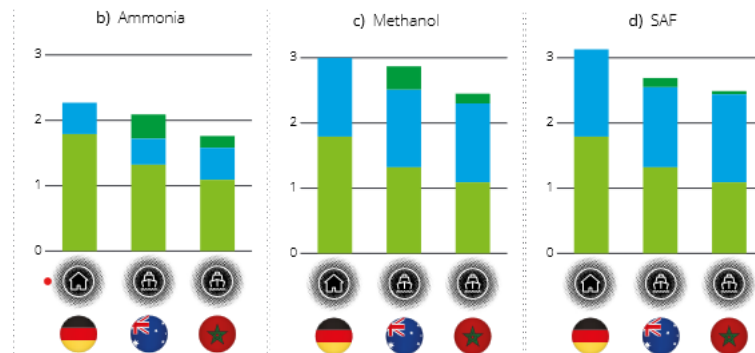
IEA, horizon 2030 suivant le scénario Net Zero Emissions by 2050



Hydrogen Council, horizon 2050

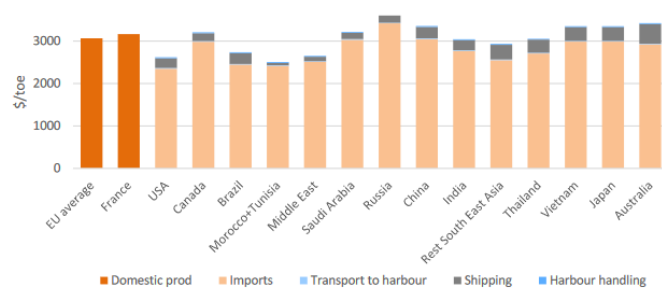


Deloitte, horizon 2050



JRC, horizon 2050 suivant le scénario 1,5°C

Figure 56. Comparison of liquid e-fuel domestic vs import by ship for EU in 2050, 1.5°C Scenario



Note: EU average is the average of for all EU Member States. All importing costs are for imports to France. Pipelines refer to pipelines dedicated for hydrogen transport; their construction cost is amortised in the fixed cost.

B / L'intégration des importations dans l'ordre de mérite des approvisionnements de l'économie hydrogène française

La crainte de voir l'importation de molécules rendre caduc la pertinence d'un soutien au développement de la production domestique européenne, en particulier française (où la filière pourrait disposer d'une électricité domestique à un prix abordable), n'apparaît pas fondée, même dans un cas de figure où l'importation serait l'option la plus compétitive en 2050. En effet, les productions domestiques européenne et française pourront coexister sur un même marché avec des importations selon un ordre de mérite, à partir de deux facteurs : la compétitivité-prix et la disponibilité en volume.

- Les bassins français de consommation d'hydrogène et ses dérivés, connectés à un réseau, pourront faire appel aux volumes d'approvisionnements disponibles par ordre croissant de compétitivité-prix. La France dispose d'une grande variété de potentiels de production d'hydrogène décarboné (éolien, solaire, nucléaire, etc.), répartis à différents endroits de son territoire, qui sont autant de « gisements » de production. Les potentiels de production domestique français seront exploités en priorité, et en avance de phase par rapport aux importations européennes et a fortiori internationales, en raison des délais additionnels de déploiement des infrastructures de transport et de stockage.
- Au fur et à mesure du développement d'un commerce européen et international des molécules d'hydrogène et ses dérivés, des importations pourront s'intégrer dans l'ordre de mérite des approvisionnements hydrogène, en fonction de leur compétitivité-prix. Ces approvisionnements extérieurs complèteront la production domestique française. Certains approvisionnements pourront déplacer des volumes de production domestique dans l'ordre de mérite, si leur compétitivité-prix le permet.
- Mais les importations ne déplaceront pas la totalité de la production domestique, en raison des volumes limités 2040 (au vu des développements en cours) et de la profondeur des besoins en hydrogène à satisfaire pour décarboner l'économie française. Les projets de production de molécules les plus coûteux à développer sur le territoire pourraient, quant à eux, être appelés lors de tensions entre l'offre et la demande pour détendre des pics de prix. Une analyse complémentaire des projets en développement (par type de molécule, localisation géographique, date de mise en service, volumes et coût potentiel) permettrait d'identifier la pente de la courbe de l'offre en France et les différents positionnements de chacun projet dans un ordre de mérite. De plus, seuls les bassins de consommation connectés à des réseaux de transport et de distribution disposeront d'une diversité de sources d'approvisionnements. Les bassins décentralisés s'appuieront sur les fournitures de leurs écosystèmes territoriaux respectifs.
- Dans ce contexte, les importations permettraient, à terme, de diversifier les modalités d'approvisionnement de l'économie hydrogène française et de relâcher une partie de la pression sur la disponibilité des énergies primaires et du foncier en France. Les réglementations européennes (FuelEU Maritime, ReFuelEU Aviation, etc.) appelleront des volumes importants qui pourraient ne pas être couverts par une production domestique. La France pourrait, à l'horizon post 2030, une fois les infrastructures de transport d'hydrogène transfrontalières en place, couvrir une partie de ses besoins avec de l'hydrogène renouvelable importé. De plus, l'importation de RFNBO à partir de 2030 peut constituer un levier stratégique pour le respect de nos objectifs européens, fixés dans la directive RED3, d'utilisation de 33,6% et 48% de RFNBO dans l'industrie en 2030 et 2035, tout en continuant de bénéficier de l'avantage compétitif que constitue notre parc nucléaire. En effet, l'importation de certains volumes de RFNBO « purement » renouvelables et sans regrets (par exemple de l'ammoniac renouvelable en substitution de l'ammoniac fossile importé, et pour lequel aucune substitution par production domestique n'est prévue), permet de diminuer la pression sur le ratio d'approvisionnement maximal théorique des électrolyseurs en électricité nucléaire (calculé pour respecter les objectifs européens).

C / Des hypothèses de coûts optimistes et contrariées par l'évolution macroéconomique en cours dans les pays en développement

La hausse du coût du capital et le maintien d'une inflation élevée constituent deux menaces fortes au déploiement des projets d'exportation d'hydrogène et ses dérivés. En effet, la compétitivité-prix de l'hydrogène des projets d'exportation n'est atteinte que pour des projets à grande échelle et intégrés, qui

requièrent des investissements particulièrement importants pour construire des parcs d'énergies renouvelables massifs (notamment pour respecter les règles d'additionnalité de l'UE sur les RFNBO), des électrolyseurs de plusieurs gigawatts de capacité, des infrastructures locales (électriques, transport, eau, etc.).

La viabilité économique de ces projets d'investissement, très intensifs en capital, est particulièrement sensible à la hausse du coût moyen pondéré du capital (*Weighted Average Cost of Capital (WACC)*), qui comprend notamment le coût des capitaux propres (le taux minimum exigé par les actionnaires) et le coût de la dette (le taux proposé par les créanciers). A titre d'exemple, une hausse de trois points du coût du capital (passant de 5 % à 8 %) entraîne une augmentation de près d'un tiers des coûts de projets d'hydrogène renouvelable. « *For electrolyser installations, the impacts of these factors can be especially harmful (Figure 5.2). Like renewable electricity plants, such as solar PV and wind, electrolyser costs are largely borne upfront, with low operational costs after construction if dedicated renewable electricity capacity is installed to supply the electrolyser. An increase in the cost of capital from, for example, 5% to 8% (in line with a 3 percentage-point rise in risk-free rates), raises today's project cost by nearly one-third.* (IEA (2023) Global Hydrogen Review 2023, p.134).

Les gigaprojets de production d'hydrogène sont également très vulnérables à l'inflation, en raison de la dimension des projets et des facteurs de charge (équipements, travaux, main d'œuvre, etc.) et des délais entre le moment où le projet est annoncé, l'étude de faisabilité est réalisée, les autorisations sont obtenues et où la construction est lancée. Plusieurs projets de production d'hydrogène en développement sont confrontés à une hausse significative de leurs coûts prévisionnels. L'Agence internationale de l'énergie souligne que certains projets, dont les études de faisabilité ont été réalisés avant la mi-2022, ont enregistré une hausse de leurs coûts de 50 %, entraînant un risque d'annulation ou de report des investissements : « *Some hydrogen projects with feasibility studies that were conducted before mid-2022 have had to rework their cost estimates and re-evaluate their financial plans to accommodate cost increases of more than 50%* ». (IEA (2023) Global Hydrogen Review 2023, p.133).

D / Les limites et les angles morts des modèles technico-économiques

- **Des projections de coûts à 2030-2040 moins favorables qu'à 2050 ; et peu d'analyse pré 2050 du fait de la plus grande complexité à modéliser une filière moins massive**

Plusieurs études, notamment de Deloitte et du Hydrogen Council, réalisent des projections sur le coût des importations par rapport à la production domestique européenne ou allemande à l'horizon 2050. Cette échéance est celle où le différentiel de coût entre les deux modes d'approvisionnements est théoriquement le plus favorable aux importations. En effet, l'échéance à 2050 permet d'élaborer des projections de coût avantageuses, où le potentiel de production de l'hydrogène et ses dérivés dans les pays émergents et en développement est exploité à son maximum, où les solutions de transport des molécules à longue distance sont devenues les plus opérationnelles et les ambitions de diminution du coût des équipements réalisées. Le différentiel de coût entre la production domestique et les importations pourrait être bien moins important à l'horizon 2030 et 2040. Cette situation tend à favoriser la compétitivité de la production domestique européenne sur les approvisionnements extra-européens à ces échéances, jusqu'à ce que le potentiel de production domestique relativement à la demande soit épuisé.

- **Des coûts moyens pour représenter des approvisionnements à la compétitivité plus hétérogène**

Les projections de coût des approvisionnements d'un pays vers l'Europe mis en avant par les études sont le plus souvent une moyenne de différents sites de production représentatifs du pays en question. Cela signifie qu'une partie du potentiel de production du pays en question présente un coût supérieur à ce chiffre moyen donné par les études. De plus, la plupart des études se concentrent également sur la compétitivité moyenne de la production d'hydrogène renouvelable en Allemagne comme point de comparaison aux importations. Mais l'Europe présente une plus grande variété de sites potentiel de production (éolien, solaire, nucléaire, etc.) et de pays que la seule production de renouvelables en Allemagne. Une partie des volumes pourrait donc ne pas être plus compétitive que certains sites de production en Europe dans l'ordre de mérite des approvisionnements.

- **Des différences entre le coût et le prix des importations**

Les résultats des modèles technico-économiques fournissent des projections du coût actualisé de l'hydrogène⁶⁰, qui est une approximation d'un coût futur. Ce calcul intègre les coûts de production et de transport.

⁶⁰ Levelized Cost Of Hydrogen (LCOH)

Le coût actualisé de l'hydrogène (LCOH) calculé dans les rapports est une estimation du coût facilitant la comparaison entre pays ou modes de transport. Les postes de coûts intégrés dans le calcul du LCOH sont rarement détaillés et diffèrent selon les études. Certains coûts pourtant majeurs ne sont quantifiables que par les porteurs de projets eux-mêmes et sont difficilement transposables aux différentes typologies des projets (modes de transport, pays, commodité etc.), par exemple : coûts d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction, de stockage sur site, de financement, de dépréciation du stack et des équipements auxiliaires électriques et mécaniques (*balance of plant*), les coûts de contingence etc.

En outre ces modèles n'intègrent pas l'ensemble des surcoûts d'un projet d'importations d'hydrogène et de ses dérivés. L'institut allemand Fraunhofer CINES souligne ainsi que son modèle ne prend pas en compte les postes de charges comme des primes de risques, des garanties et des frais d'assurance, les coûts additionnels de distribution et une surmarge destinée à la rémunération des porteurs du projet et de leurs actionnaires⁶¹. Ces éléments tendent à réduire le différentiel de prix entre les importations et la production domestique européenne.

Enfin, ces modèles technico-économiques projettent des scénarios de coût et non de prix des importations. Les pays exportateurs ne vendront pas leurs molécules à prix coûtant, surtout si le marché mondial se structure lentement autour d'un faible nombre d'acteurs. Les prix de marché auxquels les pays européens achèteront de l'hydrogène et ses produits dérivés s'établiront en fonction de l'équilibre entre l'offre disponible et la demande, que ce soit à travers des contrats de long terme ou des contrats au comptant. Dans le cas où la demande mondiale ou européenne serait plus élevée que l'offre disponible, un fournisseur avec des coûts de production bas pourra ainsi vendre ses molécules à des prix élevés. Les mécanismes de soutien à doubles enchères comme H2Global favorisent également des prix élevés. Un premier mécanisme d'enchère pousse les exportateurs à être particulièrement compétitifs pour espérer remporter une partie des aides disponibles sur dix ans. Mais les volumes d'importation sécurisés par H2Global seront mis en vente en Europe par un deuxième mécanisme d'enchère annuel, où l'acheteur proposant le prix le plus élevé remporte la mise.

- **L'angle mort du « dernier kilomètre » d'acheminement des importations**

Les études modélisent généralement des projections de coûts d'importation en identifiant un point de livraison en Europe, souvent situé au niveau du littoral. C'est par exemple le cas de l'étude du Fraunhofer CINES, qui prend pour référence le port allemand de Brunsbüttel, sur l'embouchure du fleuve Elbe près de la mer du Nord, qui est située plus près du littoral que le port d'Hambourg, principal port allemand en volume de marchandises.

Les études référencées ne prennent pas en compte le coût du « dernier kilomètre » à parcourir pour acheminer les volumes d'hydrogène et de ses dérivés importés jusqu'aux centres de consommation. La prise en compte de cette dernière étape tend encore à réduire le différentiel de coût entre des importations et une production locale semi-centralisée, plus proche des bassins de consommation. Des réseaux de transport et de distribution devront être construits, ce qui représente des investissements significatifs. En leur absence, le cabinet Guidehouse souligne que les molécules pourront être acheminées par bateaux, camions ou train⁶². Toutefois, le coût du dernier kilomètre peut aussi s'appliquer à des projets d'échanges intra-européens voire intra-national, si les sites de production sont situés loin des lieux de consommation. Le coût du dernier kilomètre peut aussi s'avérer limité si une infrastructure de transport existante peut être réutilisée.

- **Des économies d'échelles dépendantes du déploiement de gigaprojets de production et d'équipement**

Les coûts de production domestique et les coûts des importations, tels que projetés dans les études, sont déterminés en partie par les économies d'échelle permises par la taille des projets déployés dans des zones à fort potentiel. La réalisation de cette hypothèse est particulièrement fragile dans le cas des pays exportateurs, en particulier les pays émergents et en développement, où la dimension des projets d'exportation est bien supérieure à celle des projets développés en Europe. La capacité à déployer des gigaprojets, dans des économies et par des nouveaux acteurs, sans expérience préalable en matière de production d'hydrogène, constitue une hypothèse forte des modèles pour permettre aux importations d'être compétitives par rapport à la production domestique européenne. Toutefois, le déploiement de projets avec des capacités de production importantes en Europe est aussi une condition clé de la compétitivité des approvisionnements domestiques par rapport aux importations.

⁶¹ Fraunhofer (2023) Site specific comparative analysis for suitable Power-to-X pathways and products in developing and emerging countries, p. 83

⁶² Guidehouse (2022) Covering Germany's green hydrogen demand: Transport options for enabling imports, p. 33

- **Des partis pris inévitables** sur les coûts des énergies primaires ou des résultats conditionnés à de nombreuses hypothèses impossible à vérifier.

Suivant les études et quand celles-ci abordent la problématique, l'incertitude sur les coûts de l'énergie (gaz naturel fossile, électricité photovoltaïque ou éolien) est traitée de l'une des deux manières suivantes :

- o Le coût du gaz naturel fossile ou de l'électricité est fixé sur des prix du MWh et de gaz naturel observé de 2019 à 2021, à des niveaux historiquement très bas, comme dans l'étude Clean Air Task Force – KBR.
- o Le coût du gaz naturel fossile ou de l'électricité est compris dans une fourchette d'hypothèses très large. C'est le cas de la modélisation de l'IAE, qui projette par exemple un coût de l'électricité solaire compris entre 13 et 80 \$/MWh en 2030, et un coût de l'électricité éolienne compris entre 25 et 120 \$/MWh, soit des variations allant d'un facteur 1 à 6. Les coûts de production d'hydrogène peuvent donc être très bas ou très élevés, en fonction de l'hypothèse retenue.

Le coût de production d'hydrogène étant très dépendant du coût de l'énergie primaire consommée dans le procédé, il serait de fait nécessaire de se positionner non pas sur des valeurs brutes, mais sur des écarts de coût relatifs de ces énergies entre la zone du pays importateur et celle de l'exportateur.

Note sur l'étude Deloitte :

Les estimations du prix du gaz naturel ont également été calculées par rapport au coût actualisé de l'approvisionnement en gaz naturel "*well head cost*" pour chaque région. Ces coûts ont été comparés au coût moyen typique de production de type similaire pour chaque région : terrestre, profond, peu profond ou ultra-profond. Les prix estimés convergent fortement avec les prix régionaux du gaz naturel de l'AIE, car l'étude de Deloitte suit l'hypothèse selon laquelle il n'y aura pas de nouveaux investissements dans l'exploration et la production de pétrole et de gaz dans un monde carboneutre. Les prix calculés du gaz naturel n'incluent pas les taxes. Néanmoins, cette étude tient compte de la compensation des émissions de CO₂ non réduites (pour les réformateurs avec CCS) ainsi que des émissions de méthane en amont en supposant les valeurs de prix du carbone net zéro de l'AIE pour chaque région considérée.

Concernant la production d'électricité, les coûts sont notamment calculés à partir de l'analyse des coûts des technologies éoliennes et solaires et leur raccordement. Le coût résultant de l'électricité dépend ensuite de la productivité de la zone. Ces éléments peuvent conduire à des écarts en fonction de la région géographique (productivité différente) mais aussi des hypothèses de coût de financement retenues.

- La nécessaire **décarbonation préalable** des bouquets énergétiques des pays exportateurs et le risque de **cannibalisation** des projets EnR locaux par l'exportation d'hydrogène.

En effet l'hydrogène est un levier de décarbonation généralement considéré comme complémentaire de l'électrification directe quand celle-ci est possible, du fait de la consommation supérieure d'énergie primaire nécessaire aux étapes de conversion « électricité – hydrogène » et « hydrogène – électricité » (dans les cas où l'hydrogène n'est pas utilisé comme gaz process mais comme vecteur énergétique). Or les pays exportateurs souvent considérés comme ayant un potentiel de production d'énergies renouvelables à bas coût, sont encore loin d'avoir suffisamment décarboné leur production d'électricité et électrifié les usages dépendant des énergies fossiles.

D'après Enerdata⁶³, le Chili souvent pris en exemple comme potentiel exportateur massif d'hydrogène renouvelable, présente un bouquet électrique encore majoritairement dominé par le charbon à 32 %, avec une part des énergies fossiles de 52 %. Malgré une trajectoire de décarbonation ambitieuse visant une production électrique 100 % décarbonée d'ici à 2050 avec un point de passage à 2030 ciblant 80 % d'énergies renouvelables dans son bouquet électrique, l'allocation simultanée de quantités massives d'électricité décarbonée à l'export d'hydrogène peut retarder l'atteinte de ces objectifs de décarbonation domestique. L'Algérie, considérée avec d'autres pays d'Afrique du Nord comme de potentiels exportateurs d'hydrogène décarboné vers l'Europe, repose à 99 % sur les énergies primaires fossiles pour sa production d'électricité. La construction de nouveaux champs d'EnR pour la décarbonation des économies locales pourrait primer sur l'exportation d'hydrogène décarboné, afin de réduire les émissions de gaz à effets de serre à l'échelle globale.

De plus, le développement de projets d'exportation d'hydrogène dans des pays où l'accès à l'électricité n'est pas encore établi pour l'ensemble de la population (comme la Mauritanie ou la Namibie) ou établi de manière régulière (comme l'Afrique du Sud), pose question. Toutefois, il est également possible d'argumenter que le

⁶³ Enerdata, Regards sur le Chili, 2022, <https://www.enerdata.fr/publications/breves-energie/chili-politique-energetique.html>

déploiement de projets d'hydrogène renouvelable à l'export offre l'opportunité de massifier la demande locale d'EnR. Des économies d'échelles peuvent être réalisées pour répondre à la fois aux besoins de la consommation d'électricité domestique et pour la production d'hydrogène. Mais cette situation pose d'autres enjeux pour l'équilibre des réseaux locaux existants d'électricité.

- **La faible prise en compte des incertitudes et des différenciations liées à l'immaturité technologique et industrielle des procédés.**

Outre les projections d'augmentation de rendement de production d'hydrogène et dérivés dont il est naturel de compter sur une courbe d'apprentissage (même si à 2030 et 2035 ces progrès ne seront pas applicables aux infrastructures déjà déployées sauf partiellement quand elles sont retrofittables...), de nombreuses incertitudes technologiques et industrielles ne sont pas considérées, ou très peu et seulement qualitativement, dont par exemple :

- o Production d'e-fuels via le procédé Fischer-Tropsch et notamment (reverse) water gas shift,
 - o Capture carbone > 95% ainsi que stockage du CO₂ à grande échelle dans le pays exportateur,
 - o Direct Air Capture (DAC) aux niveaux de la consommation électrique, de l'impact environnemental, du dimensionnement industriel,
 - o Le procédé de déshydrogénation (craquage) de l'ammoniac,
 - o La désalinisation de l'eau de mer.
- Certaines études laissent transparaître **les intérêts, des biais de confirmation, voire l'idéologie** des auteurs ou des donneurs d'ordre ou institutions derrière les études proposées.

Ainsi l'étude de Clean Air Task Force - KBR favorise largement la solution ATR + capture et le vecteur de transport ammoniac, or KBR est un acteur majeur de la production d'ammoniac et vient de lancer une collaboration et des investissements avec Air Liquide pour intégrer la technologie ATR + capture dans son processus de production d'ammoniac. A l'inverse, les institutions européennes et internationales focalisent particulièrement leurs travaux sur l'hydrogène d'origine électrolytique renouvelable et n'investiguent que peu le fossile avec capture et l'électrolytique nucléaire. Il convient donc d'intégrer l'éventuel biais des porteurs des études dans la grille de lecture et l'interprétation des résultats fournis.

Encadré – Focus sur les pays émergents et en développement

De nombreux pays émergents et en développement disposent d'un potentiel de production d'hydrogène et de ses dérivés à bas coût. Plusieurs d'entre eux ont adopté des stratégies hydrogène orientées à l'exportation. D'après les projections des principaux modèles technico-économiques, les pays d'Afrique du Nord et, dans une moindre mesure, le Moyen-Orient, seraient les mieux positionnés pour fournir d'importants volumes de molécules décarbonées au meilleur prix à l'Europe. Toutefois, le développement des gigaprojets d'hydrogène et ses dérivés dans les pays émergents et en développement fait face à des défis spécifiques, en particulier sur les aspects financiers.

Les coûts des importations extra-européennes à 2030 et 2050 se basent sur des hypothèses optimistes quant à la réalisation des projets de production d'hydrogène dans les économies émergentes et les pays en développement. La réalisation de ces projets, caractérisés par des dépenses en capital élevées, dépendra de la capacité des porteurs du projet à lever des capitaux importants avec un bas coût moyen pondéré du capital⁶⁴. Deloitte montre qu'à 2050, les coûts du financement peuvent représenter entre 27 % et 29 % du coût de production de l'hydrogène renouvelable au Maroc, avec des niveaux particulièrement optimistes d'environ 4 à 6 %⁶⁵.

Aujourd'hui, le différentiel des WACC entre les pays exportateurs et importateurs, en général élevé chez les premiers et faible chez les seconds, est à l'opposé de ce qui favoriserait le développement des flux commerciaux d'exportation des pays émergents et en développement vers l'Europe. L'Agence internationale de l'énergie souligne que les pays émergents et en développement sont particulièrement affectés par la hausse générale des taux directeurs des banques centrales dans le monde : « *Today's higher interest rate environment has increased financing costs for energy, and this has had a particularly large impact on relatively capital-intensive clean energy technologies. Emerging market and developing economies in particular are struggling with rising financing costs as higher base rates push up the cost of capital. A combination of policy reforms and de-risking measures, including revenue guarantees, first loss guarantees and currency hedging, is needed to address real and perceived project and country risks* ». (IEA (2023) World Energy Outlook, p 49-50).

De son côté, le FMI souligne que les pays émergents et en développement resteront plus exposés à la hausse générale des prix que les économies avancées pour 2023 et 2024 : « *the pace of disinflation is especially pronounced for advanced economies (Figure 1.18). These economies are expected to see (annual average) inflation fall by 2.7 percentage points in 2023, about double the (1.3 percentage point) decline projected for emerging market and developing economies. Part of this difference reflects advanced economies' benefiting from stronger monetary policy frameworks and communications, which facilitate disinflation (Chapter 2), but the difference also reflects lower exposure to shocks to commodity prices and exchange rates. In low-income developing countries, inflation is on average projected to be in double digits and is not expected to fall until 2024* » (IMF (2023) World Economic Outlook 2023 Navigating Global Divergences, p. 16).

La hausse des coûts du capital et de l'inflation se combinent avec d'autres difficultés auxquelles les pays émergents et en développement font déjà face en matière d'investissement dans les énergies renouvelables, comme le niveau d'endettement des opérateurs publics, l'accès à la propriété foncière et le degré de qualification de la main d'œuvre. De plus, les risques d'affaires et les coûts de financement sont structurellement plus élevés qu'en Europe, la monnaie locale présente généralement un risque de change plus important que l'euro et que les projets peuvent être déployés dans des zones où les infrastructures locales peuvent être, au départ, limitées voire inexistantes.

Enfin, sur le plan technique, des références sont requises auprès des fabricants de technologies dans le cadre des appels d'offres lancés par des développeurs de projets, afin de se fournir en solutions éprouvées sur de grands projets. Mais peu d'acteurs en disposent à ce stade. À l'heure actuelle, la majorité des fabricants européens commencent par constituer leurs références sur des projets de moindre envergure et plus mûrs en Europe, voire aux États-Unis, où ils maîtrisent mieux leurs opérations et leurs risques, avant d'aller se déployer sur des gigaprojets sur d'autres géographies. Quelques exceptions peuvent être relevées à cette tendance, comme le projet Neom en Arabie saoudite.

⁶⁴ Weighted Average Cost of Capital (WACC)

⁶⁵ Deloitte, Green hydrogen: Energizing the path to net zero, 2023, p.19

Cette situation peut être de nature à remettre en cause certains résultats sur la compétitivité-prix des exportations d'hydrogène et ses dérivés des pays émergents et en développement vers l'Europe.

Ces difficultés d'accès au capital pourraient également se traduire par un retard du déploiement des projets dans les pays émergents et en développement.

- Face à la multitude de projets annoncés dans le monde, il est probable que les investissements seront amenés à se concentrer en priorité dans les pays ayant le taux de retour sur investissement le plus élevé et le moins risqué. Cette situation devrait favoriser la réalisation d'une première grande vague de projets à l'horizon 2030, principalement en Europe, aux États-Unis et en Chine, où la demande locale est forte avec des installations déjà consommatrices d'hydrogène, où les capacités de production domestiques sont importantes, où le soutien public est suffisant pour garantir la rentabilité des projets, où l'accès au capital est favorable et le risque-pays maîtrisé.
- Une deuxième grande vague de projets suivra à plus moyen terme, post 2030. Elle s'étendra aux pays ayant une demande interne limitée, tournés vers l'exportation, avec un soutien public moins massif que celui des États-Unis, avec un cadre politique, économique et juridique stable pour sécuriser des investissements et des porteurs de projets. Ces géographies auront un rôle à jouer dans le commerce mondial de l'hydrogène, mais dans la prochaine décennie (2040), quand l'Europe et l'Asie auront à consommer beaucoup plus d'hydrogène et que les opportunités de développement aux États-Unis auront déjà été réalisées.
- La troisième grande vague recouvrerait les pays pouvant disposer d'un immense potentiel de production d'énergies renouvelables, mais qui présentent des défis supplémentaires pour des investisseurs et des développeurs de projets, en termes de risque-pays, de disponibilité des infrastructures, de coût du capital et qui dépendent très fortement d'investissements étrangers pour développer une production locale.

Section B – Les flux d'échanges intra-européens : des projets plus avancés, orientés vers l'Allemagne

Les échanges intra-européens d'hydrogène et de ses dérivés sont nettement moins développés dans la littérature qu'au niveau international. Cela tient au fait que l'Union Européenne (ou l'Europe) est considérée comme l'entité de référence dans ces études dont le périmètre est la plupart du temps mondial.

Cependant à l'échelle nationale cette maille intra-européenne n'en est pas moins importante en termes d'impact potentiel sur le mix d'approvisionnement français d'hydrogène et de ses dérivés.

Partie 1 - La perspective d'une infrastructure de transport d'hydrogène plus accessible

Le cas particulier de l'importation intra-européenne est un point d'intérêt du fait de la préexistence du réseau de transport de gaz naturel potentiellement convertible en hydrogène, et des projets de construction d'infrastructure de transport d'hydrogène (H2MED, South2Corridor notamment).

De plus, indépendamment de la question de solde d'import ou d'export par pays européen, l'usage de l'hydrogène en tant que vecteur énergétique et levier de flexibilité des réseaux électrique et gazier rend nécessaire l'interconnexion des réseaux d'hydrogène nationaux. Cela se traduit par le concept de dorsale européenne (« *hydrogen backbone* »). Il est donc possible de considérer que les coûts d'investissement de l'infrastructure intra-européenne de transport d'hydrogène seront **mutualisés** sur les deux fonctions du réseau d'hydrogène. Enfin les courtes distances et la proportion élevée de connexions on-shore du futur réseau d'hydrogénoducs européen induisent naturellement **des coûts de transport d'hydrogène moindre** : l'étude du JRC indique par exemple des coûts de transport par pipe entre 2 pays limitrophes de l'ordre de 0,5 \$/kg tandis que les coûts de transport extra-européen sont estimés à 2 \$/kg au minimum quelle que soit la modalité de transport considérée.

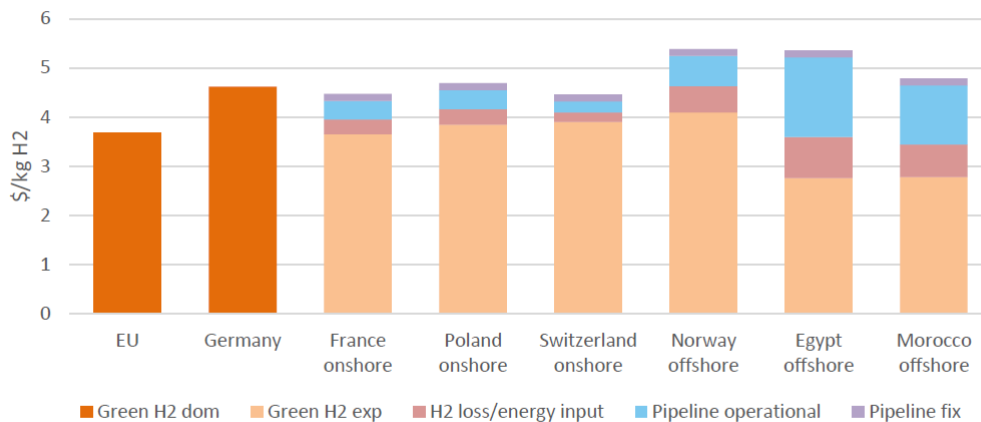
Pour les mêmes motifs, ces infrastructures de transport d'hydrogène ont toutes les chances d'être opérationnelles dans **des délais plus courts** que les hydrogénoducs d'importation extra-européenne. Néanmoins la question de la compatibilité du dimensionnement de ces réseaux intra-européens avec des volumes d'importation reste à investiguer.

Partie 2 - Une part de l'importation intra-européenne importante dès 2025 selon le JRC, mais des conditions très différentes d'un pays à l'autre

Certains pays comme l'Espagne bénéficient d'un ensoleillement (ou d'un climat venté) compatible de coûts de production d'hydrogène renouvelable PV (ou éolien) très compétitifs (cf IEA). Au contraire, l'Allemagne est souvent prise comme exemple opposé avec des coûts de production domestique d'hydrogène renouvelable parmi les plus élevés d'Europe. La France, se situe dans la moyenne européenne.

Ainsi sur une projection à horizon 2050, scénario 1,5°C, l'Allemagne en production d'hydrogène domestique est légèrement moins compétitive que l'hydrogène importé de France.

Figure 51. Comparison of domestic vs imported hydrogen costs via pipeline for the EU in 2050, 1.5°C Scenario



Note: EU Green H2 dom is average for all EU Member States. All importing costs are for imports to Germany.

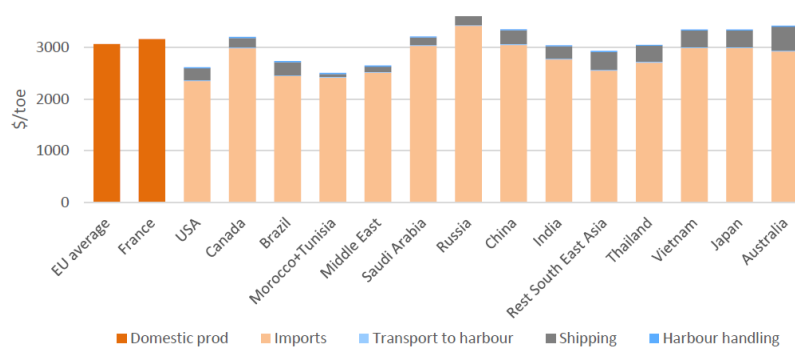
Source: POLES-JRC model

Même vu de l'Allemagne, quasiment aucune des options d'importation d'hydrogène quantifiées dans l'étude du JRC ne serait sensiblement plus performante à 2050 que la production domestique, y compris en provenance de pays européens dont seules la France et la Suisse seraient des options très légèrement plus économiques (4% moins chères que la production domestique allemande).

Si l'on extrapole maintenant le statut de compétitivité pour l'hydrogène « pur » au niveau français, on constate qu'aucune **des options intra-européennes investiguées dans l'étude ne serait aussi compétitive que la production domestique française** (scénario 1,5°C, 2050).

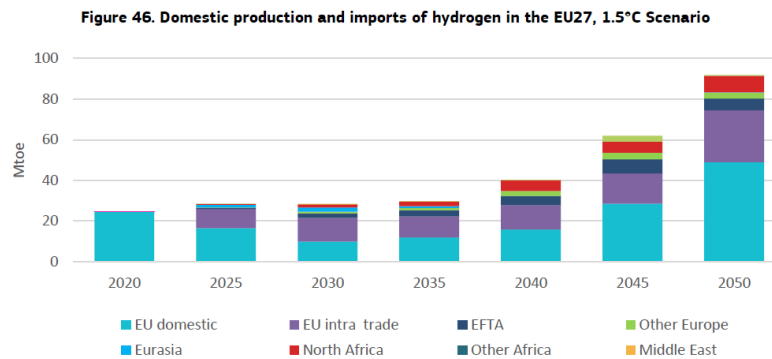
En revanche sous forme de dérivés, les différentiels de coût sont accrus du fait des mêmes considérations que dans le cas des importations extra-européennes, et si la France n'est pas l'option la plus compétitive vu de l'Allemagne, **l'importation de dérivés français n'en est pas moins 13-14% moins coûteuse que la production domestique allemande**. Néanmoins vu de la France, les meilleures solutions d'import de carburants de synthèse **seraient à 2050 dans le scénario 1,5°C 20% plus économiques que la production domestique française**.

Figure 56. Comparison of liquid e-fuel domestic vs import by ship for EU in 2050, 1.5°C Scenario



Note: EU average is the average of for all EU Member States. All importing costs are for imports to France. Pipelines refer to pipelines dedicated for hydrogen transport; their construction cost is amortised in the fixed cost.

Pour autant en ce qui concerne les volumes d'hydrogène disponibles en importations intra-européennes, **l'étude du JRC table sur des volumes significatifs** qui représentent environ 50% de l'approvisionnement des pays européens en 2030 et 2040, puis un peu moins de 40% en 2050 avec l'augmentation de la part de la production domestique dans leur mix.



Les flux intra-européens ne sont pas détaillés dans l'étude du JRC, néanmoins **il paraît très probable que l'Allemagne capte une grande partie de ces flux** du fait de son niveau de demande très supérieur à celui des autres pays (2 – 3 fois celle de la France à date), et parce que la production domestique allemande est nettement moins compétitive que celle de la moyenne des pays européens dont notamment la France. Donc l'optimum pour l'Allemagne pourrait être en faveur de certaines modalités d'importation intra-européennes – y compris potentiellement en provenance de la France – alors que **la France préférera davantage la production domestique** sur un plan purement économique (cela ne préjuge pas du potentiel besoin d'import en France suivant la capacité de sa production domestique à suivre la demande ou pas).

Ainsi, vu de la France l'importation intra-européenne d'après cette étude du JRC ne devrait pas constituer de volumes majeurs post 2030, en tout cas pas pour des raisons de compétitivité économique, du fait des besoins plus importants et d'une production domestique bien moins compétitive en Allemagne notamment et dans d'autres pays européens. Si des pays se positionnent à l'export en Europe, comme l'Espagne en particulier, l'enjeu sera de **sécuriser une partie des volumes correspondants pour la France** dans le but de relaxer la tension sur les énergies primaires notamment, et de diversifier son mix d'approvisionnement. Néanmoins les considérations générales relatives à l'import d'hydrogène se posent là aussi en termes entre autres de disponibilité d'énergie primaire, de production d'électricité domestique décarbonée, pour les pays exportateurs des flux intra-européens. Enfin dans le cas favorable de captation de volumes d'import significatifs, il reste à investiguer comment pourront être gérées des sources d'hydrogène différentes notamment en termes de coût, comme par exemple suivant une affectation par segment de marché selon la capacité des secteurs industriels à payer un premium.

En conclusion de cette section portant sur les importations intra-européennes, l'étude du JRC qui est l'une des seules traitant un minimum de cette problématique indique clairement qu'à terme (2050) et sur un scénario relativement massif, **la filière de production domestique d'hydrogène électrolytique française serait plus compétitive que les solutions d'import des pays européens voisins** sur un scénario ambitieux à 2050. Ce statut pourrait être moins tranché à un horizon plus rapproché du fait d'écart de coûts de production plus importants. Les quantités disponibles à l'export intra-européen d'après l'étude sont assez importantes, ce qui dans le cas de la France pourrait plus constituer donc **une opportunité de diversification** des modes d'approvisionnement qu'une menace en termes de compétitivité.

Néanmoins au-delà de la modélisation proposée par cette étude, il convient de ne pas occulter le fait que peu de pays potentiellement exportateurs intra-européens réunissent simultanément les conditions d'énergie primaire renouvelable ou bas carbone à bas prix, de couverture des besoins énergétiques domestiques par de l'électricité décarbonée, et de potentiel de production d'hydrogène renouvelable ou bas carbone compatible de flux massifs.

Bibliographie

- Agora Industry and Umlaut. (2023). Levelised cost of hydrogen: Making the application of the LCOH concept more consistent and more useful. https://www.agora-energiewende.org/fileadmin/Projekte/2022/2022-12-10_Trans4Real/A-EW_301_LCOH_WEB.pdf
- bp. (2023). Energy Outlook 2023. <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2023.pdf>
- Commission européenne. (2022). ANNEXES de la COMMUNICATION DE LA COMMISSION AU PARLEMENT EUROPÉEN, AU CONSEIL EUROPÉEN, AU CONSEIL, AU COMITÉ ÉCONOMIQUE ET SOCIAL EUROPÉEN ET AU COMITÉ DES RÉGIONS REPowerEU Plan. https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:fc930f14-d7ae-11ec-a95f-01aa75ed71a1.0003.02/DOC_2&format=PDF
- Commission européenne. (2022). Implementing The REPowerEU Action Plan : Investment Needs, Hydrogen Accelerator And Achieving The Bio-Methane Targets. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022SC0230>
- Deloitte. (2023). Green hydrogen : Energizing the path to net zero. <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/at/Documents/presse/at-deloitte-wasserstoffstudie-2023.pdf>
- Fraunhofer CINES. (2023). Clean Hydrogen Deployment in the Europe-MENA Region from 2030 to 2050. https://www.cines.fraunhofer.de/content/dam/zv/cines/dokumente/Fraunhofer_CINES_Clean_Hydrogen_Deployment.pdf
- Fraunhofer ISE. (2023). Site specific comparative analysis for suitable Power-to-X pathways and products in developing and emerging countries. https://www.energypartnership-algeria.org/fileadmin/user_upload/algeria/H2G_Fraunhofer-ISE_Site-specific-comparative-analysis-for-suitable-Power-to-X-pathways-and-products-in-developing-and-emerging-countries.pdf
- Fraunhofer ISI. (2022). Conversion of LNG Terminals for Liquid Hydrogen or Ammonia Analysis of Technical Feasibility under Economic Considerations. https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2022/Report_Conversion_of_LNG_Terminals_for_Liquid_Hydrogen_or_Ammonia.pdf
- Galimova, T., Fasihi, M., Bogdanov, D., & Breyer, C. (2023). Impact of international transportation chains on cost of green e-hydrogen : Global cost of hydrogen and consequences for Germany and Finland. Applied Energy, 347, 121369. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121369>
- Guidehouse. (2022). Covering Germany's green hydrogen demand : Transport options for enabling imports. <https://guidehouse.com/-/media/www/site/insights/energy/2022/transport-options-for-covering-germanys-green-hydrogen-demand.pdf>
- HY Delta. (2022). Cost analysis and comparison of different hydrogen carrier import chains and expected cost development. <https://zenodo.org/records/6514173>
- Hydrogen Council. (2022). Global Hydrogen Flows : Hydrogen trade as a key enabler for efficient decarbonization. <https://hydrogencouncil.com/en/global-hydrogen-flows/>
- International Energy Agency. (2023). Global Hydrogen Review 2023. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/8d434960-a85c-4c02-ad96-77794aaa175d/GlobalHydrogenReview2023.pdf>

- International Renewable Energy Agency. (2022). Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal | Part 1. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jul/IRENA_Global_hydrogen_trade_part_1_2022_.pdf
- Joint Research Centre (JRC) of the European Commission. (2022). Global energy and climate outlook 2022: Energy trade in a decarbonised world. <https://data.europa.eu/doi/10.2760/863694>