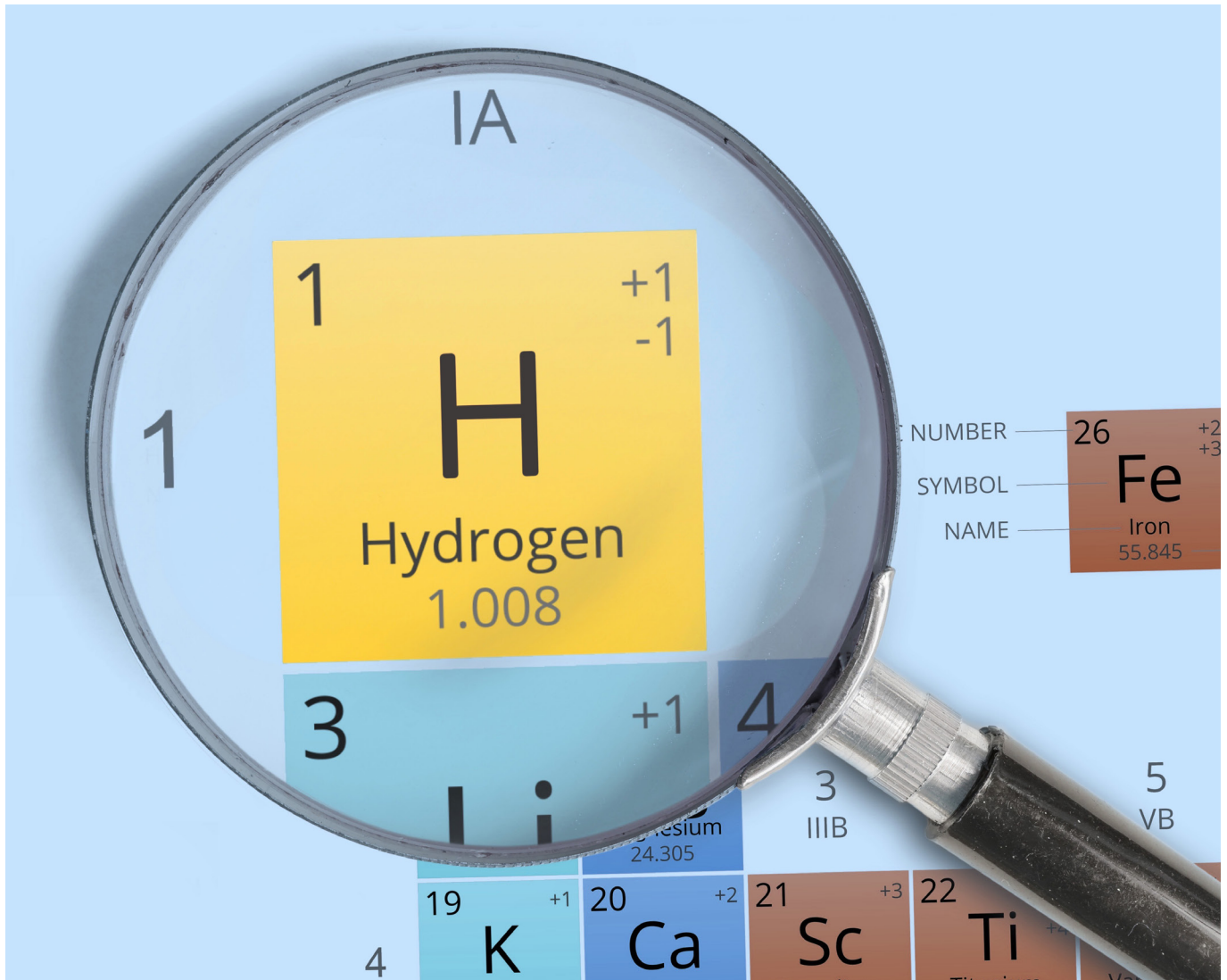


Politique de décarbonation industrielle : les multiples défis de l'hydrogène



L'hydrogène est l'une des technologies centrales pour la décarbonation de nos économies. Les États entrent aujourd'hui en compétition pour adopter des politiques publiques efficaces et ainsi se préparer à l'avènement d'une économie de l'hydrogène. C'est aussi le cas pour l'Union européenne (UE), qui s'est fixé l'objectif d'atteindre une décarbonation complète d'ici 2050, pour laquelle l'hydrogène produit sans émissions de gaz à effet de serre est amené à jouer un rôle majeur.

De nombreux fantasmes, incompréhensions et inconnues restent à élucider afin de définir une politique de l'hydrogène qui soit économiquement viable et contribue réellement à cette décarbonation. Alors que l'UE révisé ses différentes directives en lien avec l'hydrogène (la Directive sur les énergies renouvelables, la Directive sur les règles communes pour les marchés intérieurs des gaz naturel et renouvelable et de l'hydrogène et la Directive sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs) et en propose de nouvelles (notamment dans le cadre du nouveau plan industriel du pacte vert), Joseph Dellatte, Research Fellow climat, énergie et environnement au sein de notre programme Asie, décrypte l'état de l'art et pose les grandes questions du développement de l'hydrogène dans ses dimensions transport et importation. Il décompose ensuite avec Georgina Wright, directrice du programme Europe, les grands enjeux sous-tendant l'élaboration des politiques de l'hydrogène vert en Europe.

1. Quel hydrogène ?

L'hydrogène est un vecteur d'énergie, il n'est pas une énergie nouvelle ou un substitut magique au gaz naturel. Il présente une grande diversité d'applications possibles ; son utilité potentielle est d'ailleurs débattue depuis le 19^e siècle. Aujourd'hui, de très nombreux secteurs comme le raffinage, la purification de certains produits industriels, la production chimique, le processus de fabrication de certains métaux, la transformation de la nourriture et les transports y ont déjà recours¹. L'hydrogène a néanmoins le désavantage de ne pas pouvoir être exploité directement à l'état naturel et nécessite donc d'être produit à travers plusieurs types de procédés :

- **à partir d'énergie fossile** (principale source de production actuelle), par vaporisation du méthane ou gazéification du charbon ;
- **à partir d'électricité**, via l'électrolyse de l'eau ou la scission des molécules d'eau à travers des procédés thermo-chimiques ou photoélectrochimiques.

On distingue aujourd'hui plusieurs catégories d'hydrogène, départagées en « couleurs »² liées à leur mode de production, dont :

- **l'hydrogène gris**, produit à partir de combustibles fossiles (généralement le gaz naturel et le charbon, sources d'hydrogène les plus courantes aujourd'hui) ;
- **l'hydrogène bleu**, produit à partir de combustibles fossiles avec la technologie de captage et de stockage du carbone (CSC), qui capte et stocke les émissions de dioxyde de carbone. Ce captage est aujourd'hui coûteux et présente le désavantage de créer une « décharge » de CO₂, donc des déchets (par exemple en enfermant le CO₂ dans d'anciens puits de mine désaffectés) ;
- **l'hydrogène rose ou rouge**, produit à partir d'énergie nucléaire sous différentes techniques et ainsi sans émission de carbone, mais qui génère des déchets résiduels liés à la production d'énergie nucléaire ;
- enfin, **l'hydrogène vert**, produit à partir de sources d'énergies renouvelables comme l'énergie éolienne, solaire ou hydroélectrique. Il est considéré comme la forme d'hydrogène la plus propre car il est neutre en carbone et est issu d'énergies qui ne produisent pas de déchet résiduel.

2. Un instrument critique pour la décarbonation, mais avec des contraintes lourdes

Comment l'hydrogène peut-il contribuer à la décarbonation mondiale ? La réponse se trouve à l'intersection des propriétés physiques de la molécule et des réalités économiques et politiques de sa production sans carbone et de son transport.

L'hydrogène possède des propriétés physiques qui conditionnent son utilisation pour la décarbonation. Tout d'abord, la production d'hydrogène à partir d'électricité induit **une perte énergétique située entre 20 et 30 %, parfois même davantage en fonction des technologies utilisées**, par rapport à l'apport énergétique nécessaire à sa production³. Cette perte d'énergie induit inévitablement un surcoût de production par comparaison à ses alternatives. Ensuite, l'hydrogène, élément le plus léger du tableau périodique des éléments, se trouve naturellement **sous forme gazeuse à température et pression ambiantes**. Sous forme de gaz, la molécule d'hydrogène est également **hautement inflammable**. Ces deux propriétés sont sources de contraintes et augmentent les coûts de stockage et de transport.

1 IEA. (2022). Global Hydrogen Review 2022. IEA. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/c5bc75b1-9e4d-460d-9056-6e8e626a11c4/GlobalHydrogenReview2022.pdf>

2 Nationalgrid. (2023). The hydrogen colour spectrum. *Nationalgrid*. <https://www.nationalgrid.com/stories/energy-explained/hydrogen-colour-spectrum>

3 Younnas, M. et al. (2022). An overview of hydrogen production: Current status, Potential, and challenges. *Fuel*. Vol.316. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0016236122001867>

Ces attributs ont longtemps relégué l'hydrogène à un rôle mineur dans le mix énergétique. En effet, sa moindre efficacité énergétique par rapport aux combustibles fossiles rend mécaniquement l'utilisation directe de ces derniers plus facile et moins onéreuse. Si les besoins induits par la nécessité de décarboner l'économie mondiale changent considérablement la donne, les propriétés physiques de l'hydrogène affectent les utilisations possibles de la molécule par rapport à d'autres vecteurs d'énergie verte, comme l'électricité et les batteries.

Les **coûts de production de l'hydrogène vert varient en fonction des techniques utilisées, du prix de l'électricité, et du lieu de production** (donc selon les capacités renouvelables du lieu de production). À l'heure actuelle, le coût moyen de production de l'hydrogène vert se situe entre 4 et 6 \$ par kilogramme d'hydrogène ($\$/\text{KgH}_2$)⁴. Toutefois, au vu de la baisse drastique et constante du prix des énergies renouvelables et des électrolyseurs, et de l'augmentation des économies d'échelle dans la production de l'hydrogène vert, l'Agence internationale de l'énergie estime le coût probable de l'hydrogène vert en 2030 entre 1,3 et 4,5 $\$/\text{KgH}_2$ ⁵. En 2050, le coût pourrait descendre jusqu'à une fourchette comprise entre 0,65 $\$/\text{KgH}_2$ et 1,15 $\$/\text{KgH}_2$ avec un différentiel très marqué (de 1 à 4) entre régions à la production peu coûteuse disposant de beaucoup de capacité de renouvelable (comme l'Afrique du Nord ou l'Australie) et régions à la production plus coûteuse à moindre capacité en énergie renouvelable (comme l'Europe)⁶. La production d'hydrogène rose, à partir d'énergie nucléaire, apparaît comme plus coûteuse à long terme, mais présente des coûts de production similaires au renouvelable avant 2050 dans les régions moins propices aux énergies renouvelables (estimés entre 1,9 et 3,5 $\$/\text{KgH}_2$ en 2035 par l'Agence pour l'énergie nucléaire de l'OCDE⁷).

Malgré ces contraintes, l'hydrogène décarboné est aujourd'hui considéré comme une technologie de neutralité carbone critique, essentiellement du fait des promesses soulevées par trois de ses applications possibles. Il est ainsi appelé à jouer un rôle en tant qu'**alternative aux fossiles pour la décarbonation des transports lourds et le transport longue distance** (poids lourds ou certains types d'aviation qui ne pourront pas être aisément électrifiés). L'hydrogène vert servira aussi à la **décarbonation de différents processus industriels difficiles à décarboner car nécessitant beaucoup d'énergie, à l'image de la sidérurgie et de la chimie**. Enfin, **l'hydrogène sera un moyen de stockage de l'électricité en tant qu'alternative aux batteries**, en répondant au besoin de stocker les énergies renouvelables dont la production est par essence intermittente et en créant ainsi la possibilité de surproduire en période d'abondance et d'utiliser l'énergie verte en période de faible production.

3. Développer une économie de l'hydrogène

L'hydrogène ne peut pas être envisagé comme un outil réaliste de décarbonation à grande échelle sans le développement d'une économie de l'hydrogène. Les promesses de l'hydrogène sont assorties d'enjeux auxquels des réponses devront être apportées, à la fois à l'échelle mondiale et au niveau national.

Il y a tout d'abord **une série d'enjeux techniques**. Le premier est la nécessité de **produire sans carbone et de manière rentable une quantité suffisante d'hydrogène**. Ceci implique de disposer, sur le lieu de production de l'hydrogène, d'une quantité d'électricité sans carbone suffisante et à moindre coût. Le deuxième réside dans **l'amélioration technique de ses conditions de stockage (sécurité et capacité)**. En effet, l'hydrogène est gazeux à température et pression ambiantes et présente une faible densité énergétique volumétrique⁸, ce qui rend son stockage complexe et encore sujet à de nombreux projets de recherche⁹. Le troisième concerne la **distribution de l'hydrogène**

4 Idem or Kobina Kane, M., Gil, S. (2022, June 23). Green Hydrogen: A key investment for the energy transition. *WorldBank Blog*. <https://blogs.worldbank.org/ppps/green-hydrogen-key-investment-energy-transition>

5 IEA. (2022). Global Hydrogen Review 2022. *IEA*. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/c5bc75b1-9e4d-460d-9056-6e8e626a11c4/GlobalHydrogenReview2022.pdf>

6 IRENA. (2022). Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal: Part III – Green hydrogen cost and potential. *International Renewable Energy Agency*.

7 NEA. (2022, Septembre). Nuclear Hydrogen Digest. Nuclear Energy in the Hydrogen Economy. *Nuclear Energy Agency*. <https://www.nice-future.org/assets/pdfs/nuclear-hydrogen-digest.pdf>

8 Quantité de puissance générée par unité de volume.

9 Hydrogen Fuel Cell and Technology Office. (2023). Hydrogen Storage. *US Federal Energy Agency*. <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-storage>

là où il est nécessaire, ce qui implique des **investissements conséquents dans la construction d'infrastructures d'approvisionnement et de transport (pipelines, terminaux de gazéification)**. D'une manière générale, la réponse à ces enjeux techniques majeurs devra reposer sur des investissements publics dans l'innovation et, surtout, dans le développement. Ces défis techniques sont déjà l'occasion d'une course aux brevets et à l'innovation entre les États, pour le moment principalement dominée par l'Europe et le Japon¹⁰.

Une seconde catégorie d'enjeux, cette fois d'ordre **politico-économique, s'impose aussi aux États**, autour de deux impératifs. D'abord, **faire baisser les coûts de production, de stockage et de transport** pour rendre l'hydrogène compétitif par rapport à ses alternatives carbonées. Ensuite, **élaborer les réglementations, normes et politiques publiques nécessaires** à l'encadrement de la production d'hydrogène sans carbone, de son transport et de son utilisation ; il s'agit ici d'encourager la montée en puissance de filières d'hydrogène vert et de garantir leur durabilité environnementale.

4. La création de chaînes d'approvisionnement mondiales en hydrogène vert

Certaines régions, comme l'Amérique du Nord, disposent de grandes capacités de production propre qui couvriront en grande partie leurs besoins industriels. D'autres régions, comme l'Australie ou les pays du Golfe, se destinent à devenir d'importants centres de production et d'exportation d'hydrogène vert *via* un modèle appelé *hub d'hydrogène*. La localisation des capacités de production d'hydrogène vert à bas coût ne correspond cependant pas toujours au lieu de sa consommation : c'est particulièrement vrai pour des régions comme l'Europe ou le Japon, à fort besoin industriel mais à plus faible potentiel de production à partir d'énergies renouvelables.

Le transport est donc un facteur crucial pour le développement d'une économie de l'hydrogène et rend nécessaire la **création de chaînes d'approvisionnement régionales et mondiales** qui permettront aux régions les moins bien dotées d'importer l'hydrogène qu'elles ne pourront pas produire à partir d'énergies non carbonées.

L'importation de l'hydrogène peut se faire selon deux modèles possibles, qui ne sont pas mutuellement exclusifs : l'importation **d'hydrogène vert comprimé par pipeline** depuis des régions proches, et **l'importation d'hydrogène par bateau**.

L'importation d'hydrogène par pipeline est l'option anticipée comme **la moins coûteuse sur le long terme**, avec un coût dont on estime qu'il pourrait descendre à 1 \$/KgH₂¹¹ en 2050 une fois les économies d'échelle réalisées, **le coût total augmentant avec la distance parcourue par le pipeline**. Ce modèle d'importation reprend certains fondamentaux de l'importation du gaz. Il présente d'ailleurs les mêmes **risques de dépendance à l'égard de pays plus ou moins stables politiquement ou potentiellement hostiles**. Il nécessite de construire de nouveaux pipelines et de convertir à terme les gazoducs existants pour permettre le transport de l'hydrogène. Le coût de cette revalorisation dépendra du diamètre et du type du matériel déjà installé. La temporalité de cette conversion d'infrastructure pourrait être d'une décennie. Ce modèle d'importation **se heurte aussi à des problèmes techniques non résolus**, comme les risques de fuites, avec un impact potentiellement problématique sur les changements climatiques¹².

10 EA. (2023). Hydrogen patents for a clean energy future: a global trends analysis of innovation along hydrogen value chain. IEA. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/1b7ab289-ecbc-4ec2-a238-f7d4f022d60f/Hydrogenpatentsforacleanenergyfuture.pdf>

11 IRENA. (2022). Global hydrogen trade to meet the 1.5C climate goal: Part II – Technology review of hydrogen carriers. International Renewable Energy Agency. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Apr/IRENA_Global_Trade_Hydrogen_2022.pdf?rev=3d707c37462842ac89246f48add670ba

12 Parkes, R. (2023, January 27). Evidence does not support view that existing gas network can safely handle blend of hydrogen and methane, says US government. *Hydrogen Insight*. <https://www.hydrogeninsight.com/industrial/evidence-does-not-support-view-that-existing-gas-network-can-safely-handle-blend-of-hydrogen-and-methane-says-us-government/2-1-1394325>. McFarlane, S., Bouso, R. (2022, December 22). Has green hydrogen sprung a leak?. *Reuters*. https://www.reuters.com/business/sustainable-business/has-green-hydrogen-sprung-leak-2022-12-22/?utm_source=CP+Daily&utm_campaign=cff9f8ee72-CPdaily22122022&utm_medium=email&utm_term=0_a9d8834f72-cff9f8ee72-110242857

L'importation par bateau implique de considérer l'importation d'hydrogène depuis des destinations plus lointaines. Ce modèle présente l'avantage de permettre aux régions moins bien dotées d'importer l'hydrogène de fournisseurs **situés aux quatre coins du globe et ainsi de réduire les risques d'une rupture d'approvisionnement liée à des facteurs d'instabilité ou d'hostilité, grâce à une diversification des sources d'approvisionnement**. Cette option se fonde néanmoins sur un pari technique pour l'instant incertain – la création de bateaux de transport d'hydrogène liquéfié (HL) efficaces et suffisamment grands, qui n'est pas sans défi pour la construction ou la conversion de terminaux portuaires de gazéification – et sur un **modèle économique non rentable à court terme au vu des coûts de transport**. D'un point de vue technique, deux options principales existent pour importer de l'hydrogène par bateau : **le transport d'hydrogène liquéfié** et **le transport sous forme d'ammoniaque**.

La liquéfaction de l'hydrogène implique de faire descendre le gaz à -253°C , un impératif très énergivore qui entraîne une efficacité énergétique moyenne de 30-33 % dans l'état actuel des techniques¹³. Cette technique soulève également une **problématique de volume pour le transport d'hydrogène par bateau**¹⁴ : à titre de comparaison, le GNL a une densité énergétique volumétrique 2,6 à 2,9 fois plus grande que l'hydrogène liquéfié. Il faudra par conséquent des capacités de transport jusqu'à 3 fois supérieures pour la même quantité d'énergie importée. Ainsi, le coût anticipé en 2050 du transport par bateau de l'hydrogène liquide varie considérablement¹⁵. L'Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA) fait osciller le coût du transport de l'hydrogène liquide par bateau entre 0,90 (estimation optimiste) et 1,7 $\$/\text{KgH}_2$ ¹⁶. Les projections faites sur la base des tests menés par le Japon et l'Australie font état d'un coût minimal de 2,1 $\$/\text{KgH}_2$ ¹⁷. Avant 2050, le coût de transport pourrait néanmoins s'établir à 2 voire 3 fois le coût de production de la molécule, ce qui pourrait avoir des conséquences économiques considérables pour les industries situées dans des pays à faible potentiel de production d'hydrogène vert. Le transport d'hydrogène liquide est donc un **modèle énergétiquement peu viable** à court terme, et les **coûts de cette option dépendront fortement de la distance de transport et du développement de technologies à même de faire baisser les coûts**.

Il faut également beaucoup d'énergie pour fournir l'azote nécessaire à la transformation de l'hydrogène en ammoniaque, le transporter et enfin le retransformer en hydrogène à l'arrivée (si nécessaire). Ce **modèle est néanmoins plus efficace que celui de l'hydrogène liquéfié. L'efficacité énergétique** de l'ammoniaque est en moyenne légèrement supérieure à celle de l'hydrogène liquéfié (**34-37 %**)¹⁸. Les bateaux sont plus simples (moins onéreux à produire) que ceux requis pour le transport d'hydrogène liquéfié et l'ammoniaque nécessite une température de transport plus réalisable, de -33°C . Le rapport énergie/coût de l'ammoniaque est néanmoins très faible en l'état actuel des techniques. **Le coût anticipé en 2050 du transport par bateau de l'ammoniaque varie entre 0,80 (estimation optimiste) et 1,59 $\$/\text{KgH}_2$** ¹⁹.

Ces différentes stratégies d'importation comportent également **plusieurs risques environnementaux et économiques**, dont les États devront tenir compte dans leurs stratégies hydrogène ces prochaines décennies. Premièrement, celui d'une « **capture** » de l'énergie verte des pays exportateurs (anticipés comme moins en avance sur la décarbonation de leur propre mix énergétique) **pour notre propre production industrielle**, avec ainsi des effets contre-productifs pour les efforts de décarbonation entrepris à l'échelle mondiale (principe d'additionnalité). Ensuite, celui d'une **importation d'hydrogène « faussement vert »**, d'où la nécessité de certifier de manière fiable que l'hydrogène importé soit bien produit à partir d'énergie décarbonée. Enfin, pour les régions à plus haut coût de production, si la seule option d'approvisionnement en hydrogène décarboné est une importation aux coûts de transport élevés, **certaines industries pourraient être tentées de délocaliser vers des pays où produire de l'hydrogène vert sera moins coûteux**.

13 Comme le montre l'exemple japonais dont les données sont rapportées dans : Aziz, M. et al. (2019). Comparison of liquid hydrogen, methylcyclohexane and ammonia on energy efficiency and economy. *Energy Procedia*, vol. 158. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610219308677>

14 La densité énergétique volumétrique (quantité de puissance générée par unité de volume) de l'hydrogène joue en sa défaveur.

15 Les modèles les plus en pointe reconnaissent que, les variables évoluant très rapidement, il est difficile de projeter un coût de transport de l'hydrogène avec certitude à moyen ou long terme. Voir : Johnson, C. et al. (2022). Shipping the sunshine: An open-source model for costing renewable hydrogen transport from Australia. *International Journal of Hydrogen Energy*. vol.47(47). <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319922017281>

16 IRENA (2022).

17 ARENA (2022, December 19). Could Queensland export sun and wind to Japan? *ARENAWIRE*. <https://arena.gov.au/blog/could-queensland-export-sun-and-wind-to-japan/>

18 Aziz, M. et al. (2019).

19 IRENA. (2022).

5. Deux approches pour les stratégies hydrogène

Deux approches s'offrent aux États pour la construction de leur stratégie hydrogène. La première option est de **favoriser un approvisionnement en hydrogène vert au plus bas coût possible**, ce qui, pour des régions à moindre capacité renouvelable comme l'Europe et le Japon, implique une stratégie d'importation. Cette approche part du principe que, dans la mesure où l'hydrogène sera utilisé principalement pour des applications industrielles, il se doit d'être le plus compétitif possible afin de réduire les coûts du produit final. La deuxième approche consiste à **mettre à profit l'opportunité de la décarbonation pour favoriser l'indépendance énergétique**, y compris pour des pays à moindre capacité. Il s'agit ici de déployer le maximum de capacité renouvelable possible pour le territoire défini, et de compléter le reste des besoins en hydrogène avec de l'énergie nucléaire (à condition que celle-ci soit disponible dans des quantités suffisantes).

Ces facteurs (transport, coût, indépendance énergétique) jouent un rôle considérable dans les choix à opérer par les différents gouvernements pour la mise en place de leur stratégie hydrogène. Ils influencent aussi le rôle que chacun entend jouer dans la future économie de l'hydrogène. Chaque État élabore ainsi sa stratégie en fonction de sa propre réalité géographique, des spécificités de son tissu économique et de ses besoins en hydrogène vert.

6. Enjeux pour l'Europe

En 2020, l'Union européenne a publié la première *stratégie européenne de l'hydrogène*²⁰ pour inclure l'hydrogène sans carbone dans la décarbonation de l'Europe. Ces propositions ont sensiblement évolué depuis, notamment à travers le plan *RePowerEU*²¹ de 2022 qui vise à réduire la dépendance de l'UE aux combustibles fossiles russes, et dans les dernières *propositions d'adaptation du Green Deal*²², dont l'ambition est de renforcer et de garantir à long terme la compétitivité de l'industrie européenne à zéro émission face à ses concurrents américains et chinois.

La production de l'hydrogène implique de grands besoins en énergie. Comme énoncé plus haut, l'UE a nettement moins de potentiel de production renouvelable que d'autres continents²³ et **la Commission européenne considère qu'il n'y a pas assez d'énergie renouvelable pour répondre à la fois à la demande électrique croissante et à la demande industrielle d'hydrogène**²⁴. Ensuite, les débats autour des énergies renouvelables en Europe se heurtent souvent à la réalité du caractère limité des surfaces disponibles pour leur production sur le sol européen et à l'opposition qu'elles peuvent parfois rencontrer dans certaines parties des opinions publiques européennes, du fait de leur impact redouté sur les paysages par exemple – même si les sondages suggèrent des opinions de plus en plus favorables à l'égard des énergies renouvelables.

Pour pallier ces insuffisances potentielles de production, la Commission envisage une stratégie d'importation à hauteur de 50 % de ses besoins en 2030, **principalement par pipeline depuis l'Afrique du Nord et la Norvège**²⁵.

20 EU Commission. (2020, July 8). A Hydrogen Strategy for a climate-neutral Europe. EU Commission. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52020DC0301>

21 EU Commission. (2022, May 18). RePowerEU Plan. EU Commission. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/T/?uri=COM%3A2022%3A230%3AFIN&qid=1653033742483>

22 opean Commission. (2023, Feb 1). A green deal industrial plan for the net-zero age. European commission. https://commission.europa.eu/system/files/2023-02/COM_2023_62_2_EN_ACT_A%20Green%20Deal%20Industrial%20Plan%20for%20the%20Net-Zero%20Age.pdf

23 L'Amérique du Nord pourrait produire 15 fois plus d'hydrogène vert que l'Europe : irena.org/publications/2022/Apr/Renewable-Capacity-Statistics-2022

24 Citant Frans Timmermans: Collins, L. (2022, May 4). "Europe is never going to be capable of producing its own hydrogen in sufficient quantities": EU climate chief". Recharge. <https://www.rechargenews.com/energy-transition/europe-is-never-going-to-be-capable-of-producing-its-own-hydrogen-in-sufficient-quantities-eu-climate-chief/2-1-1212963>. Venant de la Stratégie européenne pour l'hydrogène vert: Cihlar, J. (2020). Hydrogen generation in Europe: Overview of costs and key benefits. (ASSET publication, EU Commission). https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/7e4afa7d-d077-11ea-adf7-01aa75ed71a1/language-en?WT.mc_id=Searchresult&WT.ria_c=37085&WT.ria_f=3608&WT.ria_ev=search

25 EU Commission. (2022, May 18). RePowerEU Plan. EU Commission. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A230%3AFIN&qid=1653033742483>



L'UE multiplie aujourd'hui les initiatives pour construire des partenariats avec des pays proches et cherche ainsi à développer une chaîne d'approvisionnement de l'hydrogène. Cette initiative est soutenue par la chancellerie allemande et par d'autres États membres qui cherchent à développer eux-mêmes des partenariats avec des pays producteurs (plus lointains), afin d'importer de l'hydrogène liquide par bateau.

Néanmoins, cette stratégie européenne d'importation présente de nombreux défis et continue à diviser les 27 États membres. L'importation par pipeline nécessite des investissements massifs en infrastructure, que la Commission européenne chiffre déjà à près de 38 milliards d'euros rien qu'en Europe, notamment pour adapter les infrastructures gazières existantes ou en construire de nouvelles. Cette importation est prévue via 3 corridors : Méditerranée (Afrique du Nord), mer du Nord (Norvège) et potentiellement l'Ukraine²⁶. En l'état actuel du développement et des technologies, l'émergence d'une chaîne d'approvisionnement résiliente en hydrogène liquide ou en ammoniac par bateau ne sera pas opérationnelle avant 2050. Dès lors, parier sur l'importation avant la montée en puissance d'une économie mondiale de l'hydrogène avec plusieurs fournisseurs possibles présente des risques pour la sécurité d'approvisionnement et pour la décarbonation industrielle pendant la période de transition en cas de disruption des approvisionnements pour raison politique ou technique.

Ensuite, la stratégie européenne actuelle ne prend pas suffisamment en compte le coût du transport de l'hydrogène, qui est très élevé. L'UE s'est fixé comme objectif d'être neutre en carbone dans 27 ans. Or, pour que la stratégie européenne de l'hydrogène porte ses fruits dans ce scénario, il faudrait que les coûts de transport diminuent drastiquement et dans un temps très court. Si la seule option d'approvisionnement en hydrogène décarboné réside pour l'Europe dans une importation aux coûts de transport élevés, certaines industries européennes pourraient être tentées de délocaliser leur production vers des pays à bas coût de production de l'hydrogène vert. Ce risque est particulièrement élevé pour celles dont la décarbonation dépend très fortement de l'hydrogène (acier, chimie).

Il existe également un profond désaccord au sein de l'UE sur le rôle de l'hydrogène rose, c'est-à-dire l'hydrogène produit à partir de surplus d'énergie nucléaire, dans la décarbonation industrielle. Dans ses perspectives initiales, la Commission européenne considère l'hydrogène sans carbone principalement comme un sous-produit de l'énergie renouvelable : selon cette approche, l'hydrogène doit être produit à partir de surplus d'énergies renouvelables qui ne sont pas destinés à la consommation électrique.

Après de difficiles négociations entre États membres²⁷ et la prise de position de la commission énergie du Parlement européen²⁸ au mois de février 2023, la Commission a fini par reconnaître **l'hydrogène produit à partir d'énergie nucléaire en tant qu'hydrogène décarboné**. Ceci permettra aux États membres utilisant le nucléaire et dont le mix énergétique est à faible teneur en carbone, comme la France, de mettre à profit, sous conditions géographiques, leur surplus d'électricité nucléaire pour la production d'hydrogène. Cette décision doit maintenant être validée par le Conseil européen²⁹ et surtout incluse dans la révision du paquet Hydrogène et Gaz de l'UE, toujours en cours de négociation. L'inclusion de ce type d'hydrogène dans l'équation devrait favoriser une augmentation des capacités européennes de production d'hydrogène, et devrait en particulier permettre à la France de produire une plus grande part de sa consommation d'hydrogène.

26 Estimation à revoir en mars 2023 à la suite du "hydrogen infrastructure map": EU Commission. (2022, May 18). RePowerEU Plan. *EU Commission*. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A230%3AFIN&qid=1653033742483>

27 Messad, P. (2023, Feb. 3). Hydrogène bas-carbone : neuf États membres réclament son intégration dans les objectifs renouvelables de l'UE. *EURACTIV*. https://www.euractiv.fr/section/energie/news/hydrogene-bas-carbone-neuf-etats-membre-reclament-son-integration-dans-les-objectifs-renouvelables-de-lue/?utm_source=piano&utm_medium=email&utm_campaign=28646&pnespid=7uA8DXVGLqcXwKeRuDWvEMuR7hnzDpcnMLPI3rjtoUFmht.Val82MW7FZjvS7N8lrXpjOQTq3Q

28 Messad, P. (2023, Feb. 3). EU Parliament backs pro-nuclear definition of 'low-carbon' hydrogen. *EURACTIV*. https://www.euractiv.com/section/energie-environment/news/eu-parliament-backs-pro-nuclear-definition-for-low-carbon-hydrogen/?preview_id=1877552&preview_nonce=27004bd192&preview=true&utm_source=piano&utm_medium=email&utm_campaign=29204&pnespid=tKhqVCNEOv4RhaPBuGWkAsyHskPOWZdxL0e5xuk09Rhm6eBKop7eVrDxbuaz_VQj566Zh.89tw

29 European Commission. (2023, Feb 10). supplementing Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council by establishing a Union methodology setting out detailed rules for the production of renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin. European Commission. https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-02/C_2023_1087_1_EN_ACT_part1_v8.pdf

7. Enjeux pour la France

Le rôle de l'hydrogène **dans la décarbonation de l'industrie européenne présente** trois opportunités pour la France et ses entreprises.

Tout comme l'hydrogène vert à bas coût produit dans le Sud de l'Europe, l'hydrogène importé d'Afrique du Nord conformément au schéma proposé par la Commission européenne transiterait par pipeline notamment à travers le territoire français à destination des principaux pays consommateurs comme l'Allemagne, avec un gain économique et stratégique pour la France.

Deuxièmement, la France dispose de capacités de production propres qui, une fois mises en œuvre, lui permettraient de produire de l'hydrogène vert et de l'hydrogène rose pour répondre à sa demande intérieure et ainsi contribuer à ses efforts de décarbonation. **Certaines entreprises françaises se saisissent de cette aubaine et disposent déjà de technologies leur permettant de gérer l'ensemble du processus hydrogène, à savoir sa production et son transport. Le stockage, quant à lui, doit encore être développé à grande échelle et accompagner la montée en puissance de la production.** Certaines entreprises sont actives aux quatre coins du monde et aident d'autres pays incontournables pour la poursuite mondiale des objectifs climatiques, comme la Chine et la République de Corée, à intégrer l'hydrogène dans leur stratégie de décarbonation.

Troisièmement, si la France investit massivement dans les énergies renouvelables (à l'image de l'Allemagne) tout en maintenant ses capacités nucléaires, elle pourrait atteindre une position de surproduction d'électricité sans carbone et ainsi produire de l'hydrogène en quantité suffisante pour être en mesure d'en exporter une partie dans le reste de l'Europe. C'est notamment une des hypothèses envisagées par la stratégie du gouvernement français publiée en 2018³⁰, mise à jour deux années plus tard par la stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène³¹.

Néanmoins, cette hypothèse se heurte à plusieurs défis liés au coût de production de l'hydrogène nucléaire, qui serait moins compétitif que l'hydrogène vert européen ; un prix plus élevé entraverait ainsi les capacités françaises d'exportation. Cependant, même si l'hydrogène renouvelable sera, à terme, moins cher, la production européenne d'hydrogène renouvelable ne sera pas suffisante et il conviendra de continuer à en importer de pays hors UE pour couvrir les besoins européens. Or, comme il est probable que les coûts d'importation demeurent élevés à moyen terme, la production d'hydrogène rose pourrait en partie agir en complément de l'hydrogène vert non produit en Europe, même dans l'hypothèse où celle-ci serait plus chère. C'est là le raisonnement qui suggère que **la France pourrait effectivement être en capacité de produire de l'hydrogène décarboné et de l'exporter à ses voisins européens durant la période de transition énergétique, pendant laquelle l'hydrogène décarboné en provenance de destinations plus lointaines ne sera pas abondant.**

Pour saisir ces opportunités, la France ne pourra pas y parvenir seule : il conviendra que sa stratégie puisse s'appuyer sur des réglementations et des financements européens qui encouragent la production de l'hydrogène sans carbone en Europe et qui facilitent son transport à travers le continent.

30 Ministère de la Transition écologique (2018). Plan de déploiement de l'hydrogène pour la Transition énergétique. https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/Plan_deploiement_hydrogene.pdf

31 Ministère de la Transition écologique (2020). Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène. <https://www.economie.gouv.fr/presentation-strategie-nationale-developpement-hydrogene-decarbone-france>

Auteurs



Joseph Dellatte

Research Fellow climat, énergie et
environnement – programme Asie



Georgina Wright

Senior Fellow et directrice
du programme Europe

Les auteurs remercient tout particulièrement Claire Lemoine, du programme Asie de l'Institut Montaigne, qui les a assistés dans l'écriture et la relecture de cette note.

Visuel de couverture : @vchal

Rejoignez-nous sur :



Suivez chaque semaine notre actualité
en vous abonnant à notre newsletter sur :
www.institutmontaigne.org