

Énergie : des atouts à valoriser

L'hydrogène bas-carbone

NOTE D'ÉCLAIRAGE - FÉVRIER 2024



Think tank de référence en France et en Europe, l'Institut Montaigne est un espace de réflexion indépendant au service de l'intérêt général. Ses travaux prennent en compte les grands déterminants économiques, sociétaux, technologiques, environnementaux et géopolitiques afin de proposer des études et des débats sur les politiques publiques françaises et européennes. Il se situe à la confluence de la réflexion et de l'action, des idées et de la décision.

NOTE D'ÉCLAIRAGE - Février 2024

Énergie : des atouts à valoriser

L'hydrogène bas-carbone



Les notes d'éclairage de l'Institut Montaigne permettent de se situer et de rendre intelligible l'environnement dans lequel nous évoluons.

Note d'éclairage

Se situer et rendre intelligible notre environnement

Note d'enjeux

Poser des constats et identifier des problématiques

Note d'action

Formuler des recommandations opérationnelles

Opération spéciale

Sonder, chiffrer, expérimenter

Rapport

Analyser et proposer collégalement des solutions de long terme

	Avant-propos	7
	Introduction	8
1	Une production d'hydrogène bas-carbone encore trop dépendante des énergies fossiles	9
2	Des usages encore limités mais en croissance de l'hydrogène	13
3	Un développement limité de l'hydrogène bas-carbone qui nécessite d'agir par étapes	14
	Priorité 1 - La décarbonation des usages actuels	15
	Priorité 2 - L'extension à de nouveaux usages où l'hydrogène bas-carbone est la seule solution de décarbonation	16
	Priorité 3 - L'extension à des secteurs en complément de l'électricité ou du biogaz	18
	Priorité 4 - Accroître la flexibilité du réseau électrique	18
4	Développer un juste équilibre entre production et importation	19
	Remerciements	23

Hugues Bernard

Hugues Bernard est chargé de projets sur les questions climatiques et environnementales à l'Institut Montaigne depuis 2022. Il est particulièrement intéressé par le financement de la transition énergétique, l'atténuation et l'adaptation du dérèglement climatique et la communication des politiques climatiques. Avant de rejoindre l'Institut Montaigne, Hugues a eu plusieurs expériences professionnelles en administration publique en France et à l'étranger. Il a notamment travaillé sur la dépollution du Gange au sein du ministère de l'Environnement Indien à New Delhi. Hugues est diplômé de la Blavatnik School of Government de l'Université d'Oxford et de l'École d'Affaires Publiques de Sciences Po Paris.

Raphaël Tavanti-Geuzimian

Raphaël Tavanti-Geuzimian est chargé de projets sur les questions économiques à l'Institut Montaigne depuis 2023. Son parcours compte plusieurs expériences en administration publique en France et à l'étranger, à l'issue desquelles il s'est spécialisé dans les sujets macroéconomiques et de politique industrielle. Il s'intéresse particulièrement aux enjeux de compétitivité des entreprises et d'autonomie stratégique. Raphaël est diplômé de l'École du Management et de l'Innovation de Sciences Po Paris.

Cette série de « Notes d'Éclairage » aborde cinq filières critiques de notre transition énergétique : l'hydroélectricité, le traitement-recyclage des combustibles usés du nucléaire, l'hydrogène bas-carbone, le biogaz et le recyclage des batteries électriques.

Ces cinq filières se situent à des degrés de maturité différents mais concourent toutes avec la même intensité à assurer notre souveraineté énergétique décarbonée. Pour certaines, il s'agit de conserver et de moderniser un atout existant, pour d'autres, de se positionner comme compétitives et viables sur la scène internationale. Pour chacune d'entre elles, un désinvestissement ou un manque d'anticipation feraient peser une menace sur la viabilité d'une politique énergétique française souveraine et ambitieuse. Les cinq filières identifiées se situent dans la même fenêtre d'opportunité : celle des décisions et de l'action politique. Considérant que certaines filières aujourd'hui critiques ont échappé hier à la vigilance des décideurs, l'ambition de ces notes d'éclairage n'est pas de formuler des recommandations mais bien d'attirer l'attention sur des arbitrages qui se présentent aujourd'hui afin de ne pas avoir à décider sous la contrainte demain.

Le secteur de l'**hydrogène bas-carbone** est un domaine prometteur, même si son horizon de développement demeure plus lointain. Alors que le marché de l'hydrogène est en train de se construire en Europe, la France a les capacités de se positionner en producteur d'hydrogène bas-carbone grâce à son parc nucléaire et renouvelable. La production d'hydrogène bas-carbone nécessite de fortes quantités d'électricité décarbonée, assujettissant de fait sa disponibilité aux capacités de production d'électricité en France et sa répartition entre les différents usages. Cette compétition des usages de l'électricité justifie le besoin de clarifier en amont quels volumes d'électricité bas-carbone sont mobilisables pour les acteurs du secteur de l'hydrogène. L'enjeu est d'éviter le surdimensionnement de la demande par rapport à l'offre effectivement existante. En complément d'une production locale, des importations d'hydrogène peuvent être vues comme une solution potentielle pour répondre à nos besoins de consommation. Une plus grande clarification des usages de l'hydrogène auprès des acteurs énergétiques permettra de réfléchir à un équilibre réaliste entre production et importation.

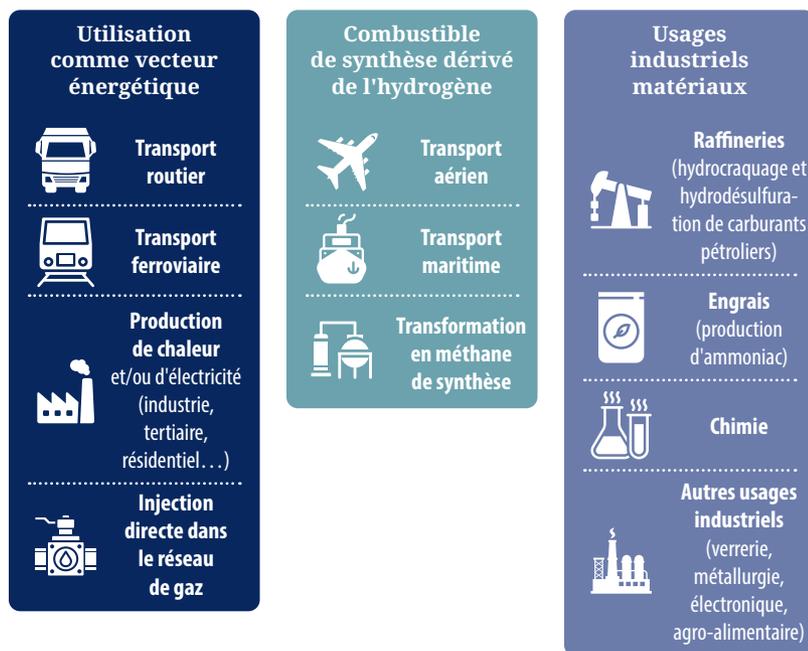
1 Une production d'hydrogène bas-carbone encore trop dépendante des énergies fossiles

L'hydrogène¹ ne constitue pas une source d'énergie primaire en soi, c'est-à-dire qu'elle ne peut être exploitée dans son état naturel, à la différence du pétrole, du solaire ou de l'éolien. Pour être utilisé, l'hydrogène doit être produit à partir d'une source d'énergie tierce². Il sert surtout de matière première dans l'industrie, mais peut également être utilisé comme un « vecteur énergétique » dont les capacités de stockage et de transport offrent de multiples applications : procédés industriels, carburants pour transports, injection dans le réseau de gaz. (voir **Graphique 1**). À ce titre, l'hydrogène peut permettre d'accélérer la décarbonation de certains processus industriels énergivores et à terme de certaines formes de mobilité.

¹ Quand on parle d'hydrogène (H) en tant que gaz, on parle en réalité de dihydrogène (H₂). Par erreur, la langue courante continue à faire mention d'hydrogène au lieu de dihydrogène – nous suivrons cet abus de langage dans cette note.

² Joseph Delatte & Georgina Wright (2023). Politique de décarbonation industrielle : les multiples défis de l'hydrogène. Institut Montaigne.

Graphique 1 : usages de l'hydrogène à moyen et long termes

Source : RTE³.

En France et dans le monde, 95 % de la production d'hydrogène est réalisée à partir de combustibles (gaz, pétrole, charbon) fossiles. L'électrolyse de l'eau⁴ ne représente que 5 % de la production française, laquelle est estimée à un million de tonnes par an, alors même qu'elle est la technique la moins émettrice de gaz à effet de serre.

³ RTE (2021). *Futurs Énergétiques 2050. Chapitre 9, p. 448.*

⁴ Cette méthode consiste à séparer une molécule d'eau en oxygène et en hydrogène. Cette méthode est deux à trois fois plus coûteuse que le vaporeformage du méthane mais présente l'avantage de n'émettre aucun gaz à effet de serre si l'électricité utilisée est décarbonée.

Aujourd'hui, la production d'hydrogène est responsable de 2 à 3 % des émissions de gaz à effet de serre nationales⁵. Cet impact climatique pourrait s'aggraver avec l'augmentation projetée de la consommation d'hydrogène. **Ainsi, le premier enjeu lié au développement de l'hydrogène en France et dans le monde est de remplacer la fabrication d'origine fossile par des procédés faiblement émetteurs de gaz à effet de serre sur leur cycle de vie.**

Pour identifier l'origine de production de l'hydrogène, l'Union européenne a initialement établi un code couleur (qui tend aujourd'hui à disparaître) :

Sur base fossile.

- L'hydrogène *noir* et *gris*, produit à partir de combustibles fossiles, respectivement charbon et gaz naturel.
- L'hydrogène *bleu*, produit à partir de combustibles fossiles et associé à une technologie de captage et de stockage du carbone (CSC). Cette méthode pourra être considérée comme bas-carbone, à condition que les technologies de stockage se révèlent efficaces (beaucoup de ces technologies sont encore immatures).

Sur base électrolytique.

- L'hydrogène *rose*, produit à partir d'énergie nucléaire, sans émission de carbone, mais qui génère des déchets résiduels liés à la production d'énergie nucléaire.
- L'hydrogène *vert*, produit à partir de sources d'énergies renouvelables comme l'énergie éolienne ou solaire. Elle est considérée comme la forme d'hydrogène la plus propre car neutre en carbone et issue d'énergies qui ne produisent pas de déchet résiduel.

⁵ RTE (2020). *La transition vers un hydrogène bas carbone. Atouts et enjeux pour le système électrique à l'horizon 2030-2035.*

Ces différents processus de fabrication ne présentent pas les mêmes bilans carbone. L'électrolyse est privilégiée pour décarboner la production d'hydrogène à condition que l'électricité utilisée soit elle-même décarbonée. Ainsi, la généralisation de l'électrolyse comme méthode de production impose au préalable de disposer d'un bouquet électrique décarboné. C'est pourquoi la France fait le choix de l'électrolyse sur une base renouvelable et nucléaire : elle veut s'appuyer sur son bouquet électrique bas carbone (à hauteur de 90 %) pour produire de l'hydrogène bas-carbone. L'électrolyse, plus coûteuse que ses alternatives fossiles, devrait cependant permettre de réduire la consommation de combustibles fossiles – gaz notamment – dans la production de l'hydrogène actuellement utilisé et, à terme, dans les secteurs que l'hydrogène bas carbone pourra contribuer à décarboner. D'autres pays européens comme le Royaume-Uni ou l'Allemagne, dont le bouquet électrique est plus carboné, parient aussi sur l'hydrogène produit à partir de combustibles fossiles associés à un procédé de capture et de stockage de carbone. Si la capture et le stockage de carbone permettent de réduire l'intensité carbone de l'hydrogène produit, la capacité à généraliser ce procédé est incertaine tant les technologies existantes manquent de maturité⁶. En outre, l'intensité carbone du dihydrogène reste significative, du fait des émissions liées à l'approvisionnement en gaz pour le procédé de vaporeformage ainsi qu'à l'intensité carbone de l'électricité utilisée par le procédé.

2 Des usages encore limités mais en croissance de l'hydrogène

L'hydrogène est aujourd'hui utilisé dans quelques secteurs spécifiques, majoritairement dans le domaine de la chimie et de l'industrie pétrolière pour le raffinage des produits pétroliers. L'utilisation actuelle de l'hydrogène se concentre sur ses usages « matière » : en tant qu'intrant dans le cadre de procédés chimiques, par exemple pour la désulfuration de composés pétroliers (raffinage de pétrole), ou encore pour la fabrication d'ammoniac pour la production d'engrais.

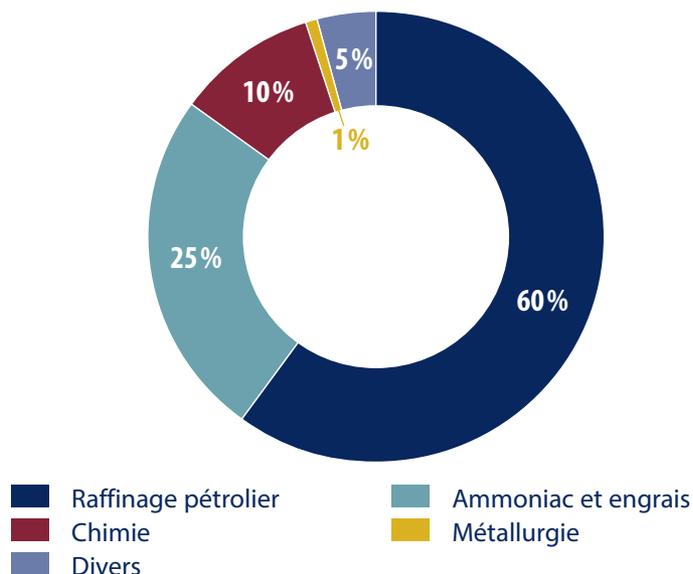
Le secteur du raffinage d'hydrocarbures représente ainsi le premier poste de consommation d'hydrogène en France, correspondant à 60 % de la demande française. L'hydrogène y est utilisé pour éliminer les impuretés du pétrole brut et améliorer la qualité des produits pétroliers, selon le procédé de désulfurisation des produits pétroliers. Cette haute part de consommation sera néanmoins amenée à décroître avec la baisse projetée de la consommation de pétrole.

La production d'ammoniac constitue ensuite le deuxième poste de consommation d'hydrogène comptant pour 25 % de la consommation française. La synthèse d'ammoniac est principalement utilisée pour la fabrication d'engrais agricoles. Ce procédé, très énergivore, constitue une solution de décarbonation intéressante pour le secteur agricole.

En complément, d'autres usages chimiques (10 %), des applications diverses (4 %) et la métallurgie (1 %) viennent compléter ce total (voir **Graphique 2**).

⁶ ADEME (2022). *Impact climatique de l'hydrogène bleu*.
France Stratégie (2021). *Coûts d'abattement de l'hydrogène décarboné*.

Graphique 2 : consommation d'hydrogène en France en 2020

Source : RTE⁷.

3 Un développement limité de l'hydrogène bas-carbone qui nécessite d'agir par étapes

Le développement de l'hydrogène bas-carbone est contraint par celui de notre production électrique décarbonée : plus la France disposera de volumes d'électricité décarbonée (renouvelable et nucléaire), plus elle pourra produire de l'hydrogène bas-carbone.

⁷ RTE (2020). *La transition vers un hydrogène bas carbone. Atouts et enjeux pour le système électrique à l'horizon 2030-2035*, p. 14.

Dès lors, la disponibilité limitée d'hydrogène bas-carbone impose de planifier et graduer ses usages. Quatre étapes de développement de l'hydrogène bas-carbone sont envisageables techniquement, mais elles ne le sont pas toutes politiquement en raison de la compétition des usages de l'électricité décarbonée. Les deux premières étapes s'appuient sur le scénario de « référence » de RTE, estimant les besoins en électricité à 45 TWh, tandis que les deux secondes font partie du scénario « hydrogène + », estimant les besoins à 180 TWh⁸.

PRIORITÉ 1 LA DÉCARBONATION DES USAGES ACTUELS

La priorité est de décarboner la production d'hydrogène pour ses usages actuels. Il s'agit de réduire la part de la production d'hydrogène réalisée sur base fossile, qui correspond à 95 % de l'ensemble. Les objectifs récemment inscrits dans la loi énergie-climat illustrent cette priorité mais montrent le long chemin à parcourir : atteindre un taux d'hydrogène bas-carbone de 10 % à horizon 2023, et compris entre 20 et 40 % à horizon 2030. La décarbonation des usages actuels n'est pas une mince affaire. Décarboner l'ensemble de la production actuelle de dihydrogène français nécessiterait une production électrique équivalente à 5-6 réacteurs nucléaires de type EPR⁹. Une part de la production d'hydrogène carboné est réalisée à la marge de procédés industriels comme l'oxydation partielle d'hydrocarbures dans le raffinage de pétrole ou la gazéification du charbon. Cette production de dihydrogène réduira avec la décarbonation des procédés afférents. Dans le cas de la gazéification du charbon destinée à produire du coke, la décarbonation de la sidérurgie par le remplacement de hauts fourneaux par des procédés de réduction via du dihydrogène permettra de réduire la demande de coke. Cela aura pour effet annexe de réduire aussi la production de dihydrogène co-produit avec le coke.

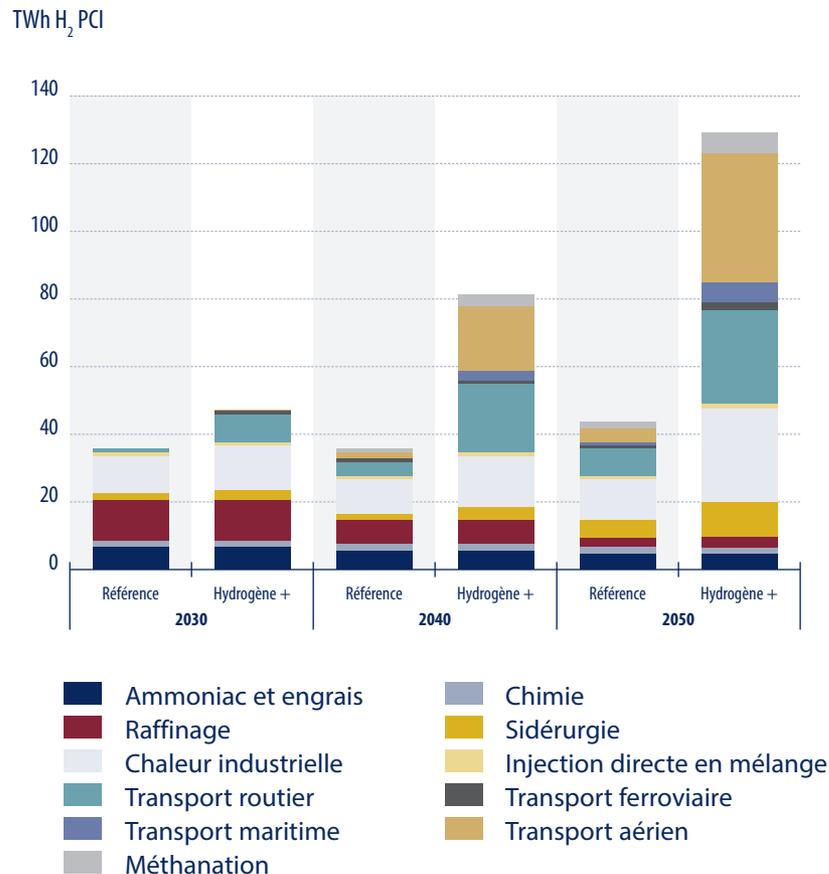
⁸ RTE (2022). *Futurs Énergétiques 2050*.

⁹ Stéphane Sarrade, Bertrand Charmaison et Maxence Cordiez (2021). *Hydrogène : pour quoi faire et pourquoi faire ? Revue de Confrontations Europe*.

PRIORITÉ 2
L'EXTENSION À DE NOUVEAUX USAGES
OÙ L'HYDROGÈNE BAS-CARBONE EST LA SEULE
SOLUTION DE DÉCARBONATION

L'hydrogène bas-carbone doit pouvoir étendre son application à de nouveaux secteurs difficiles voire impossibles à électrifier. C'est le cas de la production d'ammoniac, certains secteurs de la sidérurgie, du transport aérien, maritime et à moindre mesure routier (longue distance et transport lourd). Dans les deux prochaines décennies, RTE projette une consommation particulièrement élevée pour le transport (routier et aérien) et la chaleur industrielle (voir **Graphique 3**). Cette extension des usages de l'hydrogène est critique pour accélérer la décarbonation de différents secteurs de notre économie mais dépend fortement de notre capacité à développer de nouvelles unités de production électrique décarbonée.

Graphique 3 : consommation d'hydrogène dans les trajectoires de référence et « hydrogène + »
(hors utilisation pour la production électrique)



Note : une partie de l'hydrogène consommé est couverte par la coproduction fatale.

PRIORITÉ 3
L'EXTENSION À DES SECTEURS EN COMPLÉMENT
DE L'ÉLECTRICITÉ OU DU BIOGAZ

Pour les partisans de l'expansion du marché de l'hydrogène, l'hydrogène bas-carbone pourrait aussi venir directement concurrencer le gaz naturel ou l'électricité dans certains secteurs. En effet, l'hydrogène, injecté dans le réseau de gaz, peut être utilisé comme source de chaleur tandis que des piles à combustible hydrogène seraient en mesure d'alimenter le moteur d'une voiture. Cette troisième étape de développement drainera elle aussi d'importants volumes d'électricité décarbonée qui pourraient être difficiles à fournir à court et moyen terme.

PRIORITÉ 4
ACCROÎTRE LA FLEXIBILITÉ
DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE

À un horizon plus lointain, et plus incertain, les capacités de stockage de l'hydrogène et sa possible reconversion en électricité et injection sur le réseau pourraient venir soutenir le réseau électrique en cas de pic de demande. Cette pilotabilité permettrait une meilleure flexibilité de l'offre électrique particulièrement utile pour mieux intégrer le déploiement des énergies renouvelables intermittentes et répondre aux pics de consommation. Seulement, à cause de contraintes physiques, il est peu probable que cette offre de flexibilité électrique soit développée à grande échelle. Les pertes énergétiques occasionnées par ce processus sont relativement élevées : une première perte de 30 % lors du passage électricité vers hydrogène, des chutes non négligeables lors du stockage, et une nouvelle soustraction de 30 % lors de la retransformation hydrogène vers électricité.

Cette perspective est envisagée par RTE¹⁰ mais apparaît encore comme un « pari technologique lourd » qui dépend de technologies – notamment de stockage – qui n'ont pas encore fait leurs preuves à grande échelle. Là encore, au-delà du prix extrêmement coûteux de cette option, la disponibilité de l'hydrogène bas carbone pour servir de tels usages pose question.

4 Développer un juste équilibre entre production et importation

La consommation projetée d'hydrogène bas-carbone dépasse la production électrique bas-carbone que la France peut supporter. Il est donc impossible pour la France de répondre toute seule à ces besoins, ce qui pourrait expliquer un recours complémentaire, bien que choisi et exigeant, aux importations.

Dans l'immédiat, notre pays doit pouvoir tirer bénéfice de son atout nucléaire – en plus des énergies éolienne (à terre et en mer) et solaire photovoltaïque amenées à se développer fortement dans les années et décennies à venir – pour produire de l'électricité décarbonée. Les surplus d'électricité non valorisables pour décarboner par électrification directe pourront être affectés à la production d'hydrogène. La relance du parc nucléaire permettrait à elle seule de couvrir nos objectifs de production d'hydrogène¹¹, c'est-à-dire de fournir l'électricité supplémentaire nécessaire aux objectifs de 6,5 GW d'électrolyse visés par le pays d'ici à 2030.

¹⁰ RTE (2023). *La production et le stockage d'électricité*.

¹¹ Sénat (2022). *Nucléaire et hydrogène : l'urgence d'agir*.

À l'origine, l'hydrogène sur base nucléaire était exclu des objectifs définis dans la directive européenne sur les énergies renouvelables, laquelle ne retenait que l'hydrogène sur base renouvelable, ainsi que des aides prévues notamment dans le cadre de la banque européenne de l'hydrogène. Pourtant si on ne s'attache qu'à l'intensité carbone de la production d'hydrogène, celle sur base nucléaire est équitablement bénéfique à celle sur base renouvelable. Un système d'identification de l'hydrogène se focalisant sur la teneur en carbone tend à remplacer progressivement le système initial de couleur basé sur la source de production. L'ADEME suggère la terminologie suivante¹² :

- l'hydrogène « vert » devient « renouvelable » ;
- les hydrogènes « noir » et « gris » sont « fossiles » ;
- les hydrogènes « bleu » et « rose » sont regroupés sous l'appellation « bas-carbone ».

Sous cet angle, autant l'hydrogène bas-carbone que renouvelable seraient éligibles au « Pacte Vert ». Récemment, les négociations au niveau européen, récemment accélérées sous l'égide de la France et de l'Alliance du nucléaire¹³, ont abouti à un accord de principe a été trouvé en juin 2023 pour reconnaître le rôle du nucléaire en tant qu'énergie décarbonée dans la transition¹⁴. Un soulagement pour la France pour qui cette sécurité juridique devrait inciter les investisseurs à développer des projets hydrogène sur le territoire.

Sur ces nouveaux développements, la France peut se projeter dans une production d'hydrogène plus importante. Reste à savoir pour quels usages ? **Sur ce point, des arbitrages sont nécessaires pour décider**

¹² ADEME (2021). *Optez pour l'hydrogène renouvelable et bas carbone*.

¹³ Outre la France, la Belgique, la Bulgarie, la Croatie, l'Estonie, la Finlande, la Hongrie, les Pays-Bas, la Pologne, la République tchèque, la Roumanie, la Slovaquie, la Suède et l'Italie s'appuient sur le nucléaire, au côté des renouvelables, pour mener leur transition énergétique. Ces pays forment l'Alliance du nucléaire. Pour en savoir plus sur l'Alliance : <https://www.ecologie.gouv.fr/reunion-des-pays-membres-lalliance-du-nucleaire-nucleaire-pourrait-fournir-jusqua-150-gw-capacite>.

¹⁴ European Commission (2023). *Renewable hydrogen production: new rules formally adopted*.

quels volumes d'électricité décarbonée l'on souhaite affecter à l'hydrogène et pour quelles utilisations. La compétition des besoins en électricité décarbonée est forte et il s'agit d'éviter de surdimensionner la demande d'hydrogène bas-carbone par rapport aux volumes effectivement produits.

Cela étant, une production locale seule ne pourrait satisfaire l'ensemble de nos besoins en hydrogène bas-carbone (si l'on conserve les projections faites par RTE¹⁵). Les importations d'hydrogène, soit sous forme d'énergie finale soit en tant que combustible dérivé (ammonia, méthanol), peuvent être vues comme une solution potentielle permettant de lever les limitations à la production d'hydrogène découlant des restrictions de production d'électricité bas carbone. Des discussions au niveau européen sont à cet égard en cours pour construire un réseau transcontinental de production, de transport et de distribution.

Les importations massives d'hydrogène se heurtent cependant à de nombreuses contraintes physiques, économiques et sociales qui rendent un tel développement particulièrement incertain. Tout d'abord, l'électricité des pays cités comme producteurs potentiels pour l'exportation (Australie, pays du Maghreb et du Golfe est souvent très carbonée. Cette électricité devrait ainsi être décarbonée avant d'envisager la production d'hydrogène, et encore plus des exportations d'hydrogène. En outre, le stress hydrique peut également représenter une barrière, quand on considère que la production de 1 kg de dihydrogène requiert entre 9 et plus d'une vingtaine de litres d'eau selon le procédé¹⁶. Enfin, si le transport de dihydrogène par gazoduc apparaît comme une technologie mature, son transport par navire est bien plus complexe, que ce soit du fait de la difficulté à le liquéfier (-253°C quand le gaz naturel se liquéfie à -161°C) ou des pertes à la conversion en d'autres vecteurs

¹⁵ RTE (2022). *Futurs Énergétiques 2050*.

¹⁶ Zenon & Archery (2023). *Transitioning towards low-carbon hydrogen production. The Hydrogen Series – Part 1*.

plus aisés à transporter. Ainsi, si une production d'hydrogène massive et bon marché devait voir le jour dans des zones éloignées de l'Union européenne, il y a un risque que la consommation de dihydrogène – donc d'un certain nombre d'industries – s'y délocalise également, les produits issus (engrais, métaux...) étant ensuite plus facilement transportables que l'hydrogène. Cela n'irait pas vraiment dans le sens des efforts de réindustrialisation des pays européens.

Alors que les importations d'hydrogène peuvent apparaître comme un complément intéressant de l'hydrogène effectivement produit sur le territoire, la France doit en amont arbitrer et clarifier auprès des acteurs énergétiques la répartition des usages de l'hydrogène sur son territoire afin de définir ses besoins et réfléchir à un équilibre réaliste entre production et importation.

Remerciements

Les auteurs de cette série, Hugues Bernard et Raphaël Tavanti, remercient l'ensemble de l'équipe de l'Institut Montaigne ayant contribué à sa réalisation, notamment Maxime Sbaihi, Lisa Thomas-Darbois, Martin Finet, ainsi que toutes les personnes auditionnées dans l'élaboration de ce travail.

Liste des personnes auditionnées

- **Pierre-Marie Abadie**, directeur général, Andra
- **Morgane Augé**, directrice des affaires publiques, Orano
- **Antoine-Marie Bethenod**, chargé de missions affaires publiques, Orano
- **Rémi Borel**, chef du pôle « société civile et débats », direction des affaires publiques, EDF
- **Anne Brodu**, responsable du pôle communication technique, Andra
- **Thibault Cantat**, directeur du programme carbone et économie circulaire, CEA
- **Raphaël Danino-Perraud**, officier commissionné à l'État-major des Armées et chercheur associé, IFRI
- **Mathieu De Carvalho**, responsable de la réglementation et des affaires publiques, Gas, LNG & Biogas, TotalEnergies
- **Laurent Dublanquet**, vice-président affaires européennes et internationales, Air Liquide
- **Matthieu Giard**, vice-président, Air Liquide
- **Olivier Guerrini**, directeur BU Biogas, TotalEnergies
- **Pascal Laroche**, conseiller auprès du PDG, TotalEnergies
- **Hoel Le Gallo**, *Senior Strategy Analyst*, ENGIE
- **Armand Laferrere**, *Senior Executive vice President*, Orano USA
- **Bertrand Le Thiec**, directeur des affaires publiques, EDF
- **Roland Marion**, directeur Économie Circulaire, ADEME

- **Pierre Maurin**, directeur de Projet, Veolia
- **Maxime Morand**, directeur de la stratégie et des partenariats, Verkor
- **Gilles Moreau**, co-fondateur et directeur du développement durable, Verkor
- **Jean-Michel Quilichini**, directeur de la Division Combustible Nucléaire, EDF
- **Sylvain Renouf**, directeur adjoint de la communication du site de la Hague, Orano
- **Raphaël Schellenberger**, député et président de la Commission d'enquête parlementaire sur la perte de souveraineté énergétique de la France
- **Sophie Schmidtlin**, CTO, The Future is NEUTRAL
- **Nicolas Tcheng**, responsable des relations institutionnelles, Renault
- **Frédéric Terrisse**, directeur général adjoint en charge des affaires publiques, ENGIE Bioz
- **Christophe Thomas**, directeur de la Stratégie et des Relations Externes, ENGIE GBU Renewables France & Europe
- **Emmanuelle Verger**, directrice EDF Hydro, EDF
- **Virginie Wasselin**, cheffe du service stratégie filière, Andra

L'Institut Montaigne vous propose de contribuer à la réflexion sur ces enjeux afin d'élaborer collégalement des propositions au service de l'intérêt général.

Relecteurs

- **Benjamin Fremaux**, expert associé, Institut Montaigne
- **Cécile Maisonneuve**, experte associée, Institut Montaigne
- **Maxence Cordiez**, expert associé, Institut Montaigne
- **Joseph Delatte**, expert résident, Institut Montaigne

Les opinions exprimées dans ce rapport n'engagent ni les personnes précédemment citées ni les institutions qu'elles représentent

ABB France	Crédit Agricole	Kearney	Roche
AbbVie	D'Angelin & Co.Ltd	KPMG S.A.	Rokos Capital
Accenture	Dassault Systèmes	Kyndryl	Management
Accuracy	Deloitte	La Banque Postale	Rothschild & Co
Adeo	De Pardieu Brocas	La Compagnie	RTE
ADIT	Maffei	Fruitière	Safran
Air Liquide	ECL Group	Linedata Services	Sanofi
Airbus	Edenred	Lloyds Europe	SAP France
Allen & Overy	EDF	L'Oréal	Schneider Electric
Allianz	EDHEC Business	Loxam	ServiceNow
Amazon	School	LVMH - Moët-Hennessy	Servier
Amber Capital	Ekimetrics France	- Louis Vuitton	SGS
Amundi	Engie	M.Charraire	SIER Constructeur
Antidox	EQT	MACSF	SNCF
Antin Infrastructure	ESL & Network	Mazars	SNCF Réseau
Partners	Ethique &	Média-Participations	Sodexo
ArchiMed	Développement	Mediobanca	SPVIE
Ardian	Eurogroup Consulting	Mercer	SUEZ
Arqus	FGS Global Europe	Meridiam	Tecnet Participations
AstraZeneca	Fives	Microsoft France	SARL
August Debouzy	Getlink	Mitsubishi France	Teneo
AXA	Gide Loyrette Nouel	S.A.S	The Boston Consulting
Bain & Company	Google	Moelis & Company	Group
France	Groupama	Moody's France	Tilder
Baker & McKenzie	Groupe Bel	Morgan Stanley	Tofane
BearingPoint	Groupe M6	Natixis	TotalEnergies
Bessé	Groupe Orange	Natural Grass	Unicancer
BNP Paribas	Hameur et Cie	Naval Group	Veolia
Bolloré	Henner	Nestlé	Verian
Bouygues	Hitachi Energy France	OCIRP	Verlingue
Bristol Myers Squibb	Howden France	ODDO BHF	VINCI
Brousse Vergez	HSBC Continental	Oliver Wyman	Vivendi
Brunswick	Europe	Ondra Partners	Wakam
Capgemini	IBM France	Onet	Wavestone
Capital Group	IFPASS	Optigestion	Wendel
CAREIT	Incyte Biosciences	Orano	White & Case
Carrefour	France	PAI Partners	Willis Towers Watson
Casino	Inkarn	Pelham Media	France
Chubb	Institut Mérieux	Pergamon	Zurich
CIS	International SOS	Polytane	
Cisco Systems France	Interparfums	Prodware	
Clariane	Intuitive Surgical	Publicis	
Clifford Chance	Ionis Education Group	PwC France & Maghreb	
CNP Assurances	iQo	Raise	
Cohen Amir-Aslani	ISRP	RATP	
Compagnie Plastic	Jantet Associés	RELX Group	
Omnium	Jolt Capital	Renault	
Conseil supérieur du notariat	Katalyse	Ricol Lasteyrie	
	Kea & Partners	Rivolier	


 Institut Montaigne
 59 rue La Boétie, 75008 Paris
 Tél. +33 (0)1 53 89 05 60
institutmontaigne.org

Imprimé en France
 Dépôt légal : février 2024
 ISSN : 1771-6756

Le secteur de l'hydrogène bas-carbone est un domaine prometteur, même si son horizon de développement demeure plus lointain. Alors que le marché de l'hydrogène est en train de se construire en Europe, la France a les capacités de se positionner en producteur d'hydrogène bas-carbone grâce à son parc nucléaire et renouvelable. La production d'hydrogène bas-carbone nécessite de fortes quantités d'électricité décarbonée, assujettissant de fait sa disponibilité aux capacités de production d'électricité en France et sa répartition entre les différents usages. Cette compétition des usages de l'électricité justifie le besoin de clarifier en amont quels volumes d'électricité bas-carbone sont mobilisables pour les acteurs du secteur de l'hydrogène. L'enjeu est d'éviter le surdimensionnement de la demande par rapport à l'offre effectivement existante. En complément d'une production locale, des importations d'hydrogène peuvent être vues comme une solution potentielle pour répondre à nos besoins de consommation. Une plus grande clarification des usages de l'hydrogène auprès des acteurs énergétiques permettra de réfléchir à un équilibre réaliste entre production et importation.



10 €

ISSN : 1771-6756

NCL2402-03