

RÔLE DE L'ÉLECTRICITÉ ET DE L'HYDROGÈNE DANS LA DÉCARBONATION DU SECTEUR DE L'ÉNERGIE : PERSPECTIVES ACADÉMIQUES EN ÉCONOMIE DE L'ÉNERGIE

Camille Megy^{1,*}

- Atteindre zéro émissions de CO₂ dans le secteur de l'énergie d'ici 2050 nécessite une transformation complète de la manière dont on produit, transporte, et consomme l'énergie.
- Le développement conjoint de l'électricité renouvelable et de l'hydrogène est essentiel pour atteindre la neutralité carbone dans le secteur de l'énergie.
- Les travaux de recherche intégrant à la fois l'électricité et l'hydrogène sont cruciaux pour comprendre les interactions économiques et physiques entre ces deux secteurs.
- Une grande partie de la littérature sur les systèmes électricité-hydrogène (systèmes comprenant le secteur électrique et le secteur hydrogène) se concentre sur les aspects techniques du couplage entre ces deux secteurs.
- Un nombre croissant d'articles adopte une approche économique pour étudier l'impact du couplage de ces deux secteurs sur les prix des marchés de l'électricité et de l'hydrogène, et sur le bien-être des agents économiques.
- Les enjeux liés à la stimulation de la demande en hydrogène et au développement des infrastructures de transport et de stockage restent cependant largement sous-explorés.



MOTS CLÉS :

HYDROGÈNE # ÉLECTRICITÉ # DÉCARBONATION

ÉNERGIE RENOUVELABLE # SYSTÈMES ÉLECTRICITÉ-HYDROGÈNE

¹ Docteur en Ingénierie Economique (Université Paris Saclay, CentraleSupélec, Laboratoire Génie Industriel)

* megycamille.pro@gmail.com



1. L'usage de l'électricité et de l'hydrogène pour la décarbonation de l'énergie

1.1 L'électricité renouvelable et l'électrification des usages, deux piliers de la décarbonation de l'énergie

Le secteur de l'énergie joue un rôle crucial dans la lutte contre le changement climatique. Les estimations de l'agence internationale de l'énergie (AIE) montrent que la combustion de combustibles fossiles (charbon, pétrole, gaz naturel) est actuellement responsable d'environ trois quarts des émissions de gaz à effet de serre (GES) dans le monde, avec plus de 34 milliards de tonnes de CO₂ équivalent émis en 2021¹.

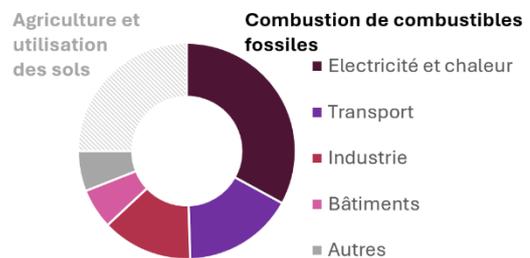


Figure 1: Répartition des émissions mondiales de GES par secteur (AIE, 2023)

Atteindre zéro émissions de CO₂ dans le secteur de l'énergie d'ici 2050 nécessite une transformation complète de la manière dont l'énergie est produite, transportée et consommée. Du côté de la demande, la décarbonation de la consommation repose principalement sur des changements de comportement (sobriété), une meilleure efficacité énergétique, ainsi que sur l'électrification des usages. En effet, la part de l'électricité dans la consommation finale d'énergie devrait passer de 20% aujourd'hui à 50% en 2050, selon le scénario Net Zero de l'AIE². Cela implique, par exemple, le développement de véhicules électriques dans le secteur des transports ou le déploiement de pompes à chaleur pour la production de chaleur. Toutefois, certaines applications comme l'aviation et l'industrie lourde ne peuvent pas être facilement électrifiées. Pour décarboner ces secteurs, il est plus intéressant économiquement et technologiquement d'utiliser des gaz à faibles émissions de GES (hydrogène, méthane synthétique, biogaz, biométhane) à la place de l'électricité.

Du côté de l'offre, réduire les émissions liées à la production d'énergie requiert de décarboner la production d'électricité et de développer des gaz à faibles émissions de GES. La décarbonisation de la production d'électricité passe par un développement massif des énergies renouvelables (EnR) comme l'éolien et le solaire, qui sont au cœur des scénarios de neutralité carbone. Les gaz à faibles émissions sont quant à eux principalement basés sur l'hydrogène, qui peut être produit de manière renouvelable à partir de l'électricité ou de la biomasse, puis converti en gaz naturel, en ammoniac ou en d'autres combustibles synthétiques.

1.2 L'hydrogène en complément de l'électrification

Associé à l'électricité renouvelable, l'hydrogène est considéré comme un vecteur énergétique crucial pour la décarbonisation du système énergétique. D'une part, l'hydrogène produit à partir de l'électricité peut remplacer les sources d'énergie fossiles dans les secteurs où les

¹ Agence Internationale de l'énergie, *Greenhouse Gas Emissions from Energy Data Explorer*

² <https://www.iea.org/reports/net-zero-roadmap-a-global-pathway-to-keep-the-15-0c-goal-in-reach>

besoins énergétiques ne peuvent pas être directement satisfaits par l'électricité. D'autre part, il permet d'apporter de la flexibilité au système électrique en permettant de stocker l'énergie excédentaire, lors de période de forte production ou de faible demande. En effet, les caractéristiques chimiques de l'hydrogène permettent un stockage saisonnier, contrairement à l'électricité, qui est plus difficile à stocker sur le long terme. L'hydrogène peut également être reconverti en électricité sans émettre de CO₂, ce qui constitue une option de production d'électricité décarbonée.

Le rôle de l'hydrogène varie selon le scénario de décarbonisation considéré. Néanmoins, une comparaison de douze scénarios mondiaux réalisée par le Joint Research Center (JRC) montre que l'hydrogène pourrait représenter 10 à 20 % de la consommation finale d'énergie en 2050, contre moins de 0,1 % en 2020³. La demande globale d'hydrogène devrait ainsi passer de 95 Mt en 2020 à 430 Mt en 2050 dans le scénario "Net Zero" de l'AIE. Dans un scénario très ambitieux détaillé par Bloomberg en 2021, la demande pourrait atteindre 1 400 Mt en 2050⁴.

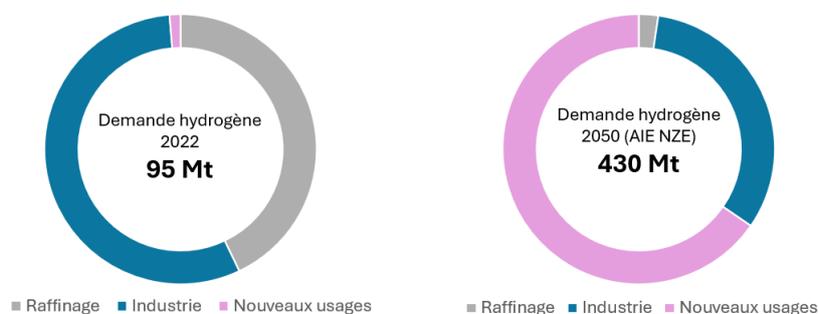


Figure 2 : Demande mondiale d'hydrogène en 2022 (à gauche), et en 2050 dans le scénario Net Zero de l'AIE (à droite)

Pour être considéré décarboné, l'hydrogène doit être produit à partir d'énergies renouvelables. La méthode de production la plus connue est l'électrolyse de l'eau, qui convertit l'électricité en hydrogène. La production d'hydrogène à partir de la biomasse est également intéressante. Cependant, l'usage de la biomasse pour la production d'hydrogène rentre en concurrence avec la production alimentaire, la conservation de la nature et d'autres services écosystémiques. D'autres méthodes de production d'hydrogène, telles que la thermolyse (ou séparation thermochimique de l'eau) et la photolyse, en sont encore à un stade précoce de R&D, mais pourraient permettre une utilisation plus efficace de l'énergie thermique ou solaire à l'avenir.

Cependant, l'hydrogène est actuellement produit en majorité à partir de combustibles fossiles. En 2022, 62% de l'hydrogène était produit par reformage du méthane (*steam methane reforming*, ou SMR), 21 % par gazéification du charbon et 16 % comme sous-produit de processus pétrochimiques. Le développement de l'hydrogène décarboné implique donc une transformation profonde de son mode de production. Les estimations obtenues à partir des

³ Joint Research Center - *The role of hydrogen in energy decarbonisation scenarios - Views on 2030 and 2050*.

⁴ BloombergNEF - *New Energy Outlook 2021*

douze scénarios mondiaux du JRC suggèrent qu'environ deux tiers de la production mondiale d'hydrogène en 2050 devraient provenir d'électricité renouvelable via l'électrolyse de l'eau. Le tiers restant devrait être produit à partir de combustibles fossiles, complétés par le captage et le stockage du carbone (CSC) pour réduire les émissions de CO₂. Atteindre les objectifs de production d'hydrogène décarboné requiert une croissance exponentielle de la capacité d'électrolyse, de quelques centaines de MW aujourd'hui à plusieurs milliers de GW d'ici 2050.

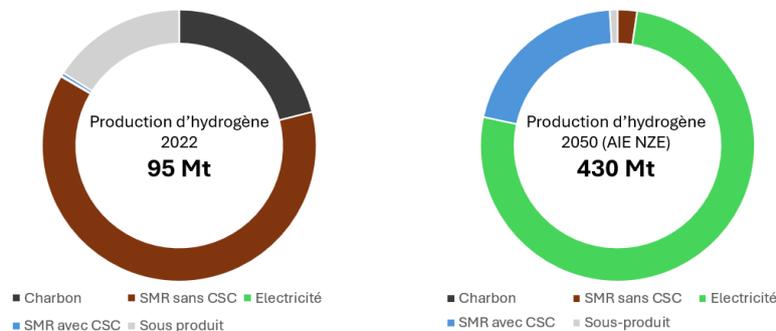


Figure 3 : Production mondiale d'hydrogène en 2022 (à gauche), et en 2050 dans le scénario Net Zero de l'AIE (à droite)

1.3 Les défis associés au développement de l'électricité et de l'hydrogène décarbonés

Malgré ses nombreuses qualités, l'adoption à grande échelle de l'hydrogène produit à partir d'électricité reste confrontée à des défis économiques et environnementaux, notamment :

- **Coût de production élevé et faible efficacité énergétique** : l'hydrogène produit par électrolyse de l'eau coûte actuellement entre 3,4 et 12,0\$/kg H₂, soit trois à quatre fois plus que la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles, qui coûte entre 1,5 et 3,6\$/kg H₂ avec CSC et entre 1,0 et 3,0\$/kg H₂ sans CSC. De plus, l'efficacité de l'électrolyse est estimée à environ 70 %, ce qui signifie que 30 % de l'électricité utilisée dans le processus est perdue.
- **Les émissions de CO₂ dépendent de la source d'électricité** : Les émissions de CO₂ de l'électrolyse de l'eau dépendent fortement de l'intensité en carbone de l'électricité utilisée pour produire l'hydrogène. Les avantages environnementaux peuvent être compromis si l'électricité provient d'un réseau connecté à un mix électrique à forte teneur en carbone. Inversement, l'utilisation de sources d'électricité à faible teneur en carbone ou renouvelables peut réduire l'intensité de CO₂ de l'hydrogène à un niveau proche de zéro.
- **Disponibilité des matériaux et des ressources** : les électrolyseurs nécessitent des matières premières rares et coûteuses énergétiquement à extraire, telles que le platine et l'iridium. De plus, le processus d'électrolyse consomme de l'eau douce (environ 20 litres par kg d'hydrogène produit). Dans les régions où les ressources en eau sont rares, cette demande supplémentaire d'eau douce pourrait entrer en conflit avec d'autres utilisations et exacerber la pénurie subie par la population locale.

- **Développement de l'infrastructure et du marché** : En plus de progrès dans la technologie de l'électrolyse, le développement de l'hydrogène nécessite de stimuler la demande en hydrogène renouvelable, de garantir une capacité de production d'électricité renouvelable suffisante et de mettre au point des solutions de transport et de stockage adaptées à la faible densité énergétique et à la réactivité de l'hydrogène.

Les mécanismes de soutien et les réglementations sont ainsi essentiels pour réduire les coûts liés à la production, au transport et au stockage de l'hydrogène. Ces dernières années, plusieurs gouvernements nationaux et supra nationaux ont donc intensifié leurs investissements pour le développement de l'hydrogène. En Europe, l'UE prévoit 18,8 milliards d'euros pour les projets liés à l'hydrogène entre 2021 et 2027. La banque européenne de l'hydrogène a ainsi engagé 800 millions d'euros en 2023 pour sa première vente aux enchères afin de soutenir des projets de production d'hydrogène renouvelable. Aux États-Unis, l'Inflation Reduction Act de 2022 a introduit d'importants investissements fédéraux pour réduire les émissions de GES, avec un financement estimé à 370 milliards de dollars (environ 350 milliard d'euros). La section 45V de cet acte prévoit un crédit d'impôt pour la production d'hydrogène pouvant aller jusqu'à 3\$/kg. De plus, un nombre croissant de gouvernements mettent en œuvre des réglementations et systèmes de certification. Ces mécanismes ont pour but de définir légalement ce qu'est l'hydrogène renouvelable, et d'éviter que l'industrie de l'hydrogène renouvelable ne se développe au détriment de l'électrification des usages.

Malgré les soutiens financiers et réglementaires, des incertitudes persistent quant au développement de l'économie de l'hydrogène. Le marché est encore émergent, et ses interactions avec le système énergétique global restent mal comprises. Un premier audit de la politique européenne⁵ sur l'hydrogène renouvelable souligne que, dans la pratique, l'impact du cadre réglementaire de l'UE sur le développement du marché de l'hydrogène est incertain. L'audit montre également que de nombreux fonds européens pour des projets liés à l'hydrogène ont été mis en œuvre sans aucune garantie qu'ils seront efficaces pour développer un marché à l'échelle de l'UE.

2. Etude des systèmes électricité-hydrogène – Perspectives académiques en économie de l'énergie

Développer un système énergétique fondé sur l'électricité et l'hydrogène représente un défi multidimensionnel, marqué par des interactions complexes entre des facteurs techniques, économiques, sociaux et environnementaux. Des recherches intégrant ces deux vecteurs énergétiques sont nécessaires afin de mieux appréhender les dynamiques des systèmes électricité-hydrogène.

⁵ European Court of Auditors, special report 11/2024 <https://www.eca.europa.eu/en/publications?ref=SR-2024-11>

2.1 Une variété de systèmes électricité-hydrogène

De plus en plus d'articles explorent l'interaction entre l'électricité et l'hydrogène. Alors que le secteur de l'électricité est bien établi, le secteur de l'hydrogène est relativement nouveau, avec des incertitudes tout au long de sa chaîne de valeur. Par conséquent, la littérature technico-économique qui examine les interactions entre l'électricité et l'hydrogène étudie plusieurs systèmes énergétiques. Dans cette note, nous en détaillons trois : les systèmes couplant les marchés de l'électricité et du gaz naturel, les systèmes couplant les marchés de l'électricité et de l'hydrogène, et les systèmes intégrant les trois marchés.

Tout d'abord, certains articles s'intéressent à des systèmes comprenant le marché de l'électricité et le marché du gaz naturel. En effet, si une infrastructure dédiée à l'hydrogène est envisagée à long terme, l'intégration de l'hydrogène dans le réseau de gaz naturel apparaît comme une stratégie transitoire à court terme. En pratique, l'hydrogène produit à partir d'électricité peut être converti en méthane par méthanation, ou directement injecté dans le réseau de gaz naturel. Cette seconde solution présente toutefois des limites en raison des propriétés physiques et chimiques de l'hydrogène.

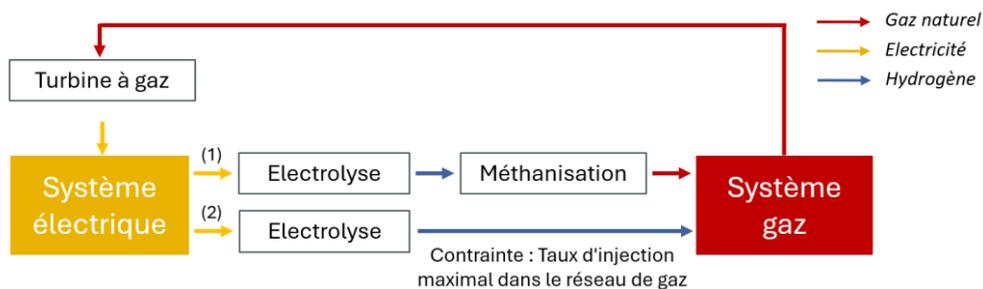


Figure 4 : Description d'un système couplé électricité-gaz naturel

D'autres articles se concentrent sur le couplage entre le marché de l'électricité et le (futur) marché de l'hydrogène. En effet, la création d'un marché de l'hydrogène est un objectif mentionné dans la plupart des stratégies relatives à l'hydrogène, et ses interactions avec le marché de l'électricité ne sont pas encore bien comprises. Dans ces systèmes, l'électrolyse convertit l'électricité en hydrogène, qui est soit utilisé pour répondre à la demande d'hydrogène, soit stocké en vue d'une reconversion ultérieure en électricité.

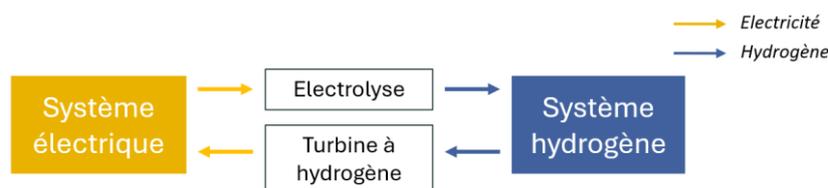


Figure 5 : Description d'un système couplé électricité-hydrogène

Enfin, certains articles examinent le couplage entre les marchés de l'électricité, de l'hydrogène et du gaz naturel. Ce cadre est plus complexe que les deux précédents, mais il est utile pour coordonner la planification, l'exploitation ou les décisions réglementaires dans les chaînes de valeur de l'électricité, de l'hydrogène et du gaz naturel.

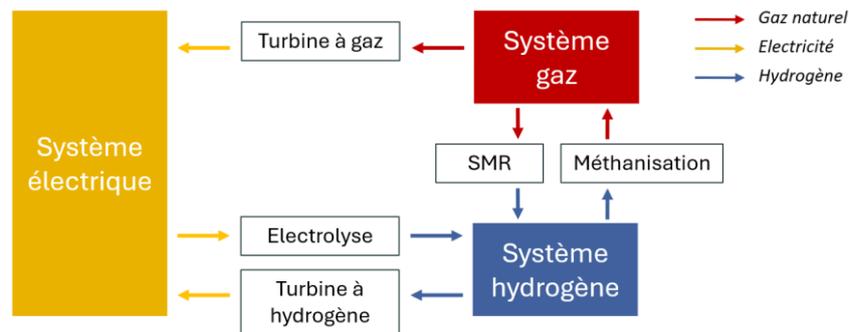


Figure 6 : Description d'un système couplé électricité-gaz naturel-hydrogène

Les systèmes multi-énergies susmentionnés sont à la base de nombreuses études portant sur l'interaction entre l'électricité et l'hydrogène. Dans ces études, la technologie qui convertit l'énergie électrique en gaz (hydrogène ou gaz naturel) est appelée Power-to-Gas (PtG). Dans les systèmes qui incluent le marché de l'hydrogène, la technologie PtG correspond au procédé d'électrolyse. Dans les systèmes qui prennent en compte les marchés de l'électricité et du gaz naturel, la technologie PtG peut également désigner la combinaison des procédés d'électrolyse et de méthanation.

2.2 Aperçu de la littérature académique centrée sur les problématiques techniques des systèmes électricité-hydrogène

Une grande partie de la littérature sur les systèmes électricité-hydrogène se concentre sur les aspects techniques du couplage entre ces deux marchés. Plusieurs études analysent notamment les effets de l'intégration du PtG sur les réseaux électriques et gaziers. Par exemple, Qadrdan & al (2015) examinent l'impact de l'intégration du PtG sur les infrastructures électrique et gazière en Grande-Bretagne. Leurs résultats indiquent que le PtG permet de réduire l'écrêtement de l'électricité renouvelable (EnR), bien que l'ampleur de cette réduction dépende des limites d'injection d'hydrogène dans le réseau de gaz. Le PtG contribue également à diminuer les coûts d'exploitation en valorisant l'électricité excédentaire pour couvrir une partie de la demande locale de gaz. De leur côté, Vandewalle et al. (2015) étudient un système intégrant les secteurs du gaz, de l'électricité et du CO₂. Leurs travaux montrent que le PtG réduit l'écrêtement des EnR, fait baisser les prix du gaz et diminue les besoins de stockage du CO₂.

D'autres études se penchent sur les infrastructures électriques et hydrogène. Par exemple, Bodal et al. (2020) analysent le développement de ces infrastructures dans une étude de cas portant sur le Texas à l'horizon 2050. Ils démontrent que le PtG favorise la décarbonation de la production d'hydrogène et d'électricité en facilitant l'intégration d'une part plus importante d'EnR dans le système électrique. Toutefois, ils soulignent qu'un prix élevé du CO₂ est

nécessaire pour rendre le PtG compétitif face au reformage du méthane (SMR). Gawlick et al. (2023) étudient le développement des infrastructures de stockage et de transport dans un système européen couplant électricité et hydrogène décarbonés à l'horizon 2050. Ils concluent que ce couplage permet de substituer partiellement le stockage par batteries par du stockage d'hydrogène. Cependant, les canalisations d'hydrogène ne remplacent les lignes électriques que lorsque les investissements dans ces dernières sont limités. Hesel et al. (2022) s'intéressent également au couplage des secteurs électricité-hydrogène en Europe. Leur étude montre que des subventions sont nécessaires pour rentabiliser le PtG avant 2035. Néanmoins, ils avertissent que ces subventions doivent être conditionnées à l'origine de l'électricité utilisée. Dans le cas contraire, elles pourraient entraîner une hausse de la production des centrales fossiles. Enfin, Kirchem et al. (2023) examinent l'impact de différentes configurations de système hydrogène sur le système électrique. Ils révèlent que le stockage massif d'hydrogène peut offrir une flexibilité précieuse au système électrique lorsque celui-ci contient une forte proportion d'EnR. En revanche, des chaînes d'approvisionnement moins flexibles avec de faibles capacités de stockage, pourraient accroître les besoins de flexibilité de ce système électrique avec forte pénétration d'EnR. Le développement conjoint des infrastructures d'électricité et d'hydrogène est examiné dans divers contextes nationaux ou régionaux, notamment en Allemagne (Lux et al, 2022), en France (Shirizadeh et al, 2023) ou au Chili (Jorquera et al, 2024). Enfin, il existe un intérêt croissant pour l'étude de la manière dont les incertitudes affectent le développement et l'exploitation des infrastructures d'électricité et d'hydrogène (Petkov et al, 2020 et Kondziella et al, 2023).

2.3 Aperçu de la littérature académique centrée sur les problématiques économiques des systèmes électricité-hydrogène

Une partie de la littérature adopte une approche économique pour étudier l'impact du développement du PtG sur les prix des marchés de l'électricité et de l'hydrogène (Vandewalle et al., 2015 ; Roach et al., 2020 ; Li et al., 2021). Ces travaux montrent que le PtG est économiquement viable lorsque le coût de l'électricité utilisée pour produire de l'hydrogène est inférieur au prix de vente de l'hydrogène. Cette situation se produit généralement lors des périodes de surplus d'EnR, où les prix de l'électricité deviennent nuls ou négatifs. Sur le marché de l'électricité, la production d'hydrogène par PtG stimule la demande d'électricité pendant ces périodes, entraînant une hausse des prix. Sur les marchés du gaz ou de l'hydrogène en revanche, l'hydrogène produit à partir d'électricité à coût nul génère une offre bon marché, ce qui contribue à faire baisser leurs prix. Li et al. (2021) montrent également que durant les périodes de forte demande en électricité, la reconversion de l'hydrogène en électricité peut accroître l'offre d'électricité, réduisant ainsi les prix de l'électricité lorsque ceux-ci sont élevés.

De par son impact sur les prix, l'intégration du PtG modifie également le bien-être des agents économiques sur les marchés. Les travaux de Li et al (2021), ainsi que ceux de Roach et al (2020) montrent que la hausse des prix de l'électricité profite aux producteurs d'électricité renouvelable, mais réduit le bien-être des consommateurs d'électricité. A l'inverse, la baisse

des prix du gaz et de l'hydrogène bénéficie aux consommateurs de ces ressources, mais diminuent les revenus des producteurs. Dans l'ensemble, ces études concluent que le PtG accroît le bien-être global. Toutefois, ce gain reste insuffisant pour couvrir les coûts d'investissement nécessaires au développement du PtG.

D'autres études s'intéressent à l'impact du profil des acteurs détenant des infrastructures PtG sur leur utilisation et leur rentabilité. Lynch et al. (2019) se concentrent sur le marché de l'électricité, et montrent que, bien que le PtG ne soit pas intrinsèquement rentable, les producteurs disposant de capacités renouvelables sont incités à y investir car le PtG accroît la demande d'électricité lors des périodes de faible demande nette, entraînant une hausse des prix de l'électricité. Megy et al. (2023) explorent des marchés en situation de concurrence imparfaite et révèlent que l'utilisation du PtG, sa rentabilité ainsi que certains indicateurs économiques (prix de l'énergie) et environnementaux (émissions de CO₂) varient fortement selon le profil de l'acteur possédant le PtG. Les producteurs d'hydrogène par reformage du méthane tendent à peu exploiter le PtG, tandis que les producteurs d'électricité renouvelable l'utilisent de manière intensive et en retirent des bénéfices significatifs.

2.4 Aperçu de la littérature académique centrée sur la réponse aux défis liés au développement du PtG

Les articles décrits ci-dessous mettent en lumière deux défis majeurs pour le développement du PtG :

- (i) Sans soutien politique ou financier, le coût d'investissement du PtG reste trop élevé pour assurer sa rentabilité ;
- (ii) En l'absence de réglementation, le PtG pourrait capter l'électricité renouvelable au détriment des consommateurs d'électricité.

Dans ce contexte, une partie de la littérature récente explore les effets de différentes politiques de soutien à l'hydrogène produit à partir d'électricité. Schlund et al. (2021) analysent les effets de l'introduction d'un quota d'hydrogène renouvelable sur les marchés européens de l'électricité et du gaz. Leur étude montre qu'un tel quota stimule l'investissement dans les capacités de PtG et de production d'électricité renouvelable nécessaires à la production d'hydrogène. Toutefois, cette mesure réduit le bien-être global en transférant une partie du bien-être des consommateurs vers les producteurs d'électricité renouvelable et de PtG. Roach et al. (2023) examinent l'impact d'une combinaison de tarification du carbone et de politiques de soutien aux gaz renouvelables. Ils concluent que, sans aides, l'hydrogène produit à partir d'électricité reste non compétitif jusqu'à ce que les options moins coûteuses soient pleinement exploitées. Les auteurs mettent en avant les interactions entre la tarification du carbone et les politiques de soutien aux gaz renouvelables, recommandant aux décideurs de considérer ces dynamiques pour évaluer la valeur marchande des gaz renouvelables.

D'autres articles s'intéressent à l'efficacité de réglementations visant à définir les caractéristiques de l'hydrogène renouvelable. Schlund et al (2022) et Ruhnau et al (2023) montrent qu'exiger la simultanéité entre la production d'électricité renouvelable et la

production d'hydrogène réduit l'intensité des émissions de CO₂ de l'hydrogène, mais limite les profits du PtG. Villavicencio et al. (2022) examinent les trois dimensions de la réglementation européenne (additionnalité, corrélation temporelle et corrélation spatiale). Ils constatent que si une réglementation stricte sur la dimension spatiale n'est pas nécessaire, des exigences strictes sur la dimension temporelle offrent des avantages tels que la réduction des émissions de CO₂ et de la demande de gaz, qui l'emportent sur les inconvénients économiques. En outre, quelques études s'intéressent à la consommation de métaux critiques, d'eau et de terres nécessaires à la production d'hydrogène par électrolyse (Seck et al, 2023 ; Tonelli et al, 2023).

Les recherches portant sur la réglementation et les soutiens financiers liés à l'hydrogène sont encore récentes. Elles jouent un rôle clé pour s'assurer que les cadres législatifs et les budgets alloués au développement de l'hydrogène s'inscrivent en cohérence avec les stratégies nationales et internationales en matière d'énergie et de décarbonation.

Conclusion

Le développement conjoint de l'électricité renouvelable et de l'hydrogène constitue un levier incontournable pour atteindre la neutralité carbone dans le secteur énergétique. Les travaux de recherche intégrant ces deux vecteurs sont essentiels pour comprendre les interactions économiques et physiques entre ces deux systèmes.

Comme le soulignent les travaux cités dans cette note, l'intégration de l'hydrogène dans les systèmes électriques et gaziers crée de nouvelles interactions physiques et économiques. Cette littérature est récente et témoigne d'un intérêt croissant pour l'étude du développement de l'hydrogène et de son interaction avec le système énergétique au sens large.

Toutefois, de nombreuses incertitudes demeurent quant à la manière de développer efficacement l'hydrogène à partir de l'électricité, en conciliant exigences techniques, économiques et environnementales. Des recherches approfondies sont nécessaires pour assurer un déploiement optimal et cohérent de l'hydrogène et de l'électricité renouvelable. Si la production d'hydrogène fait l'objet de nombreuses études, les questions liées à la stimulation de la demande et au développement des infrastructures de transport et de stockage restent sous-explorées. Ces enjeux méritent une attention accrue pour favoriser l'essor de l'hydrogène dans la transition énergétique.

Références

- Bødal, E., Mallapragada, D., Botterud, A., & Korpås, M. (2020). Decarbonization synergies from joint planning of electricity and hydrogen production: A Texas case study. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45
- Gawlick, J., & Hamacher, T. (2023). Impact of coupling the electricity and hydrogen sector in a zero-emission European energy system in 2050. *Energy Policy*, 180
- Hesel, P., Braun, S., Zimmermann, F., & Fichtner, W. (2022). Integrated modelling of European electricity and hydrogen markets. *Applied Energy*, 328
- Jorquera-Copier, J., Lorca, A., Sauma, E., Lorenczik, S., & Negrete-Pincetic, M. (2024). Impacts of different hydrogen demand levels and climate policy scenarios on the Chilean integrated hydrogen–electricity network. *Energy Policy*, 184
- Kirchem, D. & Schill, W. (2023). Power sector effects of green hydrogen production in Germany. *Energy Policy*, 182
- Konziella, H., Specht, K., Lerch, P., Scheller, F., & Bruckner, T. (2023). The techno-economic potential of large-scale hydrogen storage in Germany for a climate-neutral energy system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 182
- Li, X., & Mulder, M. (2021). Value of Power-to-Gas as a Flexibility Option in Integrated Electricity and Hydrogen Markets. *Applied Energy*, 304
- Lux B., Deac, G., Kiefer, C., Kleinschmitt, C., Bernath, C., Franke, K., Pfluger, B., Willemsen, S., & Sensfuß, F. (2022). The role of hydrogen in a greenhouse gas-neutral energy supply system in Germany. *Energy Conversion and Management*, 270
- Lynch, M., Devine, M., & Bertsch, V. (2019). The Role of Power-to-Gas in the Future Energy System: Market and Portfolio Effects. *Energy*, 185
- Megy, C., & Massol, O. (2023). Is power-to-gas always beneficial? The implications of ownership structure. *Energy Economics*, 128
- Petkov, I., & Gabrielli, P. (2020). Power-to-hydrogen as seasonal energy storage: An uncertainty analysis for optimal design of low-carbon multi-energy systems. *Applied Energy*, 274
- Qadrdan, M., Byers, E., Chaudry, M., Hall, J., Jenkins, N., & Xu, X. (2019). Electricity systems capacity expansion under cooling water availability constraints. *IET Energy Systems Integration*
- Roach, M., & Meeus, L. (2020). The Welfare and Price Effects of Sector Coupling with Power-to-Gas. *Energy Economics*, 86
- Roach, M., & Meeus, L. (2023). An energy system model to study the impact of combining carbon pricing with direct support for renewable gases. *Ecological Economics*, 210
- Ruhnau, O., & Schiele, J. (2023). Flexible green hydrogen: The effect of relaxing simultaneity requirements on project design, economics, and power sector emissions. *Energy Policy*, 182
- Schlund, D., & Schönfisch. (2022). Simultaneity of green energy and hydrogen production: Analysing the dispatch of a grid-connected electrolyser. *Energy Policy*, 166
- Schlund, D., & Theile, P. (2021). Analysing the impact of a renewable hydrogen quota on the European electricity and natural gas markets. *Applied Energy*, 304
- Seck, G., Hache, E., D’Herbemont, V., Guyot, M., & Malbec, L. (2023). Hydrogen development in europe: Estimating material consumption in net zero emissions scenarios. *International Economics*, 176
- Shirizadeh, B., & Quirion, P. (2023). Long-term optimization of the hydrogen electricity nexus in France: Green, blue, or pink hydrogen? *Energy Policy*, 181
- Tonelli, D., Rosa, L., Gabrielli, P., Caldeira, K., Parente, A., & Contino, F. (2023). Global land and water limits to electrolytic hydrogen production using wind and solar resources. *Nature communications*, 14
- Vandewalle, J., Bruninx, K., & D’Haeseleer, W. (2015). Effects of large-scale power to gas conversion on the power, gas and carbon sectors and their interactions. *Energy Conversion and Management*, 94
- Villavicencio, M., Brauer, J., & Trüby, J. (2022). Green hydrogen - How grey can it be? Robert Schuman Centre for Advanced Studies Research, 44



ÉCONOMIE ET DROIT DE L'ÉNERGIE
dans un contexte industriel

“ Le Réseau EDEN.i est une initiative de l'Université Marie & Louis Pasteur avec le soutien de la Région Bourgogne Franche-Comté. Le Réseau est lauréat du dispositif « Soutien aux actions structurantes et d'animation scientifique » de la Région Bourgogne Franche-Comté. ”



Le Réseau EDEN.i est organisateur des Matinées de la Transition Énergétique dans un contexte industriel

RÉGION
BOURGOGNE
FRANCHE
COMTÉ



Site internet



Scannez-moi !

