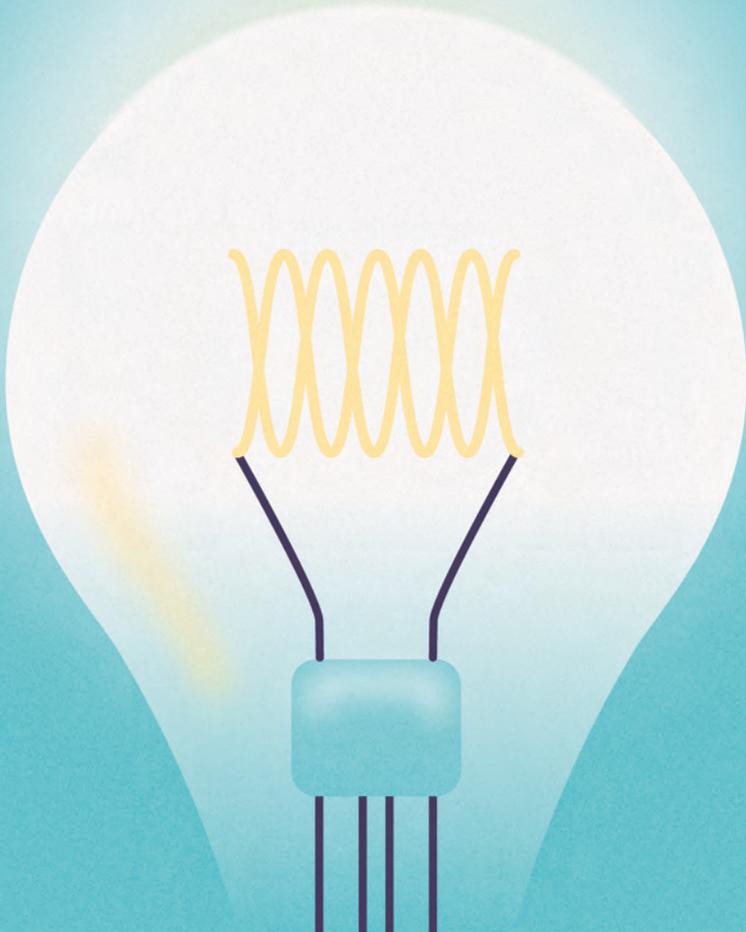




ÉNERGIES « NOUVELLES » ET SOCIÉTÉ

LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE ACTUELLE À LA CROISÉE DES CHEMINS ET DES SAVOIRS



DIRECTION

Patrick Schembri & Hynd Remita

WORKSHOP MOMENTOM

21 novembre 2019
MSH Paris-Saclay



8

ÉNERGIES « NOUVELLES » ET SOCIÉTÉ

*La transition énergétique actuelle
à la croisée des chemins et des savoirs*

WORKSHOP MOMENTOM

21 novembre 2019

MSH Paris-Saclay

DIRECTION

Patrick Schembri

Hynd Remita



©MSH Paris-Saclay Éditions, 2021.

4, avenue des Sciences, 91190 Gif-sur-Yvette

www.msh-paris-saclay.fr

ISBN 978-2-490369-07-2

Transition énergétique et défi climatique : quelle place pour l'hydrogène vert ?

Patrick SCHEMBRI

RÉSUMÉ

Cet article a pour objet d'étudier les conditions du déploiement à l'échelle mondiale de l'hydrogène vert dans le contexte de la transition énergétique actuelle et de l'agenda de l'Accord de Paris sur le climat adopté en 2015. L'analyse économique proposée vise à mettre en lisibilité les différentes forces contribuant à ce déploiement. Elle interroge également les trajectoires futures de l'hydrogène au regard des politiques énergie-climat qui devraient être mises en œuvre, notamment par référence au coût de ces politiques et au financement de la transition énergétique. Dans un premier temps, nous proposons un cadre d'analyse pour étudier les effets volume, composition et qualité associés au déploiement. Ensuite, nous présentons les scénarios énergétiques proposés par le GIEC (2018) et l'évolution associée des sources énergétiques de production de l'hydrogène. Dans un troisième temps, nous évaluons quelles pourraient être le niveau et la composition de la demande mondiale d'hydrogène à l'horizon 2050.

Le monde entier se trouve dans une période historiquement difficile. La Covid-19 frappe durement les sociétés dans un contexte de forte urgence climatique. Pour bon nombre de pays, il s'agit alors de trouver les moyens d'associer la lutte contre le changement climatique et les plans de relance proposés en réponse à la crise sanitaire. À cet égard, le verdissement de la reprise économique apparaît comme prioritaire pour bon nombre d'institutions internationales et de gouvernements. Même si des synergies demeurent possibles pour renforcer et moderniser les économies, le débat porte sur les éléments les plus critiques et les étapes essentielles vers une reprise dite verte. Dans ce contexte, les énergies renouvelables et

l'efficacité énergétique apparaissent comme des réponses incontournables à l'urgence climatique. Il s'agit désormais de les considérer comme des moteurs potentiels de la reprise économique.

Si l'on souhaite atteindre la neutralité carbone d'ici 2050, l'un des grands défis consiste à intégrer les secteurs de l'électricité, du chauffage et des transports en un seul système. Ce couplage sectoriel est un domaine prioritaire du Pacte vert pour l'Europe (*European Green Deal*) présenté par la Commission européenne. Parmi les options envisagées, l'hydrogène apparaît comme une technologie intéressante qui peut contribuer à relever le défi de l'intégration énergétique, car elle fournit des solutions pour plusieurs applications diversifiées et indépendantes, du grand transport terrestre et offshore au chauffage, ainsi qu'au stockage de l'énergie (Emonts *et al.*, 2019). Pour de nombreux pays comme le Japon¹, le Royaume-Uni et d'autres, l'hydrogène vert – ou non carboné – apparaît comme l'une des principales technologies énergétiques alternatives pour une économie neutre en carbone qui serait dotée d'un système énergétique sollicitant plusieurs vecteurs afin de mieux gérer la variabilité spatiale et temporelle de l'offre et de la demande d'énergie. À ce titre, la « stratégie hydrogène pour une Europe neutre en carbone » proposée par l'Union européenne souhaite multiplier par sept la production d'hydrogène d'origine renouvelable sur la période 2024-2030, passant de 6 GW à 40 GW (Commission européenne, 2020).

Dans le contexte de la transition énergétique actuelle, l'hydrogène apparaît donc comme une solution qui peut faciliter l'électrification massive des activités économiques et leur décarbonation, tout en renforçant la résilience des infrastructures énergétiques. L'hydrogène semble également bien adapté à de multiples usages. Nous pensons ici au secteur des transports et de la mobilité, mais aussi à d'autres services et usages industriels². Toutefois, malgré l'observation de tendances

¹ Le Japon, qui cherche à sortir du nucléaire tout en promouvant la croissance économique et la qualité de l'environnement, est l'un des pays les plus dynamiques dans le développement d'une économie alimentée par l'hydrogène. En effet, celui-ci fait partie du programme gouvernemental dit « *Abenomics* ».

² Aujourd'hui, l'hydrogène est principalement utilisé pour le raffinage de produits pétroliers et pour produire de l'ammoniac principalement destiné à la fabrication d'engrais. Produit sous une forme décarbonée, il pourra alors contribuer à la décarbonation de ces

rapides récentes mondiales pour certains secteurs comme les transports et l'énergie, le marché mondial de l'hydrogène est particulièrement étroit, représentant un total de seulement 70 millions de tonnes pour une valeur de 100 milliards de dollars. Si l'on souhaite favoriser les investissements dans l'hydrogène vert, il faut consolider les marchés concernés, ainsi que les perspectives de débouchés. Cette consolidation nécessite une forte pénétration des énergies renouvelables dans l'économie. Par conséquent, la production à grande échelle de l'hydrogène vert dépend aussi du rythme de la transition énergétique actuelle et des dynamiques conjointes d'électrification et de décarbonation qui lui sont associées³. Au lieu de se demander comment l'hydrogène vert peut favoriser la transition énergétique actuelle, on inverse la question en se demandant comment pareille transition peut-elle promouvoir la solution hydrogène ?

L'objectif de cet article est d'étudier les conditions du déploiement à l'échelle mondiale de l'hydrogène vert dans le contexte de la transition énergétique actuelle et de l'Accord de Paris sur le climat adopté en 2015. Différents scénarios de déploiement sont proposés sur la base des scénarios énergétiques établis à l'échelle mondiale en 2018 par le Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat (GIEC), lesquels permettraient de respecter l'agenda de l'Accord de Paris. L'analyse économique proposée vise à mettre en lisibilité les différentes forces contribuant à ce

processus industriels. Par ailleurs, son utilisation devrait être encouragée dans la production d'acier, ainsi que dans les secteurs de l'électronique, de l'alimentaire et de l'habitat. Dans le secteur de l'aviation, l'hydrogène peut être utilisé en tant que gaz de levage ou être sollicité sous sa forme « biogénique », en tant que molécule intermédiaire, pour produire des carburants de synthèse. Il peut aussi être injecté dans les réseaux de gaz et être converti en méthane *via* le procédé de méthanation. Enfin, il apparaît comme une solution de stockage/déstockage de l'électricité contribuant en cela à une meilleure régulation des systèmes énergétiques. Sur le plan international, l'hydrogène pourrait être utilisé pour transporter l'électricité bas carbone entre les zones à haut potentiel en sources renouvelables et celles à faible potentiel.

³ En effet, la décarbonation des usages interroge notre capacité à couvrir les besoins croissants en électricité pour produire massivement l'hydrogène par voie électrolytique. Quant à la solution de stockage, elle requiert une part significative des énergies renouvelables dans le mélange électrique.

déploiement. Elle interroge également les trajectoires futures de l'hydrogène au regard des politiques énergie-climat qui devraient être mises en œuvre, notamment par référence à leur coût et au financement de la transition énergétique. Dans un premier temps, nous proposerons un cadre d'analyse pour étudier les conditions du déploiement de l'hydrogène vert à l'échelle mondiale. Ensuite, nous présenterons les scénarios énergétiques proposés par le GIEC (2018) et l'évolution associée des sources énergétiques de production de l'hydrogène. Dans un troisième temps, nous évaluerons quelles pourraient être le niveau et la composition de la demande mondiale d'hydrogène à l'horizon 2050.

Le déploiement de la solution hydrogène à l'échelle mondiale : un cadre d'analyse

En 2019, la demande mondiale d'hydrogène s'élève à hauteur de 69 millions de tonnes dans sa forme dite pure et de 48 millions de tonnes en tant que produit joint de processus industriels non dédiés à sa production (Agence Internationale de l'Énergie [AIE], 2019). Dans le présent papier, notre attention porte essentiellement sur l'hydrogène pur⁴, qui représente près de 330 Mtep en termes énergétiques ; une quantité qui est supérieure à ce que consomme la France en énergie primaire chaque année. La plus grande part de cette demande est constituée d'hydrogène noir, gris ou brun selon les appellations. Elle est principalement produite par la combustion des énergies fossiles, parmi lesquelles le gaz naturel (196 Mtep), le charbon (75 Mtep) et le pétrole (2 Mtep). Lorsque le dioxyde de carbone issu de la combustion de ces sources énergétiques est capturé et stocké, on évoque alors l'hydrogène bleu. Cette forme d'hydrogène peut apparaître comme une solution bas carbone. Toutefois, elle ne permet pas de s'affranchir de la dépendance aux énergies fossiles.

Le procédé de production par reformage à la vapeur du méthane est la technologie la plus utilisée aujourd'hui. Elle devance les procédés de

⁴ À cet égard, le papier ne traite pas de l'hydrogène qui peut être produit en utilisant le dioxyde de carbone capturé et stocké. De même, il ne tient pas compte de l'hydrogène dit natif ou blanc qui demeure naturellement présent dans les sous-sols. Enfin, l'hydrogène qui peut être produit par la chaleur issue de l'énergie nucléaire ne fait pas non plus l'objet de la présente analyse.

gazéification qui sollicitent notamment le charbon et la biomasse. Quant à l'électricité employée pour produire de l'hydrogène pur, elle ne représente que 2 Mtep. À ce titre, la forme d'hydrogène produite par électrolyse de l'eau dépend de la manière dont l'électricité est produite. La production d'électricité est issue de différentes sources d'énergie allant des combustibles fossiles aux énergies renouvelables, en passant par l'énergie nucléaire. La production d'hydrogène électrolytique comprend donc les différentes formes d'hydrogène évoquées ci-dessus. Lorsque celui-ci est généré par une électricité carbonée, il s'agit alors d'un hydrogène noir, gris ou brun. Si les technologies de séquestration et de stockage du dioxyde de carbone sont sollicitées, il s'agira alors de l'hydrogène bleu. En revanche, pour les autres sources de production d'électricité, le procédé de l'électrolyse de l'eau engendre de l'hydrogène non carboné. Lorsque l'électricité sollicitée est d'origine renouvelable par référence à l'eau, au vent et au rayonnement solaire, l'hydrogène produit est alors appelé hydrogène vert. En 2019, la demande mondiale d'hydrogène comprend moins de 100 000 tonnes d'hydrogène vert et à peine 400 000 tonnes d'hydrogène bleu. La production actuelle d'hydrogène émet près de 830 millions de tonnes de dioxyde de carbone dans l'atmosphère.

La figure 1 recense les principales forces à l'œuvre aux différentes échelles considérées : celle macroéconomique qui concerne les tendances globales observées et anticipées quant au rythme de croissance de la demande d'énergie ; celle davantage sectorielle portant sur les réalités technico-économiques de la production d'hydrogène.

Le déploiement à grande échelle de l'hydrogène dépend de la demande d'énergie et de son rythme de croissance. Cette force témoigne de l'*effet volume*, par référence aux débouchés et à la taille des marchés considérés. Sur le plan macroéconomique, cet effet peut être interprété comme le produit de l'intensité énergétique de la production globale en biens et services et de l'échelle de l'activité économique, mesurée par le niveau même de cette production. Le déploiement repose aussi sur les dynamiques conjointes d'électrification et de décarbonation de certaines activités ou usages.

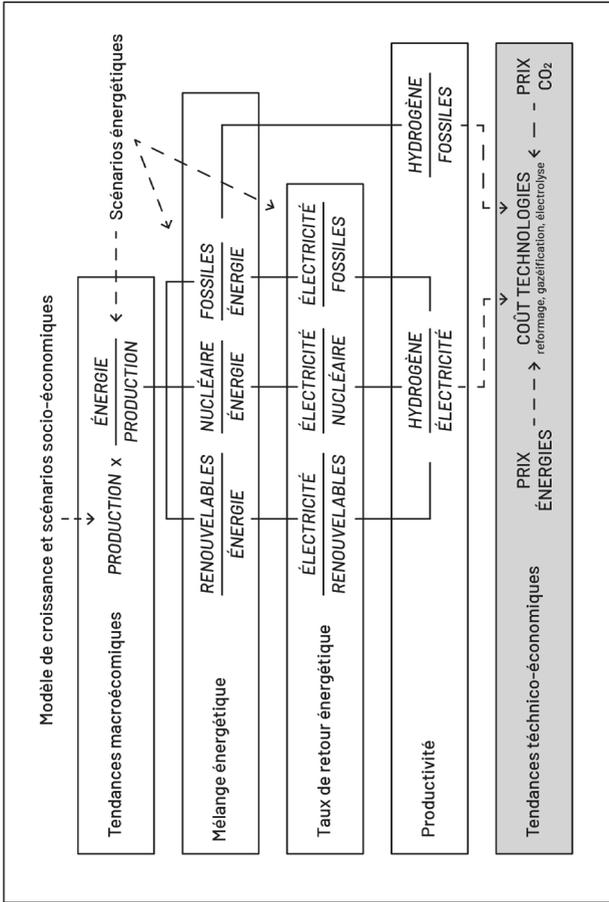


Figure 1 - Le déploiement de l'hydrogène et ses déterminants.

Source : P. Schembri.

Note : les liaisons représentées ne sont pas des relations causales.

Actuellement, le principal levier réside dans la mobilité électrique et la possibilité de dépasser les insuffisances techniques associées à l'usage des batteries. Dans une perspective de plus long terme, à l'horizon 2050, l'hydrogène apparaît comme une solution de stockage de l'électricité contribuant en cela à l'équilibre du système énergétique dominé par les sources énergétiques dites de flux, à l'image des sources renouvelables.

Le déploiement de l'hydrogène dépend aussi du mélange énergétique utilisé et des sources de production de l'électricité. Il s'agit ici de l'*effet composition*. À ce titre, la part des énergies renouvelables dans le mélange énergétique influence de manière notable le développement du marché de l'hydrogène. Sur le plan mondial pour l'année 2018, elle⁵ ne s'élève qu'à hauteur de 5 % du mélange primaire, et seulement 2 % si l'on ne retient que le vent et le rayonnement solaire⁶. Dans le mélange électrique, les sources renouvelables représentent près de 23 % du total, dont 7 % pour le vent et le rayonnement solaire. Enfin, si l'on considère plus largement les énergies non carbonées, le nucléaire ne représente que 10 % du mélange électrique et seulement 5 % de la demande d'énergie primaire. Enfin, l'électricité ne représente qu'à peine 19 % de la consommation d'énergie finale dans le monde. À ce propos, le taux de retour énergétique donne un éclairage original quant au lien entre la composition de la demande d'énergie et l'efficacité des procédés de production de l'hydrogène, notamment lorsque ce dernier est produit à l'aide d'un autre vecteur d'énergie tel que l'électricité. Ce ratio mesure la quantité d'énergie produite rapportée à celle qui a été utilisée pour l'obtenir. En d'autres termes, il s'agit d'une mesure nette de

⁵ Il s'agit de la part des énergies renouvelables hors biomasse. Dans le présent papier, la biomasse n'est pas traitée comme une source de production de l'hydrogène. Aujourd'hui, cette source demeure encore peu présente. De surcroît, les technologies qui lui sont associées révèlent de faibles degrés de maturité et des coûts supérieurs aux procédés électrolytiques sollicitant les autres sources renouvelables. Par ailleurs, le potentiel de production à grande échelle est limité par la disponibilité même d'une biomasse bon marché (AIE, 2019).

⁶ Cf. le graphique « Total Energy Supply (TES) by Source, World 1990-2018 » (Source : *IEA World Energy Balances 2020*), publié sur la page *Data and Statistics* du site de l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) : <https://www.iea.org/data-and-statistics?country=WORLD&fuel=Energy%20supply&indicator=TPESbySource> (consulté le 28/04/2020).

l'énergie disponible qui contribue à quantifier le rendement des systèmes énergétiques utilisés. La manière de définir et de calculer le taux de retour énergétique suscite bon nombre de discussions et les mesures proposées diffèrent grandement selon les sources énergétiques étudiées (Weißbach *et al.*, 2013 ; Raugei, 2013). Selon Fizaine & Court (2015), ce taux devrait atteindre une valeur seuil de 11 pour garantir pareille efficacité et la perspective d'une croissance économique pérenne. Par ailleurs, les sources d'énergies renouvelables ne sauraient actuellement fournir autant d'énergie nette que les ressources fossiles. Durant la transition énergétique vers une électricité d'origine renouvelable, ce taux pourrait fortement baisser à l'horizon 2050 (Fabre, 2019).

Enfin, la question du coût de production est particulièrement importante pour le déploiement de la solution hydrogène, laquelle croise deux réalités. Tout d'abord, celle technologique évoquée par référence à la productivité de l'énergie. Ensuite, la réalité économique qui fait écho au prix de l'énergie et aux différents marchés concernés. Le jeu combiné de ces deux réalités témoigne de l'*effet qualité*, ou encore de l'efficacité des procédés de production utilisés.

Dans le champ de l'électrolyse, les technologies⁷ proposées révèlent des différences en termes de rendement et de coût en capital qui deviennent d'autant plus significatives dans une perspective de long terme. Le coût de production de l'hydrogène électrolytique dépend du prix de l'électricité, de l'efficacité de la conversion énergétique, ainsi que du coût d'investissement et de maintenance des installations. Il dépend aussi du facteur de charge ou encore du nombre d'heures de fonctionnement des électrolyseurs. Ce facteur serait au plus bas entre 3 000 et 6 000 heures de fonctionnement.

⁷ Il s'agit de technologies caractérisées par des degrés divers de maturation dans le cycle de l'innovation. Tout d'abord, l'électrolyse basse température alcaline qui demeure la technologie la plus utilisée aujourd'hui. Viennent ensuite les systèmes d'électrolyse basse température utilisant un électrolyte solide, à l'image de la membrane polymère à échange de protons (PEM). Enfin, l'électrolyse à haute température, par référence aux cellules électrolytiques à oxyde solide (SOECs), qui devrait engendrer un niveau d'efficacité électrique particulièrement élevé. Dans une perspective de plus long terme, on peut évoquer certaines technologies prometteuses fondées sur la photoélectrolyse. Nous pensons notamment au procédé photoélectrochimique de décomposition de l'eau ou encore à la production d'hydrogène par des bactéries modifiées sous l'effet de la lumière du soleil.

Quant au coût en capital, sa valeur varie entre 500 et 900 €/kwh_{H₂} et entre 900 et 1 600 €/kwh_{H₂}, si l'on prend en compte le coût de la séquestration et du stockage du dioxyde de carbone (AIE, 2019).

Un kilo d'hydrogène électrolytique nécessite en moyenne une consommation d'électricité de 50 kWh, avec un rendement supposé de 70 %, ainsi que près de 9 L d'eau (AIE, 2019 ; Commissariat à l'Énergie Atomique et aux Énergies Alternatives [CEA] & Direction Générale de l'Énergie et du Climat [DGEC], 2018). Or un déploiement à grande échelle de l'hydrogène non carboné ne peut être possible que si la consommation d'électricité par kilo d'hydrogène produit diminue de manière significative (Saba *et al.*, 2018). Par ailleurs, la disponibilité en eau et la proximité des sites de production vis-à-vis des sources d'eau peuvent varier fortement selon les contextes. Enfin, le coût de l'hydrogène dépend des usages, lesquels peuvent être intensifs et localisés – notamment dans l'industrie – ou plus diffus, ce qui nécessite alors d'intégrer les coûts de transport et de distribution qui peuvent doubler le prix pour l'utilisateur final (CEA & DGEC, 2018).

Actuellement, les procédés électrolytiques utilisés demeurent plus coûteux que les autres procédés de production. De surcroît, la concurrence technologique et les risques de verrouillage sur des technologies alternatives⁸ sont importants. La production d'hydrogène par liquéfaction révèle un coût unitaire allant de 4 à 8 € (Saba *et al.*, 2018). Les perspectives attendues quant à la baisse de ce coût à l'horizon 2030 pourraient être de l'ordre d'un facteur 2, sachant qu'il a été divisé par 4 entre 2010 et aujourd'hui⁹. Toutefois, cette baisse anticipée conduit à des valeurs demeurant en moyenne supérieures au coût de production des technologies dominantes, telles que celle du reformage dont le coût unitaire se situerait entre 1,5 € et 2 €, et celle de la gazéification du charbon qui révèle en moyenne un coût unitaire de l'ordre de 3 €. Si l'on intègre le coût des technologies

⁸ Parmi les technologies concurrentes, figurent les batteries, le procédé du stockage-pompage hydraulique, les véhicules électriques, les biocarburants et l'électrification de la chaleur à haute température.

⁹ Cette tendance repose sur la baisse observée du coût de l'électrolyse PEM observée depuis 2010, laquelle est reprise dans le *Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique* (CEA & DGEC, 2018), lancé par le ministère de la Transition écologique et solidaire en 2017.

de séquestration et de stockage du carbone, ce coût pourrait connaître une augmentation de l'ordre d'1 € en moyenne. À ce titre, le prix du CO₂ apparaît comme un signal important pour orienter l'arbitrage entre les différentes formes d'hydrogène, notamment entre l'hydrogène bleu et l'hydrogène noir, gris ou brun. Un kilo d'hydrogène produit à partir du gaz naturel émet de l'ordre de 9 kg de dioxyde de carbone, contre près de 20 kg lorsqu'il est produit à partir du charbon (Baykara, 2018). Par conséquent, l'hydrogène bleu deviendrait rentable si le prix de la tonne de dioxyde de carbone s'élève à hauteur de 100 € pour le charbon et de 200 € pour le gaz naturel. Avec des prix plus élevés et une valorisation adaptée des émissions de CO₂ évitées, l'hydrogène vert gagnerait également en compétitivité, sachant que la tarification du carbone influence indirectement celle de l'électricité produite, notamment lorsqu'il s'agit d'une électricité carbonée.

Le prix de l'électricité représente près de 75 % du coût de production de l'hydrogène électrolytique. La prévision de sa tendance reste un exercice difficile, eu égard notamment à la grande complexité de la filière électrique actuelle et des marchés qui lui sont associés. De surcroît, l'hydrogène vert dépend du coût de production de l'électricité d'origine renouvelable dont l'évaluation est fortement discutée. Au demeurant, le coût du procédé de l'électrolyse dépend indirectement du prix des énergies fossiles, notamment celui du gaz naturel utilisé dans le procédé concurrent du reformatage.

L'agenda climatique et le marché de l'hydrogène à l'horizon 2050

Nous allons désormais étudier les différentes trajectoires mondiales futures de l'hydrogène au regard des scénarios énergétiques proposés par le GIEC en 2018 pour respecter l'agenda de l'Accord de Paris sur le climat. Le tableau 1 ci-contre recense les données énergétiques relatives aux quatre scénarios proposés par le GIEC.

Concernant les futures voies potentielles de l'hydrogène à l'échelle mondiale, notre attention porte sur l'évolution de la demande d'énergie, laquelle dépend de celle de l'intensité énergétique de la production et du rythme de l'activité économique ou encore de la croissance économique. Le tableau 2 ci-après met en lumière les trajectoires anticipées de l'*effet volume* par référence à la consommation d'énergie primaire.

L'effet composition est abordé à travers l'évolution du mélange énergétique primaire, de la part de l'électricité dans la demande d'énergie finale et des sources de production de l'électricité. Aujourd'hui, la production électricité mobilise près de 40 % de l'énergie primaire mondiale¹⁰. Le charbon est de loin la première source de production (38 %), suivi par le gaz naturel (23 %). Viennent ensuite les sources énergétiques renouvelables (23 %) – principalement dominées par l'eau (16 %) –, puis l'uranium (10 %)¹¹. Le tableau 3 ci-après présente l'évolution supposée des sources énergétiques utilisées pour produire l'hydrogène et de leur part relative dans le mélange primaire.

Scénarios	P1	P2	P3	P4
Charbon	-97 %	-77 %	-73 %	-97 %
Pétrole	-87 %	-50 %	-81 %	-32 %
Gaz naturel	-74 %	-53 %	+21 %	-48 %
Énergie nucléaire	+150 %	+98 %	+501 %	+468 %
Part des renouvelables dans la production d'électricité	77%	81 %	63 %	70 %
Biomasse	-16 %	+49 %	+121 %	+418 %
Énergies renouvelables non issues de la biomasse	+833 %	+1 327 %	+878 %	+1 137 %
Stockage cumulé de CO ₂ jusqu'en 2100	0	348	687	1 218

Tableau 1 – Scénarios énergétiques du GIEC à l'horizon 2050 pour limiter le réchauffement climatique à +1,5 °C.

Source : rapport du GIEC (2018).

Note : les pourcentages concernent l'année 2050.

Les signes +/- désignent des hausses ou des baisses par rapport à l'année 2010.

¹⁰ Ce qui représente près de 65 % du charbon consommé dans le monde, la totalité de l'uranium extrait et 30 % des sources renouvelables collectées.

¹¹ Cf. le graphique « Total Energy Supply (TES) by Source, World 1990-2018 » (Source : IEA World Energy Balances 2020), publié sur la page Data and Statistics du site de l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) : <https://www.iea.org/data-and-statistics?country=WORLD&fuel=Electricity%20and%20heat&indicator=ElecGenByFuel> (consulté le 30/04/2020).

Scénarios	P1		P2		P3		P4	
	2030	2050	2030	2050	2030	2050	2030	2050
Demande d'énergie	0,75 (-25 %)	0,59 (-41 %)	0,93 (-7 %)	1,00 (0 %)	1,03 (+3 %)	1,21 (+21 %)	1,28 (+28 %)	1,52 (+52 %)
Intensité énergétique	0,416 (-59 %)	0,194 (-81 %)	0,516 (-49 %)	0,33 (-67 %)	0,59 (-41 %)	0,4 (-60 %)	0,621 (-38 %)	0,352 (-65 %)
Production	1,8 (+80 %)	3,03 (+203 %)	1,8 (+80 %)	3,03 (+203 %)	1,74 (+74 %)	3 (+200 %)	2,06 (+106 %)	4,31 (+331 %)

Tableau 2 – L'évolution de la consommation d'énergie primaire par rapport à 2010 selon les scénarios.

Source : calculs de P. Schembri, d'après Riahi *et al.* (2016), Peters *et al.* (2017) et le rapport du GIEC (2018).

Note : facteurs de croissance 2050/2010 et % de croissance. Les données relatives à la production sont issues des projections de Riahi *et al.* (2016) concernant les scénarios socio-économiques utilisés par le GIEC¹². Les mesures d'intensité énergétique¹³ ont été calculées en prenant le scénario socio-économique SSP1 pour les scénarios énergétiques P1 et P2, SSP2 pour P3 et SSP5 pour P4.

¹² Les scénarios socio-économiques utilisés dans la présente analyse, lesquels sont évoqués sous l'acronyme SSP par référence à l'expression anglaise *Shared Socio-economic Pathways*, s'inscrivent dans les travaux du GIEC. Ils ont été construits dans le cadre d'une démarche collective visant à croiser les différents modèles économiques sollicités pour définir des futurs plausibles en lien avec les scénarios de concentration en gaz à effet de serre et de forçage radiatif qui avaient été proposés dans le cinquième rapport du GIEC publié en 2014. Ces scénarios sont au nombre de 5. Nous en avons retenu trois : le scénario SSP1 qui trace la « route vers la soutenabilité », le scénario SSP2 situé « au milieu du chemin » qui prolonge dans le futur la tendance passée récente, et le scénario SSP5 qui propose la voie d'un « développement carboné ».

¹³ Dans l'analyse proposée, l'intensité énergétique de la production apparaît comme l'un des principaux leviers pour diminuer les émissions de dioxyde de carbone à l'horizon 2050. Sa diminution souhaitée témoigne d'une certaine efficacité quant à l'usage de l'énergie. Elle est généralement approchée par des améliorations d'ordre technologique. Parmi les autres leviers, le changement des comportements de consommation ne saurait être éludé. Cependant, il s'inscrit souvent dans des temporalités longues et peut révéler des problèmes d'arbitrage entre le développement économique et l'urgence climatique (GIEC, 2018).

Sources énergétiques		Part dans le mélange primaire		Sources énergétiques		Part dans le mélange primaire	
		2030	2050			2030	2050
Gaz	P1	0,99	0,07	Fossiles	P1	0,69	0,03
	P2	0,86	0,09		P2	0,74	0,07
	P3	1,29	0,54		P3	0,79	0,17
	P4	1,07	0,23		P4	0,97	0,23
Pétrole	P1	0,83	0,03	Nucléaire	P1	2,11	1,93
	P2	0,94	0,1		P2	1,97	1,01
	P3	0,94	0,05		P3	1,92	4,79
	P4	1,45	0,42		P4	1,61	4,90
Charbon	P1	0,29	0,002	Renouvelables	P1	7,02	28,13
	P2	0,42	0,02		P2	6,15	28,34
	P3	0,24	0,02		P3	4,03	17,23
	P4	0,32	0,003		P4	1,64	11,90

Tableau 3 – L'évolution du mélange énergétique primaire par source d'énergie.

Source : calculs de P. Schembri sur la base du rapport du GIEC (2018).

Note : les valeurs désignent des facteurs de croissance prenant pour année de base 2010. Un facteur de croissance égal à 2 indique que la valeur mesurée en 2030 ou 2050 représente le double (deux fois) de celle observée en 2010. Le terme « fossiles » recense l'ensemble des sources énergétiques carbonées.

Enfin, concernant l'*effet qualité*, le coût de l'électrolyse devrait baisser *via* une amélioration de la productivité de l'électricité et une baisse de son prix. L'AIE (2019) anticipe un fléchissement de ce coût de près de 30 % à l'horizon 2030, par l'effet conjoint de la baisse du coût des énergies renouvelables et de l'augmentation de la demande d'hydrogène. Concernant les gains de productivité attendus, le facteur de croissance souhaité devrait être supérieur à 5.

Par ailleurs, le coût en capital devrait diminuer consécutivement à l'innovation technologique et aux économies d'échelle dans les processus de production des électrolyseurs. Les effets d'échelle attendus devraient engendrer une baisse de 20 % à 40 % de ce coût selon les technologies sollicitées. Cette baisse dépend aussi du nombre d'heures de charge des électrolyseurs. À cet égard, le facteur de charge peut varier selon les modes de fonctionnement sollicités, lesquels renvoient à des enjeux techniques et économiques fort différents (Réseaux de Transport de l'Électricité [RTE], 2020). Lorsque les électrolyseurs sont sollicités toute l'année, en régime de base, l'attention doit porter sur le prix de l'électricité et celui du dioxyde de carbone. Lorsque le régime de fonctionnement privilégie les périodes dites de surplus renouvelable,

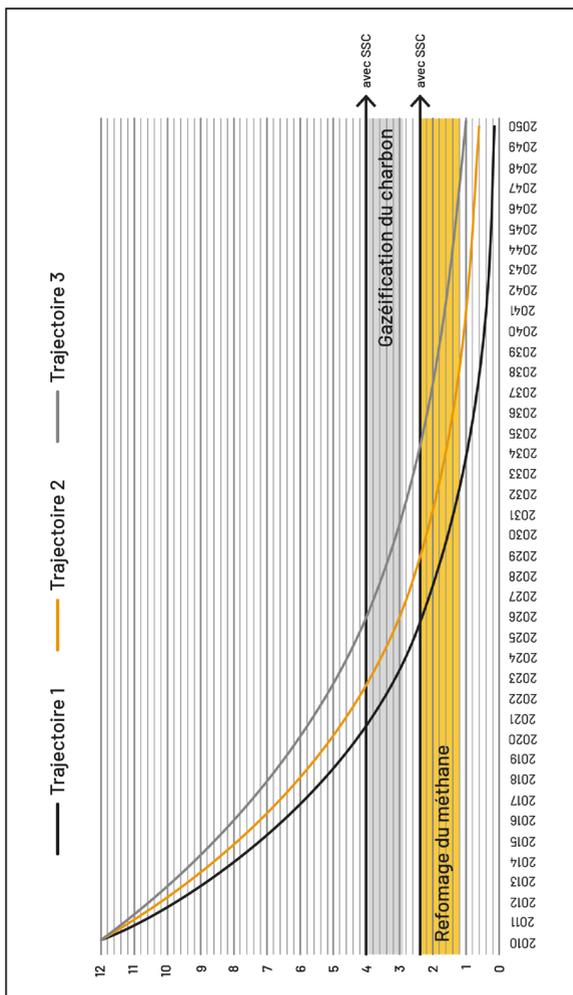
caractérisées par un bas prix de l'électricité, l'attention doit alors porter sur le coût des électrolyseurs et la taille du parc qui devra alors être surdimensionné pour permettre la pleine régulation du système électrique.

Lexigence de compétitivité du procédé électrolytique devrait conduire à une amélioration soutenue du rendement de manière à converger rapidement vers le coût du procédé de production par vaporeformage. À ce titre, dans une étude publiée en 2018, Morgan Stanley Research anticipe une baisse du coût de production de l'ordre d'un facteur 10 à l'horizon 2050, supposant une augmentation significative à l'échelle mondiale de l'offre d'électricité d'origine renouvelable. En 2050, l'hydrogène pourrait alors représenter près de 18 % de la demande finale d'énergie contre seulement 2 % aujourd'hui, avec un marché d'une valeur globale de près de 2 500 milliards de dollars. Partant d'une valeur moyenne de l'ordre de 12 € en 2010¹⁴, le coût unitaire devrait atteindre 1,5 € à l'horizon 2030 et converger vers un montant bien inférieur à 1 € en 2050. Pour un niveau donné du prix de l'électricité, cela suppose de forts gains de productivité de l'ordre d'un facteur 8 entre 2010 et 2030, puis d'un facteur 10 sur la seconde sous-période (2030-2050). Nous retrouvons dans cette première trajectoire l'anticipation proposée par Morgan Stanley Research (2018).

La deuxième trajectoire du coût de production repose sur les hypothèses proposées par l'AIE (2019). La dynamique de convergence devrait être plus lente avec un coût unitaire de l'ordre de 2 € en 2030, avant d'atteindre une valeur inférieure à 1 € à l'horizon 2050. Le facteur de croissance serait supérieur à 5 pour la première sous-période, puis de l'ordre de 4 sur la seconde. Enfin, une troisième trajectoire « au fil de l'eau » est proposée, qui suppose l'absence de changements notables sur la prochaine décennie, de sorte que le facteur de croissance ne serait que de l'ordre respectivement de 4, puis de 3. Le coût unitaire de production atteindrait la valeur de 1 € en 2050. Le graphique 1 ci-contre présente les trois trajectoires, ainsi que les valeurs seuil correspondant au coût unitaire des procédés de production concurrents et des technologies de séquestration et de stockage du CO₂¹⁵ (SSC).

¹⁴ Cf. Étienne Beeker (2014), pour France Stratégie.

¹⁵ Dans la présente analyse, nous ne tenons pas compte de l'évolution des gains de productivité pour les technologies du vaporeformage et de la gazéification du charbon sur la période considérée. Il en est de même pour les technologies de séquestration et de stockage du carbone.



Graphique 1 – La trajectoire du coût unitaire de production par électrolyse à l'horizon 2050.

Source : P. Schembri.

Note : l'acronyme SSC renvoie aux technologies de séquestration et de stockage du carbone. Les flèches correspondantes désignent le coût unitaire de production augmenté du coût de ces technologies.

Les projections énergétiques qui sont proposées par le GIEC à l'horizon 2050 anticipent une présence plus ou moins significative des énergies fossiles dans le mélange énergétique mondial, notamment lorsqu'il s'agit du gaz naturel. Durant la phase de transition, l'hydrogène bleu pourrait donc aider au titre d'une étape intermédiaire en utilisant l'infrastructure gazière actuelle. Il pourrait apparaître comme une solution de moyen terme importante pour répondre au problème de la variabilité des sources renouvelables. Peut-on alors traiter l'option gaz dans la seule perspective de passer de l'hydrogène bleu à l'hydrogène vert ? S'agirait-il de considérer à la fois le gaz naturel et l'électricité comme sources complémentaires de production de l'hydrogène ? Les politiques climatiques peuvent-elles justifier le développement du gaz naturel dans la transition énergétique¹⁶ ? Le développement de l'hydrogène bleu nécessite d'investir dans des gazoducs pour son transport à grande échelle. De plus, le déploiement de l'hydrogène vert repose sur l'abondance d'électricité d'origine renouvelable, non celle du gaz naturel. Si l'on reprend l'agenda proposé dans le cadre de l'Accord de Paris sur le climat, il s'agirait plutôt de procéder à un désinvestissement dans le secteur des énergies fossiles¹⁷. La production et l'utilisation de l'hydrogène bleu ne devraient donc pas être prioritaires par rapport à l'hydrogène d'origine renouvelable. Cela pourrait retarder la réalisation des objectifs en matière d'énergie et de climat aux horizons 2030, puis 2050. Enfin, même si les technologies de séquestration et de stockage du

¹⁶ Depuis la fin des années 2000, les États-Unis substituent du gaz de schiste au charbon pour produire l'électricité. Ce changement explique pour une part certaine la baisse des émissions de dioxyde de carbone dans ce pays sur la dernière décennie. Le gaz naturel de schiste peut révéler des atouts intéressants quant à sa disponibilité dans le monde et son empreinte carbone plus faible au regard des autres sources fossiles. Toutefois, son extraction engendre d'importants dommages à l'échelle locale. De surcroît, son exploitation massive peut engendrer un risque de verrouillage technologique et des effets de fuite de carbone en cas d'asymétrie des politiques climatiques entre les pays. En France, la loi Jacob (loi n° 2°11-835 du 13 juillet 2011 visant à interdire l'exploration et l'exploitation des mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux par fracturation hydraulique et à abroger les permis exclusifs de recherche comportant des projets ayant recours à cette technique) interdit la pratique de la fracturation hydraulique pour extraire le gaz de schiste.

¹⁷ À ce titre, l'incitation à désinvestir nécessite une valorisation économique appropriée des ressources fossiles laissées sous terre qui s'apparentent alors à des actifs « bloqués » pour les entreprises du secteur.

carbone existant, la question relative à la gestion du dioxyde de carbone en lien avec cette forme d'hydrogène est importante¹⁸. Reprenant la littérature récente, près de 70 % des énergies fossiles utilisées en 2050, notamment dans la production d'électricité, seraient associées aux technologies dites de captage et de stockage (Alazard-Toux *et al.*, 2016). Cette part ne serait que de 5 % en 2030, témoignant en cela d'une dynamique de maturation et de diffusion technologiques qui devrait s'accélérer après 2030.

Les trajectoires simulées de la demande totale d'hydrogène soulignent l'importance du rythme supposé de la croissance économique et de la vitesse de pénétration des énergies renouvelables afin de compenser les tensions à la baisse initiées par la décarbonation du mélange énergétique et la maîtrise de la demande d'énergie. En d'autres termes, la forte baisse des énergies fossiles et l'exigence de sobriété énergétique pourraient avoir un impact négatif à long terme sur le secteur de l'hydrogène, si l'on n'entrevoit pas de changements notables quant aux gains de productivité dans les technologies alternatives de production, mais également sur le plan de la tarification carbone et de son évolution dans le temps.

Reprenant la première trajectoire du coût unitaire de production, les scénarios énergétiques du GIEC (2018) proposent une augmentation plus ou moins significative de la demande d'hydrogène à l'horizon 2050, allant d'un facteur de croissance de l'ordre de 1,8 à 3 par rapport à 2010, avec une accélération notable à partir de 2030 (cf. Annexe 1). Toutefois, les scénarios proposés engendrent des écarts plus ou moins importants concernant le niveau, la composition de l'hydrogène produit et la trajectoire de croissance. Concernant le scénario P1, le niveau baisse sur la décennie 2030-2040, avant de connaître une faible reprise. Cette diminution témoigne de l'importance de l'effet volume initié par la baisse significative de la demande d'énergie et d'un effet composition caractérisé par la forte diminution de la part des énergies fossiles, notamment du gaz naturel (passant de 21 % en 2030 à 9 % en 2050), dans le mélange énergétique primaire. La dynamique de reprise observée après 2040 résulte de la part des énergies renouvelables qui devient alors particulièrement significative ; l'hydrogène vert représente près de 24 % de la demande totale d'hydrogène

¹⁸ Pour une lecture critique des technologies de séquestration et de stockage du carbone, Cf. Finon & Damian (2011).

en 2040 pour atteindre 64 % en 2050. Le scénario P2 connaît une trajectoire similaire à celle du premier scénario, avec une accélération plus importante à partir de 2040 et un facteur de croissance à hauteur de 2,7 entre 2010 et 2050. C'est l'effet composition qui permet la croissance à l'horizon 2050. La part du gaz naturel dans le mélange énergétique reste stable jusqu'en 2030. Quant à celle des énergies renouvelables, elle augmente de manière notable sur la période 2030-2050, représentant près de 45 % de l'approvisionnement en énergies primaires en 2050.

Parmi les scénarios énergétiques proposés, le scénario P3 semble le plus prometteur avec une augmentation assez régulière de la demande d'hydrogène, qui devrait tripler à l'horizon 2050 par rapport à son niveau de 2010. L'effet composition demeure tout aussi important. Il témoigne notamment d'une hausse de la part du gaz naturel dans le mélange énergétique à l'horizon 2030. Cette part représente encore près de 21 % de la consommation d'énergie primaire en 2050. L'énergie nucléaire est également importante, laquelle représente près du quart de la demande d'énergie en 2050. Enfin, le scénario P4 n'est pas aussi performant que le précédent, malgré une augmentation régulière de la demande d'énergie sur toute la période considérée. Cet effet d'échelle croissant ne permet pas de compenser l'effet composition engendré par la forte baisse du gaz naturel dans le mélange énergétique à partir de 2030 pour atteindre 7 % du total en 2050, alors que les énergies renouvelables n'augmentent que très lentement pour atteindre un niveau similaire à celui relevé dans le scénario P3.

Dans les différents scénarios proposés, la contribution de l'électricité à la production d'hydrogène représente entre 60 et 80 % du total en 2050, contre seulement 6 à 8 % en 2030. Quant à l'hydrogène vert, son importance relative serait de l'ordre de 40 à 60 % à l'horizon 2050, et de 2 à 5 % en 2030. Si l'on considère la part de l'hydrogène bleu pour les scénarios concernés, elle se situerait entre 20 et 40 % en 2050 contre 6 % en 2030. Par conséquent, les effets volume et composition qui ont trait au futur de l'hydrogène deviennent véritablement significatifs à partir de 2030. À ce titre, la croissance du marché mondial de l'hydrogène nécessite une diminution à la fois rapide et importante du coût unitaire de production, qui devrait atteindre une valeur proche de 1 € dès 2030. Par ailleurs,

dans les différents scénarios proposés, les niveaux observés en 2050 sont bien inférieurs à ceux anticipés par Morgan Stanley Research (2018) qui situait la demande d'hydrogène à hauteur de 18 % de la consommation énergétique finale. Sachant que pareille consommation devrait être différente selon les scénarios énergétiques proposés¹⁹, le marché mondial de l'hydrogène pourrait aller de 217 Mt (soit 3,6 fois le niveau de 2010) à près de 460 Mt (soit 7,6 fois le niveau de 2010). Or nous en sommes bien loin. Enfin, une baisse plus lente du coût de production ne permettrait pas le déploiement à grande échelle de la solution hydrogène (Cf. Annexes 2 et 3). La demande mondiale atteindrait alors un pic sur la période 2030-2040, qui serait suivi d'une baisse plus ou moins significative pour l'ensemble des scénarios jusqu'en 2050, à l'exception du scénario P3 qui propose des facteurs de croissance à l'horizon 2050 allant de 1,4 à 1,6. Pour les autres scénarios, la baisse de la demande à partir de 2040 peut être plus ou moins significative ; elle serait de l'ordre de 20 à 40 % par rapport à 2010 pour le scénario P1.

Conclusion

Le niveau et la trajectoire du coût de production de l'hydrogène électrolytique apparaissent comme des facteurs tout aussi importants que l'effet volume engendré par la demande d'énergie et son rythme de croissance. Au regard des formes dites décarbonées de ce dernier, c'est la demande d'électricité et son évolution qui doit attirer l'attention²⁰, en plus de ses conditions de production. À ce titre, ces mêmes scénarios soulignent les conditions selon lesquelles les industries liées à l'hydrogène pourraient atteindre les objectifs de l'Accord de Paris en matière de réduction des émissions de dioxyde de carbone. Ces conditions dépendent de la dimi-

¹⁹ Reprenant à la fois le niveau de la demande finale d'énergie en 2010 et son rythme de croissance supposé à l'horizon 2050, le niveau anticipé devrait aller de 6 149 à 13 023 Mtep selon les scénarios. De plus, les différents niveaux d'hydrogène qui sont évoqués renvoient à la forme dite pure, laquelle représente aujourd'hui près de 60 % de la production totale. Ce pourcentage pourrait évoluer dans l'avenir.

²⁰ En France, la demande d'électricité révèle une stabilité depuis plusieurs années qui limite les possibilités en matière d'investissement dans la filière électrique (Hansen & Percebois, 2017).

nution supposée des coûts de production d'hydrogène et de l'expansion des marchés concernés grâce à la croissance économique et à l'évolution de la composition du mélange électrique²¹. Toute croissance ralentie de la production réduirait la demande pour ces industries.

Toutefois, pour certaines technologies génératrices d'hydrogène telles que le réformage à la vapeur et l'électrolyse, il est important de considérer la dynamique future à la fois du prix des combustibles fossiles et de l'approvisionnement en électricité. La croissance économique influence la consommation d'énergie et la demande associée de combustibles fossiles et d'énergies renouvelables ; ce sont des incitations importantes pour le développement de l'industrie de l'hydrogène. Cependant, l'évolution future du prix de l'électricité reste encore incertaine. Les opérateurs d'électrolyse sont également des clients qui participent directement et activement aux marchés de l'électricité, sur la base de cadres réglementaires régional ou national qui évoluent rapidement. Comme le prix de l'électricité est profondément influencé par les décisions politiques ainsi que par la mise en œuvre d'instruments économiques pour transformer les systèmes électriques vers la durabilité, il est difficile d'en prévoir l'évolution à long terme.

Dans ce contexte, la régulation économique à travers les politiques énergétiques et climatiques joue un rôle essentiel pour orienter et financer les investissements nécessaires à la promotion de l'hydrogène vert. Dans cet ordre d'idée, l'approvisionnement en électricité apparaît comme un déterminant important du coût de réduction des émissions de dioxyde de carbone. Toutefois, la rentabilité de ces investissements dépend aussi de la manière dont on anticipe le risque de futurs verrouillages technologiques. Certaines solutions jugées efficaces aujourd'hui, pourraient s'avérer inefficaces dans l'avenir. Par conséquent, la complémentarité recherchée entre l'électricité bas carbone et l'hydrogène vert nécessite de penser de manière circulaire la causalité entre les marchés de l'hydrogène et les marchés de l'énergie produite par des sources renouvelables.

²¹ Dans notre analyse, il est supposé que les taux de retour énergétique ne connaissent pas de changements notables sur la période considérée. Les incertitudes quant à leur évolution et les questions de mesure rendent particulièrement difficile la simulation de leur trajectoire.

Références bibliographiques

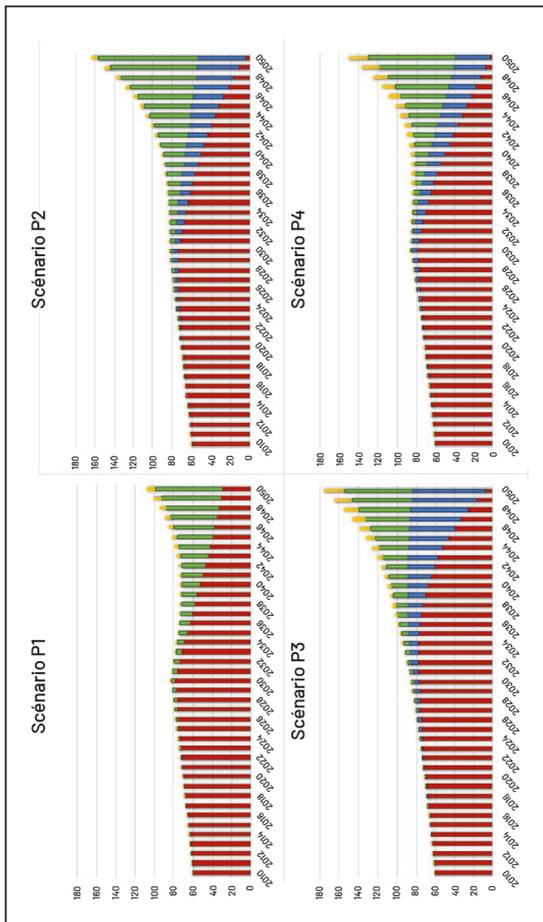
- AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE (AIE), 2019. *The Future of Hydrogen: Seizing Today's Opportunities*, Rapport pour le G20 et le Japon [En ligne], juin. Mis en ligne en juin 2019 (consulté le 14/04/2021). URL : <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>
- ALAZARD-TOUX Nathalie, Criqui Patrick, Devezeaux de Lavergne Jean-Guy, Berthomieu Roland, Chevallet Laetitia, Gentier Sylvie, Hache Emmanuel, Le Net Elisabeth, Menanteau Philippe & Thais Françoise, 2016. « Technologies bas carbone et trajectoires de décarbonation profonde, l'analyse de l'ANCRE », *La Revue de l'Énergie* [En ligne], 630 (mars-avril), p. 138-153. Consulté le 14/04/2021. URL : <https://www.larevuedelenergie.com/technologies-bas-carbone-et-trajectoires-de-decarbonation-profonde-lanalyse-de-lancre/>
- BAYKARA Sema Z., 2018. « Hydrogen: A Brief Overview on its Sources, Production and Environmental Impact », *International Journal of Hydrogen Energy* [En ligne], 43 (23), p. 10605-10614. Mis en ligne le 05/03/2018 (consulté le 14/04/2021). DOI : 10.1016/j.ijhydene.2018.02.022
- BEEKER Étienne, 2014. *Y a-t-il une place pour l'hydrogène dans la transition énergétique ?*, Note d'analyse [En ligne], France Stratégie. Mis en ligne le 26/08/2014 (consultée le 14/04/2021). URL : <https://www.strategie.gouv.fr/publications/y-t-une-place-lhydrogene-transition-energetique>
- COMMISSARIAT À L'ÉNERGIE ATOMIQUE ET AUX ÉNERGIES ALTERNATIVES (CEA) & DIRECTION GÉNÉRALE DE L'ÉNERGIE ET DU CLIMAT (DGEC), 2018. *Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique*, Rapport [En ligne]. Mis en ligne le 01/06/2018 (consulté le 14/04/2021). URL : <https://www.ecologie.gouv.fr/dossier-presse-plan-deploiement-lhydrogene-transition-energetique>
- COMMISSION EUROPÉENNE, 2020. *A hydrogen Strategy for a Climate-Neutral Europe*, Communication [En ligne], COM (2020) 301 final (juillet). Mise en ligne le 08/07/2020 (consultée le 14/04/2021). URL : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52020DC0301>
- EMONTS Bernd, REUSS Markus, STENZEL Peter, WELDER Lara, KNICKER Felix, GRUBE Thomas, GÖRNER Klaus, ROBINIUS Martin & STOLTEN Detlef, 2019. « Flexible Sector Coupling with Hydrogen: A Climate-Friendly Fuel Supply for Road Transport », *International Journal of Hydrogen Energy* [En ligne], 44 (26), p. 12918-12930. Mis en ligne le 15/04/2019 (consulté le 13/04/2021). DOI : 10.1016/j.ijhydene.2019.03.183

- FABRE Adrien, 2019. « Evolution of EROIs of Electricity until 2050: Estimation and Implications on Prices », *Ecological Economics* [En ligne], 164, 106351. Mis en ligne le 20/06/2019 (consulté le 14/04/2021). DOI : 10.1016/j.ecolecon.2019.06.006
- FINON Dominique & DAMIAN Michel, 2011, « Le captage et le stockage du carbone, entre nécessité et réalisme », *Natures Sciences Sociétés* [En ligne], 19 (1), p. 56-61. Mis en ligne le 01/01/2012 (consulté le 14/04/2021). URL : <https://www.cairn.info/revue-natures-sciences-societes-2011-1-page-56.htm>
- FIZAINÉ Florian & COURT Victor, 2015. « Renewable Electricity Producing Technologies and Metal Depletion: A Sensitivity Analysis Using the EROI », *Ecological Economics* [En ligne], 110, p. 106-118. Mis en ligne le 13/01/2015 (consulté le 14/04/2021). DOI : 10.1016/j.ecolecon.2014.12.001
- GRUPE D'EXPERTS INTERGOUVERNEMENTAL SUR L'ÉVOLUTION DU CLIMAT (GIEC), 2018. *Réchauffement planétaire de 1,5 °C*, Rapport spécial [En ligne]. Consulté le 14/04/2021. URL : <https://www.ipcc.ch/sr15/>
- HANSEN Jean-Pierre & PERCEBOIS Jacques, 2017, *Transition(s) électrique(s) : ce que l'Europe et les marchés n'ont pas su vous dire*, Odile Jacob, Paris.
- MORGAN STANLEY RESEARCH, 2018. *Could Green Hydrogen Fuel a Reduced-Carbon World?*, Rapport.
- PETERS Glen P., ANDREW Robbie M., CANADELL Josep G., FUSS Sabine, JACKSON Robert B., KORSBAKKEN Jan Ivar, LE QUÉRÉ Corinne & NAKICENOVIC Nebojsa, 2017. « Key Indicators to Track Current Progress and Future Ambition of the Paris Agreement », *Nature Climate Change* [En ligne], 7 (2), p. 118-122. Mis en ligne le 30/01/2017 (consulté le 14/04/2021). DOI : 10.1038/nclimate3202
- RAUGEI Marco, 2013. « Comments on “Energy Intensities, EROIs (Energy Returned On Invested), and Energy Payback Times of Electricity Generating Power Plants”: Making Clear of Quite Some Confusion », *Energy* [En ligne], 59, p. 781-782. Mis en ligne le 14/08/2013 (consulté le 14/04/2021). DOI : 10.1016/j.energy.2013.07.032
- RÉSEAUX DE TRANSPORT DE L'ÉLECTRICITÉ (RTE), 2020. *La transition vers un hydrogène bas carbone. Atouts et enjeux pour le système électrique à l'horizon 2030-2035*, Principaux résultats [En ligne], janvier. Consulté le 14/04/2021. URL : https://www.connaissancedesenergies.org/sites/default/files/pdf-actualites/Rapport_hydrogene-pdf.pdf

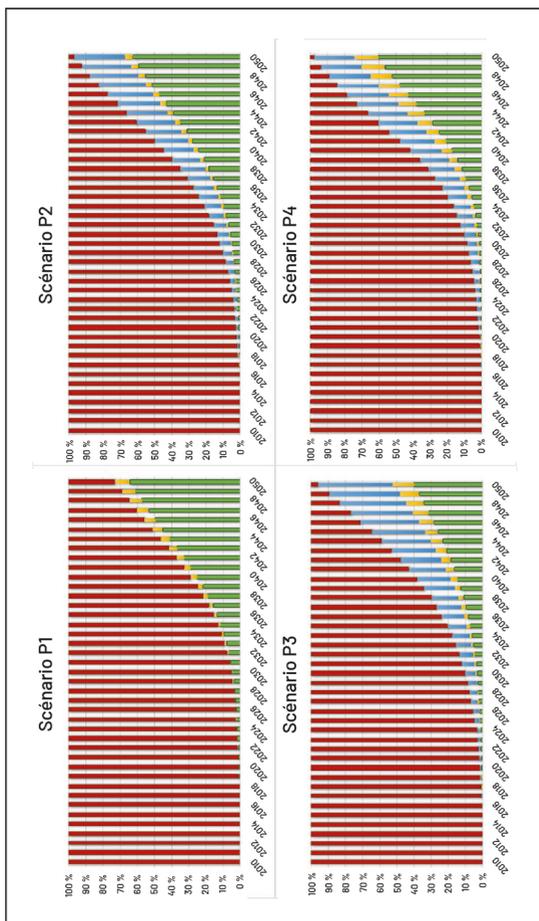
- RIAHI Keywan, VAN VUUREN Detlef P., KRIEGLER Elmar, EDMONDS Jae, O'NEILL Brian C., FUJIMORI Shinichiro, BAUER Nico, CALVIN Katherine, DELLINK Rob, FRICKO Oliver, LUTZ Wolfgang, POPP Alexander, CUARESMA Jesús Crespo, KC Samir, LEIMBACH Marian, JIANG Leiwen, KRAM Tom, RAO Shilpa, EMMERLING Johannes, EBI Kristie, HASEGAWA Tomoko, HAVLIK Petr, HUMPENÖDER Florian, ALELUIA DA SILVA Lara, SMITH Steve, STEHFEST Elke, BOSETTI Valentina, EOM Jiyond, GERNAAT David, MASUI Toshihiko, ROGELJ Joeri, STREFLER Jessica, DROUET Laurent, KREY Volker, LUDERER Gunnar, HARMSSEN Mathijs, TAKAHASHI Kiyoshi, BAUMSTARK Lavinia, DOELMAN Jonathan C., KAINUMA Mikiko, KLIMONT Zbigniew, MARANGONI Giacomo, LOTZE-CAMPEN Hermann, OBERSTEINER Michael, TABEAU Andrzej & TAVONI Massimo, 2016. « The Shared Socioeconomic Pathways and Their Energy, Land Use, and Greenhouse Gas Emissions Implications: An Overview », *Global Environmental Change* [En ligne], 42, p. 153-168. Mis en ligne le 09/09/2016 (consulté le 14/04/2021). DOI : 10.1016/j.gloenvcha.2016.05.009
- SABA Sayed M., MÜLLER Martin, ROBINIUS Martin & STOLTEN Detlef, 2018. « The Investment Cost of Electrolysis: A Comparison of Cost Studies from the Past 30 Years », *International Journal of Hydrogen Energy* [En ligne], 43 (3), p. 1209-1223. Mis en ligne le 11/12/2017 (consulté le 14/04/2021). DOI : 10.1016/j.ijhydene.2017.11.115
- WEISSBACH Daniel, RUPRECHT Götz, HUKÉ Armin, CZERSKI Konrad, GOTTLIEB Stephan & HUSSEIN Ahmed H., 2013. « Energy Intensities, EROIs (Energy Returned On Invested), and Energy Payback Times of Electricity Generating Power Plants », *Energy* [En ligne], 52, p. 210-221. Mis en ligne le 13/03/2013 (consulté le 14/04/2021). DOI : 10.1016/j.energy.2013.01.029

Annexes

Annexe 1 : Déploiement de l'hydrogène et trajectoire anticipée du coût unitaire de production par électrolyse selon Morgan Stanley Research (2018)



Graphiques A – Demande mondiale d'hydrogène (Mt).
Source : P. Schembri.

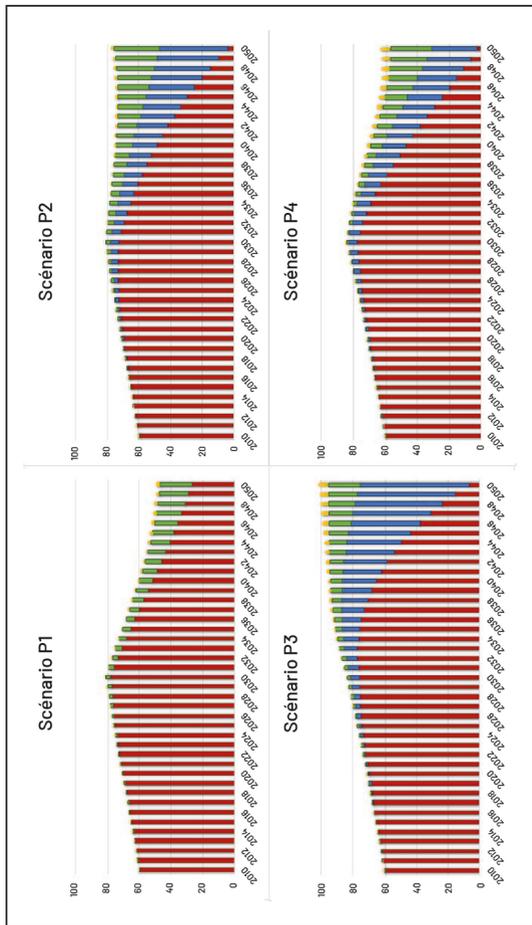


Graphiques B – Composition de l'hydrogène (%).

Source : P. Schembri.

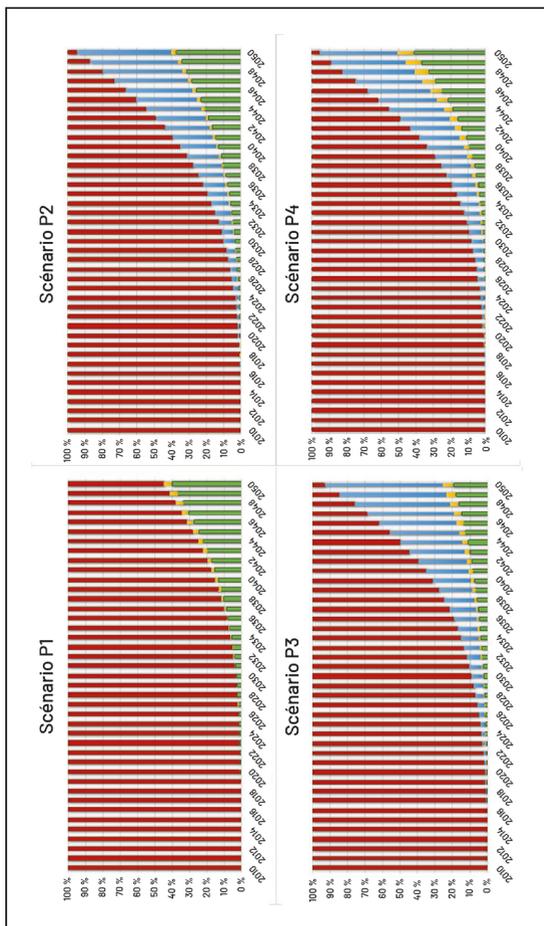
Note : en brun l'hydrogène d'origine fossile, en jaune l'hydrogène par électricité d'origine nucléaire, en vert l'hydrogène d'origine renouvelable, en bleu l'hydrogène d'origine fossile avec captage et stockage du carbone.

Annexe 2 : Déploiement de l'hydrogène et trajectoire anticipée du coût unitaire de production par électrolyse selon l'Agence Internationale de l'Énergie (2019)



Graphiques C – Demande mondiale d'hydrogène (Mt).

Source : P. Schembri.

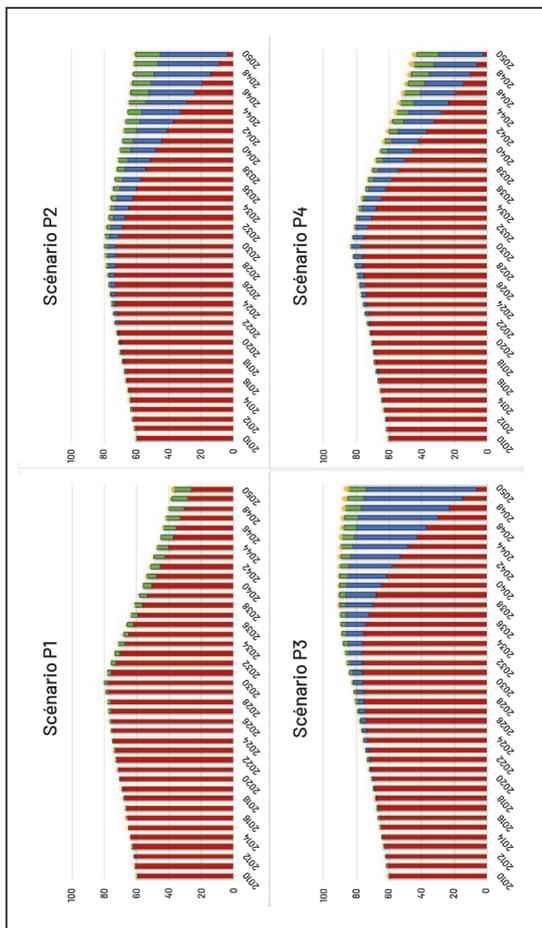


Graphiques D – Composition de l'hydrogène (%).

Source : P. Schembri.

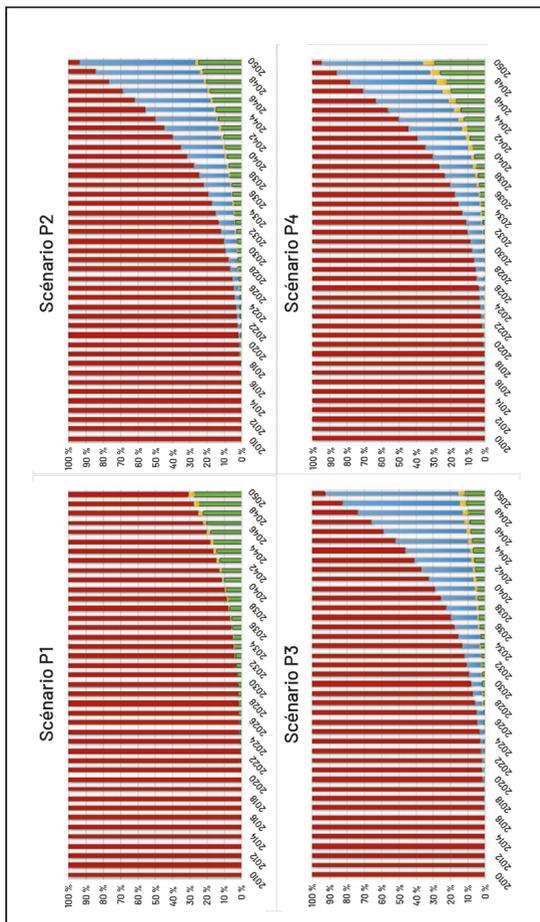
Note : en brun l'hydrogène d'origine fossile, en jaune l'hydrogène par électricité d'origine nucléaire, en vert l'hydrogène d'origine renouvelable, en bleu l'hydrogène d'origine fossile avec captage et stockage du carbone.

**Annexe 3 : Déploiement de l'hydrogène et troisième trajectoire « au fil de l'eau »
du coût unitaire de production par électrolyse.**



Graphiques E – Demande mondiale d'hydrogène (Mt).

Source : P. Schembri.



Graphiques F – Composition de l'hydrogène (%).

Source : P. Schembri.

Note : en brun l'hydrogène d'origine fossile, en jaune l'hydrogène par électricité d'origine nucléaire, en vert l'hydrogène d'origine renouvelable, en bleu l'hydrogène d'origine fossile avec captage et stockage du carbone.

ÉNERGIES « NOUVELLES » ET SOCIÉTÉ

LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE ACTUELLE

À LA CROISÉE DES CHEMINS ET DES SAVOIRS

Les mutations importantes imposées par l'urgence climatique, la digitalisation accélérée des activités économiques et la crise sanitaire interrogent la manière dont on comprend le monde et ses évolutions. À ce titre, l'énergie demeure au centre des débats sur l'avenir des sociétés. Les deux derniers siècles ont été marqués par des progrès considérables, qui ont reposé sur un usage intensif des ressources énergétiques à l'origine de problèmes d'ordres écologique et technologique. Les réponses actuelles proposées reposent à la fois sur la pleine maîtrise de la consommation d'énergie et la forte pénétration des sources renouvelables dans les mélanges énergétiques utilisés. Or, ces réponses sont sources de défis pour les acteurs des filières énergétiques, les usagers et les décideurs politiques. En effet, la transition énergétique actuelle doit promouvoir la sobriété énergétique requise pour préserver la stabilité du climat, tout en garantissant le droit d'accès à une énergie bon marché.

Comment pareille transition rencontre-t-elle le droit par référence à la protection des libertés individuelles et à la garantie de la sécurité de chacun ? Sous quelles conditions les innovations technologiques, telles que la solution hydrogène pour la mobilité et la batterie pour le stockage de l'énergie électrique, peuvent-elles être déployées à grande échelle ? Quels sont les obstacles à l'appropriation par les usagers des technologies contribuant à la maîtrise de leur consommation d'énergie ? Telles sont les questions traitées dans cet ouvrage qui rassemble des contributions présentées lors du workshop MOMENTOM (*MOleculas and Materials for the ENergy of TOMorrow*) du 21 novembre 2019 à la Maison des Sciences de l'Homme Paris-Saclay. S'inscrivant dans le cadre de l'Initiative de Recherche Stratégique du même nom, l'approche originale adoptée dans ces pages vise à croiser les regards de chimistes, économistes et juristes sur les modèles de référence et autres systèmes de représentation de la transition énergétique actuelle.



ISBN 978-2-490369-07-2
EAN 9782490369072



9 782490 369072