

Veille Hydrogène

Janvier à juin 2024



MARCHÉ

Evolution du pipeline de projets de production H₂ annoncés

En mai dernier, **58 pays ont des stratégies** ou feuilles de route nationales en matière d'H₂, incluant des plans d'importation ou d'exportation. Certains se positionnent comme importateurs, notamment le Japon, la Corée du Sud et l'Europe. La France, qui privilégiait une production nationale, s'ouvre désormais sur la question de l'importation dans le cadre de la révision de la Stratégie nationale H₂, dont la parution est attendue prochainement. La Belgique, l'Italie et les Pays-Bas seront des plaques tournantes de l'importation d'H₂ vert en provenance des pays tiers, desservant principalement l'Allemagne ouverte à différentes options d'approvisionnement (demande d'importation estimée à 45-90 TWh en 2030).

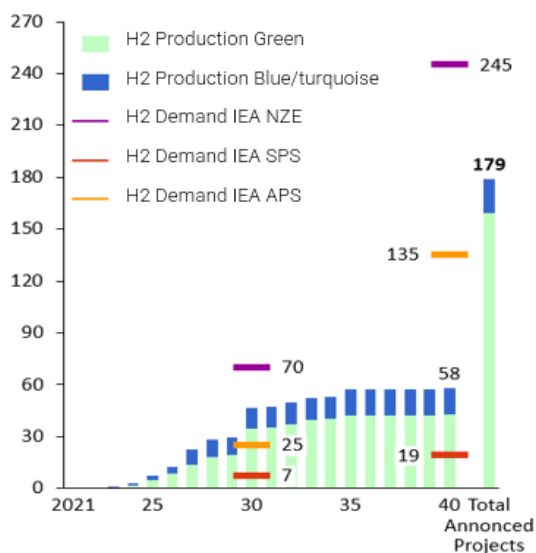
Parmi les pays exportateurs, on distingue les pays exportateurs d'énergies fossiles (Oman, EAU, Algérie, Afrique du Sud, Australie, Canada, Etats-Unis) qui diversifient leur économie en se tournant vers la production d'H₂ et ses dérivés (ammoniac, méthanol) et les nouveaux entrants qui, forts de leur potentiel d'énergies renouvelables, aspirent à devenir de futurs exportateurs d'énergie (Namibie, Maroc, Chili, Inde, mais également la Péninsule ibérique ainsi que l'Europe du Nord).

Selon les estimations de Bloomberg, les investissements dans l'H₂ décarboné ont atteint 10,4 milliards de dollars en 2023, principalement aux Etats-Unis, en Europe et en Chine. Les investissements dans les électrolyseurs ont bondi à 8,7 milliards de dollars, contre 2,6 milliards de dollars l'année précédente, représentant ainsi 84 % de l'investissement total dans l'H₂.

A ce jour, la capacité totale de production d'H₂ annoncée, bien inférieure aux objectifs du scénario « Net Zero Emission » (NZE) défini par l'Agence Internationale de l'Energie (AIE), est de

180 Mt, majoritairement par électrolyse. Moins de 5 % des projets annoncés ont atteint la phase de décision finale, dont 60 % sont des projets d'H₂ bleu aux Etats-Unis. Près de 75 % des projets annoncés sont confrontés à des retards liés aux coûts de financement et de matériels, au manque de clarté de la réglementation ainsi qu'au manque de maturité technologique. Le marché de l'H₂ renouvelable est encore en gestation.

Capacités de production annoncées et Demande d'hydrogène décarboné - Mt



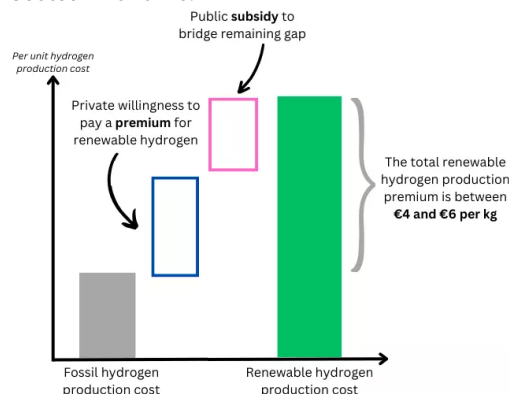
Source : IFPEN, d'après BNEF

POLITIQUES & REGLEMENTATIONS

Soutien financier pour stimuler la demande

La viabilité économique de l'H₂ renouvelable dépend fortement de son coût. Pour soutenir la production d'H₂ renouvelable, l'Union Européenne (UE) par l'intermédiaire de la **Banque Européenne de l'H₂ (EBH)** - dotation totale de 3 milliards d'euros - a mis en place un mécanisme de subvention visant à réduire les risques liés aux projets. La première enchère s'est clôturée le 30 avril 2024 et a alloué 720 millions d'euros à 7 projets pour produire 1,58 Mt d'H₂ renouvelable sur 10 ans. Les projets lauréats ont proposé des offres basées sur des subventions entre 0,37 et 0,48 €/kg H₂ (soit moins de 10% du prix plafond de subvention de 4,5 €/kg H₂). Ils sont situés en Espagne, au Portugal, en Norvège et en Finlande. Les **acheteurs sont prêts à payer une grande part de la « prime verte » pour l'H₂ renouvelable** par rapport à l'H₂ fossile, dont le coût de production est plus bas de 4 à 6 €/kg. Sur l'ensemble des offres, le **coût actualisé de l'H₂ vert (Levelized Cost Of H₂ - LCOH)** dans les 15 pays candidats se situe entre 5,8 et 13,5 €/kg. Pour les 5 projets français, il se situe en moyenne à 12,9 €/kg. Ces projets sont exemptés pendant **10 ans de l'obligation de respecter le principe d'additionnalité** des actifs d'énergies renouvelables. Une corrélation temporelle mensuelle jusqu'à 2030 est

appliquée. Sur l'ensemble des offres, le facteur de charge des électrolyseurs en Norvège ou en Suède (dont le réseau électrique est fortement décarboné) atteint près de 8000 h contre une médiane de 5000 h pour les autres régions. La seconde vente aux enchères de l'EBH, prévue pour la fin d'année, sera dotée de 1,2 milliard d'euros, dont 200 millions pour le secteur maritime.



Un système d'enchères portant sur la différence des coûts avec l'hydrogène gris
Source : Bruegel

Des exigences restrictives impactant l'économie des projets

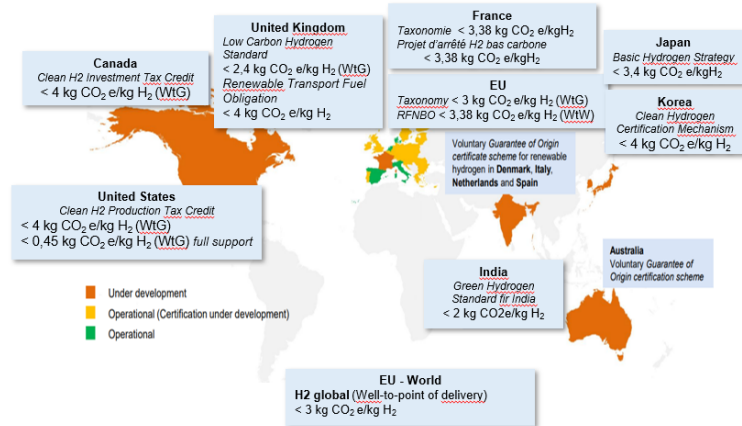
Seuls, l'Europe et les Etats-Unis s'orientent vers des exigences d'additionnalité, de corrélation temporelle et géographique pour la production d'H₂ renouvelable. L'UE a ouvert la voie avec les 3 piliers de l'acte délégué de la RED III visant à garantir que l'H₂ vert ne peut être produit qu'à partir d'électricité renouvelable supplémentaire, produite en même temps et dans la même zone que l'installation de production. L'article 45V de l'*Inflation Reduction Act*, en cours de finalisation, s'appuie sur les règles similaires mais plus strictes (corrélation temporelle au pas horaire dès 2026 au lieu de 2030 pour l'UE) pour allouer un montant maximal de 3\$/kg d'H₂ de crédit d'impôt à la production d'H₂ vert (avec des émissions inférieures à 0,45 kg CO₂e/kg H₂). Wood Mackenzie a estimé l'impact du passage d'une corrélation temporelle annuelle à horaire : les facteurs de charge annuels seraient au mieux d'environ 46% à 72% avec une corrélation temporelle au pas horaire selon la région, contre 100% sur une temporalité annuelle. Ces règles strictes impactent donc le modèle d'affaires des producteurs d'H₂. Pour optimiser le nombre d'heures de fonctionnement des électrolyseurs, le recours à une combinaison d'énergies renouvelables et éventuellement un système de stockage d'électricité (batteries, CAES, etc.) aura une incidence sur le coût d'investissement du projet.

Des règles équitables pour un marché international

Il existe une pluralité de schémas de certification et de normes d'une région à l'autre. La définition de l'H₂ renouvelable ou bas-carbone diffère en termes de seuils d'émissions GES, de contour de l'ACV et de comptabilisation des émissions. Pour créer une inter-opérabilité entre les pays exportateurs et importateurs et créer un marché international, des travaux sont actuellement menés pour proposer une norme commune.

Dans cette même optique, l'Europe et le Japon ont signé le 3 juin un accord visant à créer des règles équitables pour soutenir le commerce international de l'H₂ bas carbone. En effet, au Japon, des subventions couvrent la différence de prix avec le gaz naturel si le bilan carbone de l'H₂ produit ne dépasse pas le seuil de 3,4 kg CO₂e/kg H₂. En d'autres termes, l'hydrogène bleu y est subventionné contrairement à l'Europe où le seuil de la taxonomie verte est fixé à 3 kg CO₂e/kg de H₂. Enfin, une autre réglementation européenne très attendue par les développeurs de projets est celle de l'acte délégué sur l'H₂ bas-carbone du Paquet gaz, car la production d'H₂ renouvelable connectée au réseau via des contrats d'électricité de gré à gré produira à la fois des RFNBO et de l'H₂ bas-carbone, qu'il faudra certifier.

La France a pris les devants avec l'arrêté sur la qualification de l'H₂ renouvelable ou de bas-carbone, qui vient d'être publié.

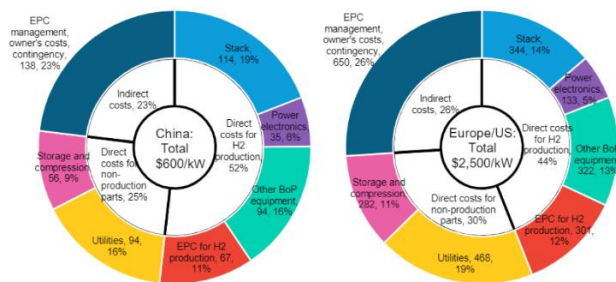


Source : IFPEN, d'après AIE

FOCUS PRODUCTION H2

Les électrolyseurs alcalins chinois plus compétitifs

Selon l'AIE, la capacité mondiale de production d'électrolyseurs a atteint 23 GW par an fin 2023, contre 12 GW en 2022, la Chine représentant 60% de la capacité totale, suivie par l'Europe avec 20% et les Etats-Unis avec 16%. Le coût de production des électrolyseurs pour la production d'H₂ vert a augmenté de plus de 50 % par rapport à l'année dernière, du fait de l'inflation et d'une mise à l'échelle plus lente que prévue. Les électrolyseurs alcalins coûtent en moyenne 2500 \$/kW en Europe et aux États-Unis, contre 480 à 720 \$/kW en Chine.



Source: BloombergNEF. Note: Values are for 100-megawatt-scale systems. H₂ = hydrogen, kW = kilowatts, EPC = engineering, procurement and construction, BoP = balance of plant.

Problème de flexibilité des électrolyseurs alcalins

Les électrolyseurs alcalins rencontrent des problèmes de sécurité, d'efficacité et de flexibilité face à l'intermittence de l'électricité renouvelable. Les systèmes - fournis par Cockerill Jingli (120 MW), Longi (80 MW) et Peric (60 MW) - du projet de production d'H₂ vert de Sinopec de 260 MW à Kuqa en Chine, ne peuvent pas fonctionner en dessous de 50 % de la capacité nominale, comme prévu initialement.

TotalEnergies revoit également son projet MassHylia à la baisse à cause de l'impact de l'intermittence des actifs d'énergies renouvelables sur les électrolyseurs alcalins Cockerill. Pour stimuler la filière, TotalEnergies a conclu un accord avec Air Products pour la fourniture de 70 kt/an d'H₂ vert d'ici 2030 pendant 15 ans, suite à l'appel d'offres portant sur 500 000 t d'H₂ vert pour décarboner ses six raffineries et deux bio-raffineries, en Europe. Les projets d'H₂ vert d'Air Products sont le projet H₂ vert NEOM en Arabie Saoudite et celui au Texas (Air Products a suspendu sa décision finale d'investissement sur ce projet d'H₂ vert en attendant la clarification du crédit d'impôt). Est-ce cet H₂ qui sera acheminé en Europe et sous forme d'ammoniac ?

L'H₂ naturel, une alternative à 1\$/kg

L'H₂ naturel a suscité un fort engouement de la part des médias et des investisseurs privés (Idrogenia, Bill Gates, ...) car il offre une alternative pour réduire le coût de la production d'H₂. Des projets d'exploration sont maintenant actifs dans le monde entier, en Australie Méridionale, aux États-Unis, au Canada, en Espagne, en France, en Albanie, en Colombie (vente aux enchères pour l'exploration de l'H₂ natif) et en Corée du Sud...

La France avait annoncé des financements pour explorer le potentiel de l'H₂ blanc. La DGEC a confié à IFPEN en avril 2024 la coordination d'une étude pour identifier les zones à fort potentiel d'H₂ natif sur le territoire français et faire le point sur l'état des connaissances. Cette étude implique les équipes IFPEN ainsi qu'une dizaine d'experts académiques français. De son côté, le Department of Energy (DOE) américain soutient, à hauteur de 20 M\$, 16 projets de production d'H₂ géologique stimulé soit par injection d'eau dans une formation rocheuse cible (H₂ orange) ou par fracturation électrohydraulique pour accroître la ressource... Des pistes et encore beaucoup d'incertitudes, le potentiel doit être évalué. ■