

Comment estimer les coûts de production de l'hydrogène bas carbone

Bertrand Charmaison*

@ 89171

Mots-clés : hydrogène bas carbone, coûts, vaporeformage, électrolyse, PPA

La France affiche des ambitions fortes dans le développement de l'hydrogène à horizon 2030. Cet article présente différentes filières de production d'hydrogène bas carbone qui pourraient se développer pour répondre à ces ambitions, et propose des estimations de coûts de production sur la base d'une synthèse de la littérature récente. Il met surtout en avant les principaux déterminants de coût, les leviers clés et les incertitudes associées à ces différentes filières, afin de permettre au lecteur de pouvoir forger sa propre vision sur le développement de ces différentes filières.

Le vecteur hydrogène s'est imposé au cours des dernières années comme incontournable pour parvenir à la neutralité carbone de nos économies d'ici 2050, à la condition que sa production soit peu émettrice de gaz à effet de serre. La taxonomie européenne [Commission européenne, 2021] suggère ainsi de considérer comme «durables» les filières émettant moins de 3 kg de CO₂ par kilogramme d'hydrogène produit. L'hydrogène que nous qualifierons dans l'article comme «bas carbone» pourrait apporter des solutions de flexibilité intersaisonnières pour le secteur électrique, être utilisé pour décarboner des process industriels en usage direct, fournir de nouvelles solutions pour la mobilité lourde ou être recombiné avec du carbone pour synthétiser des molécules complexes (e-méthane, e-ammoniac, e-kérosène...).

Produire de l'hydrogène bas carbone peut s'envisager au travers de différentes filières technologiques, dont aucune n'est pour l'heure développée à l'échelle industrielle. Estimer les coûts de production futurs revêt donc un

enjeu majeur, notamment pour orienter les financements publics envisagés pour développer certaines filières de production et leurs infrastructures associées. De nombreux chiffres circulent sur les coûts de production de l'hydrogène bas carbone à horizon 2030, allant du «one-one-one» mis en avant par l'administration Biden (objectif de produire le kilogramme d'hydrogène à un dollar d'ici une décennie) aux perspectives de coûts de production inférieurs à 1,8 euro du kilogramme d'hydrogène annoncées par la présidente de la Commission européenne Ursula von der Leyen en novembre 2021.

Si notre papier présente des estimations de coût de production pour le marché français à l'horizon 2030 sur la base d'une synthèse de la littérature, son ambition est surtout de mettre en avant les éléments clés dans la détermination de ces coûts pour différentes filières, afin de permettre ainsi au lecteur d'estimer des coûts de production futurs sur la base de ses propres jeux d'hypothèses.

* CEA.

Il s'articule en trois parties : nous revenons tout d'abord sur quelques caractéristiques clés du marché français de l'hydrogène; nous présentons ensuite les déterminants de coûts pour deux filières de production d'hydrogène bas carbone, vaporeformage avec capture, transport et stockage du CO₂, et production par électrolyse de l'eau; nous proposons enfin des estimations de coûts de production pour ces différentes filières à horizon 2030.

1. Le contexte français actuel

Consommation et production d'hydrogène

En 2020, selon une étude de France Hydrogène [France Hydrogène, 2020], la consommation française en hydrogène — pur ou mélangé avec d'autres gaz — s'élevait à environ 800 000 tonnes venant principalement de la production d'ammoniac et des processus de raffinage des produits pétroliers. Un peu plus de la moitié de cette demande (entre 400 000 et 450 000 tonnes) était produite par vaporeformage du gaz naturel, le reste provenant de coproductions, notamment dans les raffineries.

Ce procédé de vaporeformage est un procédé fortement émetteur de gaz à effet de serre (GES), qui génère environ 10 kg de CO₂ par kilogramme d'hydrogène produit [CRE, 2021].

On compte aujourd'hui en France entre quinze et vingt sites de production d'hydrogène par reformage de taille significative;

l'essentiel de la production et consommation d'hydrogène en France est concentré autour de quelques clusters très localisés (cf. Tableau 1).

Coûts de production actuels

Les valeurs trouvées dans la littérature pour les coûts de production actuels d'hydrogène par vaporeformage en France ou en Europe [AIE, 2019; RTE, 2020; CRE, 2021] convergent vers une fourchette comprise entre 1,5 et 2 €/kg pour des installations de grande taille, avec une part liée au coût du gaz naturel autour de 1 €/kg (correspondant à un prix du gaz naturel à 20 €/MWh_{PCS}). Ces coûts peuvent monter à 3 ou 4 €/kg pour des unités de petite taille.

Avec des prix du gaz ayant régulièrement dépassé les 100 €/MWh au cours de ces derniers mois en Europe, les conditions économiques de production d'hydrogène se sont considérablement dégradées. Ainsi, la production des engrais en Europe a sensiblement baissé. À date, beaucoup de sites de production d'hydrogène fonctionnent de façon réduite ou sont arrêtés.

Cluster hydrogène	Capacité annuelle estimée de production par vaporeformage
Normandie : Le Havre-Gonfreville/Gravenchon/Rouen	271 600 tonnes
Vallée de Seine : Grandpuits	77 700 tonnes
Alsace : plateforme Ottmarsheim/Chalampé	61 020 tonnes
Sud-Est : Fos-Lavera	47 600 tonnes
Vallée de la Chimie : Feyzin/Saint-Fons/Roches-Roussillon	13 530 tonnes
Loire-Atlantique : Donges	12 775 tonnes

Tableau 1. Clusters actuels de production d'hydrogène en France

De fortes ambitions pour développer l'hydrogène bas carbone

Ces quatre dernières années ont été marquées par une forte accélération des plans de développement de l'hydrogène bas carbone en France à horizon 2030. Des objectifs très ambitieux ont été fixés, en premier lieu dans le plan Hulot en septembre 2018 [FR Gouv, 2018], avec une cible affichée de 200 000 à 400 000 tonnes d'hydrogène bas carbone produites annuellement à horizon 2028.

Deux principales solutions sont mises en avant pour produire de l'hydrogène bas carbone pour le marché français :

- Doter les unités de vaporeformage du gaz naturel d'une capture CO₂, ce qui implique de transporter et stocker ensuite le CO₂ capturé (solution CCS : *Carbon Capture and Storage*);
- Produire l'hydrogène par électrolyse à partir d'électricité bas carbone.

Cette production pourrait être réalisée sur le sol français ou bien à l'étranger, dans des zones disposant de ressources importantes en gaz naturel ou au potentiel élevé pour le développement des énergies renouvelables (EnR).

Si dans les plans français les plus récents la production par électrolyse sur le sol national est la solution privilégiée, avec l'objectif affiché de 6,5 GWe installés à horizon 2030 [FR Gouv, 2020], le recours aux autres options reste une possibilité; un projet de capture CO₂ sur une unité de vaporeformage est ainsi à l'étude en Normandie, et ArcelorMittal considérerait cette option pour son aciérie de Dunkerque.

La dynamique entre les filières envisagées dépendra de plusieurs facteurs. Les usages de l'hydrogène bas carbone auront ainsi un rôle clé sur la détermination de la filière de production optimale. L'ampleur du développement de la demande en hydrogène bas carbone, et sa localisation, auront également un impact important sur les solutions qui seront retenues. Les coûts de production devraient toutefois constituer le facteur déterminant. Sur ce point, les estimations données par la littérature

divergent fortement, avec une fourchette allant d'environ 1 €/kg pour les plus optimistes à près de 10 fois plus [Hydrogen Council, 2021; Académie des Technologies, 2020]!

Dans la suite de l'article, nous explicitons les principaux déterminants des coûts de production, avant de proposer des estimations de coûts de production en précisant clairement les jeux d'hypothèse retenus. Le lecteur trouvera ainsi une grille d'analyse et des jeux d'hypothèse qu'il pourra réutiliser sur la base de ses anticipations propres, afin de pouvoir bâtir ses estimations des coûts de production futurs.

2. Principaux déterminants de coût pour vaporeformage et électrolyse

Pour le vaporeformage comme pour l'électrolyse, le coût actualisé de production de l'hydrogène (LCOH – *Levelized Cost of Hydrogen*) s'exprime comme suit :

$$LCOH = \frac{CAPEX + \sum_{i=0}^{n-1} \frac{O\&M}{(1+\alpha)^i} + \sum_{i=0}^{n-1} \frac{\text{Coûts variables}_i}{(1+\alpha)^i}}{\sum_{i=0}^{n-1} \frac{\text{Qté de gaz produite}_i}{(1+\alpha)^i}}$$

Le coût d'investissement (CAPEX – *Capital Expenditures*) et les coûts d'opération et de maintenance (O&M) représentent les coûts fixes de l'installation, tandis que les coûts variables incluent les coûts d'achat des énergies et de l'eau; α est le taux d'actualisation.

Coûts de production d'hydrogène par vaporeformage

Dans le cas du vaporeformage, les coûts variables sont déterminants dans la formation du LCOH. Ils correspondent au coût d'achat du gaz naturel, auquel s'ajoutent les taxations CO₂.

Si les calculs de coût sont effectués avec une hypothèse de coût du gaz naturel et de rendement moyens sur la durée de vie de l'installation, la part liée au gaz naturel dans le LCOH est égale au coût du gaz naturel divisé par le rendement de l'installation. Cette part est

	Prix du gaz naturel 20 €/MWh _{PCS}	Prix du gaz naturel 30 €/MWh _{PCS}	Prix du gaz naturel 40 €/MWh _{PCS}	Prix du gaz naturel 50 €/MWh _{PCS}	Prix du gaz naturel 60 €/MWh _{PCS}
Rendement vaporeformage 76 % PCI	0,97	1,46	1,95	2,43	2,92

Tableau 2. Part du coût liée au prix du gaz naturel dans le LCOH pour un vaporeformeur (en €/kg); l'hypothèse sur le rendement est celle prise dans plusieurs rapports de l'AIE [AIE, 2019]

d'environ 1 €/kg pour un prix du gaz à 20 €/MWh_{PCS}, de près de 3 €/kg à 60 €/MWh_{PCS} et de 4,5 €/kg à 100 €/MWh_{PCS}; l'impact du prix du gaz naturel sur le LCOH est donc central.

Les niveaux de prix mis en avant dans le Tableau 2 sont bien inférieurs à ceux observés en 2022, qui ne permettent pas l'opération économique des installations de production par vaporeformage. Un retour à l'équilibre sur les marchés gaziers est donc un prérequis pour cette filière. Les événements récents soulignent également les enjeux de souveraineté associés à une production d'hydrogène dépendante des importations de gaz.

En complément des coûts d'achat du gaz, les installations de vaporeformage sont soumises à une taxation CO₂, dont le montant dépend notamment des quotas gratuits dont elles peuvent éventuellement disposer. À terme, pour produire de l'hydrogène bas carbone, ces installations devront avoir recours au CCS. En termes d'impact, une taxation CO₂ ou alternativement un coût du CCS à 100 €/tonne augmentent le coût de production de l'hydrogène de 1 €/kg.

Il convient de noter que les mécanismes de taxation CO₂ ne considèrent aujourd'hui que les émissions directes de GES; les fuites de méthane en amont du vaporeformeur lors de son approvisionnement par les réseaux de gaz ne sont ainsi pas prises en compte. Internaliser l'impact lié à ces émissions indirectes dans les coûts de production ferait sens pour répondre pleinement aux enjeux de décarbonation; cela conduirait à augmenter le coût de la fiscalité GES sur cette filière.

Enfin, la part des coûts fixes dans le LCOH dépend de l'âge de l'installation et de son niveau d'amortissement. On trouve dans la littérature [AIE, 2019; RTE, 2020] des estimations autour de 0,5 €/kg pour développer des vaporeformeurs de grande taille.

Coûts de production d'hydrogène par électrolyse

Trois technologies principales d'électrolyse sont en développement aujourd'hui : l'électrolyse alcaline, l'électrolyse *Proton Exchange Membrane* (PEM) et l'électrolyse haute température (EHT). Dans cet article, nous avons retenu les cas de l'électrolyse alcaline et de l'EHT. L'électrolyse alcaline est la technologie la plus mature aujourd'hui; c'est celle qui présente en l'état les meilleures performances techniques et économiques; l'EHT est la technologie en développement la plus prometteuse en termes de performances techniques. La technologie PEM se trouve dans une situation intermédiaire, avec des performances qui convergent sur le long terme vers les performances de l'électrolyse alcaline (cf. Encadré 1).

Les hypothèses clés dans le calcul des coûts actualisés de production de l'hydrogène par électrolyse sont en premier lieu le CAPEX de l'électrolyseur, le coût moyen d'achat de l'électricité et le nombre d'heures de fonctionnement associé.

Dans le détail, les paramètres qui composent le LCOH sont les suivants.

Encadré 1. Caractéristiques techniques de la production d'hydrogène par électrolyse

Le principe de l'électrolyse de l'eau

L'électrolyse de l'eau consiste en la décomposition chimique de l'eau sous l'effet d'un courant électrique. L'électrolyse se réalise au sein d'une cellule électrochimique contenant un électrolyte au contact de deux électrodes reliées aux bornes d'un générateur de courant continu. On appelle anode l'électrode reliée à la borne positive du générateur et cathode celle reliée à la borne négative du générateur.

Les cellules électrochimiques composées de deux électrodes, d'un électrolyte et des plaques collectrices des gaz issus de la dissociation de l'eau sont assemblées en série. Ces assemblages, dénommés « stacks », constituent les composants cœur d'un électrolyseur.

Lors de l'électrolyse : l'anode est le siège d'une réaction d'oxydation : source d'électrons, elle se comporte comme un oxydant ; la cathode est le siège d'une réaction de réduction : avide d'électrons, elle se comporte comme un réducteur. Dans les conditions normales de température et de pression, l'enthalpie de dissociation de l'eau ΔH est de 3,54 kWh/Nm³ d'hydrogène. Cette enthalpie est constituée de deux termes : ΔG , l'énergie électrique apportée à l'électrolyseur, et $T\Delta S$, la chaleur nécessaire à la réaction.

Les différentes technologies d'électrolyseurs

Il existe à ce jour trois technologies d'électrolyseurs (alcalin, PEM, haute température), qui diffèrent par la nature de l'électrolyte utilisé et leurs conditions opératoires.

- *Électrolyse alcaline*

Il s'agit de la technologie d'électrolyse la plus ancienne et la plus largement utilisée.

L'électrolyte est généralement une solution d'hydroxyde de potassium (KOH) à une concentration comprise entre 20 et 30 % (conductivité optimale et bonne tenue à la corrosion des aciers trempés utilisés).

La température de fonctionnement est comprise entre 60 °C et 160 °C à des pressions comprises entre 1 et 30 bar.

- *Électrolyse PEM*

La technologie d'électrolyse PEM est en phase de pré-commercialisation pour les grosses puissances (supérieures à 1 MW).

L'électrolyte est une membrane polymère (*Polymer Electrolyte Membrane*) conductrice de protons, de type acide sulfonique (Nafion) d'une dizaine de millimètres d'épaisseur.

Les membranes doivent toujours rester humides. L'eau doit être évacuée côté anode (production de O₂) et apportée du côté de la cathode (production de H₂).

- *Électrolyse haute température*

Il s'agit d'une technologie en développement fonctionnant à 750-800 °C, constituée d'assemblages de composants métalliques (collecteurs des gaz hydrogène et oxygène) et de céramiques minces (cellules électrochimiques), qui permet d'obtenir les meilleurs rendements pour produire l'hydrogène.

Contrairement à l'électrolyse basse température (alcaline ou PEM) qui fonctionne à partir d'eau liquide, l'électrolyse haute température utilise de la vapeur d'eau.

Paramètres techniques

- La consommation électrique spécifique de l'installation ($conso_{spé}$ en MWh/kg H₂);
- La consommation thermique spécifique de l'installation dans le cas de l'électrolyse haute température qui a besoin d'un apport de chaleur en complément de l'apport en électricité ($conso_{spé\ chaleur}$ en MWh_{th}/kg H₂).

Une dégradation des performances de l'électrolyseur au cours du temps est à prendre en compte en raison du vieillissement des stacks.

Paramètres économiques

- Le CAPEX de l'installation (CAPEX_{unit}, CAPEX unitaire de l'installation exprimé en €/MWe);
- Les coûts d'opération et de maintenance fixes et les coûts de remplacement des stacks (qui peuvent être pris en compte séparément ou intégrés dans les coûts d'opération et de maintenance); ici r_{Opex} représente le terme incluant les coûts d'opération et de maintenance annuels et les coûts de remplacement en €/kg;

- Le coût de l'électricité ($P_{élec}$ coût moyen d'achat de l'électricité en €/MWh) et le nombre d'heures de fonctionnement;
- Les coûts d'achat de la chaleur pour l'EHT ($P_{chaleur}$ coût moyen d'achat de la chaleur en €/MWh_{th});
- Les coûts d'achat de l'eau qui sont souvent négligés par rapport aux autres coûts.

Si on considère des valeurs moyennes sur la durée de vie de l'installation pour les coûts d'opération et de maintenance, la consommation spécifique de l'électrolyseur, le prix de l'électricité et le nombre d'heures d'utilisation, la formule du LCOH peut se simplifier comme suit :

$$LCOH = \frac{CAPEX_{unit} * conso_{spé}}{\text{Nombre d'heures d'utilisation} * k_{actu}} + r_{Opex} + P_{élec} * conso_{spé} + P_{chaleur} * conso_{spé\ chaleur}$$

$$\text{Où : } k_{actu} = \sum_{i=0}^{n-1} \frac{1}{(1 + \alpha)^i}$$

correspond au facteur d'actualisation (sans unité).

	Prix électricité 10 €/MWh	Prix électricité 20 €/MWh	Prix électricité 30 €/MWh	Prix électricité 40 €/MWh	Prix électricité 50 €/MWh	Prix électricité 60 €/MWh
Électrolyse alcaline Consommation électrique spécifique 48 MWh/tonne – (Rendement électrique 69,3 % PCI – cible nominale électrolyse alcaline H ₂ à 30 bar à horizon 2030)	0,48	0,96	1,44	1,92	2,4	2,88
Électrolyse EHT Consommation électrique spécifique 39 MWh/tonne – (Rendement électrique 85 % PCI) – cible nominale EHT H ₂ à 30 bar à horizon 2030)	0,39	0,78	1,17	1,56	1,95	2,34

Tableau 3. Part des coûts de l'électricité dans le LCOH pour la technologie alcaline et la technologie EHT (en €/kg)

Comment estimer les coûts de production de l'hydrogène bas carbone

Le terme $P_{\text{chaaleur}}^{\text{*conso}}_{\text{spé chaaleur}}$ s'applique uniquement pour le cas de la technologie EHT.

Cette vision simplifiée permet de mettre en évidence deux points clés dans le coût actualisé de l'hydrogène produit par électrolyse :

- Le LCOH est toujours au minimum égal au coût moyen d'achat de l'électricité multiplié par la consommation électrique spécifique, et ce indépendamment du nombre d'heures d'utilisation.

Le Tableau 3 montre ainsi que les cibles de coûts de production à 1 \$/kg voire moins, affichées notamment par le Department of Energy américain (vision «one-one-one» évoquée en introduction), induisent des hypothèses très basses sur les coûts de l'électricité (inférieurs à 20 €/MWh).

- Le poids du CAPEX dans le LCOH est d'autant plus important que le nombre d'heures d'utilisation est bas.

L'enjeu clé pour la production d'hydrogène par électrolyse sera donc d'atteindre un nombre d'heures de fonctionnement suffisant pour amortir les CAPEX sans trop augmenter les coûts moyens d'achat de l'électricité.

3. Estimations de coûts de production de l'hydrogène bas carbone à horizon 2030

Quels coûts envisageables pour la filière vaporeformage avec CCS?

Les valeurs usuellement citées dans la littérature pour les coûts de production de l'hydrogène à horizon 2030 pour un vaporeformeur avec CCS [AIE, 2019; CRE, 2021] se situent dans une fourchette comprise entre 2 et 3 €/kg.

Ces valeurs dépendent bien sûr fortement du niveau des prix du gaz naturel avec les incertitudes majeures rappelées par les événements récents, mais aussi des coûts envisagés pour le CCS.

Les valeurs autour de 2 €/kg se basent sur des prix du gaz naturel autour de 20 €/MWh et des hypothèses de coûts du CCS entre 50 et 75 €/tonne. Ces hypothèses de coût pour le CCS nous semblent faibles à horizon 2030, où il n'y aura vraisemblablement pas encore d'infrastructure de transport du CO₂ complètement déployée. D'autres estimations font plutôt état de coûts actuels du CCS autour de 150 €/tonne pour des projets en mer du Nord [CRE, 2021].

Ainsi, même à supposer des hypothèses relativement basses sur les niveaux de prix du gaz par rapport aux prix récents (20 à 30 €/MWh), il nous semble plus probable d'envisager des coûts de production dans une fourchette allant de 2,5 à 3,5 €/kg pour le marché français. Des prix du gaz au-delà de 60 €/MWh induiraient quant à eux des coûts de production supérieurs à 4,5 €/kg pour l'hydrogène bas carbone produit par vaporeformage, remettant en question la pertinence de cette filière.

Quels coûts envisageables pour la filière électrolyse?

Nous avons vu en seconde partie que les 3 paramètres clés dans le coût actualisé de production de l'hydrogène par électrolyse sont en premier lieu le CAPEX de l'électrolyseur, le coût moyen d'achat de l'électricité et le nombre d'heures de fonctionnement associé.

CAPEX des électrolyseurs à horizon 2030

Les données de CAPEX qui sont usuellement affichées pour les électrolyseurs ne sont généralement pas assez contextualisées. Les CAPEX des équipements (stacks + auxiliaires) dépendent notamment de l'horizon temporel considéré et des projections de déploiement associées, de la taille de l'électrolyseur, du pays de fabrication, de la densité de courant des stacks et du niveau de pression de l'hydrogène en sortie. De plus, le périmètre des données fournies dans la littérature n'est pas toujours homogène : coûts des stacks, coûts du système sortie d'usine (incluant ou non purification et compression) ou coûts du système installé. Ces données ne prennent usuellement pas en

compte les coûts indirects (études, ingénierie, gestion de projet...).

Les hypothèses utilisées dans cet article correspondent aux objectifs affichés par Hydrogen Europe à horizon 2030 [Hydrogen Europe, 2020]. Afin de considérer une demande d'hydrogène en sortie fournie à une pression de 30 bar, les données pour l'EHT ont été ajustées en considérant un compresseur en sortie. Par ailleurs, les CAPEX fournis par Hydrogen Europe sont des CAPEX installés sur un site pré-préparé. Les coûts de préparation du site (terrassment, génie civil, préparation des raccordements en eau et en électricité...) et les coûts indirects (études, ingénierie, gestion de projet...) peuvent fortement varier d'un projet à l'autre. Selon notre expertise, il semble correct de considérer un facteur multiplicatif de 1,5 par rapport au coût de l'équipement installé pour calculer les coûts totaux d'un projet d'électrolyseur dans un contexte favorable (raccordements aisés, génie civil sans difficulté). Ce facteur peut monter à 2-2,5 voire plus dans le cas de projets complexes.

Coût de l'électricité et nombre d'heures de fonctionnement

En termes de schémas de fonctionnement des électrolyseurs, deux modèles principaux sont décrits dans la littérature [CRE, 2021 ; RTE, 2020 ; Hydrogen Council, 2021 ; BNEF, 2020] :

1. Un premier modèle où l'électrolyseur est connecté au réseau électrique et soutire de l'électricité en bandeau (au moins 7500 heures à 8000 heures de fonctionnement par an).

Dans ce premier modèle, les prix de l'électricité ont un poids déterminant puisque l'impact des coûts fixes sera fortement atténué par le nombre d'heures de fonctionnement élevé. Ce modèle permet par ailleurs de localiser la production d'hydrogène au plus près des lieux de consommation et de minimiser les coûts d'infrastructure en aval de l'électrolyseur, pour les cas d'usage où la demande en hydrogène sera continue ou relativement constante sur l'année (ce qui devrait constituer une majorité de cas pour la décarbonation des process industriels).

	Électrolyse alcaline 30 bar – 2030	Électrolyse haute température 30 bar – 2030
Hypothèses économiques		
CAPEX installé sur site préparé	400 €/kWe	545 €/kWe
<i>CAPEX total projet électrolyseur retenu</i>	<i>600 €/kWe</i>	<i>820 €/kWe</i>
O&M (incluant remplacement des stacks)	35 €/(kg/jour/an)	45 €/(kg/jour/an)
Hypothèses techniques		
Consommation électrique spécifique nominale pour une production à 30 bar (équivalent en rendement)	48 kWh/kg (69,3 % PCI)	39 kWh/kg (85 % PCI)
Consommation spécifique chaleur	N/A	8 kWh/kg
Dégradation	0,1 %/1000 heures	0,5 %/1000 heures
<i>Consommation électrique moyenne prise en compte pour la dégradation</i>	<i>50 kWh/kg</i>	<i>42 kWh/kg</i>

Tableau 4. Hypothèses techniques et économiques pour les électrolyseurs alcalins et haute température à horizon 2030

Comment estimer les coûts de production de l'hydrogène bas carbone

La fourniture d'électricité pourrait en théorie s'envisager au travers d'achats sur les marchés court terme (spot), mais leur forte volatilité rend peu crédible le financement des électrolyseurs exposés aux variations de ces marchés.

Dans le cas du marché français, des mécanismes contractuels de long terme pourraient être mis en place afin de fournir une électricité bas carbone à prix garanti pendant un nombre d'heures élevé dans l'année, en s'appuyant sur la production nucléaire (potentiellement combinée à un portefeuille d'autres moyens de production d'électricité bas carbone). Alors que des réflexions sont actuellement en cours pour envisager les suites possibles au mécanisme de l'ARENH (accès régulé à l'électricité nucléaire historique) après 2025, de tels schémas contractuels permettant d'accélérer la production d'hydrogène bas carbone et plus largement la décarbonation de l'économie française pourraient trouver toute leur place.

Mettre en place de tels mécanismes pré-suppose une disponibilité d'électricité bas carbone suffisamment importante en France à l'horizon 2030. Elle sera ainsi contingente à un développement important des énergies renouvelables comme envisagé par l'actuelle Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), et en même temps au maintien en opération de tout ou partie des 12 réacteurs nucléaires dont le déclassement est prévu d'ici à 2035, à condition bien sûr que ceci puisse se faire dans les conditions de sûreté et de sécurité requises. L'Autorité de Sûreté Nucléaire a indiqué en février 2021 qu'une prolongation des opérations de 40 à 50 ans pourrait être envisagée pour certaines centrales, ce qui permettrait de remplir cette condition. À des horizons plus lointains, cette disponibilité d'électricité bas carbone serait renforcée par les réacteurs EPR2 dont les mises en service devraient s'échelonner à compter de 2035.

Par ailleurs, la compatibilité de tels mécanismes contractuels de long terme au regard des cadres réglementaires français et européens devra être évaluée sous l'angle juridique; leur mise en place pourrait nécessiter

des ajustements à ces cadres réglementaires, ce qui exigerait une adhésion politique suffisamment forte.

Enfin, les niveaux de prix garantis au travers de ces mécanismes devront être suffisamment attractifs pour les parties, permettant à la fois de financer les projets de production d'hydrogène par électrolyse, et au producteur d'électricité bas carbone de couvrir l'ensemble de ses coûts et de dégager une «marge raisonnable».

2. Un second modèle où l'électrolyseur fonctionne pendant un nombre plus limité d'heures, en lien avec la production d'actifs de production EnR.

Pour ce second modèle, plusieurs variantes peuvent être envisagées : le parc EnR pourrait être situé en France ou dans une zone à fort potentiel EnR (en Europe ou hors Europe), le lien entre électrolyseur et production d'électricité se faire au travers d'une connexion physique, alternativement au travers de mécanismes contractuels via des contrats d'achat de type PPA (*Power Purchase Agreement*) permettant une connexion «virtuelle».

Dans tous les cas, pour que le modèle soit vertueux du point de vue des émissions de GES, la production d'électricité par le producteur EnR doit être concomitante avec sa consommation par l'électrolyseur. À défaut, dans les pays avec un mix de production d'électricité fortement carboné, l'hydrogène produit par électrolyse émettrait jusqu'à 50 % de GES en plus que le procédé actuel par vaporeformage¹!

Ce modèle induit par ailleurs le fonctionnement intermittent des électrolyseurs, ce qui pourrait se traduire par des rendements plus faibles, en particulier pour la technologie alcaline peu adaptée à ce mode de fonctionnement.

Au vu de la baisse continue des coûts pour les énergies renouvelables, les PPA avec des producteurs d'EnR permettent d'envisager des prix de l'électricité relativement faibles, mais pour une durée de fonctionnement réduite liée à l'intermittence de ces moyens de production.

Dans ce second modèle, le poids des coûts fixes (CAPEX, O&M) est ainsi plus important dans le calcul du LCOH.

Ce second modèle conduit aux estimations les plus basses trouvées dans la littérature avec par exemple des coûts de production en sortie d'électrolyseur évalués à 1,36 €/kg en France à horizon 2030 par Bloomberg New Energy Finance [BNEF, 2020]. Il est toutefois important de noter que ces estimations très basses se basent sur :

- Des hypothèses de CAPEX d'électrolyseur extrêmement basses (BNEF retient une valeur de 115 \$/kWe pour 2030, quatre fois plus faible que celle mise en avant par Hydrogen Europe);
- Des prix d'achat d'électricité produite par EnR bien plus faibles que les coûts de production actuels pour les EnR en France.

Ce second modèle nécessite par ailleurs la mise en place d'infrastructures de stockage pour gérer l'intermittence de la production d'hydrogène. Suivant la zone de production, il pourra également nécessiter la pose de canalisations pour acheminer l'hydrogène vers le lieu de consommation. Pour les zones avec le coût de production envisagé comme le plus faible (Chili, Moyen-Orient...), un transport de

l'hydrogène produit par bateau sera nécessaire, impliquant le développement d'infrastructures de conditionnement au port de départ et d'arrivée.

Estimation des coûts actualisés de production à horizon 2030

Le Tableau 5 fournit les coûts de production en sortie d'électrolyseur à 30 bar pour un électrolyseur alcalin et un EHT pour un certain nombre de schémas de fonctionnement en utilisant le canevas d'hypothèses détaillées ci-dessus pour l'électrolyseur. Cet exercice reste en partie théorique, car basé sur ces données génériques sans contexte précis associé, mais il est à noter que ces données prennent en compte frais indirects et dégradation, ce qui est rarement le cas dans les rapports; elles sont sur ces points plus réalistes.

Dans le cas de l'EHT, nous faisons l'hypothèse d'une chaleur à 15 €/MWh_{th}. Il s'agit d'une hypothèse dans la fourchette basse de ce qui peut être envisagé, qui peut correspondre à une récupération de chaleur fatale ou encore une production par solaire thermique à concentration dans des zones favorables.

Le taux d'actualisation retenu est de 8 %.

	ELY alcalin Données UE	EHT Données UE
Fonctionnement en base 8000 heures par an (connexion réseau), électricité à 45 €/MWh rendue site	2,70	2,54
Fonctionnement en base 8000 heures par an (connexion réseau), électricité à 60 €/MWh rendue site	3,45	3,20
Autoproduction parc PV, 1 315 heures de fonctionnement électricité à 50 €/MWh (France)	4,75	4,81
Autoproduction éolien offshore, 4 000 heures à 50 €/MWh (France)	3,30	3,16
Autoproduction parc PV, 2 500 heures de fonctionnement électricité à 10 €/MWh (Chili)	1,73	1,96
Autoproduction parc PV, 2 000 heures de fonctionnement électricité à 20 €/MWh (Espagne)	2,51	2,71

Tableau 5. Synthèse de LCOH en sortie d'électrolyseur dans différents scénarios de fonctionnement (en €/kg)

Comment estimer les coûts de production de l'hydrogène bas carbone

Coût d'utilisation du stockage (en €/kg)	1 décharge par an	2 décharges par an (180 jours)	4 décharges par an (90 jours)	6 décharges par an (60 jours)	12 décharges par an (30 jours)
CAPEX 30 €/kg H ₂ utile, OPEX annuel 3 % du CAPEX, taux d'actualisation 8 %	3,0	2,0	1,0	0,67	0,33

Tableau 6. Coût d'utilisation du stockage en fonction du nombre de cycles de charge/décharge

Pour certaines filières, il sera nécessaire d'ajouter à ces coûts de production les coûts de gestion de l'intermittence, ainsi potentiellement que les coûts nécessaires pour transporter l'hydrogène jusqu'au marché français.

Ainsi, dans l'hypothèse d'une production au Chili, les hypothèses les plus optimistes trouvées dans la littérature [Hydrogen Council, 2020; IEA, 2019; CME, 2021] citent un coût minimum de 1,5 €/kg pour le transport par bateau, incluant les étapes de conditionnement aux ports de départ et d'arrivée. Cette valeur ne prend pas en compte les coûts de gestion de l'intermittence qui devront être mis en œuvre au Chili. Avec ces hypothèses, même en tenant compte des différentiels de coût de production, il est peu probable que les importations d'hydrogène par bateau soient compétitives sur le marché français à horizon 2030. Qui plus est, la viabilité technologique du transport longue distance d'hydrogène par bateau à grande échelle reste à être démontrée, ainsi que sa viabilité environnementale.

Pour de potentielles importations à partir de la péninsule ibérique, la viabilité technique du transport par canalisation ne semble pas poser problème, en revanche il existe une incertitude importante sur les coûts de transport par canalisation ainsi que sur les coûts de stockage. Les opérateurs des réseaux de transport de gaz indiquent une cible de coût moyen de transport de 0,11 à 0,21 €/kg/1000 km [EHB, 2021], qui repose cependant sur des hypothèses sous-jacentes de taux d'utilisation élevées et de réutilisation importante des infrastructures existantes.

Les coûts de stockage seront eux dépendants de la fréquence de cyclage du stockage et de la quantité d'hydrogène qui transitera par le stockage. Pour illustrer l'importance de ce point, le Tableau 6 montre la sensibilité du coût d'utilisation du stockage au nombre de cycles de charge/décharge complets par an. Les calculs ont été faits en utilisant la cible de CAPEX de 30 €/kg H₂ (masse utile de stockage) affichée par Hydrogen Europe à horizon 2030, un OPEX pris égal à 3 % et un taux d'actualisation de 8 %. La consommation électrique a été négligée dans ces calculs.

Nous avons au final retenu un intervalle large pour nos estimations de coût de transport et de stockage entre 0,3 et 1 €/kg. Ainsi, sur la base de nos hypothèses de coût de production pour l'Espagne les plus favorables, on pourrait envisager des coûts livrés au consommateur en France compris entre 2,8 et 3,7 €/kg à horizon 2030, soit un niveau qui pourrait être compétitif avec la production en France. À plus long terme, le développement de cette filière pourrait aussi ouvrir des perspectives d'importations par canalisations pour de l'hydrogène bas carbone produit au Maroc.

Le développement d'une filière d'importation depuis la péninsule ibérique reste cependant soumis à beaucoup de conditions : délai de développement des parcs EnR, potentiel réel de production à très faible coût, mise en place de l'infrastructure de stockage et de transport international... Par ailleurs, le marché français pourrait se trouver en concurrence avec d'autres marchés européens pour ces éventuels volumes (notamment le marché allemand), ce

qui dans le cas d'infrastructures de transport interconnectées devrait faire monter les prix de cette ressource.

Ainsi, à horizon 2030, le scénario le plus probable en l'état pour la filière électrolyse en France est celui d'un développement basé sur des unités de production d'hydrogène situées au plus proche des sites de consommation, soit directement au niveau de sites industriels, soit localisées au sein de clusters de consommation d'hydrogène bas carbone.

Pour des cas d'usages compatibles avec une production d'hydrogène durant un nombre limité d'heures, un sourcing d'électricité sur base de parcs EnR en France pourrait faire économiquement sens, sur la base de projets à faible LCOE. Il convient toutefois de s'interroger sur la capacité à disposer de quantités importantes d'électricité renouvelable à prix faible à horizon 2030.

En supposant la mise en place de mécanismes de long terme permettant de fournir de l'électricité bas carbone en bandeau à moins de 60 €/MWh rendu site, c'est ce schéma qui devrait s'imposer comme le plus compétitif pour la production par électrolyse. Il permettrait d'envisager des LCOH cibles en sortie d'électrolyse entre 2,5 et 3,2 €/kg à horizon 2030, et de surcroît de minimiser les coûts de logistique en aval. Cette vision rejoint les conclusions de plusieurs études récentes [CME, 2021 ; Hydrogen Council, 2021 ; RTE, 2020].

Conclusion et perspectives

Les estimations actuelles indiquent des coûts de production pour l'hydrogène bas carbone qui pourraient se situer entre 2,5 et 3,5 €/kg pour les différentes filières susceptibles d'alimenter le marché français à horizon 2030. Ces estimations sont très fortement dépendantes des niveaux du prix du gaz naturel et de l'électricité.

Parmi les filières de production d'hydrogène bas carbone qui devraient émerger à

horizon 2030, se positionnent en premier lieu la production par électrolyse raccordée au réseau électrique français puis le vaporeformage avec CCS. En complément, des volumes d'hydrogène pourraient être importés depuis la péninsule ibérique.

Le développement de chacune de ces filières comporte une grande part d'incertitudes et de risques :

- Pour la filière production par électrolyse connectée au réseau, l'enjeu clé sera de garantir les prix d'achat d'électricité sur un horizon de temps suffisamment long afin de pouvoir sécuriser le financement des électrolyseurs ; le développement de contrats d'achat long terme de type « PPA » permettant de disposer d'une électricité bas carbone à prix garanti en bandeau sur un nombre d'heures conséquent pourrait être une solution apportée à ce problème.

- La filière vaporeformage avec CCS ne pourra se développer qu'avec des prix du gaz naturel revenus à leurs niveaux historiques, garantis et sécurisés dans la durée à ces niveaux. En cas de succès, cette filière pourrait apporter une contribution à la décarbonation de l'économie française, avec toutefois un handicap important lié au maintien d'une dépendance à des pays tiers hors Union européenne et aux enjeux de souveraineté associés.

- Pour la filière de production par électrolyse importée de la péninsule ibérique, des questions se posent sur les délais de réalisation des différentes infrastructures, sur le taux d'utilisation des infrastructures de transport et stockage de l'hydrogène et leur coût associé, ainsi que sur la concurrence qu'il y aurait de la part d'autres marchés potentiels pour cet hydrogène (notamment le marché allemand).

En complément, l'existence de ces différentes filières potentielles, marquées par des déterminants de coûts différents et l'absence d'un marché fluide pour l'hydrogène en aval, va complexifier la prise de décision des acteurs amenés à se positionner sur le long terme pour basculer vers l'hydrogène bas carbone. Un risque à ne pas négliger est celui d'un fort attentisme, investisseurs et consommateurs

Comment estimer les coûts de production de l'hydrogène bas carbone

potentiels préférant ne pas s'engager plutôt que de choisir une filière potentiellement « perdante » à terme.

La réussite des ambitions affichées par la France pour développer l'hydrogène bas carbone à horizon 2030 sera ainsi fortement dépendante de la mise en place d'un cadre réglementaire adapté permettant de prendre en compte ces différents niveaux d'incertitude.

RÉFÉRENCES

Académie des Technologies, 2020. *Rôle de l'hydrogène dans une économie décarbonée*, juin 2020.

AIE (Agence Internationale de l'Énergie), 2019. *The Future of Hydrogen*, juin 2019.

BNEF (Bloomberg New Energy Finance), 2020. *BNEF Hydrogen Economy Outlook*, mars 2020.

CME (Conseil Mondial de l'Énergie), 2021. *Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités*, octobre 2021.

Commission européenne, 2021. Règlement délégué (UE) 2021/2139 de la Commission du 4 juin 2021 complétant le règlement (UE) 2020/852 du Parlement européen et du Conseil par les critères d'examen technique permettant de déterminer à quelles conditions une activité économique peut être considérée comme contribuant substantiellement à l'atténuation du changement climatique ou à l'adaptation à celui-ci et si cette activité économique ne cause de préjudice important à aucun des autres objectifs environnementaux.

CRE, 2021. GT4 du Comité de prospective de la CRE, *Le vecteur hydrogène*, juin 2021.

EBS, 2021. *European Hydrogen Backbone Study*, juin 2021.

FR Gouv, 2018. Ministère de la Transition écologique et solidaire, Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique, juin 2018.

FR Gouv, 2020. Ministère de la Transition écologique et solidaire & Ministère de l'Économie, des Finances et de la Relance, Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France, septembre 2020.

France Hydrogène, 2020. E&Y et Hincio pour France Hydrogène, *Étude de la demande potentielle d'hydrogène renouvelable et/ou bas carbone en France à 2030*, septembre 2020.

Hydrogen Council, 2021. Mc Kinsey pour Hydrogen Council, *Hydrogen Insights*, février 2021.

Hydrogen Europe, 2020. *Strategic Research and Innovation Agenda, Final Draft*, octobre 2020.

RTE, 2020. *La transition vers un hydrogène bas carbone*, janvier 2020.

L'auteur remercie tout particulièrement Valérie Seguin (CEA I-Tésé) pour ses nombreux apports lors de la préparation et de la rédaction de cet article, ainsi que Laurent Antoni (CEA LITEN) et Thierry Priem (responsable du Programme Stockage et Solutions de Flexibilité du CEA) pour leur support.

Ce travail a par ailleurs bénéficié de recherches menées au sein du CEA sur le sujet, notamment par les équipes du LITEN, et d'échanges fructueux avec différentes parties prenantes effectivement impliquées à faire émerger les filières qui produiront à terme l'hydrogène bas carbone pour la France.

NOTE

1. Le vote en septembre 2022 par le Parlement européen d'un amendement permettant de considérer une période d'un trimestre pour équilibrer production EnR intermittente et fonctionnement des électrolyseurs ne répond pas à cet objectif climatique de produire un hydrogène bas carbone. Par ailleurs, le Parlement européen a rejeté un amendement stipulant que l'hydrogène importé en Europe respecte des standards de production équivalents à ceux pratiqués au sein de l'Union européenne. Si ce cadre législatif venait à être mis en place, la contribution effective de l'hydrogène à la décarbonation de nos économies serait incertaine. L'hypothèse retenue dans l'article est celle d'un cadre réglementaire favorisant l'émergence de filières de production d'hydrogène véritablement bas carbone, ce que les estimations de coûts prennent en compte.

BIOGRAPHIE

Ingénieur diplômé de l'IFP-School et titulaire d'un doctorat de l'École d'Économie de Toulouse, **BERTRAND CHARMAISON** dirige I-Tésé, l'Institut de recherche et d'études en économie de l'énergie du CEA. I-Tésé a pour ambition de développer une vision systémique de l'économie et de la soutenabilité de la transition énergétique vers la neutralité carbone. Pour ce faire, les travaux menés par l'Institut et ses partenaires s'intéressent à l'évolution de la

demande et des modes de consommation de l'énergie, aux technologies de production et de stockage d'énergie bas carbone, ainsi qu'à la disponibilité des ressources nécessaires pour mettre en œuvre ces technologies.

À lire également dans *La Revue de l'Énergie*

- Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités (*hors-série, octobre 2021*)
- Le CCS et l'hydrogène bas carbone pour décarboner l'industrie française, *Richard Lavergne, Benoît Legait (n° 656, mai-juin 2021)*
- Atouts et enjeux de l'électrolyse pour la transition énergétique, *Mathilde Françon, Olivier Houvenagel, Marc Le Du, Alberto Tejada (n° 654, janvier-février 2021)*

À retrouver sur www.larevuedelenergie.com.