

31 janvier 2024

# Y AURA-T-IL TROP D'ÉLECTROLYSEURS EN 2035 EN FRANCE POUR LA DEMANDE PRÉVISIBLE ?

1. Contexte et objet de la note	1
2. L'évaluation des différentes composantes de la demande – Méthodologie et hypothèses –	3
3. Conclusions	6
Annexe I : Les plans Hydrogène français	10

## 1. Contexte et objet de la note

La France, dès 2018, et donc avant la crise énergétique des années 2020-2023, ambitionne d'être un champion mondial de l'hydrogène. Elle met en œuvre avec opiniâtreté une succession de plans, dans l'ensemble cohérents, assortis de moyens financiers régulièrement croissants (annexe 1). L'objectif actuel est de disposer de 6,5 GW d'électrolyseurs en 2030 et 10 GW en 2035. Cet objectif n'est-il pas excessif par rapport à la demande potentielle ?

Sept milliards d'euros de fonds publics auront été dépensés en 2030 pour les plans Hydrogène successifs. Des investissements industriels sont déjà visibles dans les trois grandes technologies d'électrolyse :

- électrolyseurs alcalins : McPhy (projet de gigafactory à Grenoble); John Cockerill : fabrication massive d'électrolyseurs en Alsace ;
- électrolyseurs PEM (Proton Exchange Membrane) : Areva H2 (devenu Elogen et repris par le Groupe GTT); projet de *gigafactory* PEM à Vendôme ;
- électrolyseurs SOEC (*Solid Oxyde Electrolyser Cell*) à haut rendement : Genvia, partenariat entre le CEA et Schlumberger ; perspective d'une *gigafactory* à Béziers.

En outre, la filière innovante AEM (*Anion Exchange Membrane*) qui combinerait le meilleur de l'alcalin et des PEM et n'utiliserait pas de métaux rares est incarnée par le français Gen-Hy; une *gigafactory* est également annoncée pour cette technologie.

Plusieurs sites de production de grandes quantités d'hydrogène par électrolyse, mobilisant des électrolyseurs français, mais aussi importés, sont par ailleurs annoncés.

Les initiatives sont nombreuses dans le domaine de la mobilité. Symbio (coentreprise Michelin-Faurecia) entend industrialiser des systèmes embarqués intégrant pile à combustible et régulation. Plastic Omnium produit des réservoirs de stockage haute pression et des systèmes intégrés incluant également leur pile à combustible.

Par ailleurs, les usages de l'hydrogène ont fait l'objet de démonstrations tels des bus dans différentes collectivités territoriales (Montpellier, Béziers, Pau...); un train développé par Alstom et expérimenté en Allemagne; des taxis, etc... Pour sa part Renault, à travers son partenariat Hyvia avec l'américain Plug Power, installe des stations de production et ravitaillement en hydrogène. De même, Air Liquide et TotalEnergies sont associés pour installer et exploiter des stations de ravitaillement.

Ces quelques exemples ne visent nullement à l'exhaustivité, mais simplement à montrer que la stratégie française Hydrogène commence à s'incarner sur le terrain par des investissements effectifs. Ce n'est cependant pas l'objet de cette note de faire un bilan des investissements en cours; à côté d'indéniables réussites, il y a aussi des échecs comme la renonciation de collectivités territoriales aux bus ou trains à hydrogène du fait de coûts d'exploitation trop élevés, par exemple.

De façon beaucoup plus circonscrite et dans un contexte où l'enthousiasme pour l'hydrogène est élevé, il nous paraît nécessaire d'analyser la trajectoire qui sous-tend le plan hydrogène français au regard de la demande potentielle à moyen et long terme. Les 6,5 GW d'électrolyseurs visés en 2030 et 10 GW en 2035 devraient permettre la production par électrolyse de 0,8 Mt d'hydrogène et 1,3 Mt d'hydrogène respectivement avec un facteur de charge de 70%, voire un peu plus en anticipant une amélioration des rendements des électrolyseurs<sup>1</sup>. Ces quantités sont à comparer à la production et consommation d'hydrogène en 2022 : 0,88 Mt selon [France Hydrogène](#)<sup>2</sup>.

Aux horizons 2030 et 2035 s'ajoutera la production domestique d'hydrogène décarboné par vaporeformage (*Steam Methane Reforming* – SMR) dans des installations existantes auxquelles seront adjoints des systèmes de capture et stockage du CO<sub>2</sub> (CCS), ainsi que d'éventuelles importations, sans doute sous forme de carburants de synthèse. Il y aura, enfin, une production résiduelle d'hydrogène non décarboné. Il s'y ajoutera peut-être un peu d'hydrogène naturel; mais le potentiel reste incertain et il est compté pour mémoire en 2030.

Ainsi la stratégie Hydrogène française conduirait à disposer de 1,5 Mt en 2030 et 2,2 Mt en 2035 d'hydrogène. La demande d'hydrogène sera-t-elle au rendez-vous?

<sup>1</sup> On suppose ici que le rendement des électrolyseurs est de 70%, et que leur facteur de charge effectif est de 70%. Les quantités projetées sont supérieures à celles communiquées par le [Gouvernement en février 2023](#) (600 kt/an) qui supposent implicitement un faible facteur de charge des électrolyseurs.

<sup>2</sup> Le service des données et études statistiques (SDES) du ministère de la transition énergétique a pour la première fois fin 2023 publié les résultats de statistiques élaborées à partir d'enquêtes sur la production et la consommation d'hydrogène ([L'hydrogène pur : première évaluation des ressources et des usages en France en 2022](#)). Les quantités évaluées sont très sensiblement inférieures à celles de France Hydrogène. Conformément aux exigences d'Eurostat, le SDES a limité son recensement à l'hydrogène pur (pureté supérieure à 98%). Or il y a des utilisations industrielles ne nécessitant pas ce degré de pureté et qui seront cependant à décarboner. Nous n'avons en conséquence pas utilisé ces données, tout en soulignant combien il sera important dans le futur de disposer d'un outil statistique de suivi des productions et consommations d'hydrogène, carboné et décarboné.

Millions de tonnes d'hydrogène	2030	2035
Hydrogène électrolytique	0,8	1,3
Hydrogène décarboné SMR+CCS	0,1	0,2
Importations	0,3	0,4
Hydrogène gris	0,3	0,2
Hydrogène naturel	Pm	0,1
<b>Total</b>	<b>1,5</b>	<b>2,2</b>

Tableau 1. Estimation de l'hydrogène disponible en 2030 et 2035 avec la quantité d'électrolyseurs prévue par le plan hydrogène et un facteur de charge de 70% des électrolyseurs

Selon la stratégie hydrogène projetée par les pouvoirs publics ([SNH2\\_VF \(ecologie.gouv.fr p 21\)](#)), **la France vise à disposer de 600 kt d'hydrogène décarboné en 2030 et 1 Mt en 2035. Même sans tenir compte d'importations, l'hydrogène décarboné disponible en France serait alors en quantité environ 50% supérieure aux besoins.** Il paraît donc nécessaire de procéder à une analyse plus systématique de la demande.

## 2. L'évaluation des différentes composantes de la demande – Méthodologie et hypothèses –

Dans cette note on passe en revue les grands secteurs de la comptabilité nationale. Cependant, certains d'entre eux ne seront pas demandeurs d'hydrogène<sup>3</sup>. Les secteurs qui auront un besoin d'hydrogène sont : les industries extractives et manufacturières ; la production et distribution d'électricité (...); le transport (...). Nous les résumerons en : **énergie, industrie, transport.**

À l'horizon 2040 et en prenant en compte un mix énergétique cohérent avec « le discours de Belfort » du Président de la République et les scénarios RTE cohérents avec cette ambition, il n'y a pas de besoin de stockage de longue durée passant par le vecteur hydrogène ; en revanche, des stockages stationnaires électrochimiques seront requis pour lisser les variations quotidiennes, mais ils ne feront pas appel à l'hydrogène, car le coût du stockage électrochimique est très inférieur à celui du vecteur hydrogène et le rendement très supérieur. Nous ne retenons donc pas de consommation d'hydrogène pour la production d'électricité.

Pour ce qui concerne l'industrie et le transport, deux méthodologies d'évaluation ont été utilisées :

- la prise en compte des règlements et directives européennes résultant du paquet *Fit for 55*, qui fixent des objectifs de réduction d'émissions (maritime) ou de recours aux énergies renouvelables (autres secteurs) jusqu'en 2050. Compte tenu de l'accès à la biomasse de ces différents secteurs, il en résulte un besoin

<sup>3</sup> Agriculture, production et distribution d'eau ; déchets ; construction, commerces et réparation automobiles et cycles ; hébergement et restauration ; information et communication ; services financiers, assurances, immobilier ; services professionnels, scientifiques et techniques ; administratifs et assistance, administrations publiques ; enseignement ; art, spectacles, services récréatifs ; autres services, ménages en tant qu'employeurs, services extraterritoriaux.

d'hydrogène pour utiliser la biomasse de façon optimale<sup>4</sup> ainsi que d'hydrogène pour produire des carburants de synthèse requis après utilisation de la biomasse accessible ;

- la prise en compte des feuilles de route sectorielles proposées par les secteurs les plus émetteurs en application de l'article 301 de la loi Climat et Résilience lorsque ces feuilles de route existent : ceci est le cas pour toutes les filières sauf le transport routier de marchandises et le raffinage/pétrochimie, deux secteurs constituant cependant un marché potentiel de l'hydrogène.

Les résultats détaillés selon ces deux méthodologies sont voisins<sup>5</sup> : les règlements et directives européennes ont été approuvés postérieurement à l'élaboration des feuilles de route sectorielles, mais leurs tendances sont connues depuis longtemps et ont été largement anticipées dans l'établissement de celles-ci.

Une synthèse de ces résultats est présentée dans le tableau ci-après, limité à la demande en hydrogène décarboné : il faut y ajouter une poursuite de fourniture d'hydrogène carboné (avec sans doute au moins partiellement captage et stockage du CO<sub>2</sub>) tout au long de la transition. Les données de ce tableau sont sous-tendues par les éléments ci-après.

## Industrie

Plus du quart de l'hydrogène utilisé dans l'industrie (voir note 2) sert à la fourniture de chaleur aux raffineries et à la désulfuration des carburants utilisés par le transport routier. Cette composante va décroître.

Les autres composantes potentielles de la demande industrielle d'hydrogène sont évaluées dans le tableau ci-après pour les secteurs identifiés comme consommant de la chaleur haute température (la chaleur moyenne et basse température peut aisément être produite directement par l'électricité) :

- la production d'ammoniac. L'hypothèse haute prend en compte la décarbonation complète des sites français au moyen d'hydrogène électrolytique en maintenant leur niveau de production, ce qui nécessite d'importants investissements de rétrofit. L'hypothèse basse prend en compte l'équipement de deux des quatre sites français de dispositifs de CCS et un moindre recours à l'hydrogène décarboné pour les autres avec une baisse de production nationale ;
- la sidérurgie fera appel à la réduction du minerai de fer (*Direct Reduction Iron*) dans un premier temps par le gaz naturel puis par l'hydrogène décarboné tout en utilisant au maximum le recyclage de l'acier dans des fours électriques à arc. Le CCS doit compléter la panoplie des leviers de décarbonation. Plus tard, l'électrolyse directe du minerai de fer pourrait permettre de se passer d'hydrogène. Cependant, les hauts fourneaux équipés de CCS et les installations de réduction directe (DRI) seront utilisés jusqu'à la fin de leur vie technico-économique.
- Les produits minéraux non ferreux dont :
  - le ciment (22% des émissions industrielles françaises). La production du clinker (cuisson du calcaire et de l'argile) est à l'origine de 70% des émissions, 30% étant consacré au chauffage. Ce n'est qu'à la décarbonation de la partie chaleur que l'hydrogène pourrait contribuer, le CO<sub>2</sub> lié au process étant inévitable et relevant de l'installation de systèmes CCS. Il est alors plus logique de continuer l'utilisa-

<sup>4</sup> Le ratio entre les atomes d'hydrogène et de carbone dans la biomasse est inférieur à celui des chaînes hydrocarbonées requises pour le transport. Pour valoriser au mieux le carbone de la biomasse, il faut ajouter de l'hydrogène dans le processus de conversion.

<sup>5</sup> Les notes détaillées présentant les résultats selon les deux méthodologies sont disponibles auprès de l'Académie des technologies.

tion de carburants carbonés et de dimensionner le CCS pour l'intégralité des émissions. Il n'y a donc pas de perspective de décarbonation du ciment par l'hydrogène,

- le verre dont la France produit 4,2 Mt par an environ ([mattech-journal.org](https://mattech-journal.org)). Cette production requiert environ 8 GJ/t pour le verre plat et 10,1 GJ/t pour le verre creux, soit une moyenne d'environ 9 GJ/t (2,5 MWh) donc une consommation annuelle de 10 TWh. La production de la chaleur requise pour la fusion et le formage du verre peut être assurée par l'électricité, ce qui est le cas dans des installations industrielles en production. L'Agence hollandaise de l'environnement estime à 7 le TRL de l'électrification de la production courante contre un TRL de 4 pour des installations utilisant l'hydrogène. La demande d'hydrogène pour le verre devrait donc être marginale,
- les céramiques (matériaux de construction (briques et tuiles) et autres). La production européenne<sup>6</sup> annuelle de briques, tuiles et carrelages est de 55 Mt, 25 Mt et 4,5 Mt respectivement, soit une production française approximative de 5 MT, 2,5Mt et 0,45 Mt. La consommation d'énergie requise est de 2,31 GJ/t pour les briques et de 5,6 GJ/t pour les tuiles et les carrelages; et donc une consommation annuelle un peu inférieure à 8 TWh. Pour des raisons similaires à celles avancées pour la production de verre, la production de céramique commence à s'électrifier ou va recourir au biogaz. Différents obstacles à l'utilisation de l'hydrogène sont identifiés<sup>7</sup>; il s'y ajoute un surcoût de l'hydrogène lié au caractère diffus de cette industrie et au coût de transport de l'hydrogène. Là encore, la demande d'hydrogène devrait être marginale,
- Les autres industries manufacturières (papier-carton; sucre, etc.) font depuis de nombreuses années de gros efforts d'économie d'énergie et donc d'émissions (recyclage de matériaux, récupération de chaleur, etc. et la tendance de leurs émissions est nettement baissière. Les plans de transition sectoriels de l'ADEME qui leur fournit des outils méthodologiques n'évoquent pas l'hydrogène.

## Transports

L'hydrogène doit être réservé aux modes de transport qui ne peuvent pas être décarbonés par le vecteur électrique.

L'énergie consommée par le transport ferroviaire non électrifié représente moins de 0,3% de l'énergie du secteur des transports. Sa décarbonation qui peut être assurée par du biogaz ou du e-diesel coproduit avec du e-kérosène n'est donc pas susceptible de demander des quantités significatives d'hydrogène.

En ce qui concerne le transport routier, les véhicules légers (personnels et utilitaires) n'utiliseront pas l'hydrogène, compte tenu des progrès considérables des batteries. Concernant les transports lourds, il reste de grandes incertitudes sur les transports lourds longue distance liées à l'introduction ou non des autoroutes électriques (ERS), et au potentiel des batteries (capacité et masse) : quels seront l'autonomie et les temps de recharge des gros tracteurs électriques? Ces incertitudes sont reflétées dans les fourchettes présentées, même si on peut penser que la mise en place d'un écosystème en support de l'électricité (stations de recharge), qui se met dès maintenant en place, et le progrès des batteries vont fortement limiter le recours à l'hydrogène.

<sup>6</sup> Ecofys, 2009e; European Commission JRC-IPTS IPPC, 2009d; Ecofys and JRC-IPTS, 2009. Cité par Heat and cooling demand and market perspective - JRC- 2012.

<sup>7</sup> Decarbonizing the ceramics industry: A systematic and critical review of policy options, developments, and sociotechnical systems – Renewable and sustainable energy reviews – 2022.

En revanche le maritime et l'aviation (18% de l'énergie consommée par le secteur des transports<sup>8</sup>) ne peuvent être décarbonés sans recourir à l'hydrogène.

- Pour l'aviation ce sera dans une première étape la production de biokérosène avec des procédés de deuxième génération. Pour assurer une utilisation optimale de la biomasse, de l'hydrogène devra être injecté dans le process. La biomasse disponible annuellement étant limitée, il faudra à partir de ~2035/2040 utiliser des e-kérosènes en plus de la biomasse.
- La décarbonation du maritime suivra un chemin légèrement différent. L'Union européenne impose au secteur maritime un objectif de réduction des émissions (en pourcentage par rapport à une référence) contrairement à l'aviation à qui sont imposés des objectifs d'incorporation de carburants décarbonés ; le maritime va, dans un premier temps, convertir ses flottes fonctionnant actuellement au fuel lourd en motorisation gaz naturel puis biogaz ou carburants liquides issus de la biomasse (BtL) ; puis viendront des carburants de synthèse (vraisemblablement e-méthanol). La feuille de route du transport maritime prend en compte une relocalisation du soutage dans les ports français ; le tableau ci-après intègre cette volonté en « hypothèse haute », mais elle est très peu plausible, le soutage maritime diminue en effet régulièrement depuis vingt ans.

### 3. Conclusions

On ne saurait évidemment prétendre prévoir la demande en hydrogène dans vingt-cinq ans : ce n'est que progressivement que les projections deviendront fiables. Il ne s'agit ici que d'esquisser une trajectoire. Les fourchettes à l'horizon 2050 sont donc larges et ne peuvent servir à bâtir une politique, par contre, les années 2030 et 2040 sont en revanche significatives.

À l'horizon 2040, la demande française pourrait se situer aux alentours de 1,4 Mt d'hydrogène décarboné, dont les 2/3 serait affecté aux transports maritimes et aériens ; la colonne 2040/plausible donne une indication de la répartition des usages de l'hydrogène à cette date. L'industrie aura d'impératifs besoins d'hydrogène (500 kt), mais elle sera néanmoins un moindre consommateur que les transports (850 kt). Le CCS assurera une part de la décarbonation de l'industrie.

La demande sera satisfaite par la production française (hydrogène électrolytique et hydrogène SMR/CCS) et des importations. L'équilibre importations/production domestique résultera des coûts relatifs de production et de transport. Avec une hypothèse arbitraire de 30% d'importation et 70% de production domestique, la production requise en France serait d'environ 1 Mt.

Cette valeur est à comparer au plan hydrogène qui permettrait de produire en France dès 2035 1,3 Mt d'hydrogène électrolytique (10 GW) auxquels s'ajouteraient de l'hydrogène SMR/CCS et peut-être de l'hydrogène naturel, et donc de disposer de 1,6 Mt d'hydrogène domestique. L'équilibre offre/demande pourrait s'établir en 2040 selon le tableau ci-après.

<sup>8</sup> 26% en moyenne européenne. C'est la conséquence du faible soutage en France pour le transport maritime.



kt H <sub>2</sub> décarboné		2040	
		Disponibilité <sup>9</sup>	Consommation
Données du tableau 3 Consommation H <sub>2</sub>	Énergie (Pt)		0
	Industrie		500
	Transport		850
Données du tableau 1 Disponibilité H <sub>2</sub>	<b>Total hors importations</b>	<b>1 600</b>	<b>1 350</b>
	<b>Total avec importations</b>	<b>2 000</b>	

Tableau 2. Équilibre Offre – demande en 2040

On peut en conclure que :

- l'objectif d'installation d'électrolyseurs selon ce plan permettrait de satisfaire une demande très supérieure au besoin estimé en 2040 ; et la capacité resterait excédentaire même dans l'hypothèse d'absence d'importations.
- Selon ce plan, les perspectives de production domestique d'hydrogène électrolytique permettent une production significative de carburants de synthèse sur le territoire français. Elle est prise en compte dans les évaluations de l'Académie des technologies, mais elle est négligée dans la révision de la stratégie hydrogène française. Le développement de la technologie des carburants de synthèse permettrait à la France de les produire en partie sur son territoire et d'exporter sa technologie.

<sup>9</sup> La disponibilité indiquée est celle de 2035 (voir tableau 1). Celle de 2040 devrait être supérieure vu les développements attendus.



	Demande Hydrogène décarboné (t)	2030 Min	2030 Max	2040 Min	2040 Max	2040 Plausible	2050 Min	2050 Max	Commentaires
	Production électricité	-	-	-	-	-	-	-	Pas de production requise avec le plan Belfort et les scénarios RTE correspondants
Industrie	Ammoniac	-	-	20000	90000	40000	40000	185000	Hypothèse haute ou basse selon l'importance de la relocalisation de la production d'engrais et l'utilisation du CCS.
	Sidérurgie en t H <sub>2</sub>	-	-	60000	60000	60000	60000	120000	En première étape, la décarbonation (hors recyclage d'acier dans des fours électriques) sera assurée aux 2/3 par le CCS et 1/3 par le DRI. Ultérieurement les installations CCS seront utilisées jusqu'à fin de vie; l'électrolyse directe du minerai prendra le relais
	Raffinage, pétrochimie et chimie	-	-	200000	400000	300000	200000	200000	Après être passé par un pic (décarbonation), la demande d'hydrogène devrait baisser (sortie des moteurs thermiques et conséquences sur les raffineries)
	Chaleur HT (verre, céramique, autres...)	Pm	Pm	-	150000	100000	200000	200000	-
Transport terrestre	Véhicules légers	-	-	-	-	-	-	-	Cette demande est assurée plus efficacement et moins cher par des batteries.
	Véhicules lourds courte distance	-	-	-	-	-	-	-	
	Véhicules lourds longue distance	-	-	-	400000	100000	0	600000	Il y a une grande incertitude sur la demande à long terme de ce segment selon que l'ERS s'impose ou non en Europe (c'est la solution la moins consommatrice en énergie, et la plus économique); et les progrès dans les batteries. L'hypothèse haute est peu probable.
	Ferroviaire	-	-	-	-	-	-	-	Il peut y avoir une demande marginale pour la décarbonation des lignes non électrifiées; mais elles seront plutôt redevables du diesel coproduit avec le kérosène, ou du biogaz.





	Demande Hydrogène décarboné (t)	2030	2030	2040	2040	2040	2050	2050	Commentaires
		Min	Max	Min	Max	Plausible	Min	Max	
Transport maritime	Biocarburant	30 000	130 000	110 000	230 000	110 000	80 000	150 000	L'hypothèse haute correspond à une augmentation significative du soutage dans les ports français : c'est celle de la profession, mais elle n'est guère crédible.
	e-méthanol	0	60 000	40 000	590 000	40 000	600 000	1 160 000	Idem ligne précédente
Aviation	Aérien e-BLt	130 000	130 000	160 000	160 000	600 000	240 000	240 000	L'hypothèse haute laisse une place à « l'avion hydrogène » même s'il est peu crédible à l'horizon 2050 ; il se substituerait à du e-kérosène.
	e-Kérosène	-	-	270 000	270 000		2 445 000	1 880 000	
	H <sub>2</sub>	-	-	-	-		-	565 000	
<b>Total</b>		<b>160 000</b>	<b>320 000</b>	<b>870 000</b>	<b>2 350 000</b>	<b>1 350 000</b>	<b>3 865 000</b>	<b>5 300 000</b>	

Tableau 3. Estimation de la demande française d'hydrogène.

## Annexe I : Les plans Hydrogène français

2018

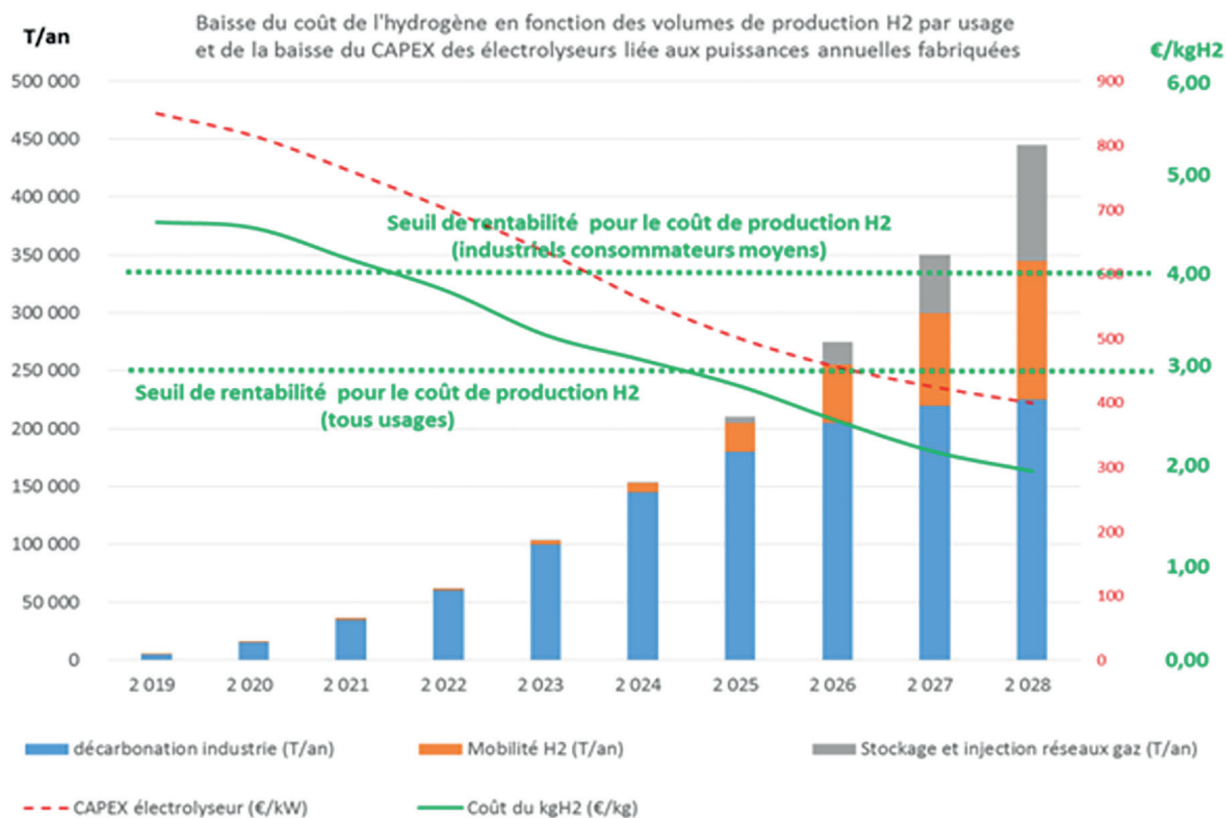


Figure 1. Plan «Hulot» – Développement de l'hydrogène pour la transition énergétique – 2018 100 M€/an

2020

- Installation d'une capacité de production d'hydrogène décarboné de 6,5 GW par électrolyse.
- 3,4 Mds€ alloués sur la période 2020-2023 – 7 milliards jusqu'en 2030
- Faire émerger une filière française de l'électrolyse
  - Décarboner l'industrie en remplaçant l'hydrogène carboné
  - Développer une offre de mobilité lourde à l'hydrogène
  - Développer des projets territoriaux d'envergure en incitant à mutualiser les usages
  - Soutenir la recherche et l'innovation
  - Développer les compétences



## Février 2023

Accélération à moyens constants du plan 2020

## 4 décembre 2023

Présentation des « contours » de la nouvelle stratégie Hydrogène

- 6,5 GW d'électrolyseurs en 2030 correspondant à 600 kt d'hydrogène, et 10 GW en 2035
- 500 kilomètres de canalisations pourront être déployées « à court terme »
- Mobilités lourdes à l'hydrogène décarboné

## Premier trimestre 2024

Nouvelle stratégie hydrogène axée sur réseaux et stockage — Selon le projet en consultation publique fin 2023, sont prévus 6,5 GW d'électrolyseurs en 2030, et 10 GW en 2035.

Selon le texte de la nouvelle stratégie, ces électrolyseurs produiraient 600 kt d'hydrogène décarboné en 2030 et 1 Mt de tonnes en 2035. En admettant qu'à cet horizon, le rendement des électrolyseurs atteigne 75 % (les perspectives de l'électrolyse haute température SOEC) et de l'électrolyse AEM sont sensiblement plus élevées (Genvia/SOEC annonce > 90 % ; Gen-HY/AEM > 85 %), les hypothèses de la stratégie hydrogène révisée font l'hypothèse d'un facteur de charge de 53 %<sup>10</sup>. Ce facteur de charge serait particulièrement faible, alors même que les décisions les plus récentes de l'Union européenne<sup>11</sup> permettent de produire de l'hydrogène décarboné à partir du réseau électrique (sans que l'électricité ne soit nécessairement renouvelable) si le réseau est très décarboné (moins de 18 gCO<sub>2</sub>eq/MJ), ce qui devrait être le cas du réseau électrique français.

Il y a donc une incohérence entre les objectifs d'installation d'électrolyseurs et les objectifs de production .

<sup>10</sup> La production d'un million de tonnes d'hydrogène (hors compression) avec un rendement de 70 % requiert environ 50 TWh, soit 5,7 GW d'électrolyseurs ayant un facteur de charge de 1. S'il faut 10 GW pour assurer cette production avec un rendement de 75 %, le facteur de charge est 53 % (= (5,7/10)\*(70/75)).

<sup>11</sup> Commission delegated regulation (EU) 2023/1184 of 10 February 2023 supplementing Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council by establishing a Union methodology setting out detailed rules for the production of renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin.