Cour des comptes

DEUXIÈME CHAMBRE

TROISIÈME SECTION

S2025-0104

OBSERVATIONS DÉFINITIVES

(Article R. 143-11 du code des juridictions financières)

LE SOUTIEN AU DÉVELOPPEMENT DE L'HYDROGÈNE DECARBONÉ

Le présent document, qui a fait l'objet d'une contradiction avec les destinataires concernés, a été délibéré par la Cour des comptes, le 31 JANVIER 2025.

TABLE DES MATIÈRES

SYNTHÈSE....4

RECOMMANDATIONS....8

INTRODUCTION....9

1 UNE STRATEGIE HYDROGENE AMBITIEUSE MAIS IRREALISTE....11

1.1 L'hydrogène décarboné : un levier de décarbonation....11

1.1.1 Une production d'hydrogène aujourd'hui essentiellement carbonée, des volumes mal connus....11

1.1.2 Électrolyse de l'eau, capture et stockage du carbone : deux solutions de décarbonation de l'hydrogène....16

1.1.3 Production électrolytique d'hydrogène bas carbone : des applications extra-industrielles....19

1.1.4 Un cadre juridique européen peu favorable à la production d'hydrogène bas carbone....21

1.2 Des stratégies nationales dont les objectifs semblent hors de portée....23

1.2.1 Des objectifs de moyen terme devenus très ambitieux....23

1.2.2 Des projections qui apparaissent de moins en moins réalistes....26

1.3 Des technologies de production décarbonée non compétitives....30

1.3.1 Une grande dépendance aux prix de l'électricité....30

1.3.2 La compensation carbone, un élément important pour la compétitivité des électrolyseurs....31

1.3.3 Les enjeux d'une exploitation flexible des électrolyseurs pour diminuer leurs coûts de production....33

1.3.4 Une production électrolytique peu compétitive....34

1.3.5 La capture et le stockage du carbone : une alternative dont l'étude ne doit pas être négligée....36

2 UN SOUTIEN PUBLIC ENCORE PEU MOBILISÉ, NON CIBLÉ ET SOUS ESTIMÉ....38

2.1 Des annonces de soutiens publics de plus en plus massifs mais encore très peu de réalisations....38

2.1.1 Un plan de 9 Md€ à l'horizon 2030....38

2.1.2 Un très faible taux de décaissement à date....39

2.1.3 De premiers résultats concrets pour le soutien à la R&D....40

2.1.4 Les appels à projets « écosystèmes » de l'ADEME : des projets fragiles, une mise en œuvre lente et des bénéfices incertains....44

2.2 Un soutien qui se massifie et se concentre autour d'un petit nombre de dispositifs....47

2.2.1 Un soutien budgétaire massif pour structurer une filière de l'hydrogène....47
2.2.2 Le soutien à l'hydrogène par la TIRUERT : un dispositif incitatif dont le coût repose sur l'usager....50
2.2.3 Un nouveau mécanisme de soutien à la production dont le coût budgétaire s'annonce massif....52
2.3 Une politique de soutien tous azimuts....55
2.3.1 Une répartition sectorielle qui privilégie encore les mobilités routières....56
2.3.2 Une attention insuffisante au coût des infrastructures....59
2.4 Un soutien public qui pourrait excéder les 9 Md€ annoncés....60
2.4.1 Une vision incomplète des coûts du soutien public....60
2.4.2 Un recours à l'hydrogène électrolytique qui représente, en l'état, un coût d'abattement de plus de 500 €/tCO_2....63
2.4.3 Des perspectives de dépenses publiques difficilement soutenables....64

ANNEXES....68

Annexe n° 1. Abréviations....69
Annexe n° 2. Principales caractéristiques des différentes technologies d'électrolyseur....71
Annexe n° 3. Détail des hypothèses utilisées pour les calculs de coûts....72
Annexe n° 4. Présentation détaillée des quatre PIIEC Hydrogène et des projets LDAEE....79
Annexe n° 5. Circuit budgétaire des principaux dispositifs et dépenses engagées....81

SYNTHÈSE

L'intérêt d'une production d'hydrogène décarbonée

En France, l'hydrogène est aujourd'hui produit et consommé presqu'exclusivement par l'industrie, à hauteur d'environ 1 Mt/an, en particulier dans le raffinage et l'industrie chimique. Sa production est issue du craquage de molécules d'hydrocarbures (gaz naturel notamment), soit dans le cadre de réactions chimiques dont l'hydrogène est l'un des coproduits, soit dans des vaporeformeurs pour une production dédiée.

Cette production d'hydrogène est fortement émettrice de carbone : le vaporeformage du méthane émet par exemple 11,1 kg CO_2/kg H_2. La production d'hydrogène en France est ainsi responsable de l'émission de plus de 10 Mt CO_2/an, dont 4 Mt par vaporeformage. L'utilisation de procédés de production d'hydrogène moins émetteurs de carbone est donc un enjeu majeur de la décarbonation de l'industrie.

Subsidiairement, l'utilisation de l'hydrogène dans d'autres secteurs économiques[1], dès lors que sa production serait décarbonée, pourrait contribuer plus largement à l'atteinte des objectifs climatiques de la France.

Une production décarbonée d'hydrogène peut être assurée de deux principales manières : soit en captant et en stockant le carbone émis lors du craquage d'hydrocarbures, soit en produisant l'hydrogène par électrolyse de l'eau. La première permet de décarboner les processus industriels sans les modifier substantiellement mais maintient une dépendance aux sources d'énergie fossiles. La seconde ne nécessite que de l'électricité et de l'eau mais suppose d'importants investissements et présente l'inconvénient d'un faible rendement énergétique (65 % au mieux avec les technologies actuelles).

Des stratégies nationales hydrogène aux objectifs irréalistes

La politique de développement de l'hydrogène repose en France sur une stratégie dédiée : la stratégie nationale hydrogène, publiée en 2020 à la suite du « Plan Hulot » de 2018. Elle considère la production d'hydrogène électrolytique comme seule option à soutenir par les pouvoirs publics pour décarboner la production d'hydrogène. La première stratégie nationale hydrogène (SNH1) prévoit un objectif de 6,5 GW de capacités électrolytiques installées à l'horizon 2030.

Un projet de deuxième stratégie nationale hydrogène – SNH 2(p) – a été soumis à consultation publique en décembre 2023 mais n'était toujours pas publiée début 2025. Celui-ci consacre notamment l'objectif de 6,5 GW de capacités de production électrolytique en 2030 et lui adjoint un objectif de production (0,6 Mt/an à horizon 2030) ainsi qu'un nouvel objectif pour 2035 : 10 GW de capacités installées et une production de 1 Mt/an. Par ailleurs, les trajectoires de plus long terme étudiées par les administrations dans le cadre de l'élaboration de

[1] Par exemple comme combustible ou facteur de production de carburants.

la prochaine stratégie française énergie-climat (SFEC) visent près de 4 Mt/an de production et de consommation d'hydrogène en 2050[2].

Ces objectifs paraissent toutefois irréalistes. En effet, du côté de l'offre, les dispositifs de soutien mis en œuvre par la puissance publique pourraient permettre tout au plus la mise en place de 0,5 GW à 3,1 GW en 2030, loin de l'objectif de 6,5 GW, pourtant confirmé par le projet de PPE mis à consultation en novembre 2024. Par ailleurs, du côté de la demande, l'objectif de consommation de 1 Mt H_2 décarboné à horizon 2035 traduit une vision trop optimiste des consommations probables : la Cour des comptes européennes, le CEA et l'AIE estiment nécessaire de revoir à la baisse les perspectives de demande au niveau mondial comme au niveau européen. Intégrer aux stratégies énergétiques de long terme des trajectoires irréalistes pour l'hydrogène fragiliserait en outre la crédibilité et la cohérence d'ensemble de ces stratégies.

Un soutien public tous azimuts à mieux répartir selon les priorités et les enjeux

Le soutien public concerne toute la chaine de valeur de l'hydrogène décarboné. La recherche et le développement devraient mobiliser autour de 2 Md€ sur 2020-2030, l'industrialisation de la chaine de valeur de l'hydrogène 1,5 Md€, l'installation d'électrolyseurs jusqu'à 1,4 Md€ et la production et l'usage d'hydrogène au moins 4 Md€. Cette répartition des soutiens traduit la poursuite d'un double objectif : décarboner l'économie grâce à l'hydrogène et développer une filière nationale de l'hydrogène.

Au sein de ce soutien, la place de la mobilité routière parait disproportionnée au regard des priorités énoncés par la SNH 2(p). Près de 50 % des dépenses déjà engagées concerne ce secteur. C'est le cas de certaines usines subventionnées dans le cadre du PIIEC qui construisent des piles à combustible dont l'usage prévu est majoritairement routier, mais aussi des appels à projets « écosystèmes territoriaux » de l'ADEME ou d'une partie des soutiens à la recherche et au développement. Cette incohérence s'explique pour partie par la remise en cause récente de la place accordée au secteur des transports dans le développement des usages de l'hydrogène. Un bilan de ces soutiens aux mobilités doit être effectué afin de s'assurer de la pertinence des nouvelles priorités et d'en tirer les conséquences en matière de ciblage des soutiens.

Inversement, la question des infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène mériterait d'être davantage traitée afin d'identifier la réalité des besoins en la matière. Ces infrastructures conditionnent en effet la possibilité d'exploiter les électrolyseurs de manière

[2] La trajectoire a horizon 2030 fait l'objet d'une consultation publique lancée le 4 novembre 2024. Les perspectives de long terme constituent encore à ce stade des modélisations internes à l'administration pour atteindre la neutralité carbone d'ici 2050.

flexible, ce qui pourrait permettre de réduire leurs coûts de production et de les faire contribuer à l'équilibrage des réseaux d'électricité.

Un soutien public qui tarde à se concrétiser mais qui pourrait dépasser le montant annoncé de 9 Md€

La première stratégie nationale hydrogène (SNH 1) prévoyait dès 2020 un soutien public de 7 Md€ sur la période 2020-2030. L'enveloppe financière de soutien à l'hydrogène décarboné a été relevée à 9 Md€ en 2023. Elle s'articule autour d'un mécanisme de soutien à la production pour un montant prévisionnel de 4,0 Md€ visant 1 GW de capacité électrolytique, des soutiens à l'industrialisation de la chaine de valeur de l'hydrogène s'appuyant en grande partie sur le PIIEC[3] hydrogène, à hauteur de près de 4 Md€, et des soutiens à la recherche, au développement et à aux démonstrateurs, essentiellement portés par l'ADEME pour 0,9 Md€.

Au premier semestre 2024, moins de 1 Md€ a été décaissé (0,9 Md€), et près d'un tiers (3,0 Md€) a déjà été juridiquement engagé. Le premier appel d'offre du mécanisme de soutien à la production d'hydrogène n'a été lancé qu'en décembre 2024, alors qu'il était annoncé dès 2020 et représente près de la moitié de l'enveloppe de soutien public prévue. Compte tenu des délais laissés aux acteurs (cinq ans à compter de l'octroi de l'aide), les premiers électrolyseurs subventionnés par ce biais pourraient n'être mis en service que fin 2030.

L'enveloppe de soutien annoncée par les pouvoirs publics omet par ailleurs de répertorier certains dispositifs généraux dont bénéficient les producteurs d'hydrogène électrolytique. Il s'agit de la compensation carbone[4], d'une tarification réduite pour l'usage des réseaux d'électricité et de l'exonération d'accises sur l'électricité (ex-TICFE). Sur la base des objectifs fixés par les stratégies, ces dispositifs pourraient représenter un montant d'aide cumulé de l'ordre de 1,9 Md€ d'ici 2030. En retenant cette hypothèse, le coût global des dispositifs de soutien en faveur de l'hydrogène s'établirait plutôt entre 9,6 Md€ et 13 Md€, en fonction notamment du coût effectif du mécanisme de soutien à la production, qui dépendra du niveau des prix de l'électricité. Ces soutiens sont très majoritairement portés par la SNH (entre 6,6 Md€ et 10,1 Md€), le reste étant supporté par l'enveloppe « décarbonation de l'industrie » (0,9 Md€) ou par le biais des dispositifs généraux susmentionnés (1,9 Md€).

Un développement de filière qui poserait problème pour les finances publiques s'il nécessitait un soutien croissant et durable

La transition vers une production électrolytique de l'hydrogène engendrerait des coûts importants pour la collectivité si la production d'hydrogène électrolytique restait durablement non compétitive. Sous toutes hypothèses, le coût de production de l'hydrogène électrolytique serait compris entre 4,0 €/kg H_2 et 4,9 €/kg H_2 pour un prix de l'électricité de 75 €/MWh (prix de la fourniture), soit un déficit de compétitivité de 1,5 à 2 €/kg H_2 par rapport au vaporeformage. Du reste, selon les données de coûts disponibles, la solution d'une capture et stockage de carbone adjointe au vaporeformage serait moins coûteuse pour un même résultat

[3] Projet important d'intérêt européen commun ; dispositif dérogatoire au droit commun des aides d'État.
[4] Soutien budgétaire visant à compenser, pour les électro-intensifs, le coût du marché de quotas carbone « SEQE-UE » ; le niveau de subvention est directement lié au prix des quotas et à la consommation d'électricité.

en termes de décarbonation (entre 2,3 €/kg et 3,0 €/kg suivant les prix du quota carbone, pour un prix du gaz de 30 €/MWh) et pourrait être envisagée sur certains sites.

Cet écart de compétitivité en défaveur de l'électrolyse induit des surcoûts d'autant plus significatifs pour la collectivité que les volumes envisagés sont importants. Sur la base d'un scénario de développement de la production d'hydrogène correspondant à la trajectoire sous-jacente au projet actuel de SFEC à horizon 2050, le surcoût de cette transition serait compris entre 3,5 Md€/an et 8,6 Md€/an entre 2024 et 2050 pour une production d'hydrogène « en bande »[5]. Ce surcoût correspond à la différence de coûts entre une production par vaporeformage et une production électrolytique. L'amplitude de la fourchette est le reflet de la forte incertitude sur l'évolution des prix de l'énergie et des quotas carbone.

Ces estimations ne présument pas de la répartition de la charge de ce surcoût entre les acteurs économiques privés et l'État. Néanmoins, étant donnés les montants en jeu, un soutien budgétaire, à travers une prise en charge des surcoûts de la production électrolytique par l'État comme prévu par le mécanisme en voie de mise en œuvre, poserait un problème évident de soutenabilité pour les finances publiques. À cet égard, les dispositifs qui, à l'instar de la taxe incitative relative à l'utilisation des énergies renouvelables dans les transports (TIRUERT), permettent de faire peser une partie de la charge de la transition énergétique directement sur les acteurs économiques privés, doivent aussi être considérés, selon les cas, comme un outil utile.

[5] C'est-à-dire un rythme de production constant toute au long de l'année.

RECOMMANDATIONS

Recommandation n° 1. (CGDD, 2025) : Assurer un suivi statistique de la production et de la consommation d'hydrogène incluant l'ensemble des sources et des usages.

Recommandation n° 2. (SGPE, DGEC, DGE, 2025) : Fixer dans les documents de planification énergétique des trajectoires de consommation et de production d'H_2 réalistes au regard des perspectives de développement et de compétitivité de la filière.

Recommandation n° 3. (DGEC, 2025) : Mettre en œuvre et contrôler l'exclusion effective de la production d'hydrogène à destination du raffinage de tout bénéfice du mécanisme budgétaire de soutien à la production.

Recommandation n° 4. (DGEC, DGE, 2025) : Procéder à une évaluation des soutiens déjà apportés aux projets de mobilité routière afin de redéfinir la place de ces usages dans la stratégie nationale hydrogène.

INTRODUCTION

Pour atteindre les objectifs de décarbonation de l'économie, et en particulier de l'industrie, la production et l'utilisation d'hydrogène décarboné apparait comme un levier mobilisable au niveau français, européen et mondial pour décarboner les usages actuels de l'hydrogène mais également pour de nouveaux usages (mobilités et équilibrage du réseau électrique notamment).

L'hydrogène aujourd'hui utilisé par l'industrie (0,9 Mt H_2/an en France) est essentiellement produit selon des procédés fortement émetteurs de CO_2 (11 kg CO_2/kg H_2 soit plus de 10 Mt CO_2/an en France) par craquage d'un hydrocarbure, en particulier de gaz naturel. La décarbonation de la production d'hydrogène peut s'effectuer en procédant par électrolyse de l'eau (séparation des molécules d'oxygène et d'hydrogène de l'eau) à partir d'électricité décarbonée, ou en capturant et en stockant le carbone émis lors du craquage d'un hydrocarbure. Quelle qu'en soit la forme, la production d'hydrogène nécessite un apport d'énergie. Il s'agit donc avant tout d'un vecteur énergétique, comme l'électricité, et non pas d'une source d'énergie primaire, à l'exception de l'hydrogène dit « blanc », c'est-à-dire l'hydrogène présent nativement dans la croûte terrestre[6].

La densité énergétique[7] par unité de masse élevée de l'hydrogène (33,33 kWh/kg, soit plus de deux fois celle du gaz naturel ou de l'essence), suscite également l'intérêt d'autres secteurs, en particulier des transports, pour leur décarbonation. Toutefois, le faible rendement de sa chaîne de production à partir d'énergie primaire reste un handicap.

La réussite de la décarbonation des secteurs visés nécessite l'émergence de capacités de production d'hydrogène décarboné à un coût compétitif et, dans le cas de l'électrolyse, l'accès à une production électrique en quantité suffisante. Face aux enjeux techniques, industriels et économiques afférents à cette transition, les pouvoirs publics ont décidé un soutien important pour la recherche, le développement et l'industrialisation de solutions de production et d'usage d'hydrogène. C'est dans ce cadre que s'inscrivent les plans d'action gouvernementaux dont le dernier, actuellement en consultation publique, – la seconde stratégie nationale hydrogène – s'appuie sur une enveloppée annoncée de soutien public de 9 Md€ entre 2020 et 2030.

Si la France a élaboré ses propres stratégies en faveur du développement de l'hydrogène décarboné, l'hydrogène est également un élément clé dans le renforcement de la souveraineté énergétique et industrielle de l'Union européenne, qui agit également avec ses moyens d'action. Les soutiens communautaires à l'hydrogène décarboné passent notamment par les interventions de la banque européenne de l'hydrogène. Elle propose un mécanisme de soutien en faveur de la production d'hydrogène renouvelable mais, à ce stade, aucun projet français n'a été retenu lors de la première mise aux enchères. Le présent rapport se consacre toutefois avant tout aux plans de soutien français.

Il vise à établir un premier bilan du soutien au développement de l'hydrogène décarboné. Il décrit l'intérêt et les principaux enjeux qu'emporte le développement d'une filière française de l'hydrogène décarboné, ainsi que les différentes stratégies hydrogène mise en

[6] La question de l'hydrogène blanc n'est pas traitée dans le présent rapport.
[7] Mesurée par son pouvoir calorifique inférieur (PCI), soit la quantité de chaleur dégagée par la combustion d'une unité de masse.

œuvre depuis 2018 pour y répondre, avant d'en analyser plus précisément les multiples dispositifs d'accompagnement. Les sujets de filière nationale et d'emploi, pour lesquels tout bilan serait prématuré à ce stade, n'ont pas été intégrés à l'analyse. Au regard de son caractère très prospectif à ce stade, le sujet des importations n'a pas non plus été intégré au périmètre de l'analyse.

1 UNE STRATEGIE HYDROGENE AMBITIEUSE MAIS IRREALISTE

Une production nationale d'hydrogène décarbonée pourrait contribuer significativement à l'atteinte des objectifs de décarbonation de l'économie française. C'est dans cette perspective que se sont placées les stratégies nationales successives consacrées à l'hydrogène. Néanmoins, les trajectoires de développement de la production comme des usages de l'hydrogène envisagées par les pouvoirs publics apparaissent de moins en moins réalistes et la question du défaut de compétitivité des modes de production décarbonés reste pendante.

1.1 L'hydrogène décarboné : un levier de décarbonation

1.1.1 Une production d'hydrogène aujourd'hui essentiellement carbonée, des volumes mal connus

Des usages actuels essentiellement industriels et pour des volumes mal connus

Les estimations de production et de consommation d'hydrogène en France sont marquées par de fortes incertitudes du fait d'une comptabilité hydrogène encore en construction. Le service des données et études statistiques (SDES) du commissariat général au développement durable (CGDD) a conduit une première estimation de la consommation d'hydrogène pur à 98 %, c'est-à-dire des gaz contenant plus de 98 % d'hydrogène. Publiée en décembre 2023, cette étude estime la consommation d'hydrogène pur en 2022 à 200 000 tonnes. Si elle constitue vraisemblablement l'évaluation la plus robuste méthodologiquement, elle néglige cependant un pan important de la consommation d'hydrogène. En particulier l'ensemble de la production d'ammoniac est exclu de ce premier bilan alors que ce secteur représenterait près d'un tiers des usages au niveau mondial. Le choix de concentrer l'étude sur la consommation d'hydrogène pur répond à la fois à une demande d'Eurostat et à l'impératif méthodologique d'éviter les doubles comptes. Toutefois, cette méthode ne permet pas d'apprécier fidèlement la consommation française d'hydrogène.

L'absence d'étude statistique robuste et complète sur la production et la consommation d'hydrogène ne permet pas un diagnostic partagé de la situation actuelle. Si différentes études s'essaient à cette estimation, elles sont parfois peu concordantes et souvent muettes sur leur méthodologie (cf. tableau *infra*). En tout état de cause, l'estimation d'une production et d'une consommation d'hydrogène 0,9 Mt/an semble la plus réaliste.

Tableau n° 1 : Estimations de la consommation nationale d'hydrogène en France suivant les sources

Source	Périmètre, méthode, année	Production et Consommation	Détail production / consommation
Société chimique de France, 2010	Enquête auprès des professionnels réalisée en 2009 sur les productions et consommations 2008. Pas de précision sur la pureté du H2	922 kt/an (*en production et consommation*)	<u>Type de production</u> Coproduit : 59 % Production sur site : 30 % Production marchande : 11 % <u>Secteur de production</u> Raffinage : 31 % Ammoniac : 23 % Pétrochimie : 15 % Autres : 31 % <u>Consommation</u> Industrie pétrolière : 409 kt Ammoniac : 237 kt Sidérurgie ; 127 kt
Stratégie nationale hydrogène n°1, 2020	Aucune information	900 kt/an	N.D.
Stratégie nationale hydrogène n°2 (provisoire), 2023	Sous-jacents à la SNH transmis par la DGEC	930 kt/an	<u>Production</u> Production externe : 430 kt Production interne : 500 kt <u>Consommation</u> Raffinage : 450 kt Engrais : 250 kt Aciérie : 120 kt
CGDD, 2023	Enquête auprès des industriels sur la production et la consommation d'hydrogène pur à 98 % en 2022	200 kt/an	<u>Production</u> Autoconsommation : 137 kt Production marchande : 63 kt Importations nettes : 0 kt <u>Consommation</u> Raffinage : 37 kt industrie : 111 kt autres (mélanges, pertes etc.) : 48 kt
European Hydrogen observatory	Année 2023	Production : 549 kt/an (capacité de production à 917 kt/an) Consommation : 546 kt/an	<u>Production</u> Électrolyse : 2,3 kt Coproduit (Chlore, Éthylène etc.) : 68 kt Vaporeformage : 468 kt Vaporeformage avec capture et stockage du carbone : 11 kt <u>Consommation</u> Raffinage : 338 kt Ammoniac : 125 kt Industrie chimique : 26 kt Chaleur industrielle : 34 kt

Source	Périmètre, méthode, année	Production et Consommation	Détail production / consommation
			Autres : 23 kt (dont 1 kt/an pour la mobilité)
RTE,2021	Estimation utilisée dans l'étude Futurs énergétique	930 kt/an	Production Coproduit : 570 kt Production à dessein : 360 kt Consommation Raffinage : 480 kt Ammoniac : 240 kt Sidérurgie : 120 kt
RTE, 2024	Estimation pour l'année 2019, chapitre 11 du bilan prévisionnel	~900 kt/an	Production : Coproduction : 500 kt/an Production dédiée : 400 kt/an Consommation : Raffinage : 450 kt/an Ammoniac : 197 kt/an Sidérurgie : 126 kt/an Chaleur industrielle : 98 kt/an

Source : Cour des comptes

Il semble nécessaire d'assurer un suivi statistique plus complet des consommations d'hydrogène. Ce suivi devrait inclure les cas où l'hydrogène est utilisé dans un mélange de gaz, et préciser les modalités de production (production fatale ou à dessein). Il pourrait également évaluer le gisement réellement décarbonable que RTE estime à 40 % de la consommation, correspondant à la part de production d'hydrogène à dessein[8].

Recommandation n° 1. (CGDD, 2025) : Assurer un suivi statistique de la production et de la consommation d'hydrogène incluant l'ensemble des sources et des usages.

Une production majoritairement dédiée et carbonée

L'hydrogène consommé par l'industrie est principalement produit sur le site de sa consommation soit de manière fatale, comme coproduit d'une réaction chimique, soit à dessein avec une production locale permettant d'éviter le transport d'hydrogène. Subsidiairement il peut être produit à des fins commerciales :

- Au niveau mondial la production sur le site de consommation représente plus de 90 % de la production (AIE, 2023).
- Au niveau français, la production sur site pourrait représenter entre 70 % et 90 % de la production totale.

[8] *La transition vers un hydrogène bas carbone, RTE, 2020*

La production d'hydrogène dédiée représente en France 40 % de la production totale et repose essentiellement sur le vaporeformage du gaz naturel, processus fortement émetteur de gaz à effet de serre (environ 11 kg CO_{2eq}/kg H_2). Le vaporeformage consiste à casser les molécules d'un hydrocarbure (le gaz principalement) pour en extraire le dihydrogène. La gazéification, processus alternatif, consiste à transformer un solide carboné (biomasse ou charbon) en un mélange de deux gaz : le monoxyde de carbone et le dihydrogène. Cette méthode est principalement utilisée en Chine à partir de charbon et n'est pas utilisée en France.

Au niveau national, la production d'hydrogène est responsable de plus de 10 Mt CO_2/an[9], soit près de 2,5 % des émissions nationales. Dans le monde, l'empreinte carbone de l'hydrogène était de près de 1,2 Gt CO_2 en 2022, soit environ 2 % des émissions.

Tableau n° 2 : Structure de production d'hydrogène en 2022 en France et dans le monde et émissions afférentes

Processus de production	Emissions (en kg CO_{2eq}/kgH_2) (*)	Part de la production mondiale	Part de la production dédiée en France
Gazéification du Charbon	22-26 (AIE)	21 % (16 Mt)	0 %
Vaporeformage du gaz naturel	11,1 (ADEME)	78 % (74 Mt)	98 %
Vaporeformage du gaz naturel associée à un dispositif de capture et de stockage du carbone (cf. infra)	1,5-6,2 (AIE, *capture à 93 % + prise en compte des émissions amont*)	0,7 % (0,7 Mt)	1,8 %

Source : ADEME (2023), AIE (2023), European hydrogen observatory (2023)
(*) : lorsque les données sont disponibles, la base carbone de l'ADEME est retenue en prenant les données pour une production sur site industriel sans transport d'hydrogène en France continentale. Lorsque les données sont indisponibles sur la base carbone de l'ADEME, les données de l'AIE sont retenues
(**) : utilisation des données de l'European hydrogen observatory (2023

Une production d'hydrogène par vaporeformage très dépendante des prix du gaz et du carbone

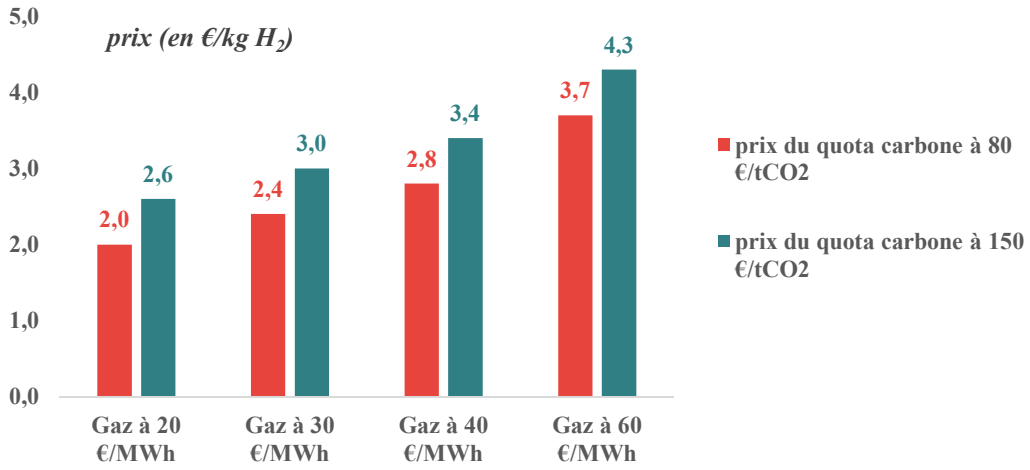
La production d'hydrogène à partir du vaporeformage du gaz naturel (essentiellement composé de méthane) repose principalement sur trois types de coûts :

- Les coûts d'investissement dans l'unité de vaporeformage (*steam methane reforming*-SMR) : estimé à 730 USD/kW_{H2} par l'AIE soit environ 695 €/kW_{H2} ;
- Le prix du gaz qui constitue le principal intrant du processus, l'eau étant subsidiaire ;
- Le prix du quota carbone, les vaporeformeurs étant soumis au système européen d'échanges de quotas d'émission (marché ETS).

[9] Ordre de grandeur, concordant avec les estimations de RTE (*la transition vers un hydrogène bas carbone,* 2020), la première stratégie nationale hydrogène (SNH 1, 2020) et le rapport entre volume d'hydrogène produit et intensité carbone de la production.

Suivant les hypothèses de prix du gaz et du marché de quota ETS, le niveau de coût de revient peut varier substantiellement de moins de 2 €/kg à près de 4 €/kg. Le graphique ci-dessous présente les résultats pour différents scénarios. Ces estimations négligent l'existence de quotas gratuits, aujourd'hui encore massifs[10] mais qui devraient être supprimés d'ici 2034 cf. *infra*).

Graphique n° 1 : Estimation du coût de production de l'hydrogène par vaporeformage en fonction des hypothèses de prix du gaz et du quota carbone (hors quotas gratuits)



Source : Cour des comptes
Note : hypothèses précisées en annexe. Les quotas gratuits (cf. infra) ne sont ici pas pris en compte

Sur la base d'un prix du gaz de 30 €/MWh et d'un prix du quota carbone de 80 €/tCO_2, le coût de revient de la production de l'hydrogène serait d'environ 2,4 €/kg. Ce résultat correspond au *« coût actualisé de l'hydrogène »* (cf. encadré *infra*). Le coût est principalement tiré par les coûts d'exploitation (2,1 €/kg H_2), c'est-à-dire majoritairement le coût du gaz et du quota carbone (2,0 €/kg H_2 dont 1,3 €/kg H_2 lié au seul prix du gaz).

Les producteurs d'hydrogène par vaporeformage sont bénéficiaires de quotas carbone gratuits, visant à limiter l'incidence du mécanisme de marché carbone sur la compétitivité-prix des entreprises et à limiter les fuites carbone[11]. Sur la période en cours (2012-2025) les quotas gratuits couvrent en moyenne 75 % des émissions des producteurs d'hydrogène. Avec la mise en place du mécanisme d'ajustement carbone aux frontières (MACF), les quotas gratuits devraient être supprimés dans la mesure où l'hydrogène est intégré à l'assiette du MACF.

[10] Les quotas gratuits représentaient plus de 75 % des émissions du secteur de la production d'hydrogène et de gaz synthétique en France sur la 3e période du marché de 2013 à 2020 (Agence européenne pour l'environnement).

[11] C'est-à-dire le transfert à l'étranger d'activités émettrices de gaz à effet de serre afin d'éviter l'application de certaines règles, ici le marché carbone.

Tableau n° 3 : Coût de revient de l'hydrogène produit par un vaporeformeur construit en 2024 et effet des quotas gratuits

	Coût (en €/kg H_2)
Investissement	0,3
Coûts d'exploitation hors ETS	1,4
ETS	0,7
Total hors quotas gratuits	**2,4**
Quotas gratuits	*-0,2*
Total incluant les quotas gratuits	***2,2***

Source : Cour des comptes
Note : prix du gaz à 30 €/MWh et de prix de l'ETS à 80 €/tCO_2. Coût moyen pondéré du capital de 6 %.

Le coût actualisé de l'hydrogène (*Levelized cost of hydrogene*– LCOH)

Le calcul du coût de l'hydrogène utilisé *supra* et dans le reste de la partie est fondé sur la méthode du *levelized cost of energy* qui consiste à rapporter la valeur actualisée nette des coûts sur la valeur actualisée nette de la production. Le calcul correspond donc à la formule ci-dessous.

$$Coût\ de\ l'hydrogène = \frac{\sum_{i=0}^{n} \frac{Ffin_i}{(1+a)^i}}{\sum_{k=0}^{n} \frac{Prod_k}{(1+a)^k}}$$

n : nombre d'années de service de l'électrolyseur
$Ffin_i$: flux financiers (coûts d'investissement et d'exploitation : CAPEX & OPEX) de l'année i (en €)
$prod_k$: production d'hydrogène (en kgH_2)
a : taux d'actualisation correspondant à la rémunération du capital, retenu à 6 % en termes réel.

1.1.2 Électrolyse de l'eau, capture et stockage du carbone : deux solutions de décarbonation de l'hydrogène

La décarbonation de la production de l'hydrogène utilisé par l'industrie peut mobiliser deux technologies : la production par électrolyse de l'eau et la capture et le stockage du CO_2 issu du processus de vaporeformage. L'électrolyse de l'eau permet de s'affranchir d'une dépendance à une énergie fossile et d'arrimer la production d'hydrogène à celle de l'électricité. La capture et le stockage du carbone issu de la production par vaporeformage permet de réduire l'adaptation des processus industriels existants mais pas de s'affranchir de la consommation d'énergie fossile.

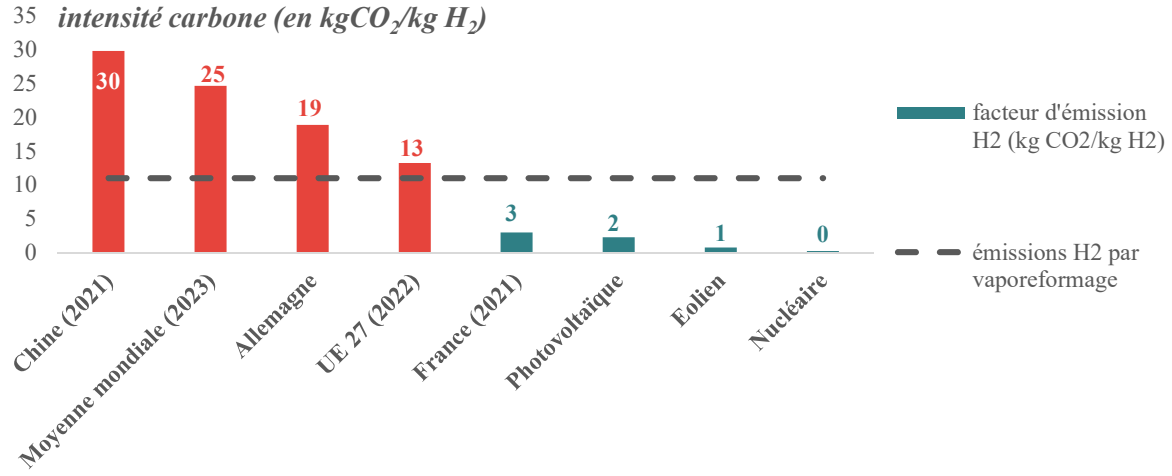
L'électrolyse de l'eau : un changement radical de processus pour une décarbonation dépendante du facteur d'émission de la production électrique

L'électrolyse de l'eau consiste à casser les molécules d'eau au moyen d'un courant électrique à travers une réaction d'oxydo-réduction[12]. Les émissions de CO_2 associées à ce processus sont uniquement liées à l'intensité carbone de l'électricité utilisée. Le facteur moyen

[12] L'équation bilan de l'électrolyse de l'eau est la suivante : $2H_2O$ (l) → O_2(g) + $2H_2$(g) .

d'émission du mix électrique est cinq fois plus faible en France que dans l'Union européenne entre 2010 et 2020. Compris entre 50 g CO_2/kWh et 70 g CO_2/kWh lors de la dernière décennie[13], le mix électrique français constitue un atout stratégique pour la production d'hydrogène décarboné. L'hydrogène est qualifié de renouvelable lorsqu'il est produit à partir d'électricité d'origine renouvelable.

Graphique n° 2 : Estimation de l'intensité carbone de l'hydrogène en fonction de l'origine de l'électricité



Source : Cour des comptes d'après des données de Ember (Global electricity review, 2024) pour les moyennes mondiales et la Chine, de l'agence européenne de l'environnement pour l'UE, l'Allemagne et la France et de la base Empreintes © de l'ADEME pour les modes de production
Note : Compte tenu des incidents sur le parc nucléaire français en 2022, l'année 2021 est retenue comme référence pour la France.

Il existe cinq technologies d'électrolyseurs répartis en deux familles : l'électrolyse haute température et l'électrolyse basse température. Deux des trois technologies d'électrolyse basse température – process dits « alcalin » et « PEM[14] » – sont aujourd'hui matures et en phase d'industrialisation. La troisième technologie d'électrolyse à basse température – « AEM[15] » – est encore en cours de développement, de même que l'électrolyse à haute température. Les avantages et les inconvénients de ces technologies sont synthétisés en annexe n°2.

Les électrolyses alcaline et PEM sont aujourd'hui les technologies les plus largement déployées dans le monde, représentant a minima 82 % des capacités électrolytiques installées en 2023 (estimation AIE[16]). L'électrolyse alcaline, technologie la plus mature, présente l'avantage d'électrodes ne comprenant pas de métaux nobles, donc moins coûteuses. Cette technologie est en revanche plus sensible aux variations de charge et aux arrêts et redémarrages. À l'inverse, la technologie de membranes à échange de protons (PEM) permet des usages plus flexibles, mais ses électrodes contiennent des métaux nobles (du platine notamment mais

[13] Chiffres clés du climat, CGDD, 2023.
[14] Pour *Proton Exchange Membrane* – membrane à échange de protons en français.
[15] Pour *Anion Exchange Membrane* – Membrane à échange d'anion en français.
[16] *Global hydrogen review 2024* ; à noter que parmi les 18 % autres il s'agit en majorité d'électrolyseurs dont les technologies sont « inconnues » et dont une part importante pourrait être également des PEM ou des électrolyseurs alcalins.

également de l'iridium), en renchérissant le prix. Les solutions à haute température en cours de développement, pourraient permettre d'améliorer substantiellement les rendements des électrolyseurs tout en limitant les inconvénients frappant les deux technologies à basse température.

Outre les enjeux de recherche sur ces solutions technologiques, les fabricants d'électrolyseurs sont dès aujourd'hui confrontés à un fort enjeu d'industrialisation de leur solution et de passage à l'échelle. Les premiers électrolyseurs de moyenne puissance (> 1 MW), comme celui installé en périphérie de Clermont-Ferrand, sont par exemple confrontés à des difficultés opérationnelles, notamment sur la durabilité des électrodes.

Capture et stockage du carbone : limiter l'incidence de la production sur le climat sans changer le processus de production

Afin de limiter l'incidence climatique de la production par vaporeformage, il est également possible d'avoir recours à un dispositif de capture du carbone[17]. Le carbone capturé doit ensuite être stocké dans des capacités de stockage dédiées : aquifères salins[18] ou gisements de gaz naturel ou de pétrole vides par exemple ; on parle alors de CCS (*carbone capture and storage*). Il peut également être valorisé pour tout ou partie dans des processus industriels ou chimiques ; on parle alors de CCUS (*carbone capture usage and storage*), dont les incidences environnementales dépendent alors de l'usage du carbone retenu.

Sous réserve du bon fonctionnement de la technologie et du réalisme des coûts annoncés, elle présente plusieurs intérêts, au premier rang desquels des perspectives de coût avantageuses (cf. *infra*, partie 1.3.4) ainsi que la possibilité de laisser les processus industriels globalement en l'état. Dès lors, capturer et stocker le carbone pourrait constituer une alternative de décarbonation plus praticable pour certains industriels.

Toutefois, outre les difficultés à faire émerger un consensus local sur le lieu de stockage du carbone, cette solution présente d'importantes limites, en particulier sur le degré de maturité de la technologie et le maintien d'une dépendance aux ressources fossiles :

(i) une partie de la chaine technologique a déjà atteint un niveau de maturité suffisant pour faire l'objet d'une commercialisation – c'est le cas du transport du carbone[19] – mais d'autres maillons sont insuffisamment matures : c'est le cas des usages du carbone hors technologie de récupération assistée d'hydrocarbures[20] et de capture ;

(ii) la mise en place d'un dispositif de capture et stockage du CO_2 sur un vaporeformeur produisant de l'hydrogène ne permet pas de s'affranchir d'une consommation de gaz et maintient une dépendance forte aux importations d'énergie, de surcroît fossiles.

[17] Quelques projets ont été conduit aux Etats-Unis et au Canada, mais également en France à Port Jérôme.

[18] « *Il s'agit d'injecter du CO2 en phase supercritique à plus de 1000 mètres de profondeur dans des roches poreuses gorgées de saumure. Le CO2 va d'abord migrer en surface, avant d'être dissout puis minéralisé* » (Haut conseil pour le climat, 2024).

[19] Haut conseil pour le climat, 2024

[20] *Enhanced Oil recovery* (EOR) consistant à injecter du gaz – du CO_2 – par exemple dans les réservoirs d'hydrocarbures pour en doper les rendements.

1.1.3 Production électrolytique d'hydrogène bas carbone : des applications extra-industrielles

Le développement de l'hydrogène décarboné est envisagé comme une piste de décarbonation excédant les usages actuels de l'hydrogène. En particulier, l'utilisation d'hydrogène décarboné pourrait concourir à la décarbonation des secteurs de la sidérurgie et des transports et constituer un levier de flexibilité pour le réseau électrique.

Sidérurgie : la réduction directe comme alternative

La réduction directe du minerai de fer constitue une alternative décarbonée à la phase amont de la sidérurgie (la production du fer). La production du fer consiste à extraire le fer de son minerai. Le minerai de fer contenant des oxydes de fer (FeO), la réduction vise à séparer l'oxygène du fer. Elle est aujourd'hui réalisée dans des hauts fourneaux à partir de coke ou à partir de gaz et reste fortement émettrice de CO_2. La réduction directe à partir d'hydrogène décarboné permettrait de produire un minerai de fer « pré-réduit » et de diminuer substantiellement les émissions de carbone du procédé (entre 80 % et 90 %).

La mobilité routière et la pile à combustible

La pile à combustible permet de réaliser la réaction inverse à celle de l'électrolyse de l'eau. En faisant réagir des molécules de dihydrogène avec l'oxygène de l'air, la pile produit de l'eau et un courant électrique[21], qui peut alimenter le moteur électrique d'un véhicule.

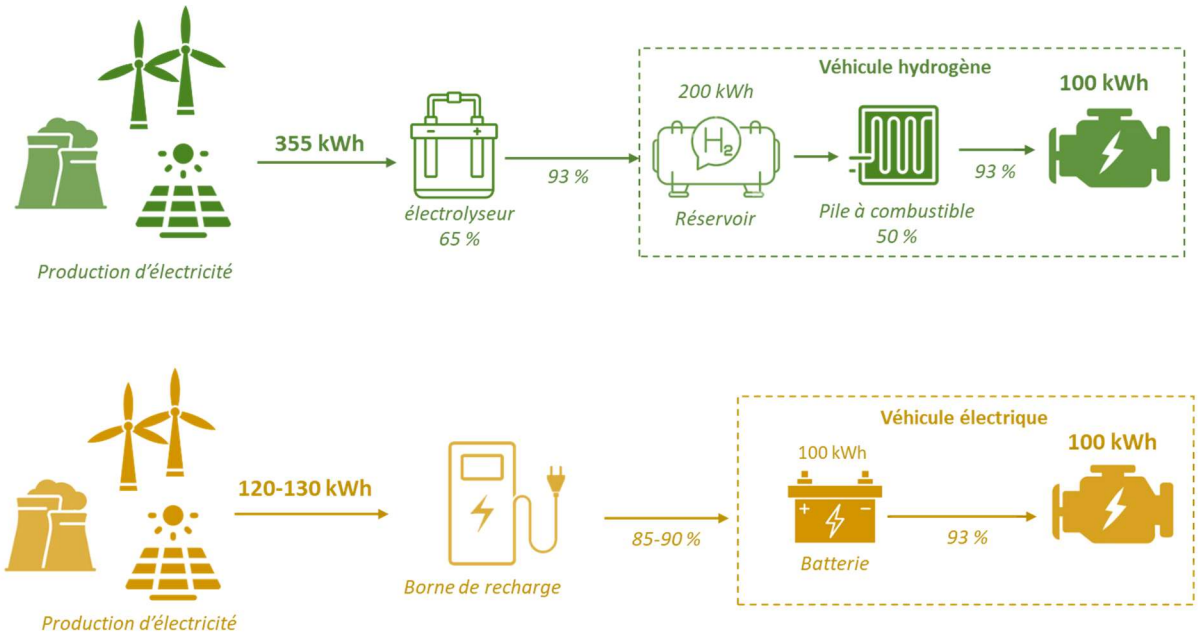
Son utilisation permet de s'affranchir de certaines limites des véhicules électriques à batterie, notamment le temps de recharge, puisqu'une recharge d'hydrogène est analogue à un plein de carburant

Toutefois le rendement énergétique[22] de l'ensemble de la chaine électricité-hydrogène-électricité est très faible, de l'ordre de 30 % : pour délivrer 30 kWh d'électricité utilisé en fin de chaine il est donc nécessaire d'en avoir consommé 100 kWh en amont. L'électricité utilisée par le moteur est issue de la pile à combustible qui produit de l'électricité à partir d'hydrogène, lui-même produit à partir d'eau et d'électricité. Deux transformations chimiques sont ainsi opérées : une première pour produire de l'hydrogène, avec un rendement d'environ 65 % et une seconde pour convertir l'hydrogène en électricité avec un rendement d'environ 50 %. Ainsi, pour une consommation équivalente d'électricité, un véhicule à hydrogène nécessitera une production électrique plus de deux fois supérieure à requise pour un véhicule électrique à batterie (cf. schéma *infra*).

[21] L'équation bilan de la réaction est : $2H_2(g) + O_2(g) \rightarrow 2H_2O\ (l)$.

[22] Le rendement d'une chaine énergétique est égal au rapport entre l'énergie finale produite et l'énergie initiale utilisée.

Schéma n° 1 : Comparaison de l'efficacité énergétique des véhicules hydrogène et électrique



Source : Cour des comptes d'après des données ADEME (« rendement de la chaine hydrogène », janvier 2020)

L'importance de ces pertes induit donc un coût de l'énergie finale consommée plus important. Cet usage structurellement plus intensif en électricité pourrait poser problème dans un contexte de tension sur l'offre d'électricité.

L'utilisation d'hydrogène dans des moteurs thermiques – aérien et maritime

Les carburants de synthèse sont des substituts aux hydrocarbures fossiles produits de façon à limiter les incidences environnementales et climatiques. Leur synthèse permet de produire des molécules sinon identiques du moins très similaires à celles contenues dans les carburants et gaz auxquels ils se substitueront. Il existe principalement deux types de procédés de production de ces carburants de synthèse :

- Les biocarburants : la synthèse de ces carburants (biodiesel, bioéthanol, biogaz etc.) est effectuée à partir de biomasse. On parle de biocarburant de première génération lorsque la biomasse utilisée est en concurrence alimentaire et de biocarburants avancés sinon (2ème et 3ème générations) ;
- Les électro-carburants (ou *e-fuel* en anglais) lorsque la synthèse est effectuée à partir d'hydrogène produit par électrolyse de l'eau et de carbone capté.

Ces électro-carburants constituent les principaux vecteurs de décarbonation envisagés pour les transports aérien et maritime. Ils présentent en effet, en principe, des avantages significatifs : (i) la captation de CO_2 fatal auprès de processus industriels ou sa captation dans l'air conduit à des émissions de carbone pouvant être considérées comme nulles sur leur cycle de vie, (ii) les électro-carburants peuvent être utilisés en substitut aux carburants fossiles, (iii) ils permettent de s'affranchir des contraintes liées à la disponibilité de la biomasse et (iv) ils permettent de favoriser l'autonomie énergétique par une production locale des carburants.

En revanche, outre le fait que ces technologies restent à un stade de développement encore préliminaire, les *e-fuels* soulèvent un enjeu majeur de disponibilité en électricité. Le

rendement de la chaine de transformation serait en effet de l'ordre de 50 %[23], ainsi la production d'un litre d'e-kérosène par exemple nécessiterait plus de 20 kWh d'électricité. À demande inchangée, la consommation des seuls vols long courrier au départ de France nécessiterait une consommation électrique de l'ordre de 200 TWh si le carburant utilisé était à 100 % du e-kérosène. Cette consommation électrique représenterait à elle seule plus de 40 % de la consommation électrique nationale actuelle.

Flexibilités pour les réseaux électriques

La production d'hydrogène par électrolyse pourrait fournir une capacité d'effacement de consommation électrique en période de pointe ; la production électrolytique, fortement consommatrice en électricité, pourrait en effet être suspendue lors de ces périodes. La présence de capacités d'effacement constitue pour le système électrique un levier utile pour optimiser le dimensionnement des réseaux et contribuer à l'équilibrage global entre production et consommation.

Cette utilisation de la production d'hydrogène comme flexibilité au service du système électrique[24] permettrait, selon RTE et GRTgaz, des économies nettes de l'ordre de 1,5 Md€/an sur les coûts du système électrique[25]. Ces bénéfices sont liés à un meilleur dimensionnement du réseau électrique et à une modération du développement de capacités de production électriques. Une production d'hydrogène électrolytique flexible nécessite cependant le déploiement de capacités de stockage d'hydrogène et d'un réseau de transport dédié pour assurer une fourniture stable d'hydrogène nécessaire aux processus industriels.

Toutefois les technologies actuelles ne permettent pour l'instant pas d'envisager des usages flexibles sans affecter la durée de vie et le rendement de l'électrolyseur. La flexibilité constitue un point sur lequel des avancées de la recherche apparaissent encore nécessaires compte tenu des bénéfices attendus.

1.1.4 Un cadre juridique européen peu favorable à la production d'hydrogène bas carbone

L'hydrogène renouvelable est défini par les actes délégués de la directive n° 2018/2001 relative aux énergies renouvelables[26] – dite directive RED III – comme devant respecter à la fois un critère d'intensité carbone (3,38 $kgCO_2/kg\ H_2$) et un critère d'origine de l'électricité. De façon simplifiée la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau est considérée comme renouvelable par le cadre juridique européen dans les cas suivants :

(i) L'installation est alimentée directement à une source de production renouvelable, installée au plus tôt 36 mois avant l'électrolyseur ;

[23] La production d'électro-carburant présenterait un rendement d'environ 70 % tandis que le rendement de la production d'hydrogène par électrolyse est d'environ 65 %.
[24] Entendu comme l'ensemble des moyens de production de transport, voire de stockage d'électricité.
[25] *Enjeux du développement des infrastructures de stockage et de transport d'hydrogène associés au développement de l'électrolyse et leviers d'optimisation avec le système électrique,* RTE & GRT gaz, 2023
[26] Règlement délégué (U) 2023/1184 de la Commission du 10 février 2023 complétant la directive (UE) 2018/2001 dite RED II.

(ii) L'installation de production d'hydrogène est raccordée directement à un réseau dont plus de 90 % de la production est renouvelable[27] ;

(iii) Le producteur a contracté avec un fournisseur d'électricité renouvelable permettant de couvrir sa consommation électrique et de respecter des critères de corrélations temporelle et géographique[28] ainsi qu'un critère d'additionnalité[29] si le facteur d'émission du mix électrique du pays est supérieur à 65 gCO_2/kWh.

L'hydrogène bas carbone est quant à lui défini par la directive du Parlement et du Conseil concernant des règles communes pour les marchés intérieurs des gaz naturel et renouvelable et de l'hydrogène[30] comme « *l'hydrogène dont la teneur énergétique provient de sources non renouvelables et qui respecte le niveau de réduction des émissions de gaz à effet de serre de 70 % par rapport au combustible fossile de référence pour les carburants renouvelables d'origine non biologique [...]* » (point 11 de l'article 2). Ce seuil de 70 % correspond à celui repris dans la réglementation française : 3,38 kg CO_2/kg H_2, le même seuil que celui imposé à l'hydrogène renouvelable

Grâce à son mix énergétique très largement décarboné, l'hydrogène est considéré comme bas carbone en France s'il est produit par électrolyse à partir d'un électrolyseur relié au réseau (cf. graphique n°2 *supra*). Il n'est cependant pas considéré, au cas général, comme renouvelable du fait de la nature de la production électrique française, largement nucléaire. Ces définitions sont reprises dans le droit français (L. 811-1 du code de l'énergie et arrêté du 1er juillet 2024[31]). Alors que le cadre juridique européen n'est pas encore techniquement figé – un acte délégué est attendu pour la définition de l'hydrogène bas carbone – la France a défini l'hydrogène bas carbone de sorte à y inclure l'hydrogène produit par vaporeformage avec capture et stockage du carbone.

Or, la directive RED III, précitée, prévoit que 42,5 % de la consommation énergétique finale brute des États membres doit être d'origine renouvelable d'ici 2030. À cet objectif général s'ajoutent des objectifs sectoriels notamment pour l'industrie et les transports. En particulier sur l'industrie, la directive RED III fixe un objectif de 42 % de consommation d'hydrogène renouvelable (art.22 bis).

L'atteinte de ces objectifs nécessite de mobiliser exclusivement des sources d'énergie renouvelable, au sens du droit de l'UE (cf. *supra*). Une exception est ménagée pour l'industrie puisqu'il est possible, sous conditions, de satisfaire l'objectif pour partie avec de l'hydrogène bas carbone. En effet, si la consommation industrielle d'hydrogène est composée de moins de 23 % d'hydrogène carboné, l'objectif d'hydrogène renouvelable est alors diminué de 8,4 points (-20 %) passant de 42 % de la consommation à 33,6 % (art. 22 ter de la directive RED III), ce qui suppose que l'hydrogène bas carbone couvre au moins 43,4 % de la consommation.

---

[27] Le périmètre du réseau correspond à la *« zone de dépôt des offres »*. En France, il n'y a qu'une seule zone de dépôt des offres, ce qui n'est pas le cas de l'Italie par exemple.

[28] L'électricité consommée doit être produite dans le pays et dans le mois (à partir de 2030 : dans l'heure)

[29] Les installations de production d'électricité renouvelable doivent avoir été mises en service au plus tôt 36 mois avant l'installation de l'électrolyseur

[30] Directive révisée en dernier lieu en 2024, non encore publiée au JO de l'UE mais voté par le Parlement européen et adoptée en conseil le 21 mai 2024.

[31] Arrêté du 1er juillet 2024 précisant le seuil d'émissions de gaz à effet de serre et la méthodologie pour qualifier l'hydrogène comme renouvelable ou bas-carbone

En revanche, l'hydrogène bas carbone et ses dérivés (électro-carburants) permettent juridiquement de satisfaire aux mandats d'incorporation aériens et maritimes, fixés par les règlements européens *Refuel UE* et *Fuel EU*[32]. Ces textes imposent une trajectoire d'incorporation de carburants durables pour les navires et les avions au départ de l'espace européen. L'exploitation de cette possibilité ouverte par le droit de l'union devra cependant être conciliée avec les réserves mentionnées *supra* au 1.1.3 (disponibilité en électricité).

L'atteinte des objectifs européens pourrait donc nécessiter un investissement spécifique dans des moyens de production d'électricité renouvelables associées directement aux électrolyseurs. Ces investissements renchériraient mécaniquement le coût de production de l'hydrogène pour un résultat limité en termes de gains d'émissions de gaz à effet de serre (cf. partie 1.1.2). Les critères européens ne permettent donc pas de valoriser pleinement le mix électrique français, pourtant largement décarboné.

1.2 Des stratégies nationales dont les objectifs semblent hors de portée

1.2.1 Des objectifs de moyen terme devenus très ambitieux

Le plan Hulot de 2018

Le Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition écologique de 2018 avait pour objectif de permettre à la France d'atteindre les objectifs fixés en matière de développement des énergies renouvelables et de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Il s'articulait autour de trois axes :

- Créer une filière industrielle décarbonée et pour cela développer la production d'hydrogène bas carbone avec l'ambition d'atteindre un coût de revient de 2 à 3 €/kg à horizon 2028. Le marché était estimé à l'époque à 200 kt d'hydrogène par an, soit 20% du marché de l'hydrogène en France ;
- Développer des capacités de stockage d'électricité. Comme vecteur énergétique, l'hydrogène produit par électrolyse est vu comme une solution structurante pour l'intégration des énergies renouvelables au système électrique notamment dans les ZNI pour le gain de flexibilité du système électrique ;
- Développer des solutions zéro émission pour les transports routiers, ferrés, fluviaux, etc. L'hydrogène dans la mobilité était présenté comme complémentaire aux batteries et au biogaz avec des avantages pour les usages intensifs qui nécessitent une forte autonomie et un faible temps de recharge, notamment pour les véhicules utilitaires légers (VUL).

[32] Règlement (UE) 2023/2405 du Parlement européen et du Conseil du 18 octobre 2023 relatif à l'instauration d'une égalité des conditions de concurrence pour un secteur du transport aérien durable (ReFuel EU Aviation) et Règlement (UE) 2023/1805 du Parlement européen et du Conseil du 13 septembre 2023 relatif à l'utilisation de carburants renouvelables et bas carbone dans le transport maritime et modifiant la directive 2009/16/CE

L'objectif de production d'hydrogène décarboné dans les usages de l'hydrogène industriel était de 10 % en 2023 et de 20 % à 40 % en 2028. L'objectif de 2023 n'a pas été atteint, la production d'hydrogène décarboné étant, encore en 2024, quasi inexistante.

La stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France (SNH 1)

La stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France (abrégée SNH pour *stratégie nationale hydrogène*), annoncée en septembre 2020, s'appuie également sur trois priorités. La première vient confirmer et amplifier le plan Hulot de 2018 dans sa dimension décarbonation de l'industrie. L'axe mobilité, deuxième priorité, est toujours présent mais se trouve réorienté vers la mobilité lourde. Une nouvelle priorité est énoncée : le soutien d'une recherche d'excellence et un volet ressources humaines avec le développement d'offres de formation. Enfin l'utilisation de l'hydrogène comme moyen de stockage d'électricité disparait de la stratégie.

Trois objectifs chiffrés sont affichés à échéance 2030 :

- Installer des capacités de production d'hydrogène décarboné par électrolyse à hauteur de 6,5 GW ;
- Développer les usages en mobilités lourdes pour éviter plus de 6Mt de CO_2 en 2030 ;
- Créer entre 50 000 et 150 000 emplois directs et indirects en France.

Une révision en 2023 pour compléter et accélérer la stratégie nationale hydrogène (SNH 2)

La consultation publique sur la stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné, troisième volet de la stratégie française en la matière, a été ouverte le 15 décembre 2023. Il était envisagé de conclure cette consultation lors d'un Conseil national de l'hydrogène début 2024 et d'entériner ainsi la révision de la stratégie hydrogène française. Cette révision n'a pas encore été adoptée. La version provisoire soumise à consultation propose une évolution des objectifs précédents :

- Un double objectif d'installation de capacité de production électrolytique d'hydrogène bas-carbone de 6,5 GW en 2030 et de 10 GW en 2035, en s'appuyant sur le mix électrique français ;
- La production de 600 kt/an d'hydrogène décarboné d'ici 2030 et de 1 Mt/an d'ici 2035 ;
- Le déploiement en France de l'hydrogène décarboné, de ses infrastructures de transport et d'interconnexion, structuré autour de « hubs » hydrogène notamment à Fos-sur-Mer, Dunkerque, au Havre-Estuaire de la Seine, et dans la vallée de la chimie au sud de Lyon.
- Faire du déploiement de l'hydrogène une opportunité pour flexibiliser le système énergétique en améliorant la capacité d'effacement des électrolyseurs et en développant des capacités de stockage d'hydrogène.

Aucune mention n'est faite de la production d'hydrogène par vaporeformage et capture et stockage du carbone dans le document en consultation.

La stratégie française énergie climat (SFEC)

Les premières modélisations réalisées par les administrations pour préparer la future stratégie française énergie climat (SFEC)[33]– anticipent une très forte dynamique de la consommation d'hydrogène, en particulier au-delà de 2030. De moins de 1 Mt aujourd'hui, elle atteindrait plus de 4 Mt H_2 en 2050. Le projet de SFEC en cours d'élaboration (p-SFEC) prévoit que cette consommation sera couverte par une production exclusivement nationale et 100 % bas carbone. Cette consommation serait principalement portée dans un premier temps par le secteur pétrochimique. La production d'électro-carburant (*e-fuel*) constituerait le principal relais de croissance de la demande (cf. tableau *infra*). Les modélisations disponibles n'ont cependant pas permis à la Cour de s'assurer que le secteur du raffinage était bien inclus dans les projections de consommations ni, le cas échéant, d'identifier l'ampleur de la consommation anticipée. Ce secteur constitue pourtant le premier levier de demande identifié par les stratégies successives. Si les cibles et orientations de ce projet à l'horizon 2030 ont été précisées et soumises à consultation publique le 4 novembre 2024, les trajectoires 2030-2050 restent encore à l'étude par les administrations.

Tableau n° 4 : Trajectoire de consommation d'hydrogène décarboné prévue dans les modélisations sous-jacentes au projet de stratégie nationale bas carbone (en kt H_2)

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Total	**0**	**28**	**212**	**1 055**	**2 022**	**3 142**	**4 390**
Dont pétrochimie de base	*0*	*0*	*0*	*294*	*565*	*793*	*1 031*
Dont transport aérien	*0*	*0*	*42*	*187*	*510*	*932*	*1 517*
Dont autres chimies	*0*	*0*	*0*	*154*	*326*	*523*	*741*
Dont autre (industrie)	*0*	*28*	*140*	*246*	*304*	*505*	*623*
Dont autre (transport)	*0*	*0*	*30*	*174*	*317*	*389*	*477*

Source : Cour des comptes d'après des données DGEC

De son côté, le gestionnaire de réseau de transport d'électricité RTE (réseau de transport d'électricité), avait présenté en 2021 son étude « Futurs énergétiques 2050 » présentant plusieurs scénarios d'atteinte de la neutralité carbone à horizon 2050 et incluant différentes hypothèses de développement de la production et des usages d'hydrogène électrolytique. Les résultats de cette étude ont ensuite été actualisés, à l'horizon 2035, par le « bilan prévisionnel 2023-2035 » publié en 2024. Les principaux résultats concernant l'hydrogène sont présentés ci-dessous.

[33] La stratégie française énergie climat (SFEC) réunit la stratégie nationale bas carbone (SNBC) et la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE).

Les scénarios prospectifs de production d'hydrogène de RTE

RTE, futurs énergétiques 2050, 2021

Dans son étude *Futurs énergétiques 2050*, publiée en 2021, RTE modélise deux trajectoires de consommation d'hydrogène : une trajectoire de référence et une trajectoire « hydrogène + » :

- Le scénario de référence s'inscrit dans le cadre de la stratégie nationale bas carbone n°2 et prévoit une consommation relativement stable allant de 1 Mt/an en 2030 à 1,4 Mt / an en 2050. Il ne prévoit qu'une consommation marginale d'hydrogène dans le secteur des transports ;
- Le scénario « hydrogène + » prévoit une consommation d'hydrogène proche de 4 Mt H_2/an en 2050, très largement portée par le secteur des transport, notamment aérien et routier ainsi que par la production de chaleur industrielle. La part du transport routier dans ce scénario reflète l'état du consensus sur la pertinence de l'hydrogène dans les transports routiers en 2020-2021, désormais très largement remise en question.

Bilan prévisionnel 2023-2035, RTE

Le bilan prévisionnel de RTE, qui actualise la première période de l'étude « futurs énergétiques 2050 », propose sept scénarios, dont les consommations d'hydrogène décarboné sont synthétisées dans le tableau *infra*.

Tableau n° 5 : Consommation d'hydrogène bas carbone à horizon 2035

Famille de scénario	Scénario	Consommation d'H_2 bas carbone	Consommation d'électricité afférente
Accélération de la transition réussie	Scénario A – référence	1 280 kt/an	65 TWh/an
	Scénario 1 – bas		
	Scénario A – haut		
Accélération fragilisée	Scénario B – bas	740 kt/an	38 TWh/an
	Scénario B – haut	970 kt/an	50 TWh/an
Scénario de « mondialisation contrariée »	Scénario C – défaut de réaction	530 kt/an	27 TWh/an
	Scénario C – résilience industrielle		

Source : Bilan prévisionnel 2023-2035, RTE, 2024.

1.2.2 Des projections qui apparaissent de moins en moins réalistes

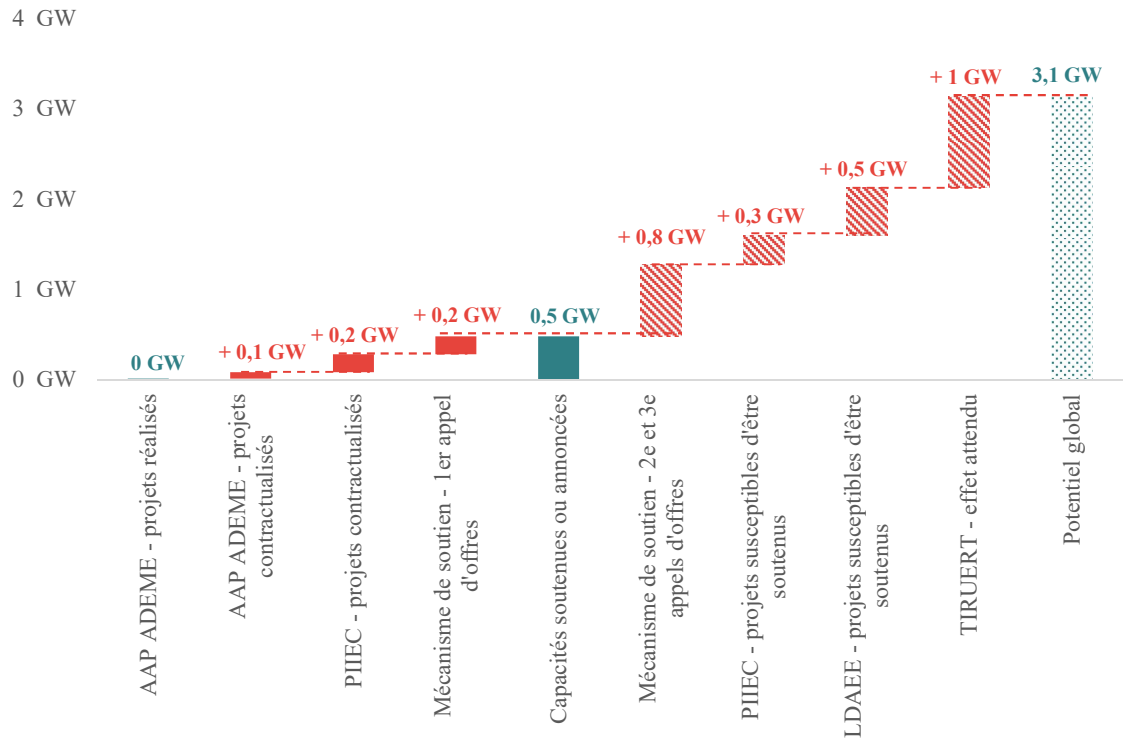
Un objectif de capacités installées qui ne parait pas atteignable

Le projet de SNH 2 fixe comme objectifs la mise en service d'ici 2030 de 6,5 GW d'électrolyseurs – cible confirmée par le projet de PPE 3 mis en consultation le 4 novembre 2024 – et la production de 600 kt/an d'hydrogène électrolytique d'ici 2030. Ces deux chiffres souffrent d'un manque de cohérence dans la mesure où la production de 600 kt/an par 6,5 GW d'électrolyseur traduit un facteur de charge de l'ordre de 55 %. Ce facteur de charge correspond à un fonctionnement flexible qui, s'il apparait idéal pour le modèle économique de l'hydrogène décarboné et pour le réseau, ne devrait pas être le mode de fonctionnement des premières capacités déployées faute, dans un premier temps, de capacités de stockage et de transport suffisantes.

En 2024, les capacités de production déjà installées sont estimées par France Hydrogène à 30 MW. Les capacités installées et bénéficiant ou ayant bénéficié d'un soutien public s'élèvent quant à elles à 13 MW. D'ici 2030, entre 0,5 GW et 3,1 GW supplémentaires pourraient être mis en service (cf. graphique *infra*) : 0,3 GW font l'objet d'un soutien public déjà contractualisé, 0,2 GW devraient être soutenus par un appel d'offre publié en décembre 2024 (cf. partie 2.2.3), 0,8 GW pourraient être soutenus par deux appels d'offres similaires à venir, 0,9 GW supplémentaires pourraient être soutenus dans le cadre des PIIEC (sur la base des projets dont le soutien a été autorisé par la Commission européenne) et enfin l'extension de la TIRUERT à l'hydrogène décarboné pourrait susciter jusqu'à 1 GW de capacités supplémentaires (cf. partie 2.2.2).

Cette estimation est donc loin des 6,5 GW annoncés dans le projet de SNH 2.

Graphique n° 3 : Capacités de production d'hydrogène électrolytique susceptibles d'être mises en services d'ici 2030 grâce aux soutiens publics, selon leur caractère plus ou moins probable



Source : Cour des comptes d'après les données fournies par la BPI pour les PIIEC et les LDAEE, l'ADEME pour ses « appels à projets » ainsi que la DGEC pour le mécanisme de soutien à la production et la TIRUERT.

Ces constats ne sont pas propres à la France. Au niveau européen les ambitions en termes de capacités de production d'hydrogène semblent également peu réalistes. La Cour des comptes européenne estime ainsi inatteignable les objectifs, non contraignants, fixés dans la stratégie européenne de l'hydrogène qui vise une puissance installée de 40 GW en 2030 : sur la base des

données de l'AIE, la Cour des comptes européenne[34] estime que moins de 5 GW seront opérationnels ou en cours de construction dans l'Union européenne d'ici 2030.

Des objectifs en volume de consommation qui nécessitent d'être consolidés

L'objectif d'une production d'hydrogène à hauteur de 600 kt/an n'apparait en outre pas cohérent avec les projections présentes dans le projet de SFEC (0,2 Mt/an) à l'horizon 2030. Sur ces bases-ci, les besoins de capacités électrolytiques seraient limités entre 1,5 GW et 2,5 GW à horizon 2030. En outre, l'objectif de 600 kt/an semble dépourvu de sous-jacents et très difficilement atteignable (cf. *infra*). Il représente la consommation d'hydrogène annuelle cumulée du raffinage et de la sidérurgie qui, aujourd'hui ne consomment aucun hydrogène décarboné. Actuellement seul le projet Normand'hy d'Air Liquide semble relativement avancé dans l'installation de ses premières capacités de production, les précommandes d'électrolyseurs ayant été passées.

Les hypothèses de consommation présentes dans le projet de SFEC semblent également souffrir d'un manque de consolidation. Comme indiqué précédemment, le secteur du raffinage est exclu de ces modélisations alors qu'il constitue l'un des secteurs pour lesquels le recours à l'hydrogène bas carbone semble le plus adapté, pour un volume directement décarbonable de l'ordre de 150 kt/an[35].

Des objectifs qui impliquent des niveaux de production électrique et des niveaux de demande d'hydrogène peu réalistes

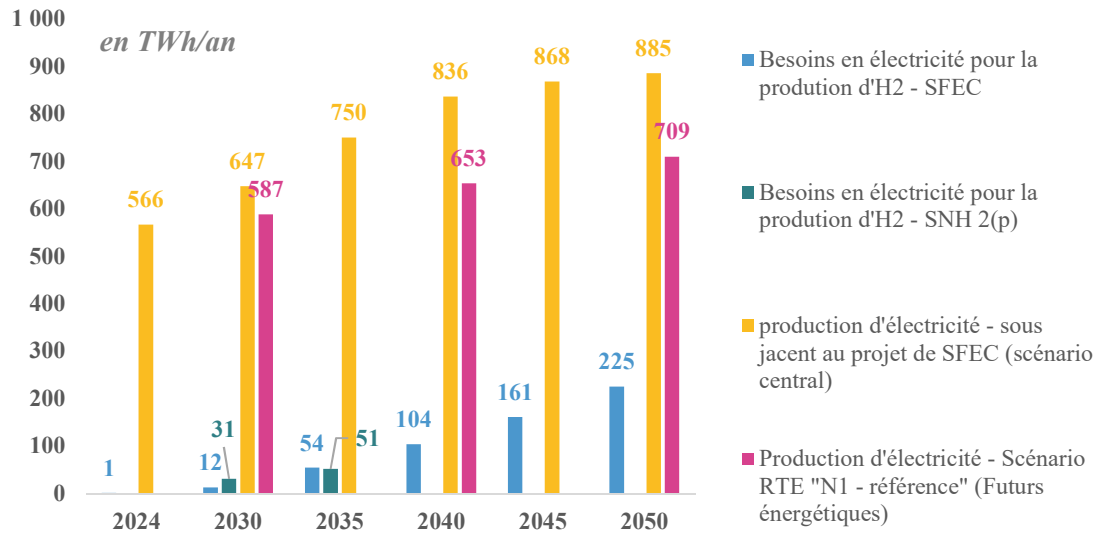
À horizon 2050 les trajectoires retenues par le projet de SFEC prévoient de consacrer près de 225 TWh/an de production électrique à la seule production d'hydrogène électrolytique, pour des scénarios projetant alors une production électrique totale de près de 900 TWh, contre moins de 500 TWh en 2023. De tels niveaux de production électrique semblent peu réalistes. En tout cas, ils excèdent les fourchettes projetées par les scénarios de référence présentés par RTE dans son étude « futurs énergétiques », qui se situaient à l'horizon 2050 entre 675 TWh/an et 775 TWh/an[36]. Cette étude s'inscrivait dans les orientations de la SNBC 2, porteuse de moindres ambitions de décarbonation que le projet de SNBC 3.

[34] *La politique industrielle de l'UE en matière d'hydrogène renouvelable*, Cour des comptes européenne, juillet 2024

[35] *Bilan prévisionnel 2023-235*, chapitre 11, RTE, juillet 2024

[36] Seul le scénario « M0 – réindustrialisation profonde » affiche un niveau de production brute atteignant 900 TWh en 2050.

Graphique n° 4 : Besoins en électricité conséquent à la production d'hydrogène en TWh par an et en part de la production d'électricité projetée



Source : Cour des comptes d'après les données de la DGEC pour le projet de SFEC

Les prévisions de demande d'hydrogène décarbonée aux horizons 2040 et 2050 sont sujets à de fortes incertitudes, dont plusieurs études ont récemment fait état[37] :

- L'étude Sisyphe du CEA montre « *un écart notable entre l'objectif européen et la projection de la demande en hydrogène bas carbone de l'Europe d'ici 2040* »[38] ;
- L'AIE a revu à la baisse ses estimations de consommation au niveau mondial en 2023 par rapport à ses estimations de 2021 (-29 % en 2030 et -18 % en 2050)[39] ;
- La Cour des comptes européenne juge « *irréaliste* » l'atteinte des objectifs de production et d'importation d'hydrogène fixés par le cadre juridique européen (production de 10 Mt/an, importation de 10 Mt/an à horizon 2030)[40] ;
- L'inspection générale des finances (IGF), dans son rapport de 2024 non rendu public, constate un retard dans le développement des usages et estime probable une demande encore limitée à horizon 2030[41].

Les scénarios à retenir pour la prochaine SFEC doivent tirer les conséquences de ces incertitudes et se fonder sur les trajectoires réalistes de production et de consommation d'hydrogène décarboné.

[37] Ces incertitudes sont liées notamment (i) à la viabilité économique des procédés, en particulier lorsque le secteur est soumis à une vive concurrence internationale, (ii) à la disponibilité des électrolyseurs ainsi que (iii) aux maturités technologiques attendus.
[38] *Etude Sisyphe : dynamique de la demande européenne en hydrogène bas carbone d'ici 2040*, CEA, 2024
[39] *Net Zero Roadmap, a global pathway to keep the 1,5°C Goal in reach*, AIE, 2023
[40] *La politique industrielle de l'UE en matière d'hydrogène renouvelable*, Cour des comptes européennes, 2024
[41] *Hydrogène bas carbone et dérivés : compétitivité et place des importations*, IGF, 2024

Recommandation n° 2. (SGPE, DGEC, DGE, 2025) : Fixer dans les documents de planification énergétique des trajectoires de consommation et de production d'H_2 réalistes au regard des perspectives de développement et de compétitivité de la filière.

En outre, une consommation réelle d'hydrogène décarboné plus basse que celle anticipée, notamment dans les modélisations actuellement réalisées en vue de la prochaine SFEC, remet nécessairement en cause l'atteinte des objectifs de décarbonation tant au niveau sectoriel (l'industrie) qu'au niveau global. Le projet de SFEC prévoit en effet que la consommation d'hydrogène décarboné permette de réaliser 8 % de l'objectif de décarbonation de l'industrie à horizon 2030 en évitant 1,7 Mt CO_2/an à cet horizon. Un moindre développement de l'hydrogène décarboné conduirait à étudier la mobilisation d'autres leviers, éventuellement sur d'autres secteurs. Ainsi la révision des trajectoires de consommation d'hydrogène devra nécessairement conduire à une mise en cohérence des autres trajectoires intra et intersectorielles.

1.3 Des technologies de production décarbonée non compétitives

1.3.1 Une grande dépendance aux prix de l'électricité

Le coût de la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau comprend :

- Les coûts d'investissement et d'exploitation de l'électrolyseur : le coût d'investissement dans un électrolyseur s'élève initialement à 1 400 €/kW en moyenne (entre 1 300 € et 1 500 €/kW d'après RTE) ; un second investissement doit avoir lieu à l'occasion du remplacement du *stack*[42], estimé à 300 €/kW par RTE (ce remplacement a lieu après environ 90 000 heures de fonctionnement) ; enfin les coûts fixes d'exploitation sont estimés à environ 15 €/kW/an.
- Le coût des intrants, principalement lié au coût de l'électricité (le coût de l'eau étant négligeable) : la production d'un kilogramme d'hydrogène nécessite environ 56 kWh pour un électrolyseur dont le rendement est de 65 %[43].

Les coûts variables de la production d'hydrogène sont essentiellement dépendants du prix de fourniture de l'électricité. Le prix de l'électricité retenu inclut la fourniture d'électricité, les niveaux effectifs de tarification du réseau (TURPE) et de taxation et prend en compte l'effet du dispositif de « compensation carbone » (cf. *infra*).

[42] Empilement des cellules électrochimiques dont est composé l'électrolyseur

[43] Ce rendement, issu des données de l'AIE, est susceptible de constituer une borne haute des rendements actuellement constatés. Il diminue dans le temps avec l'usure de l'électrolyseur. France hydrogène estime la baisse de rendement de l'ordre de 1,3 %/an, une telle baisse est prise en compte dans les modélisations.

Tableau n° 6 : Coût de revient de l'hydrogène produit par électrolyse selon différents prix de l'électricité (en €/kg H_2)

	Électricité à 50 €/MWh	Électricité à 75 €/MWh	Électricité à 110 €/MWh
Investissement	1,0	1,0	1,0
Entretien	0,1	0,1	0,1
Électricité (y compris compensation carbone)	2,2	3,8	6,1
Eau	0,0	0,0	0,0
TOTAL	**3,3**	**4,9**	**7,2**

Source : calculs Cour des comptes
Hypothèses : pour la compensation carbone, prix du quota à 80 €/tCO_2

Le coût complet de l'hydrogène produit par électrolyse peut ainsi varier de plus de 4 €/kg à plus de 7 €/kg en fonction du prix de l'électricité (cf. tableau *supra*).

1.3.2 La compensation carbone, un élément important pour la compétitivité des électrolyseurs

Du fait de l'intensité de la consommation d'électricité qu'elle suppose, la production électrolytique d'hydrogène est éligible à trois dispositifs de soutien généraux permettant de réduire le prix de l'électricité effectivement facturé aux producteurs :

- l'exonération d'accise sur la consommation d'électricité prévue par le code sur les impositions des biens et services pour les usages électro-intensifs[44] ;
- un taux réduit de TURPE en raison des profils et des volumes de consommation électrique des électrolyseurs[45].
- la « compensation carbone » : aide de l'État visant à neutraliser le coût indirect d'acquisition de quotas carbone sous-jacent au prix de l'électricité payé par les entreprises exposées à un risque de fuite de carbone[46]. La production d'hydrogène est considérée comme l'un de ces secteurs[47]. Le montant de cette compensation dépend du prix des quotas carbone (cf. encadré *infra*).

Compensation carbone

La compensation carbone est une aide qui vise à compenser la hausse du prix de l'électricité liée au marché ETS[48]. Le cadre juridique européen autorise en effet depuis 2009 les États

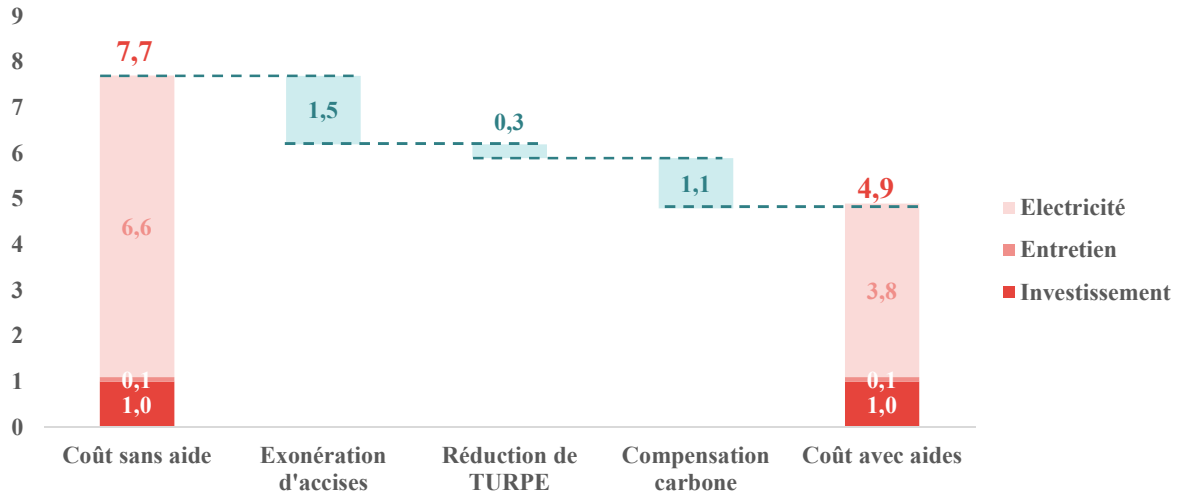
[44] Art. L. 312-64 et L. 312-66 du code des impositions sur les biens et les services
[45] Art. L. 341-4-2 et D. 341-9 du code de l'énergie
[46] art. L. 122-8 et D. 122-14 et suivants du code de l'énergie
[47] Annexe I de la communication de la commission 2020/C 317/04
[48] La structure de marché du marché de l'électricité induit une tarification de l'électricité au coût marginal de production. Dès lors que l'unité de production marginale est une centrale à gaz, le prix de l'électricité s'aligne sur le coût de production au gaz. Or ce coût de production intègre le coût d'acquisition des quotas ETS auquel la centrale thermique est soumise.

membres à mettre en place un soutien aux entreprises exposées à la concurrence internationale[49]. Dans sa formulation actuelle la directive prévoit que « *les États membres devraient adopter des mesures financières [...] en faveur des secteurs ou sous-secteurs qui sont exposés à un risque réel de fuite de carbone en raison des coûts indirects significatifs qu'ils supportent effectivement du fait de la répercussion des coûts des émissions de gaz à effet de serre sur les prix de l'électricité [...]*. Cette faculté a été transposée dans le code de l'énergie (art. L. 122-8 et D. 122-14 et suivants) en retenant une intensité d'aide de 75 %, correspondant au plafond autorisé.

La production d'hydrogène est éligible à ce dispositif : les lignes directrices précisant le champ d'application de cette disposition mentionnent en tant que telle la production d'hydrogène comme exposé à la concurrence internationale[50]. Elles autorisent ainsi les États à aider ces entreprises dans la limite de 75 % des coûts indirects supportés par le consommateur final.

L'ensemble de ces soutiens permet d'ores et déjà de diminuer substantiellement le coût de production de l'hydrogène électrolytique. Dans le cas présenté ci-dessous – prix de fourniture de l'électricité[51] à 75 €/MWh et quota carbone à 80 €/tCO_2 – le cadre en vigueur permet de réduire de 2,8 €/kg le coût de revient de l'hydrogène : l'exonération d'accise permet une baisse de 1,5 €/kg H_2, le taux réduit de TURPE une baisse de 0,3 €/kgH_2 et la compensation carbone une baisse de 1,1 €/kg H_2.

Graphique n° 5 : Incidence des différents dispositifs de droit commun sur le coût de production de l'hydrogène décarboné (en €/kg H_2)



Source : Cour des comptes
Hypothèses : Prix de fourniture de l'électricité à 75 €/MWh, TURPE à 0,6 c€/kWh, accises à 22,5 c€/KWh, contribution tarifaire d'acheminement (CTA) à 10,11 % de la part fixe du TURPE production en bande, prix du quota à 80 €/tCO2.

[49] Art. 10 bis de la directive n° 2003/87/CE du Parlement et du Conseil établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans l'Union européenne
[50] Annexe I de la communication de la commission 2020/C 317/04
[51] Le prix de fourniture constitue le prix hors coût du réseau et fiscalité.

Toutefois, le dispositif de compensation carbone n'est pour l'instant prévu que jusqu'en 2030, date à laquelle se clôt la quatrième phase du marché de quota carbone (2021-2030). Les modalités de soutiens autorisés dans le cadre de la cinquième phase ne sont pas encore connues et feront l'objet de discussions au sein des instances européennes d'ici 2030. La fin de ce dispositif affecterait directement, toutes choses égales par ailleurs, la compétitivité d'une production d'hydrogène électrolytique.

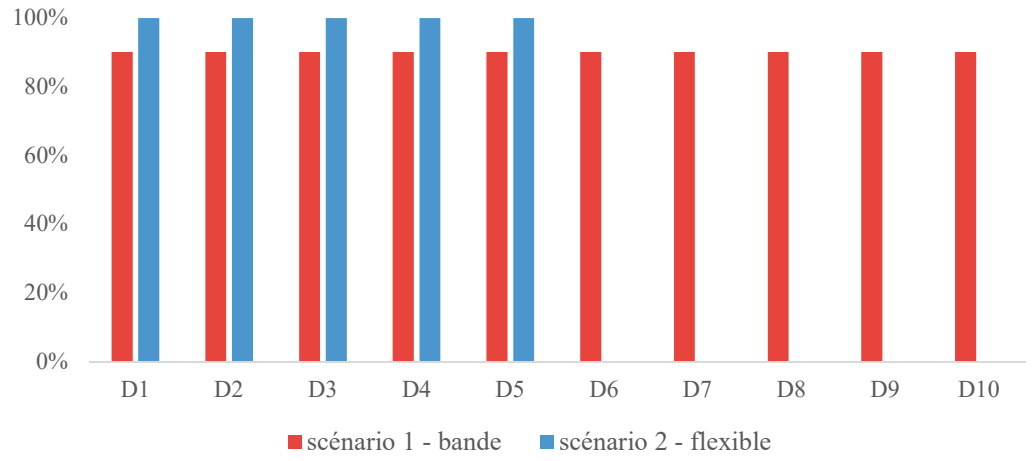
1.3.3 Les enjeux d'une exploitation flexible des électrolyseurs pour diminuer leurs coûts de production

Le prix de l'électricité varie substantiellement en fonction des périodes de l'année comme des heures de la journée (cf. annexe n°3). En conséquence le mode d'exploitation, c'est-à-dire, les heures pendant lesquelles l'électrolyseur fonctionne, peut donc avoir une incidence directe sur le coût de production de l'hydrogène.

Pour en illustrer les conséquences, deux scénarios de production, dont les détails sont présentés en annexe 4, ont été considérés :

- Scénario 1 : production « en bande » : l'électrolyseur fonctionne en continu quelle que soit la période de l'année ou de la journée. Il est réputé être en arrêt 10 % du temps pour la maintenance, indépendamment des prix, le facteur de charge de ce scénario est donc de 90 %, c'est-à-dire que l'électrolyseur fonctionne 90 % du temps sur une année
- Scénario 2 : fonctionnement flexible. L'électrolyseur n'est utilisé que la moitié du temps sur les heures pendant lesquelles l'électricité est la moins chère (facteur de charge global de 50 %).

Graphique n° 6 : Facteur de charge de l'électrolyseur en fonction du scénario de production retenu et du décile des prix de l'électricité



Source : Cour des comptes

Note : les heures de l'année sont réparties par décile de prix de l'électricité sur les marchés : le premier décile réunit les 10 % d'heures de l'année où les prix sont les plus bas et le D10 les 10 % d'heures de l'année où les prix sont les plus hauts.

Note de lecture : Dans le scénario 2 l'électrolyseur fonctionne à plein régime pendant les 50 % des heures les moins chères de l'année (D1-D5) et ne fonctionne pas le reste du temps.

Suivant le scénario de production retenu, le coût de production de l'hydrogène par électrolyse pourrait être compris entre 3,6 €/kg, en cas de production flexible et 5,1 €/kg en cas de production en bande[52]. Le mode de fonctionnement de l'électrolyseur agit également sur le facteur de production : la production d'une même quantité annuelle d'hydrogène nécessite donc de plus importantes capacités de production en cas d'exploitation flexible.

Ces évaluations restent à prendre avec prudence : elles sont réalisées aux bornes de l'électrolyseur et ne prennent pas en compte les coûts d'infrastructures qu'induit un fonctionnement flexible. En effet, la consommation d'hydrogène par l'industrie est le plus souvent continue, la « flexibilisation » de la production doit donc être accompagnée d'une solution de stockage et de transport d'hydrogène pour pallier les périodes d'arrêt de l'électrolyseur.

Tableau n° 7 : Coût de revient de l'hydrogène produit en fonction du scénario de production (en €/kg H_2)

	Scénario 1 – en bande	Scénario 2 - flexible
Investissement	1,0	1,6
Entretien	0,1	0,2
Électricité	3,8	1,8
Eau	0,0	0,0
TOTAL	**4,9**	**3,6**
Facteur de charge	**90 %**	**50 %**

Source : Cour des comptes
Note : résultats pour un prix de fourniture de l'électricité de 75 €/MWh et un prix du quota à 80 €/tCO_2.

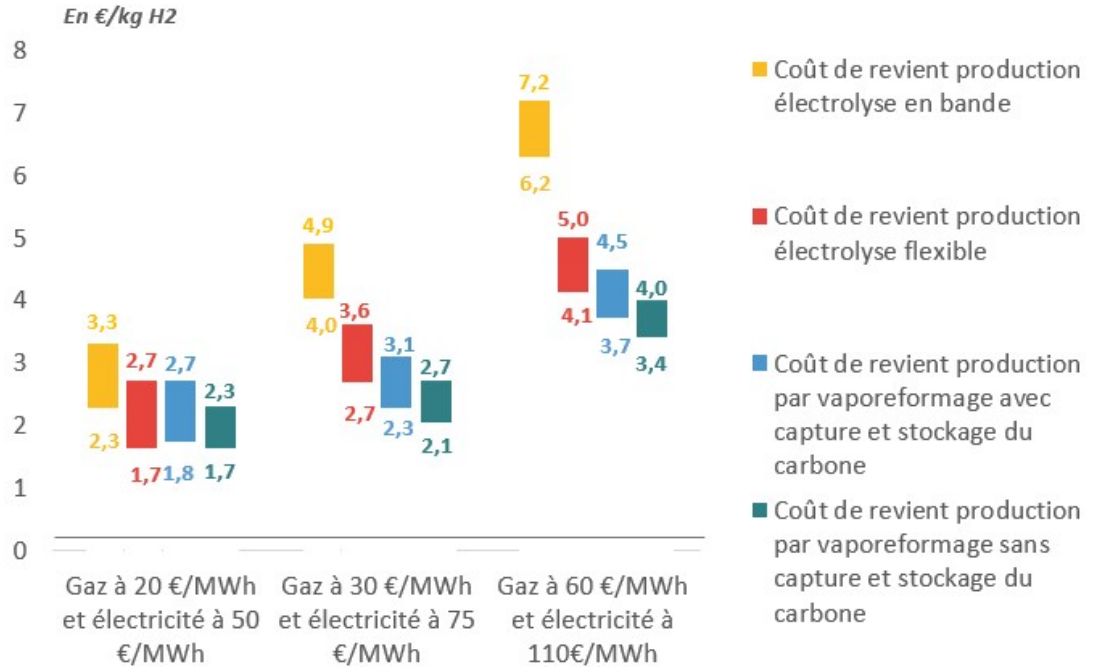
1.3.4 Une production électrolytique peu compétitive

La viabilité économique d'une décarbonation de certains procédés industriels par l'hydrogène dépend de la compétitivité relative de l'hydrogène décarboné par rapport à l'hydrogène « gris » issu du vaporeformage.

Or, cette compétitivité dépend de nombreux facteurs, dont les prix de l'énergie (gaz et électricité), du quota carbone et du mode de production retenu pour les électrolyseurs, comme l'illustre le graphique ci-dessous, qui compare les coûts du vaporeformage à ceux de l'électrolyse, « en bande » ou flexible, et à ceux d'une capture et d'un stockage de carbone.

[52] Ces modélisations prennent en compte une double hypothèse susceptible d'être favorable aux électrolyseurs flexibles : (i) un prix similaire de l'électrolyseur suivant qu'il peut fonctionner de manière flexible ou non et (ii) l'absence d'effet de la flexibilité sur la durée de vie ou le rendement de l'électrolyseur. Ces hypothèses sont retenues à défaut d'élément permettant d'objective un coût plus élevé et une dégradation plus rapide des électrolyseurs flexibles.

Graphique n° 7 : Différence de coût de production d'hydrogène par électrolyse (réduction du TURPE et compensation carbone inclus) suivant le mode de production retenu



Source : Cour des comptes

Hypothèses retenues : maintien de la compensation carbone. Le point bas des coûts de production électrolytique et le point haut des coûts de production par vaporeformage correspondent à un prix du quota carbone de 150 €/tCO_2. Inversement les points hauts des coûts de production électrolytiques et les points bas des coûts de production par vaporeformage correspondent à un prix du carbone de 80 €/tCO_2. Pour le vaporeformage avec CCS, le point bas correspond à un coût de transport et de stockage du carbone de 50 €/tCO_2, le point haut à un coût de 150 €/tCO_2.

Note méthodologique : l'évaluation des fourchettes de coûts de production pour le vaporeformage ne prend pas en compte les coûts d'investissement dans des nouvelles capacités de production, dans la mesure où celles-ci sont considérées comme déjà amorties. Les quotas gratuits ne sont pas pris en compte non plus puisque les deux technologies en bénéficient dans les mêmes proportions.

Dans le cadre des hypothèses retenues, et en l'état actuel des rendements énergétiques atteints par les électrolyseurs et des coûts de leur construction, plusieurs résultats peuvent être soulignés :

(i) La production électrolytique « en bande » n'est pas compétitive face à la production d'hydrogène par vaporeformage du gaz naturel dès lors que les prix de la fourniture d'électricité excèdent 50 €/MWh (hors fiscalité et coûts réseaux), même pour des prix du carbone atteignant 150 €/tCO_2 ;

(ii) La production électrolytique d'hydrogène « flexible » ne peut être compétitive qu'à la condition d'un prix élevé du carbone (150 €/tCO_2), non encore atteint ;

(iii) La production par vaporeformage avec capture et stockage du carbone est presque systématiquement plus compétitive que la production électrolytique et présente des coûts de production proches de ceux du vaporeformage sans capture et stockage.

1.3.5 La capture et le stockage du carbone : une alternative dont l'étude ne doit pas être négligée

La production d'hydrogène par vaporeformage avec capture et stockage du carbone constitue une solution de décarbonation de la production d'hydrogène à moindre coût. Cette production est décarbonée au sens du droit national, sous réserve de l'atteinte des seuils d'émission, et pourrait l'être au sens du droit européen[53]. Elle n'est cependant pas renouvelable.

L'investissement dans un dispositif de capture du CO_2 pour un vaporeformeur conduit à renchérir le coût de production d'hydrogène de 0,7 €/kgH_2 à 1,3 €/kgH_2. L'investissement dans le dispositif de capture présente un coût de l'ordre de 700 k€/MW_{H2} à 750 k€/MW_{H2} d'après l'AIE[54]. Les coûts d'exploitation sont, eux, relativement faibles pour la capture en tant que telle (~1 % des coûts d'investissement par an), mais conduisent à une baisse du rendement du vaporeformeur[55] induisant mécaniquement une hausse des coûts unitaires. Les coûts de transport et de stockage sont, eux, plus élevés et dépendent des technologies utilisées (transport routier, par canalisation, stockage sur terre ou en mer etc.). Une fourchette de coûts de transport et de stockage comprise entre 50 €/tCO_2 et 150 €/tCO_2 (soit entre 0,6 €/kg H_2 et 1.7 €/kg H_2) semble raisonnable au regard de la littérature économique et des éléments issus des premiers projets[56]. Enfin, la production par vaporeformage et capture-stockage du carbone est supposée non soumise au marché de quotas carbone. Ce type de production n'est pas mentionné dans la SNH 2 (p) et la stratégie nationale « capture, stockage et utilisation du carbone » (stratégie CCUS) n'inclut pas la production d'hydrogène dans les secteurs prioritaires. Dans son avis rendu en novembre 2023 sur le projet de stratégie CCUS, le Haut conseil pour le climat validait l'exclusion de l'hydrogène, initialement proposée, au motif que l'électrolyse constitue une alternative existante[57]. Pour autant son analyse multicritère considérait que cette option est pertinente pour quatre des six axes proposés, nuancé pour un et négatif pour un[58] ; seul le secteur de la cimenterie est mieux évalué.

Dans un contexte où la capture et le stockage du carbone connait un fort essor à l'étranger, l'absence de mention de cette solution technologique au sein de la stratégie hydrogène française peut sembler une anomalie. Du reste, dans ses réponses à la Cour, la DGEC a indiqué que « *la décarbonation des consommations [d'hydrogène] existantes reposera sur un arbitrage entre l'utilisation de la technologie électrolytique et le recours à la capture et au stockage du carbone (CCS) [...]. Le CCS pourra être privilégié si l'emplacement du site industriel permet l'accès à des infrastructures de stockage de CO_2.* »

---

[53] En attente de l'acte délégué à la directive concernant des règles communes pour les marchés intérieurs du gaz renouvelable, du gaz naturel et de l'hydrogène qui devrait être pris courant 2025.

[54] AIE, *Global hydrogen review*, 2023 : la différence entre de prix entre un vaporeformeur avec CCS et sans CCS est de 710 USD_{2022}/MW soit 730 $€_{2024}$/MW.

[55] Passage d'un rendement de 76 % à 69 % d'après l'AIE (*Global hydrogen reviex*, 2023)

[56] L'AIE retient un coût pour le transport et le stockage de CO_2 de 51 USD_{2022}/tCO_2 soit environ 52 $€_{2024}$/tCO_2. Le haut conseil pour le climat, dans son avis de 2024, estime ces coûts compris entre 4 €/tCO_2 et 50€/tCO_2. Les projets en cours, d'après la DGE, semble présenter des coûts plus élevés de l'ordre de 100 €/tCO_2.

[57] *Avis sur la stratégie de capture du carbone, son utilisation et son stockage (CCUS)*, Haut conseil pour le climat, novembre 2023

[58] Quatre critères pour lesquels l'analyse est positive : concentration des émissions, concentration des acteurs, type majoritaire d'émission, évolution de la demande du secteur ; un critère pour lequel l'analyse est nuancée : le poids du secteur dans les émissions nationales et un critère pour lequel l'analyse est négative : l'existence d'une alternative.

La possibilité d'un soutien public à des projets de décarbonation liant hydrogène et CCS est d'ailleurs prévue dans ce cadre de l'appel d'offres « grands projets industriels de décarbonation ». La politique publique gagnerait cependant en clarté si des éléments de doctrine sur le sujet étaient rendus public, notamment au sein de la stratégie hydrogène.

CONCLUSION INTERMÉDIAIRE

Une production décarbonée d'hydrogène pourrait permettre de réduire les émissions liées à la consommation industrielle d'hydrogène (10 Mt CO_2/an pour une consommation annuelle d'hydrogène d'environ 1 Mt) mais également contribuer à la décarbonation d'autres secteurs, notamment les transports ou la sidérurgie.

Forts de ces perspectives, les pouvoirs publics prévoient, en France, un développement massif de la production et de la consommation d'hydrogène décarboné : 600 kt/an d'ici 2030, 1 Mt/an en 2035 et plus de 4 Mt/an d'ici 2050. Pour atteindre ces objectifs, ils visent l'installation de 6,5 GW de capacités de production d'ici 2030 et de 10 GW d'ici 2035.

Ces projections paraissent dès à présent inatteignables. L'objectif de 6,5 GW d'électrolyseurs installés en 2030, jalon le plus proche, ne sera probablement respecté que pour moitié. À plus long terme, plusieurs études récentes d'organismes scientifiques et techniques estiment que la demande en hydrogène devrait être plus faible que celle anticipée par les organismes gouvernementaux.

Il parait donc nécessaire pour les pouvoirs publics d'établir des trajectoires de consommation et de production d'hydrogène décarboné sur des bases plus réalistes, ce qui pourra en outre nécessiter d'identifier d'autres leviers d'atteinte de la neutralité carbone, secteur par secteur et pour l'ensemble de l'économie.

Une révision à la baisse des trajectoires permettra également de modérer les besoins en termes de production électrique. Dans les perspectives de long terme esquissées par le projet de stratégie française énergie-climat, la production d'hydrogène capterait en effet entre 20 % et 25 % de la production électrique annuelle à horizon 2050, dont plus d'un tiers pour le seul secteur de l'aviation.

Enfin, la production d'hydrogène décarboné par électrolyse reste marquée par un déficit de compétitivité, malgré un cadre juridique particulière favorable. La production d'hydrogène est en effet éligible à trois dispositifs de soutien généraux : l'exonération d'accises sur les prix de l'électricité, un tarif réduit d'utilisation des réseaux d'électricité et la compensation carbone. En dépit de ces soutiens, la production d'hydrogène décarboné reste plus coûteuse que son alternative carbonée, pour un écart compris entre 1 €/kg H_2 et 2,5 €/kg H_2. Ce différentiel tient non seulement aux coûts de construction et d'exploitation des électrolyseurs, et à leur rendement, mais aussi au prix des quotas carbone, encore trop faible pour rendre l'électrolyse compétitive.

En revanche, sur la base des éléments de coûts disponibles, la production d'hydrogène par vaporeformage avec capture et stockage du carbone serait presque systématiquement plus compétitive qu'une production électrolytique. Une explicitation des conditions dans lesquelles le recours à ce type de décarbonation pourrait être envisagé serait un élément de clarification pour les stratégies nationales en cours de finalisation.

2 UN SOUTIEN PUBLIC ENCORE PEU MOBILISÉ, NON CIBLÉ ET SOUS ESTIMÉ

2.1 Des annonces de soutiens publics de plus en plus massifs mais encore très peu de réalisations

2.1.1 Un plan de 9 Md€ à l'horizon 2030

La publication de stratégies et feuilles de route nationales s'est accompagnée d'annonces de soutiens financiers croissants :

- Le plan Hulot, en 2018, prévoyait 100 M€, sur le programme d'investissement d'avenir (PIA), dédiés dès 2019 aux premiers déploiements de l'hydrogène, en particulier dans la mobilité. Ces fonds, pilotés par l'ADEME, avaient pour objectif d'accompagner les premiers déploiements de technologies hydrogène dans les territoires (production et transport).
- La stratégie nationale hydrogène (SNH 1), en 2020, annonce un soutien financier de 7 Md€ entre 2020 et 2030 pour faire émerger une filière de l'électrolyse, décarboner l'industrie et la mobilité lourde[59]. Cette enveloppe a été complétée en 2021 de 1,9 Md€ issus du plan France 2030. La SNH prévoit notamment un soutien des industriels par la création d'un projet important d'intérêt européen commun (PIIEC) ainsi que la mise en place d'un dispositif, non chiffré, de soutien à la production par complément de rémunération ;
- Le projet de seconde stratégie nationale hydrogène (SNHp 2), soumis à consultation publique fin 2023 et non encore publiée consacre un niveau de soutien public de 9 Md€ sur 2020-2030 dont 4 Md€ fléchés vers le mécanisme de soutien à la production dont le principe était esquissé dès la SNH 1.

À date, le soutien budgétaire prévu par la stratégie française repose sur les principaux outils suivants : le soutien direct aux entreprises industrielles par le biais du PIIEC (ou équivalent, cf. *infra*) avec un montant de subvention prévu de 3,1 Md€, le mécanisme de soutien à la production d'hydrogène par électrolyse pour un montant prévisionnel de 4 Md€ (un premier montant de 4,2 Md€ avait été initialement évoqué) et enfin 1,2 Md€ sur des dispositifs de moindre ampleur, prévus par les précédents plans (appels à projets de l'ADEME, soutien à la recherche etc.). Ces enveloppes de soutien sont pour partie constituées de dépenses déjà budgétées et engagées et pour partie composée d'annonces n'ayant eu aucune traduction budgétaire jusqu'en 2024 ; c'est notamment le cas du mécanisme de soutien à la production pour lequel les premières autorisations d'engagement (AE) inscrites en LFI 2024 ont été quasi-intégralement annulées. Enfin, l'entreprise Arcelor Mittal est accompagnée par la puissance publique à hauteur de 850 M€ pour transformer ses processus industriels, pour partie grâce à des solutions hydrogène. Ce soutien n'est pas intégré à la SNH, il est financé par l'enveloppe « décarbonation de l'industrie ». Compte tenu de ses forts liens thématiques et d'un suivi

[59] Les 7 Md€ annoncés sont issus d'une concertation sous la forme d'un appel à manifestation d'intérêt engagé qui a abouti à 160 dossiers déposés pour 32,5 Md€ d'investissement.

commun par les services de l'État, la Cour intègre également ce projet parmi les soutiens hydrogène.

Tableau n° 8 : Enveloppe de soutien public à l'hydrogène décarboné (sur 2020-2030)

Dispositif	Enveloppe prévue
Soutien direct aux entreprises *dont SNH*	3 925M€ *3 075 M€*
Mécanisme de soutien à la production d'hydrogène	4 000 M€
AAP ADEME *Dont « briques technologiques »* *Dont « écosystèmes territoriaux »*	945 M€ *270 M€* *675 M€*
Autres	215 M€
Soutien public à l'hydrogène décarboné ***dont SNH***	**9 085 M€** ***8 235 M€***

Source : Cour des comptes d'après données du Secrétariat général à la planification écologique

2.1.2 Un très faible taux de décaissement à date

Les dispositifs mis en place par la puissance publique présentent un niveau de décaissement limité : sur les 9 Md€ annoncés entre 2020 et 2030, seuls 0,9 Md€ ont été décaissés entre 2020 et le premier semestre 2024, soit moins de 10 %. La lenteur de ce décaissement est le reflet de trois principaux facteurs :

- La temporalité des projets : certains projets nécessitent des temps de réalisation longs compte tenu de leur ampleur : il peut s'agir du subventionnement de la construction d'usines ou d'écosystèmes de mobilité. Ces délais opérationnels affectent directement le rythme de décaissement ;
- le temps de la décision publique : en particulier pour le mécanisme de soutien à la production. Ce dispositif a été annoncé dès 2020 dans la SNH 1. Le document de consultation du premier appel d'offres n'a été publié qu'en décembre 2024 ;
- L'incertitude économique : en particulier sur les prix de l'énergie, les projets proposés dans les appels à projet de l'ADEME y sont ainsi particulièrement sensibles, et l'évolution à la hausse des prix a pu affecter l'équilibre économique de l'ensemble.

Tableau n° 9 : État des lieux des engagements et des décaissements des dispositifs de soutien à l'hydrogène par rapport aux enveloppes prévues (en M€)

Dispositif	Enveloppe prévue	Dépenses engagées (*)	Niveau de décaissement au T1 2024
Soutien direct aux entreprises	3 925	3 101	586
Mécanisme de soutien à la production d'hydrogène	4 000	0	0
AAP ADEME	945	391	62
Dont « briques technologiques »	*270*	*76*	*27*
Dont « écosystèmes territoriaux »	*675*	*315*	*35*
Autres (dont R&D et Corac)	215	399 (**)	219 (**)
Soutien public à l'hydrogène décarboné	**9 085**	**3 891**	**867**
Dont SNH	*8 235*	*2 990*	*815*

Source : Secrétariat général à la planification écologique pour la budgétisation, Cour des comptes pour les estimations, administrations concernées pour les décaissements
(*) les dépenses engagées des lignes « soutien direct aux entreprises » et « AAP ADEME » correspondent à des engagements juridiques sur la période 2020-2023. La méthode de compilation de ces engagements, et leur lien avec la comptabilité budgétaire de l'État, sont précisés en annexe n°5.
(**) : cette ligne inclut les aides à l'industrie aéronautique, les aides à la recherche de l'ANR et les subventions du CEA ; une partie de ces dépenses est cependant hors du champ de la stratégie nationale hydrogène (les soutiens du CEA sur fonds propre, cf. infra)

Il est ainsi difficile, à ce stade, d'établir un bilan sur les projets financés, la majorité d'entre eux étant encore en cours de réalisation voire de contractualisation. Seuls les projets dont le soutien s'est inscrit dans la durée – c'est-à-dire la recherche et le développement ainsi que les appels à projet de l'ADEME – peuvent à ce stade faire l'objet d'un premier bilan.

2.1.3 De premiers résultats concrets pour le soutien à la R&D

Le soutien public à la recherche et au développement dans le domaine de l'hydrogène s'appuie sur :

- Des dispositifs de soutien généraux (95 M€ sur 2020-2023), finançant incidemment la recherche dans l'hydrogène, en particulier en provenance de l'Agence nationale de la recherche (ANR) et du Commissariat à l'énergie atomique (CEA) ;
- Des dispositifs spécifiques (196 M€ sur 2021-2023), en particulier du « programmes et équipements prioritaire de recherche » (PEPR) hydrogène (83 M€) et de l'appel à projets « Briques technologiques » de l'ADEME (113 M€) ;
- Une communauté scientifique large regroupant plus de 500 personnes (en équivalent temps plein) sur les seules structures du CEA et du Centre national de la recherche scientifique (CNRS).

Des soutiens à la recherche opérationnelle sont également apportés dans le cadre des soutiens aux entreprises industrielles présentés en partie 2.2.

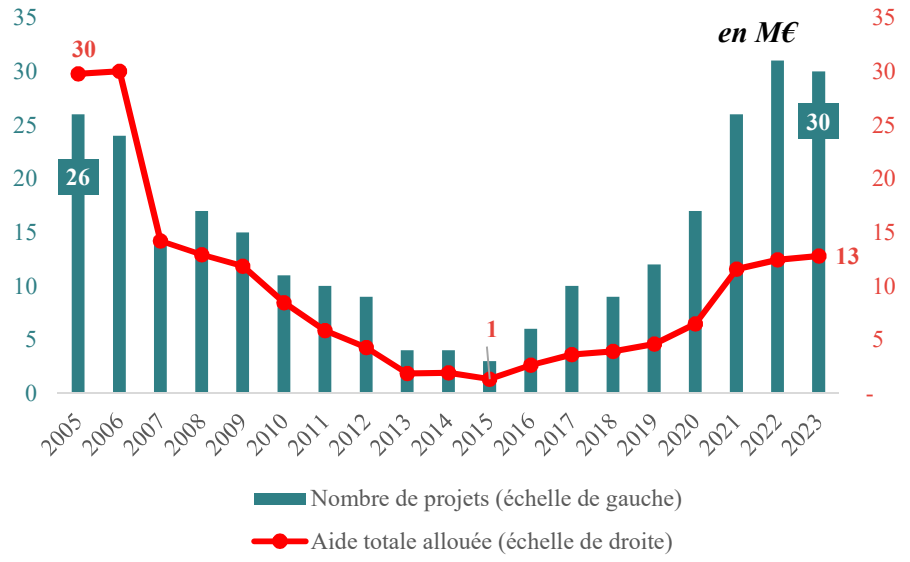
Tableau n° 10 : Financement de la recherche dans l'hydrogène depuis 2021

Principaux financeurs	Dispositifs	Période	Subvention ou aide consentie (M€)	Niveau de décaissement
Agence nationale de la recherche	AAP génériques	2020-2023	39 M€	N.D.
	Autres AAP	2020-2023	4 M€	N.D.
	Programmes et équipements prioritaire de recherche	2021-2028	83 M€	29 M€
CEA	Intervention sur fonds propres (hors financement ANR)	2021-2023	52 M€	52 M€
ADEME	AAP Briques technologiques	2021-2024	113 M€	27 M€
Total			**291 M€**	**108 M€**

Source : Cour des comptes sur la base de données ANR, CEA et ADEME
Notes : (i) La ligne ANR hors PEPR contient les financements AAP génériques mais également d'autres appels à projets (internationaux, non thématiques) ou des programmes thématiques, (ii) l'AAP briques technologique est dotée de 350 millions d'euros pour la période 2021-2030.

Si les stratégies ont contribué à renforcer le soutien public dans la recherche sur l'hydrogène, ce soutien n'en demeure pas moins une politique relativement ancienne, avec des financements qui dépassaient 10 M€/an avant 2010 (cf. graphique *infra*). Cette action, pilotée par l'ANR dans le cadre de ses principaux appels à projets a permis de financer 278 projets hydrogène depuis 2005 pour un soutien total avoisinant les 180 M€. Ce soutien n'est pas constant dans le temps et affiche une forme de cyclicité (cf. graphique *infra*). Toutefois le dispositif « PEPR hydrogène » a permis de renforcer le soutien depuis 2021 en dehors des aides classiques de l'ANR.

Graphique n° 8 : Un soutien cyclique à la recherche dans l'hydrogène



Source : ANR

Le programme de recherche de France 2030 H2 (*« Programmes et équipements prioritaires de recherche hydrogène »*, PEPR H2) s'inscrit dans le cadre de la stratégie nationale hydrogène et est porté par l'ANR (co-pilotage CNRS et CEA). Il a pour vocation de soutenir des activités de R&D, amont et appliquée, et couvre les problématiques de production, stockage, et transport de l'hydrogène décarboné ainsi que son utilisation (pour la mobilité lourde notamment). Il a engagé 18 projets ciblés et un projet de plateforme expérimentale multi-sites permettant de tester la durabilité des technologies hydrogène de fortes puissances. Le PEPR a également lancé un appel à projets (AAP) sur des thématiques complémentaires au projets ciblés permettant d'initier dix projets supplémentaires. En complément un appel à manifestation d'intérêt a été lancé en 2022 sur des activités transverses.

Le budget total consacré par le CEA aux activités relatives à l'hydrogène s'élève, en 2023, à environ 43 M€, montant provenant de la subvention pour charges de service public (programme 190 de la MIRES) et de recettes externes (PEPR, appels à projet, collaborations industrielles, projets européens, brevets …).

Tableau n° 11 : Le budget total consacré par le CEA aux activités relatives à l'hydrogène

	Subvention en coût complet (M€)	Recettes externes (M€)
2019	16	18
2020	12	8
2021	16	18
2022	16	21
2023	20	23

Source : Cour des comptes / Données CEA

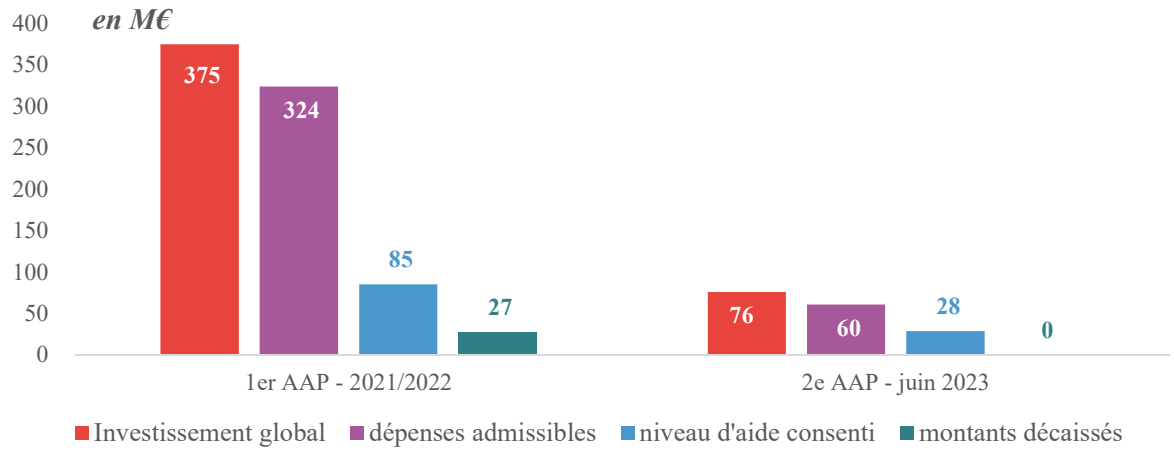
Enfin, l'AAP « briques technologiques et démonstrateurs », initialement doté d'un budget de 350 M€, réduit à 270 M€ fin 2023, a pour objectif de développer ou améliorer des composants du système hydrogène (de la production aux usages, en passant par le transport et le stockage) ainsi que le développement de démonstrateurs.

Ce dispositif qui constitue un volet important du soutien public à la recherche et développement[60] n'est pas définitivement clôturé ; d'autres vagues de l'AAP devraient avoir lieu dans le courant de l'année 2024. Il s'inscrit dans la première stratégie nationale hydrogène (2020). La mise en œuvre reste relativement lente, sur un plan financier, 27 M€ des plus de 113 M€ de soutien public octroyés depuis 2021 pour cet appel à projets ont été effectivement décaissés au premier trimestre 2024, soit un taux de décaissement de près de 25 %.

En prenant en compte les autres subventions ainsi que l'investissement public des collectivités parties aux projets, l'AAP « briques technologiques » devrait mobiliser, sur les deux premiers appels à projets, 250 M€ de fonds publics : 113 M€ de subventions et 136 M€ d'investissements publics complémentaires.

[60] Ce dispositif a vocation à financer de la recherche industrielle et expérimentale, des démonstrateurs, des pilotes, il n'est pas fléché pour de la recherche amont.

Graphique n° 9 : État des lieux financier, au premier trimestre 2024, de l'AAP briques technologiques » (en M€)



Source : Cour des comptes
Note de lecture : les projets subventionnés par le 1er AAP « briques technologiques » correspondent à des coûts d'investissement de 375M€, dont 324M€ ont été considérés comme admissibles à l'appel à projet. L'AAP a permis d'octroyer 85 M€ d'aide sur cette relève, dont 27 M€ ont été effectivement décaissés (au T1 de 2024).

Ce soutien public est à rapprocher de la place occupée par la France en matière de brevets. L'institut national de la propriété intellectuelle (INPI) met en avant une étude de 2020 de l'Office européen des brevets (OEB) et de l'Agence internationale de l'énergie (AIE)[61] qui rappelle que l'Union européenne représente 28 % de toutes les familles de brevets déposées au cours de la période 2011-2020[62] sur l'hydrogène, devant le Japon (24 %) et les États-Unis (20 %). La France occupe la deuxième place (6%) des déposants de brevets sur l'hydrogène en Europe. Le Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA), l'IFP Énergies nouvelles (IFPEN) ou encore le Centre national de la recherche scientifique (CNRS) occupent les trois premières places du classement mondial des instituts de recherche au regard du nombre de brevets déposés sur l'hydrogène.

[61] *Hydrogen patents for a clean energy future - A global trend analysis of innovation along hydrogen value chains*, janvier 2023

[62] Les pays leaders en Europe sont l'Allemagne (11 % du total mondial), la France (6 %) et les Pays-Bas (3 %).

Tableau n° 12 : Nombre de brevets sur quatre thématiques hydrogène par pays période 2004-2024

Pays demandeur	Nombre de brevets
Etats-Unis	14 124
Japon	9 441
Allemagne	6 718
Corée du sud	6 319
France	4 785
Chine	2 126
Canada	1 700
Italie	1 085
Danemark	1 054

Source : Espacenet
Note : seuls les 9 premiers pays sont repris dans ce tableau ils représentent 47 352 brevets sur un total de 49 252 brevets.

2.1.4 Les appels à projets « écosystèmes » de l'ADEME : des projets fragiles, une mise en œuvre lente et des bénéfices incertains

Des projets qui attirent peu les investissements privés

Le soutien à la demande en hydrogène a principalement pris la forme d'appels à projets (AAP) pilotés par l'ADEME, au premier rang desquels les AAP « écosystèmes ». Ces AAP ont vocation à favoriser la mise en place sur le territoire d'écosystèmes produisant, distribuant et utilisant de l'hydrogène. Ce subventionnement de l'ensemble de la chaîne de valeur visait à assurer la construction des premières capacités de production mais également des débouchés en matière d'usages. Dans les faits, ces appels à projets ont massivement subventionné le transport routier (cf. partie 2.3), notamment à destination des collectivités territoriales. Ils sont au nombre de trois :

- L'AAP 1 : « écosystème de mobilité », lancé en 2019 et doté d'un budget de 98 M€ ;
- L'AAP 2 : « écosystèmes territoriaux n°1 », lancé en 2021 et doté d'un budget de 232 M€ ;
- L'AAP 3 : « écosystème territoriaux n°2 »[63], doté de 175 M€ a été lancé en 2023, son enveloppe a cependant été réduite à 120 M€ en 2024 ;

Sur la base des deux premiers appels à projets, les aides consenties par l'ADEME auraient permis de financer des investissements de l'ordre de 1,2 Md€. Ces investissements sont principalement supportés par de la dépense publique de sorte que 720 M€ de fonds publics ont été mobilisés en prenant en compte les autres subventions ainsi que l'investissement public des collectivités parties aux projets (cf. tableau *infra*), contre seulement 500 M€ d'investissement privé. Cette surreprésentation du secteur public traduit une appétence modérée du secteur privé à ce stade du développement de l'hydrogène, pour des projets dont la viabilité économique ne peut être assurée sans un subventionnement public massif et dans des secteurs dans lesquels l'hydrogène n'est finalement pas la solution la plus pertinente (transport routier, cf. *infra*).

[63] Les lauréats n'ayant pas été annoncé à la date de l'instruction, cet AAP n'est pas inclus dans ces analyses.

Tableau n° 13 : Origine des fonds engagés dans les projets subventionnés par l'ADEME

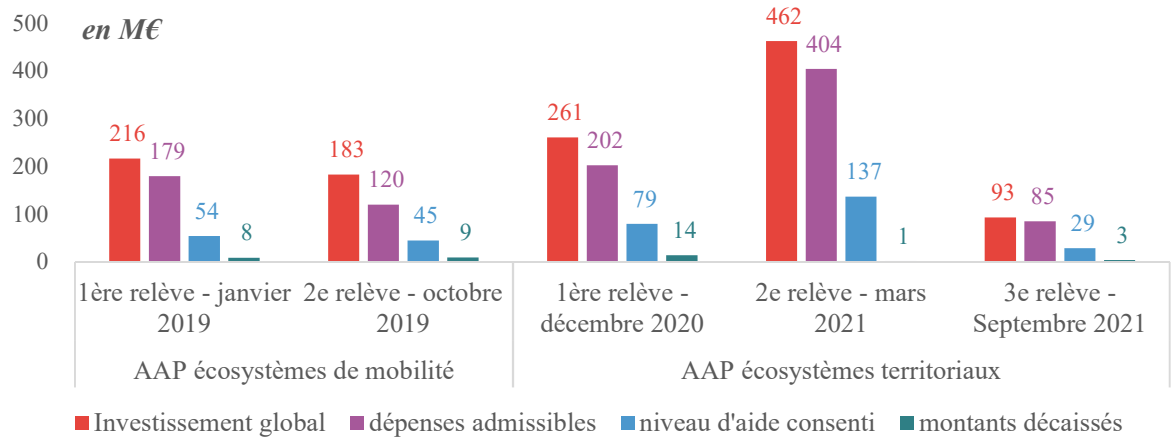
Nature de la dépense	Montant des investissements prévus et des aides attribuées (AAP « écosystèmes » 1 & 2)
Ensemble des dépenses des projets	**1 185 M€**
investissement privé	*499*
investissement public	*283*
subventions ADEME contractualisées	*315*
autres subventions (UE, collectivités, État)	*88*
Sous total dépenses publiques	**686 M€** *(~58 %)*

Source : Cour des comptes d'après des données ADEME

Encore peu de réalisations concrètes

Sur un plan financier, seuls 34 M€ des plus de 330 M€ de soutien public octroyés depuis janvier 2019 par les deux premiers appels à projets ont été effectivement décaissés au premier trimestre 2024, soit un taux de décaissement de moins de 10 %.

Graphique n° 10 : État des lieux financier, au premier trimestre 2024, des appels à projets « écosystèmes de mobilité » et « écosystèmes territoriaux » (en M€)



Source : Cour des comptes
Note de lecture : les projets subventionnés par la première relève de l'AAP « écosystèmes de mobilité » correspondent à un investissement de 216 M€, dont 179 M€ des coûts ont été considérés comme admissibles à l'appel à projet. L'AAP a permis d'octroyer 54 M€ d'aide sur cette relève, dont 8 M€ ont été effectivement décaissés (au T1 de 2024).

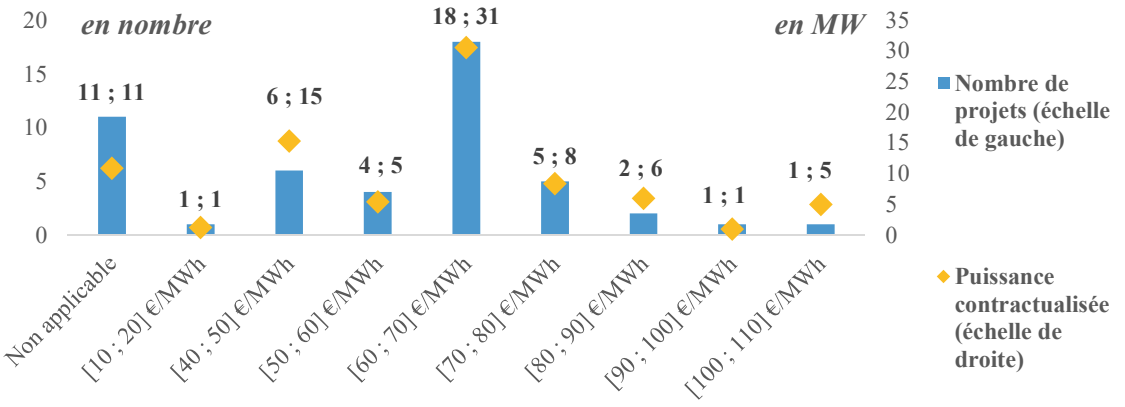
Entre 15 % et 20 % des capacités électrolytiques prévues seraient en service, soit environ 13 MW sur plus de 80 MW que les AAP « écosystèmes » ont sécurisé. De même sur le volet « usages », parmi les 3 147 véhicules subventionnés par l'ADEME dans le cadre des projets lui ayant été soumis, seuls 331 étaient déployés au premier trimestre 2024. Les véhicules subventionnés sont principalement des véhicules légers (>2 500), dont près des trois quarts sont des véhicules utilitaires. Près de la moitié des poids lourds subventionnés sont des bus, le reste étant principalement des bennes à ordures ménagères (20 %).

Des projets économiquement fragiles

Les projets soutenus dans le cadre des appels à projets « écosystèmes » souffrent d'une fragilité liée à des hypothèses de prix de l'électricité très optimistes. Une fois subventionné, l'investissement peut ainsi ne plus être rentable et son exploitation peut cesser, sans que le bénéficiaire ne se voit sanctionné au motif de la non réalisation des objectifs de décarbonation.

La majorité des projets subventionnés par ces dispositifs repose en effet sur des hypothèses de coût de l'électricité compris entre 60 et 70 €/MWh TTC (cf. graphique *infra*). Cette fourchette, bien que raisonnable, ne permet pas d'amortir des chocs de prix à la hausse. En cas d'évolution à la hausse du prix, le niveau de subvention de l'ADEME n'évolue pas ; c'est alors au porteur de projet de répartir le coût de cette hausse des prix vers l'usager final. Une hausse substantielle du coût de l'électricité peut ainsi conduire à l'abandon du projet, comme dans le cas du projet Hyber à Châteauroux. Enfin, sur la base des écosystèmes actuellement en service, les projets afficheraient un retard moyen de l'ordre de deux ans, de sorte qu'aujourd'hui seuls 11 écosystèmes sont en exploitation.

Graphique n° 11 : Répartition des projets, en nombre et en capacité de production, par hypothèses de prix de l'électricité



Source/note : Cour des comptes d'après des données de l'ADEME
Note de lecture : six projets, représentant une capacité de production d'H2 cumulée de 15 MW ont été subventionnés. Pour onze projets représentant une capacité de 11 MW le prix de l'électricité n'est pas applicable du fait ou bien d'une absence d'électrolyseur (projet H24FP par exemple) ou bien d'un approvisionnement en électricité directement relié à des moyens de production renouvelable (10 MW pour les projets Dephy 2A/2B en Corse).

Enfin, le suivi dans le temps des projets est inégal : l'ADEME a exercé un contrôle attentif quant à la nature de l'hydrogène utilisé dans les projets subventionnés mais ne dispose pas d'outils permettant de garantir que l'investissement réalisé sert véritablement à la transition écologique.

- Certains porteurs de projet subventionnés par L'ADEME n'ont pas pu tenir les délais de mise à disposition d'hydrogène électrolytique mentionnés dans leur convention de soutien. Ces projets, fonctionnant en réalité avec de l'hydrogène carboné, ont conduit l'ADEME à notifier la résiliation des conventions et à demander le remboursement des montants déjà versés ;
- Aucun contrôle des usages n'a lieu sur le temps long permettant de garantir que l'écosystème est véritablement utilisé et permet d'éviter les émissions annoncées. Les investissements

peuvent ainsi avoir été subventionnés sans perspective d'atteinte des objectifs. C'est par exemple le cas d'une station de recharge de poids lourds installée sur la zone de Fos sur Mer qui ne dispose d'aucun usager faute de poids lourds hydrogène[64]. Il conviendrait d'assurer un véritable contrôle des usages afin d'éviter que l'investissement ne soit réalisé à perte d'un point de vue de la comptabilité carbone.

Certains projets subventionnés malgré une efficacité contestable

Les projets « déphy 2A » et « déphy 2B », représentant un investissement de 49,5 M€ et un niveau de subvention de 27,1 M€, ont pour objet l'électrification des quais de Bastia et d'Ajaccio. À quai, les navires continuent d'utiliser leurs moteurs thermiques afin de produire de l'électricité pour assurer leur fonctionnement interne. Pour décarboner cet usage, le projet prévoit le raccordement électrique des navires aux quais et d'assurer un approvisionnement en électricité par une « chaine hydrogène ». Un nouveau champ photovoltaïque alimentera un électrolyseur (10 MW au global[65]) dont la production d'hydrogène est reconvertie en électricité par une pile à combustible. Compte tenu des rendements en jeux, seuls 30 % de l'électricité produite par le champ photovoltaïque sera utilisée, le reste sera perdu. Ces deux projets peuvent donc être considérés comme inefficace d'un point de vue énergétique. Un raccordement des capacités de production au réseau corse aurait permis un projet de moindre envergure financière, pour une décarbonation nettement plus tangible.

Le projet Hynovar, représentant un investissement de 44,3 M€ et un niveau de subvention de 16,4 M€, prévoit l'installation de 5 MW d'électrolyseur. Ces électrolyseurs devraient permettre d'alimenter : une navette maritime, huit « navires d'excursion journalière » de douze places et douze poids lourds. Les huit navires sont utilisés à des fins commerciales pour des visites en bateau des calanques. Au premier ordre, le subventionnement de ces yachts représenterait près de 7 M€[66]. L'opportunité d'un soutien à l'acquisition et à l'usage de ces yachts ne semble pas manifeste dans la mesure où les coûts de cette transition pourrait être refacturés aux clients compte tenu de leur propension à payer supérieure à la moyenne (principe exposé par le porteur de projet dans son dossier de candidature). En outre, il existe une alternative décarbonée dont la maitrise technique est éprouvée depuis des siècles.

2.2 Un soutien qui se massifie et se concentre autour d'un petit nombre de dispositifs

2.2.1 Un soutien budgétaire massif pour structurer une filière de l'hydrogène

Deux dispositifs portent le financement de projets structurants pour la filière, il s'agit des projets importants d'intérêt européen commun (PIIEC) et des aides accordées dans le cadre des lignes directrices sur les aides d'État pour l'énergie et l'environnement (LDAEE).

[64] Une partie d'entre eux pourrait être livrée d'ici la fin de l'année 2024
[65] 5 MW à Bastia, 5 MW à Ajaccio
[66] 3,9 M€ de subvention pour l'acquisition des navires et 3 M€ au titre de la consommation d'hydrogène

Les PIIEC ont pour objet d'accompagner la continuité et le renforcement de la politique industrielle de l'Union européenne, tout en préservant la concurrence sur le marché unique. Cet outil est fondé sur le traité sur le fonctionnement de l'Union européen (TFUE, art. 107, 3, b) et sur une communication de la Commission de 2014. Le premier PIIEC hydrogène date de 2022.

Les PIIEC ont la particularité de soutenir les investissements en faveur de la recherche et développement, du premier déploiement industriel et de la construction d'infrastructures, à condition que les projets bénéficiant de ce financement soient innovants, présentent un intérêt européen et ne couvrent pas la production de masse ou des activités commerciales. Ces financements emportent également une exigence de large diffusion et de partage des nouvelles connaissances dans l'Union européenne.

La France est engagée à ce jour dans neuf PIIEC dont quatre portent sur l'hydrogène (voir tableau n°14) pour un montant de soutien public maximal de 3,2 Md€ autorisé par la Commission européenne. L'État a contractualisé avec la Banque publique d'investissement (Bpifrance) pour assurer le portage des dossiers PIIEC Hydrogène. Les instances de décision et de suivi sont composées d'un comité de pilotage[67] qui se réunit *à minima* une fois par an, d'un comité de suivi de projets (mis en place pour chaque projet) et d'un comité de coordination des financeurs. Bpifrance assure le secrétariat de ces trois instances.

Tableau n° 14 : Les PIIEC hydrogène autorisés à mai 2024

PIIEC	Année	Entreprises	Financement public UE autorisé (€)	Financement public FR autorisé (€)	Investissement privé
Hy2Tech	2022	41	5,4 Md €	2,1 Md €	14,2 Md
Hy2Use	2022	35	5,2 Md €	0,3 Md €	7 Md
Hy2Infra	2024	32	6,9 Md €	0,3 Md €	Attendu 5,4 Md
Hy2Move	2024	11	1,4 Md €	0,5 Md €	Attendu 3,3 Md

Source : Cour des comptes - Données DGE et presse.
Note : le financement public correspond à la somme des montants d'aides maximaux autorisés par la Commission aux États membres participant à un PIIEC (dont la France). L'investissement privé correspond à la somme du cofinancement privé des entreprises sur les projets autorisés par la Commission.

Succédant aux précédentes lignes directrices en matière d'aide d'État dans les domaines de l'environnement et de l'énergie pour la période 2014-2020, les nouvelles lignes directrices sur les aides d'État au climat, à la protection de l'environnement et à l'énergie (LDAEE)[68] sont applicables depuis janvier 2022. Les règles ont été adaptées afin de tenir compte du paquet « Fit for 55 »[69].

[67] Composé des représentants du ministère de l'économie et des finances, du ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche et de l'innovation, du ministère de la transition écologique et du secrétariat général pour l'investissement.

[68] En anglais *CEEAG* pour *Climate, Energy and Environnemental Aid Guidelines*

[69] Le 14 juillet 2021, la Commission européenne a adopté un ensemble de propositions visant à adapter les politiques de l'Union en matière de climat, d'énergie, d'utilisation des terres, de transport et de fiscalité afin de permettre à l'Union européenne de réduire ses émissions nettes de gaz à effet de serre d'au moins 55 % d'ici à 2030, par rapport aux niveaux de 1990.

La Commission a appliqué ces lignes directrices pour évaluer la compatibilité de toutes les aides à notifier en faveur du climat, de la protection de l'environnement et de l'énergie accordées ou destinées à être accordées à partir du 27 janvier 2022. La Commission vérifie en particulier l'absence d'incitations à la production d'une énergie qui supplanterait des formes d'énergie moins polluantes ou qui aurait pour effet de stimuler ou de prolonger la consommation de combustibles et de sources d'énergie fossiles. De plus, les États membres ont l'obligation de quantifier les avantages environnementaux attendus (en aide par tonne d'émissions d'équivalent CO_2 évitée).

Quatre projets bénéficient d'un soutien notifié à ce titre en France (voir tableau *infra*) pour un montant total de financement public maximal autorisé par la Commission de près d'1,4 Md€.

À ce jour, 23 projets hydrogène ont été notifiés à la Commission européenne au titre du PIIEC (18) et des LDAEE (5), pour un montant de subvention potentiel de 4,6 Md€ ; parmi eux un projet a été abandonné pour un montant d'aide maximale autorisée de 330 M€[70].

Ces financements couvrent l'ensemble de la chaine de valeur de l'hydrogène, mais la mobilité hydrogène reste prépondérante : elle recouvre une majorité de projets pour les deux premiers PIIEC (six projets sur dix et 75% du montant d'aides total de la première vague de PIIEC Hy2Tech soit environ 1,5 milliards d'euros), et est au centre du quatrième et dernier PIIEC Hy2Move[71][72], lancé en mai 2024, pour un total de 529 M€ (cf. détail tableau 15 et annexe n°3).

Les financements LDAEE visent principalement la décarbonation de l'industrie (projets Arcelor Mittal / Air Liquide) et la production d'hydrogène à grande échelle (projets Hynamics). Le projet d'Arcelor Mittal, susceptible de mobiliser 850 M€ de financements publics n'a pas fait l'objet d'une décision finale d'investissement. Le projet Air Liquide à Dunkerque, également susceptible d'être financé par des PIIEC en dépend.

La volonté de soutenir la structuration de la filière hydrogène s'est donc traduite depuis 2022 par des financements ciblés et massifs sur un nombre circonscrit de projets. Néanmoins, l'avancement reste à ce stade encore trop modeste, au regard des décaissements, à hauteur de 13% du montant total d'aide autorisée par l'UE à janvier 2024 (cf. tableau *infra*), pour constater une structuration effective de la filière hydrogène française à l'aide de ces dispositifs.

[70] Il s'agit du projet Hynovi, d'une production de 50 MW d'hydrogène pour des électrocarburants.

[71] Cela concerne principalement des équipements pour la mobilité (fabrication de membranes innovantes pour la mobilité hydrogène, piles à combustible de forte puissance pour usages maritimes et stationnaires) mais également le développement de solutions hydrogène pour l'aérien.

[72] Airbus pour le développement d'un avion zéro émission (montant d'aide autorisé par l'UE : 160 millions d'euros), Michelin pour la fabrication de membranes nouvelle génération pour les mobilités (montant d'aide autorisé par l'UE : 92 millions d'euros), Gen-Hy pour la fabrication d'électrolyseurs à haut rendement (montant d'aide autorisé par l'UE : 104 millions d'euros), Hydrogène de France pour la fabrication de piles à combustibles à forte puissance pour usages maritimes et stationnaires (montant d'aide autorisé par l'UE : 173 millions d'euros)

Tableau n° 15 : Statut et avancement des projets financés par les PIIEC et LDAEE - 2024

État d'avancement	Projet	Montant d'aide (M€) (*)	Décaissé au 1er janvier 2024
Contractualisé	Mc Phy	3 101	586
	Symbio		
	Elogen		
	Arkema		
	Forvia(Faurecia)		
	Plastic Omnium (OPmobility)		
	Alstom		
	John Cockerill		
	Genvia		
	Hyvia		
	Normand'hy (Air Liquide)		
	Arcelor Mittal		
En cours d'instruction	Masshylia	1 472	0
	Lhyfe Yara (Normandie)		
	Lhyfe (Poitou)		
	Airbus		
	Michelin		
	Gen-Hy		
	Hydrogène de France		
	Borealis		
	Domo		
	Air Liquide Dunkerque		
TOTAL		**4 573**	**586**

Source : BPI

(*) pour les projets ayant fait l'objet d'une contractualisation, les montants correspondent aux montants effectivement contractualisés, pour les autres il s'agit du plafond d'aide autorisé par la Commission européenne.

2.2.2 Le soutien à l'hydrogène par la TIRUERT : un dispositif incitatif dont le coût repose sur l'usager

La taxe incitative relative à l'utilisation des énergies renouvelables dans les transports (TIRUERT) est une taxe comportementale à laquelle sont soumis les metteurs à la consommation de carburants. Régie par l'article 266 quindecies du code des douanes, cette taxe est assise sur le volume total d'essences, de gazoles et de carburéacteurs mis à la consommation sur une année civile. Elle est calculée séparément par type de carburant. Le niveau de taxe correspond au produit du volume mis à la consommation et du taux fixé par type de carburant auquel un facteur est appliqué. Ce facteur correspond à l'écart à l'objectif d'incorporation d'énergie renouvelable fixé par la loi. Ainsi, en respectant les objectifs d'incorporation le niveau de cette taxe est nul. Les objectifs d'incorporation sont appréciés en quantité d'énergie.

Tableau n° 16 : Taux de la TIRUERT et objectif d'incorporation afférent

Produits	Tarif (€/hL)	Pourcentage cible
Essences	140	9,9 %
Gazoles	140	9,2 %
Carburéacteurs	168	1,5 %

Source : IV du 266 quindecies du code des douanes en vigueur en juin 2024 (Légifrance)

Pour satisfaire aux objectifs d'incorporation le metteur à la consommation peut incorporer des biocarburants de première génération, des biocarburants avancés ou entretenir un réseau d'installation de recharge de véhicules électriques alimenté en électricité renouvelable. Les biocarburants de première génération (*i.e.* dont les intrants sont en concurrence alimentaire) sont pris en compte à la hauteur de leur quantité d'énergie dans la limite de 7 % des quantités d'énergie mises à la consommation pour les essences et les gazoles. Les biocarburants avancés sont pris en compte à hauteur du double de leur quantité d'énergie dans la limite de certains seuils. L'électricité est prise en compte à hauteur du quadruple de la quantité d'énergie mise à la consommation sans limite de seuil.

Les metteurs à la consommation peuvent également acquérir auprès d'autres redevables de la TIRUERT ou de gestionnaires de réseau de recharge de véhicules électriques des droits de comptabilisation de quantités d'énergie renouvelables. Ces droits permettent à un redevable de faire valoir des quantités d'énergie renouvelable que d'autres ont mis à la consommation pour compenser la non atteinte de son objectif. La personne cédant ces droits perd la possibilité de valoriser ces quantités d'énergie pour son compte propre.

La loi de finances pour 2022 introduit la possibilité de valoriser l'hydrogène renouvelable (art. 95) dans le décompte des énergies valorisables pour satisfaire aux exigences de la TIRUERT. Cette possibilité est entrée en vigueur le 1er janvier 2023 avec une bonification prenant la forme d'un coefficient multiplicatif de 2, de sorte que la quantité de H_2 valorisée est le double de celle effectivement utilisée. La TIRUERT valorise trois types d'usages de l'hydrogène renouvelable : (i) l'usage comme carburant d'un véhicule électrique fonctionnant avec une pile à combustible, (ii) l'usage dans la production de carburants inclus dans l'assiette et (iii) l'utilisation pour les besoins du raffinage des produits pétroliers ou l'hydrotraitement de la biomasse[73].

La loi de finances pour 2023 a élargi la valorisation de l'hydrogène à l'hydrogène bas carbone produit par électrolyse à compter de janvier 2024. Toutefois, pour être applicable, cette extension suppose la publication d'un décret, à laquelle l'administration n'a pas pour l'instant procédé.

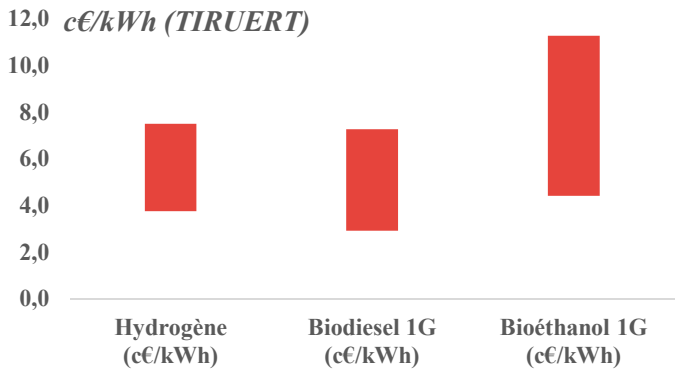
La TIRUERT pourrait contribuer à décarboner 150 kt H_2/an utilisé dans le raffinage. Moyennant un facteur de charge de près de 90 %, la TIRUERT est ainsi supposée permettre la mise en service d'environ 1 GW de capacité d'électrolyse d'ici 2030.

De fait, ce cadre fiscal est économiquement favorable à la substitution d'hydrogène carboné par de l'hydrogène décarboné. Cette substitution pourrait permettre de bénéficier de « crédits TIRUERT » - c'est-à-dire le prix à consentir pour satisfaire l'obligation – à un prix compris entre 4 c€/kWh et 7,5 c€/kWh suivant les hypothèses retenues. À titre de comparaison

[73] Processus chimique consistant à éliminer l'oxygène présent dans le biocarburant

le coût d'un crédit TIRUERT serait compris entre 3 c€/kWh et 7,5 c€/kWh pour du biodiesel de première génération et entre 4,5 c€/kWh et 11,5 c€/kWh pour du bioéthanol (cf. figure *infra*). Cette estimation basse s'explique en grande partie par la bonification attribuée à l'hydrogène.

Graphique n° 12 : Estimation du coût d'atteinte des objectifs de TIRUERT en fonction de la technologie utilisée (en c€/kWh)



Source : Cour des comptes.
Hypothèses : coût de l'hydrogène carboné de 1,5 €/kg et de l'hydrogène décarboné de 4 €/kg (hypothèse basse) à 6,5 €/kg (hypothèse haute). Coût du diesel hors taxe et hors distribution de 36 c€/L (moyenne oct. 2018 – décembre 2021) et du biodiesel compris entre 60 c €/L et 1 €/L (fourchette 2018-2021). Coût de l'essence hors taxe et hors distribution de 37 c€/L (moyenne oct. 2018- déc. 2021) et du bioéthanol compris entre 50 c€/L et 90 c€/L (fourchette 2018-2021).

Cette situation économique favorable et ce gisement de décarbonation sont identifiés par les services de l'État. Le secrétariat général à la planification écologique estime que l'utilisation d'hydrogène bas carbone en raffinerie constitue le secteur pour lequel la transition peut se faire en dépit d'un coût élevé de l'électricité sans porter atteinte à la viabilité économique des projets. La Cour souligne toutefois que ce mécanisme incitatif conduit à refacturer aux consommateurs de carburant le surcoût lié à l'usage d'hydrogène décarboné.

2.2.3 Un nouveau mécanisme de soutien à la production dont le coût budgétaire s'annonce massif

Objectif et dimensionnement du dispositif

Dans le cadre de la stratégie nationale hydrogène, l'État a souhaité mettre en place un mécanisme budgétaire de soutien à la production d'hydrogène décarboné visant à subventionner 1GW de capacités de production. Ce mécanisme est prévu au code de l'énergie (art. L. 812-1 et suivants) depuis l'ordonnance de 2021 relative à l'hydrogène[74].

La stratégie nationale d'accélération hydrogène évoquait dès 2020 la mise en place de ce dispositif de type « complément de rémunération ». Elle envisageait un premier appel d'offres en 2022, sans préciser le volume qu'il était envisagé de soutenir. Le projet de mise à jour de la stratégie nationale hydrogène, publié en 2023, prévoit que ce soutien concernera 1 GW de capacités à installer « dans les quatre prochaines années », pour un coût budgétaire

[74] Ordonnance n° 2021-167 du 17 février 2021 relative à l'hydrogène

prévisionnel de 4 Md€. Ce volume de 1 GW correspondait initialement à l'estimation du besoin d'hydrogène décarboné dans les processus de raffinage. Mais ce besoin a désormais vocation à être couvert par les capacités de production dont l'installation résultera des effets incitatifs de la TIRUERT (cf. *supra*). Le nouveau mécanisme budgétaire doit donc concerner des usages industriels directs, sans que les besoins associés à ces usages n'aient été documentés au préalable.

Un premier appel d'offres a été publié en décembre 2024, il concerne une capacité de production de 0,2 GW et prend la forme d'un dialogue concurrentiel. Cette procédure fixe des critères qui devront être respectés par les candidats et renvoie à une phase de dialogue avec les candidats retenus la fixation d'autres paramètre du projet ou de l'aide. Deux prochains appels d'offres, pour un total de 0,8 GW de capacités, devraient être publiés en 2025 et en 2028.

Principes généraux du soutien

Ce mécanisme de soutien vise à assurer *a minima* une parité des coûts de production d'hydrogène décarboné et carboné aux bénéficiaires sur la durée du contrat (15 ans)[75]. Il pourrait prendre la forme d'une aide à l'investissement ou d'une aide à l'exploitation, l'une n'excluant pas l'autre. Dans ce dernier cas, le niveau d'aide initial pourrait être fixé sur la base d'un complément de rémunération exprimé en euros par kilogramme d'hydrogène produit. Compte tenu de la forte dépendance des modèles économiques à des variables peu prévisibles (prix du gaz, de l'électricité et du quota carbone), une révision du montant de l'aide et de son indexation est envisagée[76].

En tout état de cause, dans le cas d'une aide à l'exploitation, le coût budgétaire du soutien (soit 4 Md€ selon les annonces du gouvernement) devrait courir au moins jusqu'en 2040 voire 2045. En effet, le cahier des charges prévoit un délai de mise en service maximal de 5 ans à compter de la signature du contrat d'aide (31 décembre 2026 pour la première tranche dans le projet mis en consultation). Ces délais pourraient conduire à la mise en service des premières capacités soutenues uniquement en 2030.

Les critères d'éligibilité au soutien dans le cadre du premier appel d'offres

Pour le premier appel d'offres, la puissance des projets éligibles doit être comprise entre 5 MW et 100 MW et le soutien concerne exclusivement la production d'hydrogène renouvelable ou bas carbone. Le cas échéant, seul le procédé d'électrolyse pourra être soutenu.

L'hydrogène doit être utilisé à des fins industrielles directes pour au moins 60 % de la production. Le raffinage est exclu du champ de ces usages en tant qu'il est éligible à la TIRUERT, tout comme l'alimentation de piles à combustible et l'injection de gaz dans le réseau. Ainsi, 40 % de la production soutenue pourrait être utilisée à des fins non industrielles.

Si le document de consultation pose le principe que l'aide ne pourra être apportée qu'au titre de la production à destination d'usages industriels directs, les moyens pratiques d'assurer et de contrôler l'exclusion de tout soutien à une production à usage de raffinage mériteraient d'être

[75] Au regard de la nature compétitive de l'appel d'offres, le dispositif pourrait couvrir un plus faible écart de prix que l'écart entre le coût de production par électrolyse et le coût de production par vaporeformage. Faute d'informations sur les prix que les industriels sont susceptibles de proposer, il est fait l'hypothèse que ce prix correspond au coût de production par vaporeformage.

[76] Le document de consultation, publiée en septembre 2023, prévoyait une indexation sur les prix de l'énergie (gaz et électricité) et du quota carbone de sorte que le complément de rémunération visait à assurer une parité du coût actualisé de l'hydrogène (LCOH, cf. partie 1.1)

précisés et prévus, en particulier dans le cas où le soutien porterait en tout ou partie sur une aide à l'investissement. En effet, l'exclusion des productions à destination de raffinage revêt une importance particulière puisque ces productions ont vocation à être soutenues via la TIRUERT, et donc sans coût budgétaire pour l'État.

Recommandation n° 3. (DGEC, 2025) : Mettre en œuvre et contrôler l'exclusion effective de la production d'hydrogène à destination du raffinage de tout bénéfice du mécanisme budgétaire de soutien à la production.

Les modalités discutées lors de la phase de dialogue concurrentiel

Le cahier des charges de l'appel d'offres retient un certain nombre de thèmes pour la phase de dialogue concurrentiel qui permettra de fixer l'ensemble des modalités de sélection des offres et d'évaluation du niveau de soutien. Il s'agit en particulier :

- Des interactions du dispositif avec la TIRUERT ;
- Des modalités de comparaison entre les offres présentant une demande de soutien à l'investissement et celles ne demandant qu'un soutien aux coûts d'exploitation ;
- De la formule de révision de l'aide dans le temps et de ses paramètres d'indexation (taux de rendement interne maximum, prix de l'électricité, du gaz et du quota ETS...) ;
- De la prise en compte des capacités de flexibilité, d'effacement et de stockage.

Coût budgétaire du dispositif

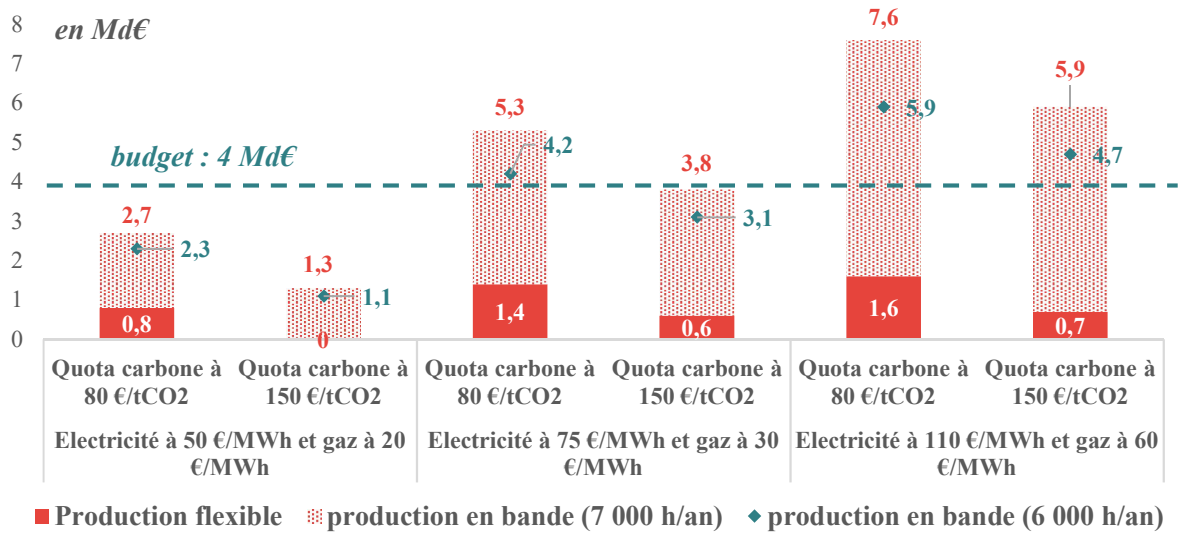
Le coût budgétaire du dispositif est sensible à plusieurs éléments dont les principaux sont le niveau de production de H_2, le prix de l'hydrogène contractualisé, le prix du gaz et le prix de l'électricité.

L'évaluation à 4 Md€ du coût du dispositif repose sur un complément de rémunération demandé par les acteurs compris entre 1 € et 2 €/kg et un fonctionnement de l'électrolyseur compris entre 6 000 et 7 500h/an. L'hypothèse du niveau de complément de rémunération semble optimiste : il correspond à un prix de l'hydrogène décarboné de l'ordre de 4 €/kg à 5 €/kg nécessitant un prix de l'électricité proche de 60 €/MWh.

Fondé sur la recherche d'une parité entre le coût de revient du vaporeformage et ceux de l'électrolyse, ce coût est dépendant du mode de fonctionnement, du prix de l'électricité et du prix du gaz : il peut être proche de 0 comme supérieur à 7 Md€ sur la période de 15 ans de soutien considérée. En cas d'exploitation en bande et sauf contrat d'approvisionnement en électricité favorable, le coût du dispositif pourrait excéder 4 Md€. En revanche, en cas d'exploitation flexible des capacités d'exploitation, le coût du dispositif pourrait être largement inférieur à 4 Md€ sous l'effet (i) de l'incidence sur les prix et (ii) d'une moindre production.

Compte tenu de la forte incertitude qui entoure les prix de l'énergie – tant le gaz que l'électricité, les deux étant liés – une fourchette de 3 Md€ à 5 Md€ pourrait refléter plus fidèlement cette variabilité.

Graphique n° 13 : Coût du dispositif de soutien suivant les prix de l'électricité et du gaz (en Md€)



Source : Cour des comptes
Note de lecture : Pour un prix de l'électricité de 75 €/MWh, un prix du gaz de 30 €/MWh et un prix du quota carbone de 80 €/tCO₂, le coût du dispositif serait de 1,4 Md€ si la capacité est exploitée de manière flexible, de 5,3 Md€ s'il est exploité en bande avec un facteur de charge à 80 % et de 4,2 Md€ pour une exploitation en bande avec un facteur de charge de 68 % (6 000 h/an).

Par ailleurs, l'octroi du soutien sous forme d'une aide à l'investissement encourt le risque de non utilisation de l'électrolyseur en cas d'évolution défavorable des prix de l'électricité. Face à ce risque, la Commission de régulation de l'énergie a invité le ministère en charge de l'énergie à privilégier une aide à l'exploitation plutôt qu'à l'investissement.

En tout état de cause, compte tenu des coûts que ce mécanisme est susceptible d'engendrer (cf. *supra*), il semble utile qu'un travail de documentation objectif des besoins de l'industrie en matière d'hydrogène décarboné à l'horizon 2030 soit réalisé avant le lancement de deux prochains appels d'offres.

2.3 Une politique de soutien tous azimuts

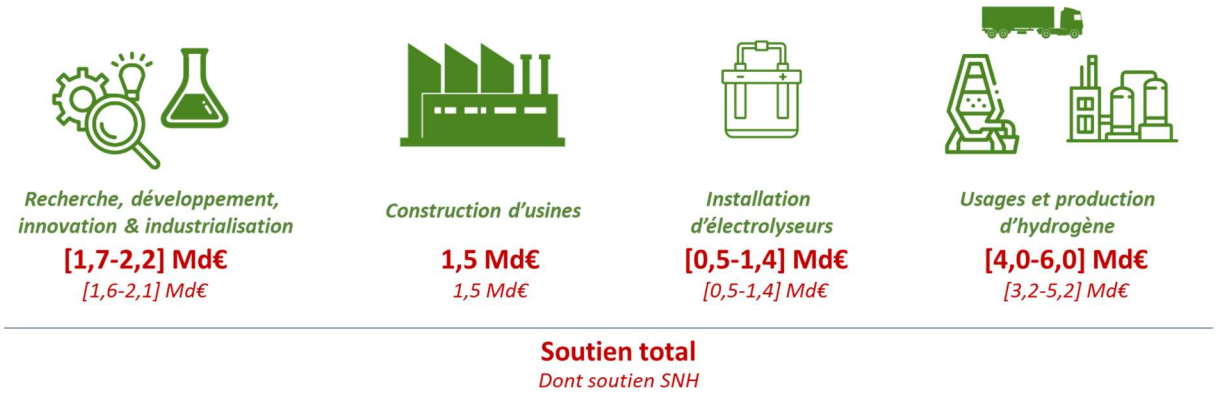
Ainsi que présenté dans les parties précédentes, le soutien public vise l'ensemble de la chaine de valeur de l'hydrogène : de la recherche aux usages en passant par la mise en place d'une filière industrielle de production. De façon synthétique, le soutien spécifique en faveur de l'hydrogène décarboné se structure autour de :

- [1,7-2,1] Md € de subventions à la recherche, au développement, à l'innovation et à l'industrialisation[77]. Ces subventions intègrent 0,16 Md€ de subvention hors SNH (soutiens du CEA) ;

[77] Création de prototypes, de banc d'essai etc.

- 1,5 Md € de soutien à la construction d'usines, porté par la SNH et par les dispositifs d'aides directes aux entreprises ;
- [0,5-1,4] Md € de soutien à l'installation d'électrolyseurs, également porté par la SNH et par les dispositifs d'aides directes aux entreprises ;
- [4,0-6,0] Md € de soutien aux usages et à la production d'hydrogène, dont 0,9 Md€ sont portés hors SNH (projet Arcelor Mittal).

Schéma n° 2 : Répartition prévisionnelle des soutiens publics sur la chaine de valeur de l'hydrogène (2020-2030)



Source : Cour des comptes
Note : ventilation sectorielle du tableau no 20 dans la partie 2.4.1 sur la base des projets subventionnés.

Cette démultiplication de l'action de l'État s'explique par le double objectif poursuivi par cette politique : verdissement de l'économie d'une part et émergence d'une filière industrielle nationale d'autre part. En effet, la seule poursuite d'une politique de verdissement de l'économie ne nécessiterait pas un soutien réparti sur toute la chaine de valeur industrielle. En revanche, un soutien public exclusivement concentrée sur la production, voire sur les seuls usages, pourrait favoriser une chaine de valeur étrangère en amont, et reposer des questions de souveraineté énergétique.

2.3.1 Une répartition sectorielle qui privilégie encore les mobilités routières

Près de 1,7 Md€ ont déjà été engagés en soutien à la mobilité hydrogène routière et à sa chaine de valeur, soit près de la moitié des soutiens budgétaires à l'hydrogène engagés en 2025 (46 %). Les projets d'usine de piles à combustible et de réservoir d'hydrogène à destination des mobilités sont ici considérés comme des projets de mobilité routière bien qu'ils puissent plus tard avoir d'autres usages[78].

[78] Stationnaires (production d'électricité) ou mobilité non routière (engins agricoles ou de BTP) par exemple

Tableau n° 17 : Part de la mobilité dans les soutiens publics engagés

	Niveau de soutien global déjà engagé	Dont soutien à la mobilité routière
PIIEC	2 251 M€	1 316 M€
LDAEE	850 M€	0 M€
AAP « Briques technologiques »	76 M€	29 M€
AAP « écosystèmes de mobilité/territoriaux »	315 M€	279 M€
PEPR	79 M€	19 M€
Soutien MESR	43 M€	6 M€
TOTAL	**3 614 M€**	**1 649 M€** ***(46 %)***

Source : Cour des comptes
Note : l'estimation de la part de la mobilité routière dans les AAP de l'ADEME est fondée sur la base des aides octroyées par l'ADEME.

Les AAP « écosystèmes » et « briques technologiques » ont majoritairement contribué au déploiement de solutions de mobilités routières. Les usages mobilités de l'hydrogène ont concentré sur les trois AAP de l'ADEME – les deux appels à projet « écosystèmes » et l'appel à projet « briques technologiques » - plus de 75 % des financements publics. Ce chiffre est de plus de 88 % pour les AAP « écosystèmes » et de près de 40 % pour l'AAP « briques technologiques ».

Dans le cas plus particulier des AAP écosystèmes, l'essentiel des usages relève de la mobilité. À l'exception de quatre écosystèmes subventionnés par les AAP « écosystèmes », la totalité des écosystèmes sont exclusivement ou quasi exclusivement tournés vers des solutions de mobilité. À noter que parmi ces quatre écosystèmes qualifiés de « stationnaires » trois d'entre eux restent à forte connotation de transport puisqu'il s'agit de l'électrification de quais en Corse (deux écosystèmes) et du financement d'une drague par la région Occitanie pour l'entretien des ports dont elle a la charge (un écosystème). En conséquence :

- Sur le volet production : près de 85 % de la production d'hydrogène identifiée par les projets sera à destination des mobilités, ce taux passe à 98 % en réintégrant les projets d'électrification des quais de Corse et la drague maritime ;
- Sur le volet usages, près de 95 % des investissements est ainsi à destination d'acquisition de véhicules hydrogène (605 M€). Ces investissements se traduisent ainsi par la contractualisation de l'acquisition de près de 3 000 véhicules hydrogène. Ces véhicules sont principalement des utilitaires légers et assimilés (1 690), des véhicules particuliers (632) et des bus (308).

Tableau n° 18 : Répartition des investissements et de subventions des AAP écosystèmes entre production, distribution et usages

	Coût des projets	Dépenses admissibles (*)	Subvention accordée
Production et distribution	570 M€	534 M€	184 M€
Usages	647 M€	455 M€	131 M€
Acquisition de véhicules	*605 M€*	*442 M€*	*126 M€*
Usages autres que mobilité	*42 M€*	*13 M€*	*5 M€*
Total	**1 218 M€**	**989 M€**	**315 M€**

Source : Cour des comptes d'après des données ADEME
Note : les projets « Hyvoo », d'une drague hydrogène, « déphy2A » et « déphy 2B » d'électrification des quais, sont ici considérés comme des usages stationnaires en dépit de leur fort lien avec la mobilité ; les estimations de montant de subventions sont établies à partir des données issues des décisions de la commission nationale des aides de l'ADEME (CNA), recalées sur les données d'engagements effectifs.

Le soutien public au moyen des PIIEC s'illustre également par une importante subvention aux mobilités, en particulier routière. Les aides d'État octroyées dans le cadre des PIIEC et des lignes directrices relative à la protection de l'environnement et à l'énergie (LDAEE) pourraient subventionner la mobilité à hauteur de 2 Md€ (soit près de 45 % des subventions). Cette estimation est fondée sur l'ensemble de dossier notifiés auprès de la Commission européenne dans le cadre des PIIEC et des LDAEE. Elle intègre toutefois l'ensemble des mobilités. La restriction à la seule mobilité routière conduit à estimer la part de ces mobilités dans l'ensemble à 30 %, sous réserve que l'ensemble des projets notifiés fasse *in fine* l'objet d'un soutien public. En effet, contrairement à une partie des autres thématiques (notamment sur la production), les projets de soutien à l'offre de mobilité routière ont déjà été contractualisés ; dans certains cas les usines ont déjà été inaugurées (c'est le cas de Symbio ou d'Hyvia par exemple). Par ailleurs, la présence d'un soutien à une solution de trains à hydrogène pour un montant total de près de 250 M€ semble discutable au regard des alternatives disponibles : électrification des lignes là où cela est possible et substitution par des cars électrifiables ailleurs, à moindre coût.

Tableau n° 19 : Détail des soutiens publics consentis dans le cadre des PIIEC et des LDAEE par thématique

Nom du projet	Montant de subventions
Électrolyseur (gigafactories et composants)	**602 M€**
Projet(s) contractualisé(s)	*498 M€*
Projet(s) en cours d'instruction	*104 M€*
Mobilité routière	**1 408 M€**
Projet(s) contractualisé(s)	*1 316 M€*
Projet(s) en cours d'instruction	*92 M€*
Autres Mobilité	**580 M€**
Projet(s) contractualisé(s)	*247 M€*
Projet(s) en cours d'instruction	*333 M€*
Production	**1 134 M€**
Projet(s) contractualisé(s)	*190 M€*
Projet(s) en cours d'instruction	*944 M€*

Nom du projet	Montant de subventions
Industrie	**850 M€**
Projet(s) contractualisé(s)	*850 M€*

Source : Cour des comptes
Note : (c) : contractualisé, (e.a) : en attente d'une décision du Premier ministre

En conséquence, la place prise par la mobilité, spécialement routière, dans le soutien à l'hydrogène appelle une clarification des objectifs désormais poursuivis. La deuxième SNH, en consultation, ne fait plus de la mobilité routière une priorité, mais prévoit de maintenir la possibilité d'une solution hydrogène pour certains cas le justifiant. Ces usages ne sont cependant nulle part définis et la Cour n'a pu constater de réelle doctrine sur le sujet au sein de l'administration. Cette situation laisse ouverte la possibilité de maintenir un soutien insuffisamment ciblé sur les mobilités et par ailleurs concurrent à la politique d'électrification du parc de véhicule et des moyens de transport en général.

Il semblerait donc utile d'établir une stratégie plus précise de ciblage des usages de mobilité pour lesquels l'hydrogène constitue une solution pertinente et d'assurer un niveau de subventionnement de ces usages proportionné à la part que la mobilité routière est susceptible de prendre dans les usages de l'hydrogène.

Recommandation n° 4. (DGEC, DGE, 2025) : Procéder à une évaluation des soutiens déjà apportés aux projets de mobilité routière afin de redéfinir la place de ces usages dans la stratégie nationale hydrogène.

2.3.2 Une attention insuffisante au coût des infrastructures

Le projet de SNH 2 fait mention de la nécessité de favoriser la flexibilité de fonctionnement des électrolyseurs en déployant des réseaux de transport d'hydrogène *« intra-hubs »* et des capacités de stockage. Le développement d'un cadre de production flexible apparait utile à deux égards :

- La limitation des coûts de production : un mode de production flexible pourrait permettre une baisse des coûts de production unitaires de l'ordre de 1 €/kg H_2, soit entre 20 et 30 % du coût d'une production en bande ;
- Le dimensionnement optimal du réseau et du système électrique : le raccordement de capacités de production flexibles permet d'éviter un surdimensionnement du réseau et des capacités de production en offrant des possibilités d'effacement pour le gestionnaire de réseau.

Sur le dernier point, RTE et GRTgaz ont estimé à environ 2,8 Md€/an les bénéfices bruts que retireraient le système électrique d'une flexibilité permise par la production d'hydrogène. En incluant les investissements nécessaires à cette flexibilité, les bénéfices nets ont été estimés à 1,5 Md€[79]. En effet, outre le développement d'infrastructures de transport et

[79] *« enjeu du développement des infrastructures de stockage et de transport d'hydrogène associés au développement de l'électrolyse et leviers d'optimisation avec le système électrique »*, GRTgaz et RTE, 2023

de stockage d'hydrogène, il est nécessaire de surdimensionner les capacités de production d'hydrogène afin que la production électrolytique couvre à la fois les besoins en temps réels et les besoins futurs.

L'atteinte d'un régime de fonctionnement flexible des électrolyseurs à grande échelle est conditionnée à :

(i) l'amélioration des technologies d'électrolyseur : les performances et la durée de vie des électrolyseurs actuellement sur le marché seraient actuellement affectées par un fonctionnement flexible ;
(ii) le développement des capacités de stockage et de transport de l'hydrogène afin d'assurer un approvisionnement des industriels lorsque les électrolyseurs ne fonctionnent pas.

Le projet de nouvelle SNH en consultation reste cependant peu précise sur l'ampleur des investissements à réaliser à différents horizons de temps, pour développer ces capacités de transport et de stockage, et sur leur financement. Un plan de déploiement des réseaux hydrogène devrait toutefois être élaboré par le ministère en charge de l'énergie à horizon 2026. Il pourrait permettre de répondre à ces enjeux.

2.4 Un soutien public qui pourrait excéder les 9 Md€ annoncés

2.4.1 Une vision incomplète des coûts du soutien public

Le coût du soutien budgétaire à l'hydrogène pourrait excéder les 9 Md€

La stratégie nationale hydrogène (SNH 1) prévoit un soutien public de l'ordre de 7 Md€ entre 2020 et 2030. Ce niveau de soutien a été porté à 9 Md€ dès 2023.

Le secrétariat général à la planification écologique évalue à 8,2 Md€ le niveau de financement prévu entre 2020 et 2030, l'écart étant lié à l'absence de prise en compte du financement du projet d'Arcelor Mittal à Dunkerque qui représente un subventionnement de 850 M€. Le financement de cette stratégie repose sur trois principaux piliers : le soutien direct aux entreprises via le PIIEC (cf. *supra*), le dispositif de soutien à la production d'hydrogène décarboné et les appels à projets de l'ADEME. Quelques soutiens sont également prévus à travers d'autres vecteurs comme le Conseil pour la recherche aéronautique civile (Corac), ou l'Agence nationale de recherche dans le cadre du Programme équipements prioritaires de recherche (PEPR) hydrogène copiloté par le CEA et le CNRS.

La Cour estime plutôt que l'État et ses opérateurs pourraient consacrer entre 8,3 Md€ et 10,3 Md€ de soutien public spécifique sur la période 2020-2030, soit un total plus élevé que le budget annoncé. Cette estimation repose sur :

- L'évaluation du coût du mécanisme de soutien à la production d'hydrogène présenté *supra* ;
- Une réévaluation à la baisse du coût des dispositif de soutien portés par l'ADEME en cohérence avec les arbitrages budgétaires rendus à ce sujet ;

- Une réévaluation à la hausse du budget de R&D et du Corac fondé sur l'hypothèse du maintien du soutien moyen observé depuis 2020 c'est-à-dire 57 M€/an : 11 M€/an pour l'ANR, et 46 M€/an pour le Corac ;
- La prise en compte de l'ensemble des projets de soutien direct aux entreprises (PIIEC et LDAEE) ayant fait l'objet d'une décision favorable du Premier ministre.

Tableau n° 20 : Coût du soutien public associé à la stratégie nationale hydrogène (sur 2020-2030) en M€

Dispositif	Enveloppe prévue	Estimation Cour	Dépenses engagées Au S1 2024
Soutien direct aux entreprises	3 925	[3 101 – 4 572]	3 101
AAP ADEME	945	680	391
Dont « briques technologiques »	*270*	*260*	*76*
Dont « écosystèmes territoriaux »	*675*	*420*	*315*
Autres	215	875	399
Soutien R&D et Corac	*70*	*570*	*316*
PEPR-H2	*83*	*83*	*83*
Soutien au développement du train H2	*62*	*62*	*N.C.*
Soutien CEA hors SNH	*0*	*160*	
Mécanisme de soutien à la production d'hydrogène	4 000	[3 000 - 5 000]	0
Total soutien	**9 085**	**[7 656 – 11 127]**	**3 881**
dont SNH	***8 235***	***[6 646 – 10 117]***	***3 881***

Source : Secrétariat général à la planification écologique pour la budgétisation, Cour des comptes pour les estimations, administrations concernées pour les décaissements

Par ailleurs, la Cour estime à 1,9 Md€ les soutiens publics non répertoriés par la SNH mais qui bénéficieront à la filière hydrogène d'ici 2030 : il s'agit de l'exonération d'accises sur l'électricité, de la compensation carbone et du taux réduit de TURPE[80] mais également des soutiens sur fonds propres du CEA. Ces estimations sont fondées sur les projections de consommation présentées dans les sous-jacents du projet de SFEC.

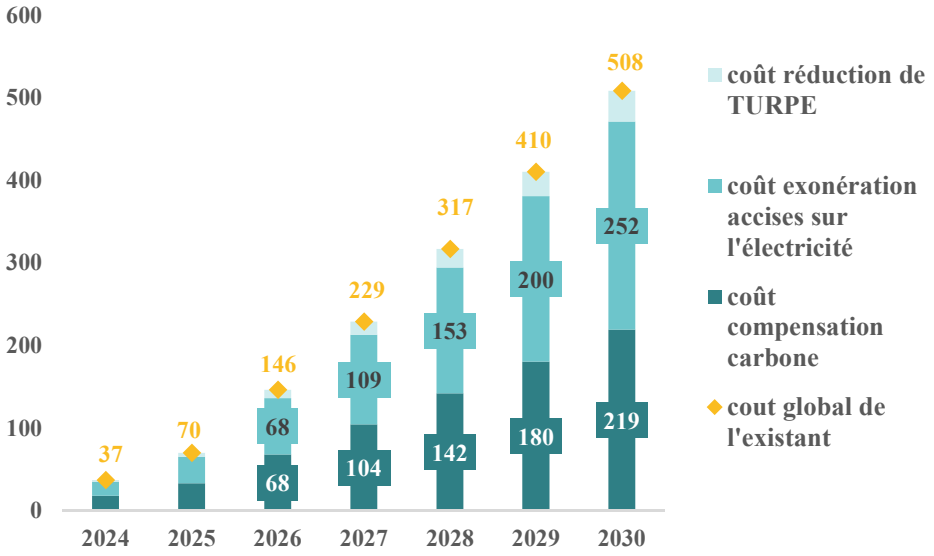
[80] Si la réduction du TURPE consenti aux électrolyseurs ne constitue pas à proprement parler une dépense publique elle n'en demeure pas moins un soutien au développement de l'hydrogène décarboné refacturé aux consommateurs d'électricité (qui recoupent pour l'essentiel les contribuables).

Tableau n° 21 : Soutiens publics non répertoriés dans la stratégie nationale hydrogène (sur 2020-2030)

Dispositif	Estimation Cour *
Exonération de TICFE	800 M€ (*)
Taux réduit de TURPE	100 M€ (*)
Compensation carbone (ETS à 80 €/tCO_2)**	800 M€ (*)
Fonds propres du CEA (***)	160 M€
Total hors SNH	**1,9 Md€**

Source : Cour des comptes
(*) estimation fondée sur les chroniques prévues par le projet de SFEC (cf. partie 1) ;
(**) le coût de la compensation carbone rend compte à la fois du coût budgétaire du dispositif et de l'éventuelle perte de recettes budgétaires en cas d'attribution de quotas carbones gratuits aux électrolyseurs ; par ailleurs ce coût néglige l'impact des aides complémentaires dont pourraient bénéficier les électrolyseurs[81] ;
(***) : sous l'hypothèse d'un maintien du soutien du CEA de l'ordre de 16 M€/an d'ici 2030, d'un maintien du soutien du MESR de l'ordre de 10 M€/an et d'un maintien du soutien

Tableau n° 22 : Évolution du montant des soutiens publics liés aux dispositifs généraux existants entre 2024 et 2030 (en M€/an)



Source : Cour des comptes
Hypothèses : évolution du prix de l'ETS suivant le scénario 2 de « hausse modérée » et évolution du facteur d'émission du mix électrique français tel que présenté en annexe n°2.

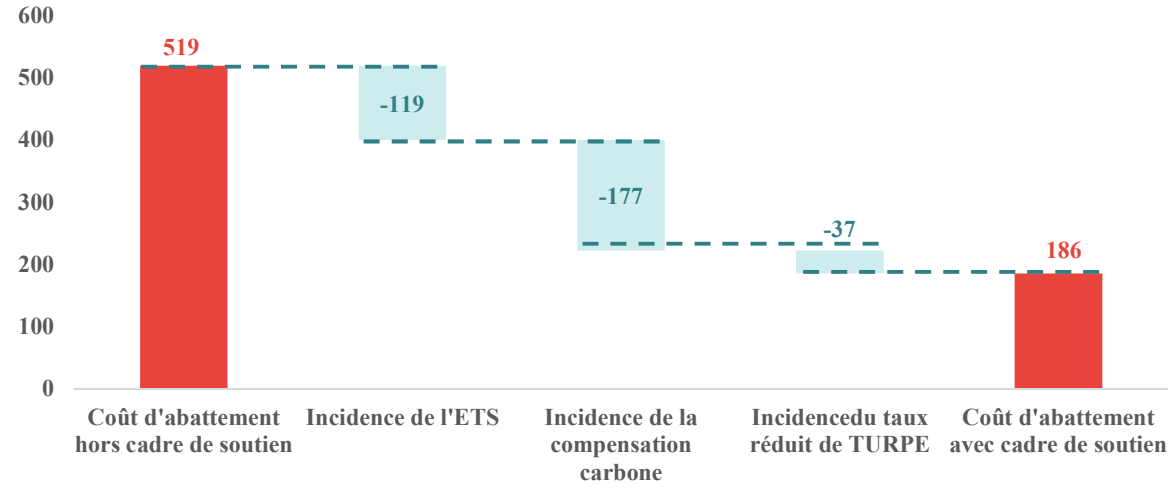
[81] Compléments d'aide à la compensation carbone, au-delà de 75% des coûts indirects supportés par les électrolyseurs, prévus au VI de l'article L.122-8 et à l'article D.122-8 du code de l'énergie.

2.4.2 Un recours à l'hydrogène électrolytique qui représente, en l'état, un coût d'abattement de plus de 500 €/tCO₂

Sur la base d'hypothèses présentées en annexe n°3, la Cour estime le coût d'abattement[82] relatif à la transition de la production d'hydrogène vers une production électrolytique autour de 520 €/t CO_2. Ce résultat est très dépendant des hypothèses de prix retenues pour le gaz et l'électricité. Il est substantiellement supérieur à celui estimé par la commission Criqui[83], qui évaluait ce coût autour de 200 €/t CO_2. Cette estimation était cependant fondée sur des couplages avec des énergies intermittentes et une électricité à bas coût.

Différents dispositifs publics permettent déjà de couvrir près de 75 % de ce coût (330 €/tCO_2). Il s'agit principalement de l'effet du marché de quotas carbone et de la compensation carbone ainsi que, subsidiairement, du taux réduit de TURPE (cf. graphique *infra*). Ces estimations reposent sur un jeu d'hypothèses simplificatrices : un prix du quota de 80 €/tCO_2, une compensation carbone correspondant à une réduction du prix de l'électricité de 24 €/MWh[84], et un taux réduit de TURPE allégeant le coût de l'électricité de 5 €/MWh.

Graphique n° 14 : Couverture du coût d'abattement par les dispositifs de droit commun (en €/tCO₂)



Source : Cour des comptes

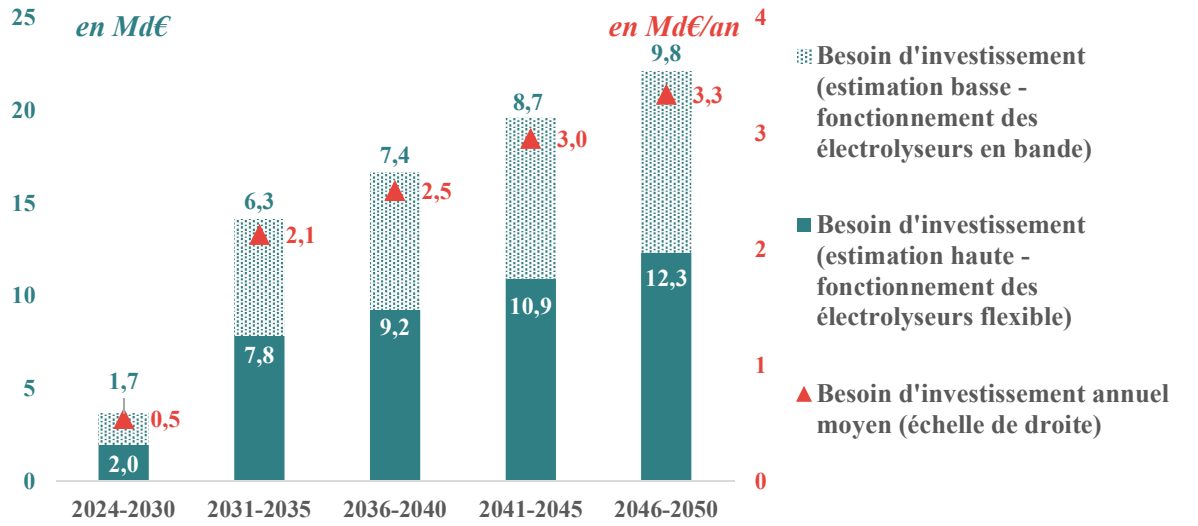
[82] C'est-à-dire le surcoût d'une production d'hydrogène décarboné par rapport à une production carboné, rapporté aux émissions de CO2 évitées.
[83] Commission installée en 2019 par le Premier ministre, sous la présidence de Patrick Criqui. Elle est hébergée à France Stratégie et a pour mission de « *poser un cadre méthodologique clair et partagé pour pouvoir évaluer le coût d'abattement socio-économique des différentes actions* ».
[84] Dans un souci de simplification l'incidence de la compensation carbone est réputée constante ; à la différence des modélisations présentées dans la première partie, les résultats présentées n'intègrent pas de dégressivité de cet impact.

2.4.3 Des perspectives de dépenses publiques difficilement soutenables

À horizon 2035, les trajectoires du projet de SNH 2 (6,5 GW d'ici 2030 et 10 GW en 2035) impliquent un besoin d'investissement de l'ordre de 14 Md€, soit près de 1,2 Md€/an.

Le respect des trajectoires de production d'hydrogène à l'étude dans le cadre de l'élaboration de la SNBC à l'horizon 2030-2050 nécessiterait quant à lui un investissement annuel moyen compris entre 1,6 Md€/an et 2,9 Md€/an d'ici 2050 suivant le mode de fonctionnement des électrolyseurs. Sur la période couverte par le projet de SNH2 le besoin d'investissement annuel moyen serait de 1,2 Md€/an, au-delà il serait de près de 3 Md€/an. Ces besoins d'investissement diffèrent entre les deux projets de stratégies : le projet de SNH 2 prévoit un objectif de capacités installées dont la production serait nettement supérieure aux objectifs fixés par le projet de SNBC.

Graphique n° 15 : Besoins d'investissement à horizon 2050 pour respecter les trajectoires à l'étude dans le cadre du projet de SNBC à horizon 2050



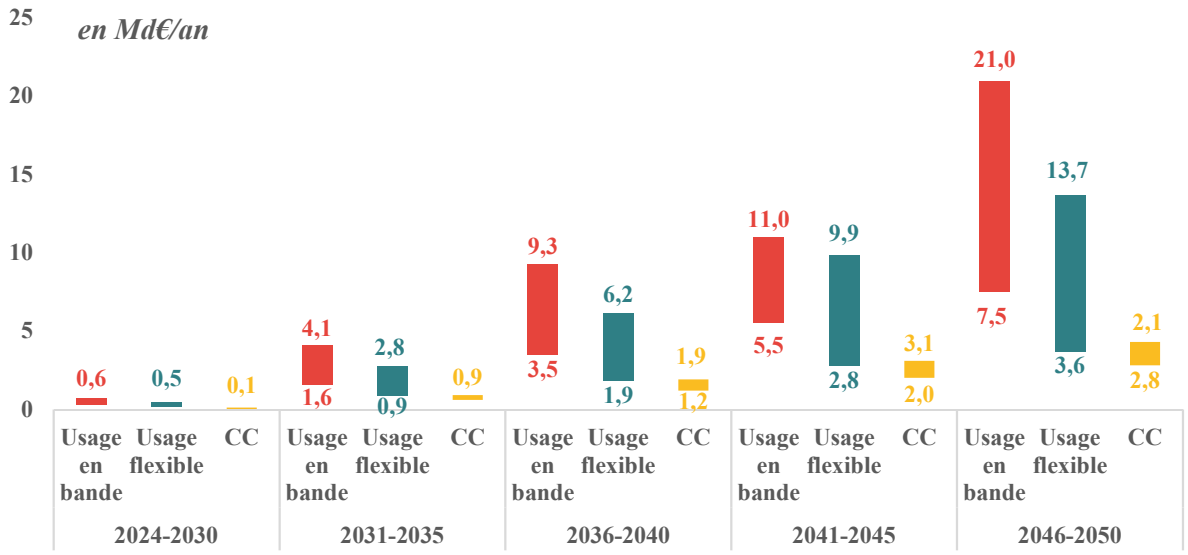
Source : Cour des comptes
Note : les besoins d'investissement correspondent à la déclinaison capacitaire des objectifs de consommation sous-jacents au projet de SNBC à horizon 2050. Le besoin d'investissement annuel moyen correspond à la moyenne annuelle des besoins moyens d'investissement par période (moyenne entre les estimations hautes et basses).

Ajoutés aux coûts d'investissement, les surcoûts d'exploitation des électrolyseurs, par rapport au vaporeformage, donnent le coût pour la collectivité de la transition de la production d'hydrogène vers une production décarbonée.

Fondé sur les déterminants actuels de la compétitivité de l'électrolyse (coûts de construction, rendements énergétiques), ce coût pour la collectivité serait compris entre 3,4 Md€/an et 8,6 Md€/an entre 2024 et 2050 dans le cas d'un usage en bande des électrolyseurs. Même en cas d'usage flexible, ces coûts seraient très élevés : entre 1,7 Md€/an

et 6,1 Md€/an. Ces estimations sont fondées sur les trajectoires de production sous-jacentes au projet de SNBC à horizon 2050 et un jeu d'hypothèses favorables et défavorables[85].

Graphique n° 16 : Surcoûts annuels moyens d'une transition vers une production électrolytique d'hydrogène suivant le scénario sous-jacent au projet de SNBC à horizon 2050



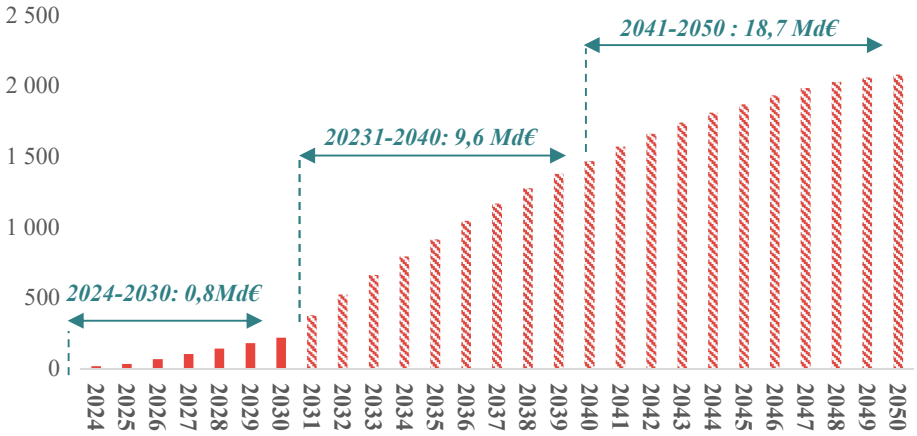
Source : Cour des comptes
Note de lecture : entre 2036 et 2040, le surcoût annuel moyen d'une production d'hydrogène par électrolyse serait compris entre 3,5 Md€/an et 9,3 Md€/an en cas de fonctionnement de l'électrolyseur en bande et entre 1,9 Md€/an et 6,2 Md€/an en cas d'usage flexible. Les surcoûts de l'électrolyse sont calculés hors effet favorable de la compensation carbone. Si cette compensation était maintenue après 2030, son coût (CC) atteindrait entre 1,2 et 1,9 Md€/an entre 2036 et 2040 mais réduirait d'autant les surcoûts mentionnés pour les électrolyseurs.
Hypothèses : le volume de production correspond aux volumes présents dans la run 2 du p-SFEC présenté en partie 1, les fourchettes hautes et basses correspondent aux jeux d'hypothèses favorables et défavorables mentionnés supra.

L'augmentation du coût annuel de la compensation carbone, aux bornes de la production d'hydrogène, susceptible de favoriser la compétitivité de l'hydrogène électrolytique, serait très significative en cas de maintien au-delà de 2030 et d'atteinte des objectifs fixés :

[85] Ces évaluations sont fondées sur les estimations de coûts unitaires présentées en partie 1 et sur deux jeux d'hypothèses :

- Hypothèses favorables : prix du quota ETS à 120 €/tCO_2, prix du gaz à 40 €/MWh et prix de l'électricité à 75 €/MWh ;
- Hypothèses défavorables : prix du quota ETS à 80 €/tCO_2, prix du gaz à 20 €/MWh et prix de l'électricité à 110 €/MWh.

Graphique n° 17 : Estimation du coût budgétaire annuel de la compensation carbone aux bornes de la production d'hydrogène électrolytique en cas de maintien au-delà de 2030 (Scénario p-SFEC)



Source : Cour des comptes
Note : un prix du quota carbone de 80 €/tCO_2 est retenu en sous-jacent

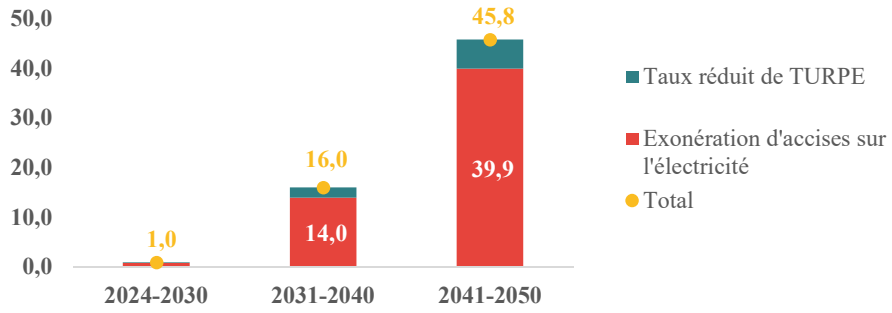
Outre la compensation carbone, les dispositifs généraux de taux réduits de TURPE et d'exonération d'accises sur la consommation d'électricité représenteraient aussi des montants importants au bénéfice de la production d'hydrogène :

(i) le coût associé au taux réduit de TURPE serait de 8 Md€ d'ici 2050, dont 0,8 Md€ entre 2024 et 2035 ; ce coût financier n'est pas porté par l'État mais par l'ensemble des consommateurs d'électricité ;

(ii) les moindres recettes budgétaires associées à l'exonération d'accises sur l'électricité seraient de l'ordre de 55 Md€ d'ici 2050, dont 5 Md€ entre 2024 et 2035.

Ces coûts ne sont pas inclus dans les surcoûts présentés dans le graphique n°17 *supra* mais s'y ajoutent dans la mesure où ces dispositifs généraux concourent à la fixation du prix de l'électricité auquel les producteurs seront soumis.

Graphique n° 18 : Coût des dispositifs généraux (exonération d'accises et taux réduit de TURPE) associés au développement de l'électrolyse dans le scénario sous-jacent à la SNBC



Source : Cour des comptes

L'ensemble des surcoûts estimés précédemment, au-delà des dispositifs généraux déjà applicables, sont directement liés au déficit de compétitivité de la production d'hydrogène par électrolyse tel qu'il se présente aujourd'hui et sous les hypothèses précisées en annexe. Sans aucune garantie sur des perspectives de baisse significative de ces coûts, ou de hausse suffisante du prix des quotas carbone à ces horizons de temps, le développement de la production et des usages suppose donc une intervention de l'État pour inciter les acteurs privés à cette transition.

Étant donnés les montants en jeu, un soutien budgétaire, à travers une prise en charge des surcoûts par l'État comme prévu par le mécanisme en voie de mise en œuvre (cf. *supra*), poserait un problème évident de soutenabilité pour les finances publiques.

CONCLUSION INTERMÉDIAIRE

Pour combler le déficit de compétitivité de la production électrolytique d'hydrogène, l'État a adossé à sa stratégie nationale en faveur de l'hydrogène un plan de soutien public de 9 Md€ d'ici 2030. Ce plan de soutien concerne l'ensemble de la chaine : de la recherche à la consommation, en passant par le soutien à la production. Il vise à la fois à développer une chaine de valeur industrielle de l'hydrogène en France et à verdir la consommation d'hydrogène. Après des dispositifs de soutien multiples, principalement sous forme d'appel à projets, les pouvoirs publics ont concentré l'effort sur deux dispositifs : un soutien aux industriels à hauteur de près de 4 Md€ par le biais des PIIEC et un soutien à la production à hauteur de 4,2 Md€.

Sur les 9 Md€ de soutien annoncés, moins de 1 Md€ ont été décaissés en cumulé au premier semestre de 2024. S'il est difficile d'en faire un bilan compte tenu de l'état d'avancée des projets, il apparait dès à présent qu'une part importante des dépenses est à destination du secteur des transports, en particulier routier (2,1 Md€ sur 4,4 Md€ engagés). Cette proportion appelle des clarifications quant aux priorités que les pouvoirs publics entendent désormais poursuivre en matière d'usage de l'hydrogène. À l'inverse la question du besoin d'infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène mériterait d'être étudiée dans toutes ses dimensions.

Par ailleurs, le coût de la politique de soutien au développement de l'hydrogène ne peut être réduit aux 9 Md€ annoncés. En effet, ce montant ne tient pas compte des dispositifs généraux d'aides dont bénéficieront par ailleurs les producteurs d'hydrogène électrolytique : la compensation carbone, l'exonération d'accises sur l'électricité et le taux réduit de TURPE. Surtout, au-delà de 2035, si l'État devait continuer à combler, par soutien direct, un déficit de compétitivité durable pour la filière électrolytique, l'atteinte des objectifs quantitatifs sous-jacent au projet actuel de SFEC poserait un sérieux problème de soutenabilité pour les finances publiques. Ce déficit de compétitivité pourrait en effet atteindre entre 3,6 Md€/an et 21 Md€/an à l'horizon 2050 (suivant les prix de l'énergie et le degré de flexibilité de l'électrolyseur), sans compter le coût des dispositifs déjà existants (exonération d'accise sur l'électricité et taux réduit de TURPE), qui représenterait plus de 2,5 Md€/an à ce même horizon.

ANNEXES

Annexe n° 1. Abréviations 69
Annexe n° 2. Principales caractéristiques des différentes technologies d'électrolyseur 71
Annexe n° 3. Détail des hypothèses utilisées pour les calculs de coûts 72
Annexe n° 4. Présentation détaillée des quatre PIIEC Hydrogène et des projets LDAEE 79
Annexe n° 5. Circuit budgétaire des principaux dispositifs et dépenses engagées 81

Annexe n° 1. Abréviations

AAP Appel à projets

AAPG Appel à projets générique

ADEME Agence de l'environnement et de la maitrise de l'énergie

AEM *Anion Exchange Membrane* (Membrane à échange d'anions)

AIE Agence internationale de l'énergie

ANR Agence nationale de la recherche

CEA Commissariat à l'énergie atomique

CGDD Commissariat général au développement durable

CNRS Centre national de la recherche scientifique

CCS C*arbone capture and storage*

CCUS C*arbone capture usage and storage*

DRI *Direct reduced iron* (Minerai de fer pré-réduit)

DRP Four de réduction du minerai de fer

EAF Four à arc électrique

EPR *European pressurized reactor /Evolutionary Power Reactor*

ETPT Équivalent temps plein travaillé

ETS/ SEQE-UE système d'échange de quotas carbone

IFPEN IFP Énergies nouvelles

LCOH *Levelized cost of hydrogene* (Coût actualisé de l'hydrogène)

LDAEE Lignes directrices sur les aides d'État pour l'énergie et l'environnement

MACF Mécanisme d'ajustement carbone aux frontières

MIRES Mission interministérielle recherche et enseignement supérieur

PCC *Proton conducting ceramic*

PEPR Programme d'équipements prioritaires de recherche

PEM *Proton Exchange Membrane* (Membrane à échange de protons)

PIA Programme d'investissement d'avenir

PIIEC Projets importants d'intérêt européen

SDES Service des données et études statistiques (composante du CGDD)

SFEC Stratégie française Energie Climat

SMR *steam methane reforming*

SNH stratégie nationale hydrogène

SO *Solid oxide*

TURPE Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité

TIRUERT Taxe incitative relative à l'utilisation de l'énergie renouvelable dans les transports

VUL véhicules utilitaires léger

ZNI Zones non interconnectées

Annexe n° 2. Principales caractéristiques des différentes technologies d'électrolyseur

Tableau n° 23 : Caractéristiques des types d'électrolyseur

Type d'électrolyse	Stade de développement	Avantages	Inconvénients	Rendement énergétique attendu
Électrolyse à basse température				
Alcaline	Technologie la plus mature utilisée depuis longtemps	Technologie la moins coûteuse : matériaux d'électrodes abondants et bon marché	Faibles rendements (60-65%). Très sensible aux variations de courant	69 %
Proton exchange membrane (PEM)	Technologie plus récente que l'alcalin, à développer sur le plan industriel	Fonctionne à faible température (ambiante) et compatible avec des sources électriques intermittentes	De nombreux inconvénients en limitent la durabilité : membranes polymères, chères et fragiles ; la présence de Pfas dans les membranes, les phénomènes de corrosion, catalyseurs à base de métaux nobles (platine et iridium), donc chers et peu abondants ; rendements énergétiques au mieux de 65%	
Anion exchange membrane (AEM)	En cours de développement, loin de la maturité industrielle	Catalyseurs utilisés à base de métaux non nobles (nickel, oxydes métalliques).		
Électrolyse à haute température				
Solid oxide (SO)	en déploiement préindustriel	Rendement > à 80 %. Catalyseurs utilisés à base de métaux non nobles (nickel, oxydes métalliques	Les membranes céramiques adaptées à la haute température restent fragiles. Le système supporte mal les variations de température	89 %
Proton conducting ceramic (PCC)	En cours de développement			80 %

*Source : Académie des sciences (l'hydrogène, aujourd'hui et demain, 2024) pour les avantages et inconvénients, CEA pour les rendements énergétiques attendus.*Click or tap here to enter text.

Annexe n° 3. Détail des hypothèses utilisées pour les calculs de coûts

I. Hypothèses relatives aux couts de production de l'hydrogène

a. *Principales hypothèses retenues pour l'estimation des coûts de production de l'hydrogène électrolytique*

Paramètre	Valeur	Source
CAPEX		
Coût d'investissement (électrolyseur + raccordement)	1,4 M€/MW	D'après une fourchette RTE
Durée de construction	2 ans	Cour des comptes
Prix d'un stack	0,3 M€/MW	
OPEX		
Coût d'entretien	15 k€/MW	RTE
Consommation d'eau	20 L/kg H_2 *(dont 11 L rendu au milieu)*	France Hydrogène
Prix eau	2,2 €/m^3	Cour des comptes d'après les tarifs en vigueur à Marseille en 2022
Prix de marché électricité	Suivant les scénarios	Cour des comptes
TURPE (taux nominal)	Cf. *infra*	
Compensation carbone	Cf. *infra*	
Autres paramètres		
Durée de vie électrolyseur	25 ans	Cour des comptes
Durée de vie du stack	90 000 h	Commission Criqui
Rendement de l'électrolyseur	65 %	SFEC
Baisse du rendement de l'électrolyseur	1,3 %/an	France Hydrogène
CMPC (WACC)	6 %	Cour des comptes

Les prix de l'électricité sont variables, selon les mois, les jours et les heures. Le tableau *infra* illustre cette variabilité : il présente les périodes de l'année selon les déciles de prix observés, et les prix moyens par décile rapporté au prix annuel moyen de l'électricité. Ces variations infra-annuelles sont utilisées pour les calculs de coûts de production en fonctionnement « flexible » présentés en partie 1 du rapport.

Tableau n° 24 : Moyenne du prix de l'électricité par décile de prix par rapport au prix moyen annuel

déciles	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Moyenne
D1	26 %	35 %	28 %	24 %	6 %	17 %	30 %	10 %	22 %
D2	47 %	62 %	56 %	55 %	40 %	39 %	53 %	49 %	50 %
D3	59 %	74 %	70 %	70 %	58 %	48 %	65 %	72 %	65 %
D4	70 %	86 %	83 %	82 %	75 %	57 %	73 %	85 %	76 %
D5	81 %	98 %	94 %	93 %	91 %	66 %	82 %	95 %	88 %

déciles	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Moyenne
D6	94 %	111 %	104 %	104 %	106 %	78 %	93 %	105 %	100 %
D7	108 %	126 %	115 %	116 %	122 %	100 %	108 %	118 %	114 %
D8	126 %	146 %	128 %	128 %	137 %	140 %	129 %	131 %	133 %
D9	156 %	171 %	142 %	146 %	158 %	182 %	155 %	149 %	158 %
D10	**233** %	**90** %	**180** %	**181** %	**206** %	**272** %	**211** %	**186** %	**195** %

Source : Cour des comptes d'après des données RTE

Le tarif d'utilisation des réseaux publiques d'électricité et la somme de plusieurs composantes, certaines forfaitaires d'autres annuelles. Le tableau *infra* constitue une vision simplifiée des tarifs d'utilisation des réseaux d'électricité pour des raccordements haute tension au réseau de transport en HTB2 et HTB3. Certaines composantes sont ici négligées (injection notamment).

Tableau n° 25 : Structure théorique simplifiée du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité suivant le type de raccord

Composantes	HTB2 – longue utilisation	HTB3
Composantes forfaitaires annuelles		
Composante de gestion	9 404 €/an	9 404 €/an
Composante annuelle de comptage	3 095 €/an	3 095 €/an
Composante de soutirage	11,92 €/kW	N.A.
Composante de soutirage (CS) – en puissance et énergie		
Heures de pointe	11,92 €/kW/an (puissance) 0,78 c€/kWh (énergie)	0,33 c€/kWh
Heure pleine, haute saison	11,44 €/kW/an (puissance) 0,61 c€/kWh (énergie)	
Heures creuses, haute saison	9,4 €/kW/an (puissance) 0,45 c€/kWh (énergie)	
Heures pleines, basse saison	7,17 €/kW/an (puissance) 0,31 c€/kWh (énergie)	
Heures creuses, basse saison	3,87 €/kW/an (puissance) 0,25 c€/kWh (énergie)	

Source : TURPE 6, tarification des réseaux, RTE
Note : Par souci de simplification, une partie des composantes du TURPE – trop dépendante de la structure des projets – est négligée. Il s'agit en particulier des composantes mensuelles de dépassement de puissance souscrite, de la composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours, de la composante de regroupement des points de connexion, de la composante annuelle des dépassements ponctuels programmés et enfin de la composante annuelle de l'énergie réactive.

L'estimation du bénéfice de la compensation carbone repose sur une hypothèse de prix du carbone ainsi que sur une chronique d'évolution de l'intensité carbone de la consommation électrique française traduisant les perspectives de décarbonation des mix européens.

Tableau n° 26 : Intensité carbone (en tCO_2/MWh)

	2024	2030	2035	2040	2045	2050 (et au-delà)
Intensité carbone de la consommation électrique française (en tCO_2/MWh)	0,51	0,45	0,40	0,35	0,30	0,25

Source : hypothèses de modélisation de RTE

b. *Principales hypothèses retenues pour l'évaluation des coûts de production de l'hydrogène par vaporeformage*

Sans dispositif de capture et de stockage du carbone

Paramètre	Valeur	Source
CAPEX		
Coût d'investissement	0,7 M€/MW_{H2}	AIE, 2023
Durée de construction	2 ans	Cour des comptes
OPEX		
Coût d'entretien	4,7 % des CAPEX par an	AIE, 2023
Prix de marché gaz	Suivant les scénarios	Cour des comptes
Prix du quota carbone (marché ETS)	Suivant les scénarios	Cour des comptes
Consommation d'eau	17 L/kg H_2	RTE, 2024
Prix eau	2,2 €/m^3	Cour des comptes d'après les tarifs en vigueur à Marseille en 2022
Autres paramètres		
Durée de vie électrolyseur	25 ans	Cour des comptes
Rendement du vaporeformage	76 %	AIE, 2023
CMPC (WACC)	6 %	Cour des comptes

Avec dispositif de capture et de stockage du carbone

Paramètre	Valeur	Source
CAPEX		
Coût d'investissement - SMR	0,7 M€/MW_{H2}	AIE, 2023
Coût d'investissement - CCS	0,7 M€/MW H_2	AIE, 2023
Durée de construction	2 ans	Cour des comptes
OPEX		
Coût d'entretien - SMR	4,7 % des CAPEX par an	AIE, 2023
Coût d'entretien - CCS	0,7 % des CPEX par an	AIE, 2023
Prix de marché gaz	Suivant les scénarios	Cour des comptes
Consommation d'eau	17 L/kg H_2	RTE, 2024
Prix eau	2,2 €/m^3	Cour des comptes d'après les tarifs en vigueur à Marseille en 2022

Paramètre	Valeur	Source
Coût du transport et du stockage de CO_2	10 - 55 €/tCO_2	AIE, 2023 et HCC
Autres paramètres		
Durée de vie électrolyseur	25 ans	Cour des comptes
Rendement du vaporeformage	69 %	AIE, 2023
CMPC (WACC)	6 %	Cour des comptes

II. Évaluation du coût d'abattement

L'estimation réalisée par la Cour repose sur un jeu d'hypothèse synthétisé dans le tableau *infra*. Elle retient comme contrefactuel un scénario de référence consistant à maintenir en service un vaporeformeur. Les autres hypothèses retenues sont discrétionnaires mais reprennent dans leur ensemble celles déjà mentionnées précédemment (notamment sur les rendements, facteurs de charge etc.). Enfin, aucune intervention de l'État n'est prise en compte : ni fiscalité, ni marché et compensation carbone, ni taux réduit de TURPE.

Tableau n° 27 : hypothèse du coût d'abattement de la décarbonation de la production d'hydrogène

Dispositif	Production par vaporeformage	Production par électrolyse
Paramètres techniques		
Puissance de la capacité de production	0,85 MW	1 MW
Rendement	76 %	65 %
Facteur de charge	80 %	80 %
Durée de fonctionnement	25 ans	25 ans
Intensité carbone	10 kg CO_2/kg H_2	3 kg CO_2/kg H_2
Production et émissions		
Production de H_2	136 t H_2/an	136 t H_2/an
Émissions	1,4 kt CO_2/an	0,4 kt CO_2/an
Coûts hors fiscalité et soutien		
Coûts d'investissement	0 € *(maintien en service)*	1,7 M€/MW (*dont +0,3 M€/MW pour remplacer la pile*)
Coût d'entretien	45 k€/MW/an	15 k€/MW/an
Prix de l'énergie	**30 €/MWh**	**Fourniture : 75 €/MWh** **TURPE : 6 €/MWh**

Source : Cour des comptes

III. Hypothèses utilisées pour établir les besoins de financement pluriannuels

a. Trajectoire d'installation des capacités

L'évaluation des besoins d'investissement comme celle des besoins de financement présentée dans la partie 2.4.3 du rapport repose sur une trajectoire d'installation de capacités de production inféré des trajectoires de consommation. Ces trajectoires intègrent :

- une baisse de rendement de l'électrolyseur de 1,3 %/an au cours de son exploitation : cette baisse de rendement conduit à devoir surdimensionner les installations afin de répondre aux nouveaux besoins mais également à la perte de production des capacités déjà installées ;

- une légère hausse du rendement initial des électrolyseurs jusqu'en 2035. Dans un souci de simplification le rendement des nouveaux électrolyseurs est réputé constant au-delà de 2035.

Tableau n° 28 : Évolution des rendements des électrolyseurs

	2024	2030	2035	2050
Rendement des électrolyseurs	**65 %**	**65 %**	**66,8 %**	**66,8 %**

Source : projet de SFEC

Les besoins de capacités sont également tributaires du facteur de charge des capacités : une production flexible nécessitera un parc plus important qu'une production en bande, dont le facteur de charge est plus élevé.

Tableau n° 29 : Chronique de consommation et de capacités installées utilisées pour

	2024	2030	2035	2040	2045	2050
Consommation identifiée dans la SFEC	0,02 Mt	0,2 Mt	1,1 Mt	2,0 Mt	3,1 Mt	4,4 Mt
Exploitation flexible						
Taille du parc (en GW) – production flexible	0,2	2,6	12,7	22,2	35,8	54,4
Nouvelles capacités à installer (en GW/an)	0,2	0,5	2,1	2,4	2,8	3,2
Exploitation en bande						
Taille du parc (en GW) – production en bande	0,1	1,4	7,0	13,7	21,4	30,2
Nouvelles capacités à installer (en GW/an)	**0,**1	**0,3**	**1,1**	**1,3**	**1,6**	**1,8**

Source : Cour des comptes

b. Différences de coûts de production

L'établissement de la trajectoire de besoins de financement conséquent à l'écart de compétitivité entre la production par électrolyse et celle par vaporeformage s'appuie sur des trajectoires de coûts de production. Ces trajectoires de coûts de production reprennent les hypothèses présentées au 1 de cette annexe et l'évolution des rendement présentée au 2.1. Ces coûts sont évalués sous la forme d'un LCOH – *levelized cost of hydrogen* (cf. partie 1.3 du rapport)

Comme précisé dans la partie 2.4.3 du rapport, le contrefactuel retenu est dual :

- de 2024 à 2040 : le contrefactuel correspond au maintien des capacités de production actuelles par vaporeformage. Cette hypothèse se traduit par l'absence de prise en compte de coûts d'investissement
- au-delà de 2040, la production proposée dans le projet de SFEC excède la production actuelle d'hydrogène. En conséquence les modélisations réintègrent des coûts d'investissement dans des vaporeformeurs tels que présentés dans le 1 de cette annexe

Enfin le coût de production d'hydrogène par vaporeformage intègre une dynamique d'extinction progressive des quotas gratuits d'ici 2034, telle que prévu par *Fit for 55*. Partant

de 75 % de quotas gratuit (Agence européenne de l'environnement), le rythme d'extinction de ces quotas est présenté dans le tableau infra.

Tableau n° 30 : Évolution des rendements des électrolyseurs

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Résultat du benchmark	4,43	4,43	4,43	4,43	4,43	3,32	3,32	3,32	3,32
Facteur MACF	*97.5%*	*95%*	*90%*	*77.5%*	*51.5%*	*39%*	*26.5%*	*14%*	*0%*
Allocation de quotas gratuits	4,31	4,20	3,98	3,43	2,28	1,29	0,88	0,46	0,00
Taux de quotas gratuits	**73 %**		**68 %**		52 %		27 %		0 %

Source : Cour des comptes d'après le rythme de suppression des quotas gratuits prévu par la directive ETS révisée

Ces hypothèses, couplées à celles présentées en 1 de l'Annexe, permettent d'estimer les coûts de production d'hydrogène en fonction de la date de construction des capacités, et de la technologie retenue. Ces coûts sont synthétisés dans le tableau ci-dessous. À titre d'exemple pour un électrolyseur construit en 2027 produit en 2027, le coût de production retenu est de 5,6 €/kg H_2 pour une production en bande et un prix de l'électricité de 75 €/MWh. Ce coût peut être ramené à 4,2 €/kg H_2 grâce à la compensation carbone (- 1,4 €/kg H_2 pour un marché du quota à 120 €/tCO_2).

Tableau n° 31 : Chronique des coûts de production retenu

		2024	2027	2030	2035-2050
Coût de production par électrolyse (en €/kg H_2) hors compensation carbone					
Production en bande	Elec. à 50 €/MWh	4,0	4,0	4,0	3,9
	Elec. à 75 €/MWh	5,6	5,6	5,6	5,5
	Elec. à 110 €/MWh	7,9	7,9	7,9	7,7
Production flexible	Elec. à 50 €/MWh	3,5	3,5	3,5	3,4
	Elec. à 75 €/MWh	4,5	4,5	4,5	4,4
	Elec. à 110 €/MWh	5,9	5,9	5,9	5,7
Effet de la compensation carbone sur la production par électrolyse (en €/kg H2)					
Tous prix & modes de production	ETS à 80 €/tCO_2	-1,1	-1,0	-0,9	-0,7
	ETS à 120 €/tCO_2	-1,6	-1,4	-1,3	-1,1
	ETS à 150 €/tCO_2	-2,0	-1,8	-1,6	-1,3
Coûts de production d'hydrogène par vaporeformage					
Gaz à 20 €/MWh	ETS à 80 €/tCO_2	1,6	1,7	1,8	2,1
	ETS à 120 €/tCO_2	1,9	2,1	2,2	2,5
	ETS à 150 €/tCO_2	2,1	2,3	2,5	2,8
Gaz à 30 €/MWh	ETS à 80 €/tCO_2	2,0	2,1	2,2	2,5
	ETS à 120 €/tCO_2	2,3	2,6	2,6	3,0
	ETS à 150 €/tCO_2	2,5	2,8	2,9	3,3

		2024	2027	2030	2035-2050
Gaz à 40 €/MWh	ETS à 80 €/tCO_2	2,4	2,6	2,6	3,0
	ETS à 120 €/tCO_2	2,7	2,9	3,0	3,4
	ETS à 150 €/tCO_2	2,9	3,2	3,3	3,7
Gaz à 60 €/MWh	ETS à 80 €/tCO_2	3,3	3,4	3,5	3,8
	ETS à 120 €/tCO_2	3,6	3,8	3,9	4,2
	ETS à 150 €/tCO_2	**3,8**	**4,0**	**4,2**	**4,5**

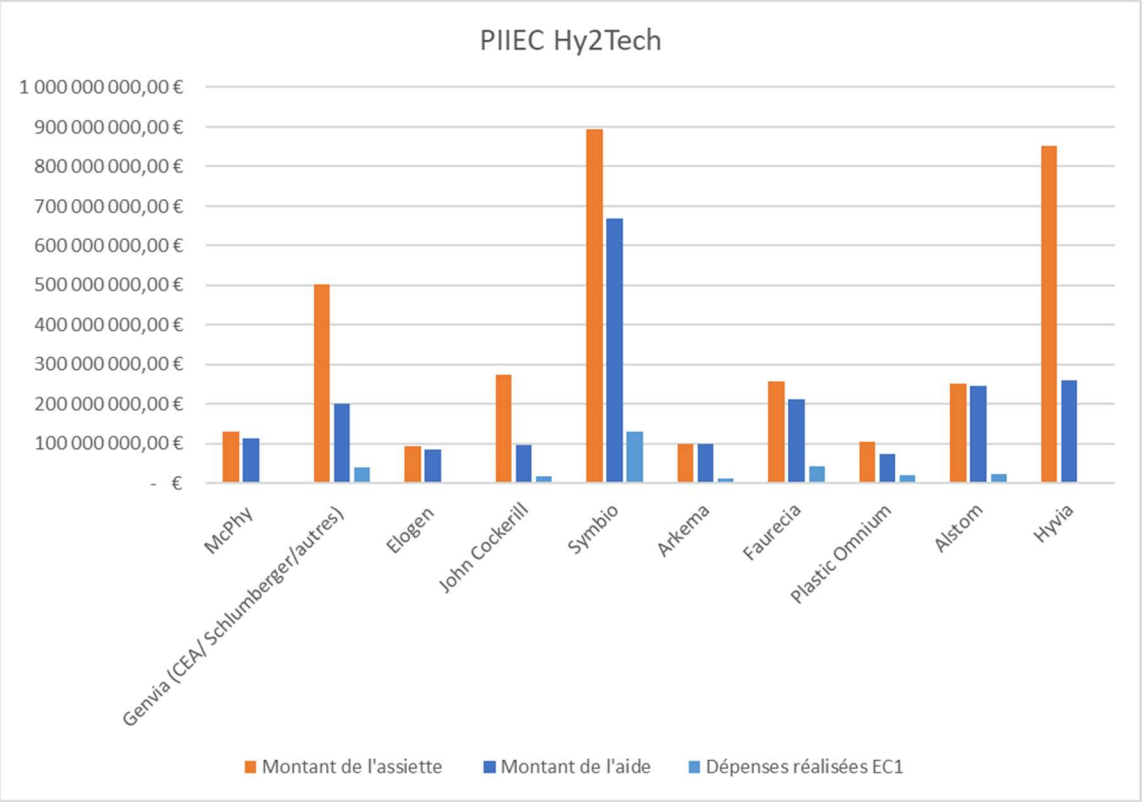
Source : Cour des comptes

Annexe n° 4. Présentation détaillée des quatre PIIEC Hydrogène et des projets LDAEE

PIEEC

Hy2Tech et Hy2Use sont les deux premiers PIIEC hydrogène lancés en 2022, ils soutiennent douze projets liés à la production d'électrolyseurs, la mobilité au sens large et la production d'hydrogène pour la décarbonation de l'industrie pour un total d'un peu plus de 2,3 milliards d'euros. Le soutien à la mobilité reste majeur dans le cadre de ces premiers PIIEC, il représente six projets sur dix et 75% du montant d'aides total de la première vague de PIIEC (Hy2Tech), soit environ 1,5 milliards d'euros. Tous les projets, sauf un (projet Masshylia) ont été contractualisés. Leurs statuts et avancement financier, modeste pour une majorité d'entre eux, sont représentés et répertoriés dans le graphique 15 et le tableau n°15.

Graphique n° 19 : PIIEC Hy2Tech Financements



Source : Cour des comptes, données DGE
Note : "Dépenses réalisées EC1" correspondent à l'étape clé 1 (1er Jalon de versement) selon contractualisation (pour ex. Sur McPhy, le Jalon EC1 est à T0 +19 mois soit mars 2024).
Note : Les productions pour ces projets doivent au mieux démarrer en 2024

La Commission européenne a validé deux nouveaux PIIEC en 2024, Hy2Infra et Hy2Move.

Hy2Infra d'un montant autorisé de 6,9 milliards à l'échelle européenne a pour objet de développer les infrastructures hydrogène pour la production (32GW d'électrolyse), le transport (2700 km de canalisations), le stockage (370 GWh) et la construction de terminaux de manutention et d'infrastructures portuaires. En France, le projet de Lhyfe, PME créée en 2017 à Nantes qui développe, construit et exploite des usines de production d'hydrogène vert, comprend deux sous-projets[1] de fourniture d'hydrogène (200MW) bénéficiaires de cette troisième vague du PIIEC. Un peu plus de 300 millions d'euros, à quasi part égale, ont été autorisés pour soutenir ces deux sous-projets (cf. tableau n°19), d'ores et déjà notifiés.

Enfin, Hy2Move, quatrième et dernier PIIEC lancé en mai 2024 concerne principalement des équipements pour la mobilité (fabrication de membranes innovantes pour la mobilité hydrogène, piles à combustible de forte puissance pour usages maritimes et stationnaires) mais également le développement de solutions hydrogène pour l'aérien. Quatre projets[1] bénéficient de subventions dans ce cadre pour un total de 529 millions d'euros, cette vague de PIIEC remet en exergue et vient accentuer la prépondérance des financements PIIEC fléchés sur la mobilité et les équipements pour la mobilité.

LDAEE

Le projet de décarbonation de la production du site d'Arcelor Mittal Dunkerque consiste en l'installation de deux fours à arc électrique (EAF) et un four de réduction du minerai de fer (DRP) qui sera alimenté à terme par de l'hydrogène. Les 126 kt/an d'hydrogène nécessaire pour une réduction complète du minerai de fer seront fournis pour moitié par le projet Air Liquide Dunkerque[86], également en LDAEE. Le projet, une fois pleinement déployé, devrait permettre un abattement de 5,8 MtCO2 par an.

Hynamics consiste en deux projets de production d'hydrogène. Le premier vise à installer sur le site du chimiste Domo Chemicals à Saint-Fons 85MW (32,4t/jour) d'hydrogène bas-carbone afin de décarboner ses procédés industriels. Ce projet pionnier par son ampleur et par le cas d'usage qu'il vise (polyamides6, pour lequel l'hydrogène est incontournable à la fabrication) permettra la réduction de 84 640 tCO2e/an dès 2027. Un second projet de Hynamics vise à installer et exploiter une unité industrielle de production d'hydrogène bas carbone (50 MW) sur le site industriel du fabricant d'ammoniac BOREALIS situé à Ottmarsheim pour décarboner 15% de la production d'hydrogène. La substitution de l'hydrogène produit à base de combustibles fossiles par de l'hydrogène bas carbone (6 600tH2/an) permettra la réduction de 48 500 tCO2e par an et fournira principalement des engrais décarbonés.

[86] Pour l'autre moitié Arcelor a retenu le projet d'H2V 59 en cours d'instruction.

Annexe n° 5. Circuit budgétaire des principaux dispositifs et dépenses engagées

Les principaux dispositifs de soutien pris en compte dans l'estimation des montants engagés et décaissés présentent des gestions budgétaires et comptables différentes.

(i) Le dispositif de soutien à la production d'hydrogène n'a pas encore donné lieu à des décaissements, il devrait toutefois fonctionner suivant un régime budgétaire classique dont les crédits (AE et CP) seront inscrits au programme 345 de la mission EDMD ;

(ii) Les soutiens octroyés dans le cadre du PIIEC sont gérés par BPI France qui est destinataire de crédits budgétaires des missions « Plan de relance » et « Investir pour la France de 2030 ». D'un point de vue budgétaire les AE ont été consommés en totalité en 2022 à destination de BPI France. Sur la base des décisions Premier ministre, l'opérateur peut contractualiser avec le bénéficiaire, le contrat prévoit les conditions de versement (en plusieurs fois) de la subvention au bénéficiaire ;

(iii) Les soutiens pilotés par l'ADEME (AAP briques technologiques et Ecosystèmes territoriaux) sont pour partie financés par des programmes dédiés du budget de l'État et pour partie sur le budget propre de l'ADEME, dont les ressources sont composées de sa subvention pour charge de service public, versée depuis le budget de l'État en AE=CP. Mais l'ADEME tient bien une comptabilité budgétaire en engagements.

Compte tenu de circuits budgétaires différents pour les dispositifs pilotés par l'ADEME et par BPI France, les bilans financiers établis dans le présent rapport utilisent une métrique unique des « engagements » et des « paiements » qui ne traduit pas les seules consommations d'AE et de CP enregistrées sur le budget de l'État.

- Pour les dispositifs budgétaires classiques, cette nomenclature correspond aux AE et aux CP consommés sur les programmes.
- Pour les subventions PIIEC, l'engagement correspond à l'engagement juridique né de la « décision Premier ministre » et le paiement au versement effectif de l'aide par BPI France, qui peut ne pas correspondre exactement aux consommations budgétaires de CP de l'État destinés à couvrir les besoins en trésorerie de BPI.

Tableau n° 32 : Statut et avancement des projets financés par les PIIEC et LDAEE - 2024

Projet	Origine du soutien	État d'avancement	Montant d'aide (M€)	Crédités considérés comme engagés	Décaissé au 1er janvier 2024
Mc Phy	PIIEc (Hy2tech)	Contractualisé	3 101	3 101	586
Symbio	PIIEc (Hy2tech)				
Elogen	PIIEc (Hy2tech)				
Arkema	PIIEc (Hy2tech)				
Forvia(Faurecia)	PIIEc (Hy2tech)				
Plastic Omnium	PIIEc (Hy2tech)				

Projet	Origine du soutien	État d'avancement	Montant d'aide (M€)	Crédités considérés comme engagés	Décaissé au 1er janvier 2024
Alstom	PIIEc (Hy2tech)				
John Cockerill	PIIEc (Hy2tech)				
Genvia	PIIEc (Hy2tech)				
Hyvia	PIIEc (Hy2tech)				
Normand'hy (Air Liquide)	PIIEC (Hy2Use)				
Arcelor Mittal	LDAEE				
Masshylia	PIIEC (Hy2Use)	En cours d'instruction	120	0	0
Lhyfe Yara (Normandie)	PIIEC (Hy2Infra)		149	0	0
Lhyfe (Poitou)	PIIEC (Hy2Infra)		157	0	0
Airbus	PIIEC (Hy2Move)		160	0	0
Michelin	PIIEC (Hy2Move)		92	0	0
Gen-Hy	PIIEC (Hy2Move)		104	0	0
Hydrogène de France	PIIEC (Hy2Move)		173	0	0
Borealis	LDAEE		82	0	0
Domo	LDAEE		105	0	0
Air Liquide Dunkerque	LDAEE		330	0	0
TOTAL					
Projets contractualisés			3 101	3 101	586
Projets non contractualisés			1 472	0	0
TOTAL			**4 573**	**3 101**	**586**

Source : DGE et SGPI

- Pour les dispositifs pilotés par l'ADEME :

  - L'essentiel des budgets consentis est issu du budget incitatif de l'ADEME qui est abondé par la mission « Ecologie et développement des mobilités durables »[87] qui prévoit une subvention pour charges de services public pour l'ADEME. Pour les crédits mobilisés dans ce cadre les dépenses budgétées correspondent à la budgétisation de l'ADEME, les dépenses effectivement engagées correspondent aux engagements juridiques nés du contrat et les décaissements aux paiements effectifs, tels que figurant dans la comptabilité de l'opérateur.

[87] programme n° 181 – prévention des risques

- Subsidiairement les dispositifs considérés – briques technologiques et écosystèmes de mobilité – ont été abondés par le plan de relance (75 M€ d'AE entre 2020 et 2024), par France 2030 (96 M€ d'AE entre 2020 et 2024) et du PIA 3 (34 M€ d'AE entre 2021 et 2024). Pour les crédits mobilisés dans ce cadre les dépenses budgétés correspondent aux AE votés, les dépenses effectivement engagées correspondent aux AE consommés et les décaissements à la consommation des CP.

Tableau n° 33 : Soutiens budgétés, engagés et décaissés depuis 2019 sur les appels à projet de l'ADEME

	2019	2020	2021	2022	2023	2024 (p)	Total	2020-2023
AAP Ecosystèmes								
Engagements prévisionnels	**30,1**	**50,6**	**136,9**	**95,4**	**32,5**	**30,1**	**375,6**	**315,4**
Budget ADEME	*30,1*	*50,6*	*75*	*82,4*	*32,5*	*30,1*	*290,6*	*240,5*
France Relance	*0*	*0*	*61,9*	*12,9*	*0*	*0*	*74,8*	*74,8*
France 2030	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*75*	*0*
Engagements effectifs	**30,1**	**50,6**	**136,7**	**95,4**	**32,5**	**0,34**	**345,6**	**315,2**
Budget ADEME	*30,1*	*50,6*	*75*	*82,4*	*32,5*	*0,3*	*270,9*	*240,5*
France Relance	*0*	*0*	*61,7*	*12,9*	*0*	*0*	*74,6*	*74,6*
France 2030	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*
Décaissements	**0**	**3,4**	**7,1**	**18,6**	**6,3**	**24,1**	**59,5**	**35,4**
Budget ADEME	*0*	*3,4*	*6,3*	*9,2*	*5,8*	*20,4*	*45,1*	*24,7*
France Relance	*0*	*0*	*0,8*	*9,4*	*0,5*	*3,7*	*14,4*	*10,7*
France 2030	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*
AAP « briques technologiques »								
Engagements prévisionnels	**0**	**0**	**18**	**35**	**52**	**104**	**209**	**105**
PIA 3	*0*	*0*	*18*	*35*	*22*	*4*	*79*	*75*
France 2030	*0*	*0*	*0*	*0*	*30*	*100*	*130*	*30*
Engagements effectifs	**0**	**0**	**18**	**36**	**22**	**33**	**109**	**76**
PIA 3	*0*	*0*	*18*	*36*	*22*	*4*	*80*	*76*
France 2030	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*29*	*29*	*0*
Décaissements	**0**	**0**	**2**	**12**	**13**	**11**	**38**	**27**
PIA 3	*0*	*0*	*2*	*12*	*13*	*4*	*31*	*27*
France 2030	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*7*	*7*	*0*
Ensemble								
Engagements prévisionnels	**30,1**	**50,6**	**154,9**	**130,3**	**84,5**	**134,1**	**584,5**	**420,3**
Budget ADEME	*30,1*	*50,6*	*75*	*82,4*	*32,5*	*30,1*	*300,7*	*240,5*
France Relance	*0*	*0*	*61,9*	*12,9*	*0*	*0*	*74,8*	*74,8*
France 2030	*0*	*0*	*0*	*0*	*30*	*100*	*130*	*30*
PIA 3	*0*	*0*	*18*	*35*	*22*	*4*	*79*	*75*

	2019	2020	2021	2022	2023	2024 (p)	Total	2020-2023
Engagements effectifs	**30,1**	**50,6**	**154,7**	**131,3**	**54,5**	**33,3**	**454,5**	**391,1**
Budget ADEME	*30,1*	*50,6*	*75*	*82,4*	*32,5*	*0,3*	*270,9*	*240,5*
France Relance	*0*	*0*	*61,7*	*12,9*	*0*	*0*	*74,6*	*74,6*
France 2030	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*29*	*29*	*0*
PIA 3	*0*	*0*	*18*	*36*	*22*	*4*	*80*	*76*
Décaissements	**0**	**3,4**	**9,1**	**30,6**	**19,3**	**35,1**	**97,5**	**62,4**
Budget ADEME	*0*	*3,4*	*6,3*	*9,2*	*5,8*	*20,4*	*45,1*	*24,7*
France Relance	*0*	*0*	*0,8*	*9,4*	*0,5*	*3,7*	*10,2*	*10,2*
France 2030	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*7*	*7*	*0*
PIA 3	*0*	*0*	*2*	*12*	*13*	*4*	*31*	*27*

Source : ADEME

Les dispositifs de soutien gérés par la DGAC sont opérés budgétairement depuis trois programmes (sur 2020-2024) : les programmes n°190, 362 et 424. Ces programmes permettent de soutenir les industriels du secteur aéronautique dans leurs investissements de recherche et de développement. Ce ne sont pas des programmes soutenant spécifiquement l'investissement dans l'hydrogène mais qui y concourent incidemment dans la mesure où l'hydrogène – y compris sous forme de *e-fuel* – constitue une alternative au kérosène. Si la DGAC effectue un suivi précis de l'exécution des autorisations d'engagement ventilés par projet, ce n'est pas le cas du suivi de l'exécution des crédits de paiement. La Cour des comptes retient donc comme proxy un taux d'exécution des CP afférents aux projets hydrogène similaire à celui des AE. Cette estimation constitue une approximation à défaut de la disponibilité des données exactes dans des délais raisonnables.

Tableau n° 34 : Soutiens aéronautiques à la filière dont ceux finançant des projets hydrogène budgétés, alloués et exécutés de 2020 à 2024 (en AE, M€)

	2020	2021	2022	2023	2024 (p)	Total	2020-2023
Ensemble des crédits							
Programmation budgétaire	**375,1**	**1 014,4**	**486,0**	**435,0**	**300,0**	**1 596,1**	**1 296,1**
P 190	*135,0*	*270,0*	*0*	*0*	*70,0*	*475*	*405*
P 362	*165,0*	*744,4*	*186,0*	*0*	*0*	*1 095,4*	*1 095,4*
P 424	*75,1*	*0*	*300,0*	*435,0*	*230,0*	*1 040,1*	*810,1*
Allocations	**375,1**	**1 003,2**	**486,0**	**435,0**	**286,6**	**1 582,7**	**1 296,1**
P 190	*135,0*	*258,3*	*0*	*0*	*56,6*	*449,9*	*393,3*
P 362	*165,0*	*744,4*	*186,0*	*0*	*0*	*1095,4*	*1095,4*
P 424	*75,1*	*0*	*300,0*	*435,0*	*230,0*	*1040,1*	*810,1*
Exécution	**195,0**	**1 003,2**	**486,0**	**435,0**	**286,6**	**1 402,6**	**1 116**
P 190	*110,0*	*258,3*	*0*	*0*	*56,6*	*424,9*	*368,3*
P 362	*85,0*	*744,4*	*186,0*	*0*	*0*	*1 015,4*	*1 015,4*
P 424	*0*	*0*	*300,0*	*435,0*	*230,0*	*965*	*735*
Dont crédits consacrés aux projets hydrogène							
Exécution	**57,3**	**32,5**	**74,1**	**56,8**	**8,0**	**228,7**	**220,7**

Source : DGAC
Note : le P324 n'existant pas en 2020, il s'agit des reliquats des PIA 1 et 2 qui sont mentionnés sur ces lignes

Tableau n° 35 : Soutiens aéronautiques à la filière de 2020 à 2024 (en CP, M€)

	2020	2021	2022	2023	2024 (p)	Total	2020-2023
Ensemble des crédits							
Programmation budgétaire	**195,0**	**344,3**	**525,0**	**549,8**	**N.D.**	**1 614,1**	**1 614,1**
P 190	*110,0*	*111,3*	*115,0*	*125,0*	*N.D.*	*461,3*	*461,3*
P 362	*85,0*	*233,0*	*335,0*	*324,8*	*N.D.*	*977,8*	*977,8*
P 424	*0*	*0*	*75,0*	*100,0*	*N.D.*	*175*	*175*
Allocations	**195,0**	**339,8**	**520,4**	**543,6**	**N.D.**	**1 598,8**	**1 598,8**
P 190	*110,0*	*106,8*	*110,4*	*118,8*	*N.D.*	*446*	*446*
P 362	*85,0*	*233,0*	*335,0*	*324,8*	*N.D.*	*977,8*	*977,8*
P 424	*0*	*0*	*75,0*	*100*	*N.D.*	*175*	*175*
Exécution	**195,0**	**339,8**	**520,4**	**517,2**	**N.D.**	**1 572,4**	**1 572,4**
P 190	*110,0*	*106,8*	*110,4*	*115,4*	*N.D.*	*442,6*	*442,6*
P 362	*85,0*	*233,0*	*335,0*	*306,4*	*N.D.*	*959,4*	*959,4*
P 424	*0*	*0*	*75,0*	*95,4*	*N.D.*	*170,4*	*170,4*
Dont estimation des crédits consacrés aux projets hydrogène							
Exécution	**N.D.**	**N.D.**	**N.D.**	**N.D.**	**N.D.**	**138**	**138**

Source : DGAC
Note : le P324 n'existant pas en 2020, il s'agit des reliquats des PIA 1 et 2 qui sont mentionnés sur ces lignes