

PRIORISATION DES BESOINS DE L'HYDROGENE DANS L'INDUSTRIE

Hydrogène renouvelable en 2050 :
la place prioritaire des secteurs
industriels de l'acier primaire,
de l'ammoniac et des oléfines

RAPPORT FINAL

Fév.
2023

REMERCIEMENTS

Ont participé à la relecture de ce rapport :

Loïc ANTOINE (ADEME), Luc BODINEAU (ADEME), Stéphane CHATELIN (Association négaWatt), Antoine DESWAZIERE (ADEME), Romain DEWEZ (ADEME), Charline DUFOURNET (Association négaWatt), Michelle HOUNGBE (ADEME), Elliot MARI (ADEME), Eva RENAUD (Association négaWatt).

Sont aussi remerciées les entités qui ont pu participer à un échange avec l'Association négaWatt et l'ADEME avant la finalisation de ce rapport : Arcelor Mittal, ATEE (Club Pyrogazéification et Club Power-to-gas), Borealis, EDF, Fives Stein, France Chimie, France Hydrogène, RTE, Vicat, Yara.

CITATION DE CE RAPPORT

Association négaWatt, 2023. Priorisation des besoins de l'hydrogène dans l'industrie, 61 pages.

Cet ouvrage est disponible en ligne <https://librairie.ademe.fr/>

Toute représentation ou reproduction intégrale ou partielle faite sans le consentement de l'auteur ou de ses ayants droit ou ayants cause est illicite selon le Code de la propriété intellectuelle (art. L 122-4) et constitue une contrefaçon réprimée par le Code pénal. Seules sont autorisées (art. 122-5) les copies ou reproductions strictement réservées à l'usage privé de copiste et non destinées à une utilisation collective, ainsi que les analyses et courtes citations justifiées par le caractère critique, pédagogique ou d'information de l'oeuvre à laquelle elles sont incorporées, sous réserve, toutefois, du respect des dispositions des articles L 122-10 à L 122-12 du même Code, relatives à la reproduction par reprographie.

Ce document est diffusé par l'ADEME

ADEME

20, avenue du Grésillé
BP 90 406 | 49004 Angers Cedex 01

Numéro de contrat : 2297D0063

Étude réalisée pour le compte de l'ADEME par : Association négaWatt

Coordination technique - ADEME : DEWEZ Romain, ingénieur Hydrogène, Service Industrie

Étude réalisée par Simon MÉTIVIER (Solagro) et Stéphane SIGNORET (Association négaWatt) pour ce projet cofinancé par l'ADEME

Coordination technique - ADEME : Romain DEWEZ, ingénieur Hydrogène
Service : Industrie

SOMMAIRE

RÉSUMÉ	5
ABSTRACT	6
1. INTRODUCTION	7
1.2. Trouver le chemin de la neutralité carbone	7
1.3. Avoir une vision des hiérarchies d'usage	7
2. L'HYDROGENE DANS LE SCENARIO NEGAWATT	9
2.1. Approche globale du scénario négaWatt	9
2.2 Hydrogène : faible part énergétique mais un vecteur important	11
2.3. Comparaison avec d'autres scénarios	13
3. TROIS SECTEURS INDUSTRIELS TRES CONCERNES PAR L'HYDROGENE	15
3.1. Industrie de l'ammoniac	15
3.3. Industrie de l'acier	16
3.3. Industrie de la chimie : production des oléfines.....	18
4. UN NOUVEAU CHEMIN POUR L'HYDROGENE DANS L'INDUSTRIE.....	20
4.1. Une dynamique politique renforcée au niveau de l'UE	20
4.1.1. Soutien financier communautaire aux projets	21
4.1.2. Enjeu autour de la définition de l'hydrogène renouvelable et bas-carbone	23
4.2. La France se lance dans l'hydrogène	24
4.2.1. Apports législatifs de la loi Energie Climat	24
4.2.2. Stratégie nationale pour l'hydrogène décarboné	25
4.3. Fabrication d'ammoniac par hydrogène bas-carbone	27
4.3.1. Evolution envisagée dans le scénario négaWatt.....	27
4.3.2. Comparaison avec les scénarios ADEME	29
4.4. Réduction directe du fer par l'hydrogène	30
4.4.1. Evolution envisagée dans le scénario négaWatt.....	31
4.4.2. Comparaison avec les scénarios ADEME	32
4.5. Déploiement des oléfines par hydrogène bas-carbone dans la chimie.....	33
4.5.1. Evolution envisagée dans le scénario négaWatt	35
4.5.2. Comparaison avec les scénarios ADEME	35
5. PERSPECTIVES ET RECOMMANDATIONS	37
5.1. Autonomie de production et priorités de consommation	37
Recommandation n°1.....	37
Recommandation n°2.....	41
5.2. Baisse de consommation et augmentation des sources renouvelables.....	41
Recommandation n°3.....	42

Recommandation n°4.....	43
Recommandation n°4bis.....	43
5.3. Déploiement des électrolyseurs	43
Recommandation n°5.....	44
5.4. Evolution des process industriels.....	44
Recommandation n°6.....	45
Recommandation n°7.....	47
5.5. Localisation des sites industriels.....	48
5.6. Conditions de compétitivité économique	50
Recommandation n°8.....	51
6. CONCLUSION / PERSPECTIVES.....	52
6.1. Fixer une priorité pour l'industrie.....	52
6.2. Principales recommandations.....	53
6.3. Spécificités des trois filières industrielles étudiées	53
6.4. Points d'amélioration / discussion.....	54
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	55
ANNEXES.....	57
Données brutes sur la demande d'hydrogène dans le scénario négaWatt.....	57
Aspects réglementaires dans le cadre communautaire européen	58
INDEX DES TABLEAUX ET FIGURES	59

RÉSUMÉ

L'hydrogène sera un vecteur incontournable de la transition énergétique. En recourant à l'électrolyse de l'eau, il est en effet possible de ne plus produire cette molécule à partir d'énergies fossiles. L'Union européenne et la France ont engagé depuis 2020 des plans ambitieux tant pour la production décarbonée d'hydrogène que pour ses nouveaux usages. Ce cahier d'acteur analyse le poids particulier des usages dans l'industrie, dans le cadre du scénario de transition énergétique de l'Association négaWatt. L'intérêt de ce scénario systémique est de permettre d'évaluer les multiples interactions de l'hydrogène avec la consommation d'électricité d'origine renouvelable, l'équilibre du réseau électrique, les process industriels ayant besoin de cette matière, la production de méthane de synthèse, et certains usages directs comme le transport lourd.

La consommation d'hydrogène, dans le scénario négaWatt, se développe progressivement pour atteindre 91,5 TWh PCS en 2050. Ce niveau est cohérent avec ceux estimés dans les scénarios de l'ADEME et de RTE. Trois secteurs industriels captent à eux seuls 56 % de ce volume d'hydrogène : l'ammoniac, qui utilise déjà de l'hydrogène et doit passer du carboné au bas-carbone en investissant dans des électrolyseurs ; l'acier primaire des hauts-fourneaux, qui doit migrer vers la technologie DRI (*direct reduced iron*) en cours d'expérimentation ; les oléfines pour la chimie, qui doit passer par de nouvelles voies de synthèse combinant hydrogène et CO₂.

Comme les besoins de ces trois activités industrielles vont être structurants pour l'avenir de la filière hydrogène, ce cahier d'acteur liste une série de recommandations. Certaines leurs sont spécifiques : reconfigurer les aides publiques actuelles à l'hydrogène pour accélérer les démarches des trois secteurs de l'ammoniac, de l'acier et des oléfines ; soutenir spécifiquement le secteur de l'acier (développement du DRI, achat d'acier décarboné, plus grand recyclage des ferrailles) ; identifier l'accès à des sources de CO₂ qui seront utiles au secteur de la chimie et à la méthanation.

D'autres recommandations ciblent un appui au système global de production d'hydrogène renouvelable : établir des objectifs nationaux de développement de l'hydrogène en phase avec les besoins de l'industrie et du transport lourd, afin de viser une possible autonomie de production ; sécuriser la fourniture d'électricité d'origine renouvelable (en quantité et en niveau de prix), par exemple via les PPA ; et intégrer à terme la flexibilité des électrolyseurs dans les outils de régulation de l'équilibre offre/demande sur le réseau électrique.

Enfin, quelques recommandations sont plus généralistes afin que les politiques publiques françaises et européennes soient globalement favorables à des modes de consommations plus sobres et plus efficaces, condition *sine qua non* de la décarbonation de l'économie et particulièrement de l'industrie : développer plus fortement l'éco-conception et le recyclage, et imposer des critères d'éco-conditionnalité aux entreprises bénéficiant de soutiens publics ; donner priorité au développement de l'éolien et du photovoltaïque pour disposer de la puissance additionnelle d'électricité renouvelable nécessaire à l'électrolyse de l'eau ; informer les consommateurs par la mise en place un affichage environnemental obligatoire sur les biens de consommation.

ABSTRACT

Hydrogen will be an essential part of the energy transition. Indeed, it's possible to stop producing this molecule from fossil fuels by using water electrolysis. Since 2020, the European Union and France have committed to ambitious plans for the decarbonized production of hydrogen and for its new uses. This paper analyzes the particular weight of industrial uses in the framework of the energy transition scenario of the negaWatt Association. The interest of this systemic scenario is to evaluate the multiple interactions of hydrogen with the consumption of electricity from renewable sources, the balance of the electrical network, the industrial processes that need this H₂ material, the production of synthetic methane, and certain direct uses such as heavy transportation.

Hydrogen consumption, in the negaWatt scenario, develops progressively to reach 91.5 TWh PCS in 2050. This level is consistent with those estimated in the ADEME and RTE scenarios. Three industrial sectors alone capture 56% of this hydrogen volume: ammonia, which already uses hydrogen and must move from "carbon-based" to "low-carbon" by investing in electrolyzers; primary steel from blast furnaces, which must migrate to the DRI (direct reduced iron) technology currently being tested; and olefins for chemicals, which must go through new synthesis routes combining hydrogen and CO₂.

As the needs of these three industrial activities will be structuring the future of the hydrogen industry, this paper lists a series of recommendations. Some are specific to them: reconfiguring current public aid for hydrogen to accelerate the steps of the three sectors of ammonia, steel and olefins; specifically supporting the steel sector (development of DRI, purchase of decarbonized steel, greater recycling of scrap metal); identifying access to sources of CO₂ that will be useful to the chemical sector and to power-to-gas (methanation).

Other recommendations target support for the global renewable hydrogen production system: establish national hydrogen development objectives in line with the needs of industry and heavy transport, in order to aim for possible production autonomy; secure the supply of electricity from renewable sources (in terms of quantity and price level), for example via the PPAs, and eventually integrate the flexibility of electrolyzers into the tools for regulating the supply/demand balance on the electricity grid.

Finally, a few recommendations are more general, so that French and European public policies are generally favorable to more sufficient and efficient consumption patterns, a sine qua non condition for the decarbonization of the economy, and particularly of industry: developing eco-design and recycling more strongly, and imposing eco-conditionality criteria on companies receiving public support; prioritizing the development of wind power and photovoltaics to have the additional renewable electricity power needed for water electrolysis; informing consumers by implementing mandatory environmental labelling on consumer goods.

1. Introduction

Tous les pays, en particulier les plus développés, sont confrontés à un défi inédit : décarboner entièrement l'économie en moins de 30 ans. Les effets du bouleversement climatique sont déjà bien réels comme l'été 2022 l'a montré à coup de sécheresses, de canicules, d'incendies, d'inondations, d'ouragans, etc. Ces impacts sont très bien documentés par les scientifiques [1] qui appellent à des actions rapides et profondes pour baisser les émissions de gaz à effet de serre anthropiques responsables des évolutions du climat. L'objectif est que le réchauffement planétaire moyen ne dépasse pas 1,5°C par rapport à la moyenne de 1850-1900, période durant laquelle les forces de l'industrie ont commencé à se découpler.

Industrie : ce secteur est en première ligne pour atteindre l'objectif. Il est en effet un des plus importants émetteurs de gaz à effet de serre de la planète. Au niveau mondial, ses émissions directes et indirectes sont estimées à 20 GtCO₂eq en 2019, soit 34 % des émissions totales [2]. Mis à part l'épisode de ralentissement économique dû à la crise sanitaire du Covid-19, les émissions de gaz à effet de serre de l'industrie n'ont fait qu'augmenter depuis 2000, et plus vite que tout autre secteur d'activité.

En France, la consommation d'énergie finale de l'industrie était de 302 TWh en 2020 dont 40 % de gaz d'origine fossile, 35 % d'électricité, 9 % de produits pétroliers et 3 % de charbon [3]. Elle a augmenté à 312 TWh (hors haut-fourneaux) en 2021 [4]. A ces consommations énergétiques, il faut ajouter environ 180 TWh d'usages non énergétiques des énergies fossiles dans l'industrie. Il s'agit principalement :

- du charbon pour la production d'acier primaire (10 TWh) ;
- du gaz d'origine fossile pour la production d'hydrogène et d'ammoniac (33 TWh) ;
- du pétrole (coproduits du raffinage) pour la filière pétrochimique (140 TWh) qui fabrique des molécules de base de la chimie organique (oléfines principalement).

1.2. Trouver le chemin de la neutralité carbone

Les émissions de gaz à effet de serre de l'industrie française s'élèvent à un peu plus de 75 MtCO₂eq dont 75 % sont la responsabilité de trois activités : la métallurgie, la chimie et la fabrication de minéraux non-métalliques (ciment, chaux, verre, etc.) [5].

Dans son scénario de transition énergétique, l'Association négaWatt envisage d'importantes transformations d'ici 2050 pour arriver à la neutralité carbone, tant du point de vue de la consommation d'énergie finale (division par deux) que de la production d'énergie (entièrement d'origine renouvelable). Tous les secteurs d'activités sont concernés pour que ces évolutions, techniquement possibles, deviennent une réalité [6]. L'électrification est un des enjeux majeurs de cette transition, tout d'abord parce que l'usage direct de l'électricité va augmenter : dans l'habitat avec le déploiement des pompes à chaleur ; dans une partie du parc de véhicules, principalement ceux des particuliers ; dans l'industrie pour électrifier certains process. Mais aussi car le développement d'un important parc de production d'électricité d'origine éolienne et photovoltaïque va obliger à organiser différemment la gestion de l'équilibre offre/demande afin de prendre en compte la variabilité de ces sources renouvelables. Le défi à relever – apporter de la flexibilité au système électrique – est en même temps une opportunité pour un nouveau vecteur énergétique décarboné : l'hydrogène. La molécule H₂ pourra en effet être fabriquée par électrolyse de l'eau avec de l'électricité bas-carbone (renouvelable ou non), et se substituer ainsi aux ressources fossiles en étant utilisée directement (en tant que carburant ou pour la sidérurgie) ou transformée pour d'autres usages (en ammoniac, en méthanol, ou en méthane).

L'Association négaWatt n'est pas la seule à envisager un rôle crucial pour l'hydrogène décarboné, ses nouveaux usages et ses dérivés. Les travaux prospectifs menés par l'Agence de la transition écologique [7] et par le gestionnaire du réseau de transport d'électricité [8] donnent également au vecteur hydrogène un rôle crucial pour l'avenir, en particulier dans l'industrie. Le secteur industriel consomme déjà en effet environ 920 000 tonnes d'hydrogène par an en France, quasiment exclusivement produites à partir d'énergie fossile (voir encadré 1).

1.3. Avoir une vision des hiérarchies d'usage

L'enjeu est technique, mais il est aussi politique. Des soutiens financiers publics massifs ont été mis en place depuis 2020 pour le développement de l'hydrogène décarboné et de ses usages, tant au niveau français qu'européen. Ils visent à aider la création et le renforcement de tous les maillons de la chaîne de l'hydrogène, par de l'innovation et des démonstrateurs, depuis les technologies d'électrolyse jusqu'aux réseaux de distribution/transport, en passant par les piles à combustible, les systèmes de stockage, les véhicules à hydrogène, les hubs portuaires, les stations d'avitaillement, les dispositifs de méthanation, etc.

Il apparaît logique, à première vue, que les politiques publiques veuillent renforcer la filière hydrogène dans un maximum de domaines. L'objectif de cette approche est de consolider rapidement la filière de toutes parts, en vue de :

- faire baisser ses coûts et trouver ainsi des débouchés commerciaux sans subventions dès que possible ;
- placer l'écosystème industriel européen de l'hydrogène en situation de force concurrentielle par rapport aux autres grands pôles géostratégiques mondiaux (Asie et Amérique du Nord) ;
- orienter très vite certains usages sur le chemin de la décarbonation.

Mais, comme l'ont déjà fait remarquer d'autres travaux (comme l'IDDRI, cité ici), « certains usages de l'hydrogène sont "incontournables" pour atteindre la neutralité climat (usages matériau dans l'industrie, transport aérien et maritime), tandis que d'autres ne sont pas déterminants pour la décarbonation parce qu'il existe des alternatives suffisamment abondantes [...] à savoir la chaleur basse température, le transport léger, l'injection dans les réseaux de méthane, éventuellement le transport de poids lourds, la chaleur haute température et l'équilibrage du réseau électrique » [9]. La planification, en France comme dans l'Union européenne, doit donc prendre en compte cet aspect : il serait plus optimal de soutenir en priorité certains secteurs sans réelle alternative, en particulier dans l'industrie et également dans la mobilité lourde.

Afin d'affiner la réflexion sur cette hiérarchie des usages, ce cahier d'acteur se concentre sur trois sous-secteurs industriels afin d'analyser comment ils peuvent tirer profit du nouvel attrait de l'hydrogène vert pour décarboner la production d'acier dans la sidérurgie, la production d'ammoniac et la production d'oléfines¹. En particulier, dans le cadre du scénario négaWatt, il s'agit de montrer la pertinence de l'usage « matériau » de l'hydrogène renouvelable pour ces trois filières industrielles, les éventuels freins à sa mise en place, et de faire des recommandations en vue de son développement prioritaire.

Encadré 1. Consommation et production d'hydrogène

On appelle « hydrogène » la molécule de dihydrogène (H₂), qui est une des plus petites molécules. Fortement énergétique, à fort pouvoir explosif (surtout en présence d'oxygène), corrosive, très perméable, ce n'est pas une molécule aisée à utiliser. La demande mondiale d'hydrogène a plus que triplé depuis 1975. Avant crise sanitaire du Covid-19, elle était d'environ 91 millions de tonnes (Mt), et a redépassé ce niveau en 2021, avec 94 Mt [10]. Environ 74 Mt de cet hydrogène sont utilisées sous une forme pure (H₂ seule) et les autres 20 Mt sont sous une forme où H₂ est mélangée avec d'autres molécules (fabrication de méthanol et sidérurgie). En 2021, 40 Mt d'hydrogène servent pour le raffinage des produits pétroliers et 54 Mt dans l'industrie, c'est-à-dire pour la production d'ammoniac (34 Mt), pour la production de méthanol (15 Mt) et pour la réduction directe de fer dans la sidérurgie (5 Mt). L'Europe est le quatrième consommateur d'hydrogène dans le monde (8 Mt) à égalité avec l'Inde, derrière la Chine (28 Mt), les Etats-Unis et le Moyen-Orient (12 Mt chacun). Sur les 94 Mt produits en 2021, 62 % l'ont été à partir de méthane d'origine fossile, 19 % à partir de charbon, et 18 % sont un co-produit des raffineries. Une très petite partie de l'hydrogène est tirée des énergies fossiles avec captage du carbone (0,7%) et une part encore plus infime est produite par électrolyse de l'eau (35 000 tonnes soit moins de 0,04 %). Actuellement, la production d'hydrogène est donc entièrement dépendante des énergies fossiles et émet plus de 900 Mt de CO₂ par an dans le monde.

En France, la consommation d'hydrogène est évaluée à plus de 920 000 tonnes par an (voir tableau ci-dessous). Le secteur industriel est le principal consommateur pour les usages suivants : raffinage du pétrole (60 %), production d'engrais (25 %), chimie (10 %), application diverses (4 %) et métallurgie (1 %). La production d'hydrogène émet environ 10 MtCO₂/an en France, soit 2 à 3 % des émissions nationales. Le vaporéformage du méthane représente aujourd'hui 40 % de la production française d'hydrogène, et émet 4 MtCO₂/an [11]. Le reste de la production est assurée par oxydation d'hydrocarbure (40 %), gazéification du charbon (15 %) et électrolyse de la saumure (5 %), ces processus étant inhérents à certains procédés industriels.

Secteur industriel	kt/a	TWhPCS	Origine
Raffinage pétrolier	544	21,4	Majoritairement co-produit, mais commence à être déficitaire
Ammoniac et engrais	240	9,5	Vaporéformage du gaz naturel
Industrie chimique	92	3,6	Coproduit/vaporeformage du gaz naturel
Métallurgie	9,2	0,4	Vaporéformage du méthane
Divers (verreries, alimentaire...)	36,8	1,4	Vaporéformage du méthane
	922	36,3	

Source : Afhycac, Solagro, 2018

¹ L'usage de l'hydrogène en tant que combustible pour de la chaleur basse ou haute température n'est pas envisagé dans cette étude, ce qui n'enlève rien à sa pertinence dans certains cas comme la métallurgie / traitement de l'acier. Voir par exemple <https://youtu.be/h7Rgqwl-BNg?t=1404>.

2. L'hydrogène dans le scénario négaWatt

2.1. Approche globale du scénario négaWatt

Fin 2021, l'Association négaWatt a actualisé son scénario de transition énergétique (appelé ici SnW2022). Sa philosophie générale est de réduire l'empreinte environnementale par des moyens qui sont porteurs – par leur mise en œuvre et par leurs effets – de progrès économiques et sociaux, d'améliorations du cadre de vie et d'une gouvernance mieux partagée. Elle fait en ce sens référence aux 17 Objectifs de développement durable de l'ONU. La construction du scénario est le fruit d'une expertise collective lui permettant d'englober les secteurs du bâtiment, du transport, de l'industrie et de l'agriculture. Son approche systémique repose sur trois principes méthodologiques :

- lister les flux physiques d'énergies et de matières à l'échelle nationale et les faire évoluer chaque année entre 2020 et 2050 sous des hypothèses de sobriété et d'efficacité. En partant ainsi de la « demande », le SnW2022 inverse la logique d'autres travaux prospectifs ne proposant qu'une modification de l'offre ;
- identifier et quantifier les ressources mobilisables pour satisfaire la demande en énergie et matériaux. Les productions à partir de ressources de flux (soleil, vent et biomasse principalement) sont privilégiées ;
- définir les vecteurs énergétiques les plus appropriés pour transporter et/ou transformer l'énergie et la matière. La complémentarité des vecteurs, leurs flexibilités et les capacités de stockage associées permettent d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande (en particulier pour l'électricité).

Toutes les mesures de sobriété et d'efficacité déployées dans le SnW2022 se traduisent par la baisse régulière de la consommation d'énergie jusqu'en 2050. En énergie finale, les efforts cumulés au niveau de tous les usages permettent une diminution de 54 % (voir Figure 1). Du fait d'un important potentiel de sobriété et d'efficacité dans les transports, cette réduction est davantage marquée dans ce secteur (-70 %) que dans celui du bâtiment (-50 %) ou de l'industrie (-41 %).

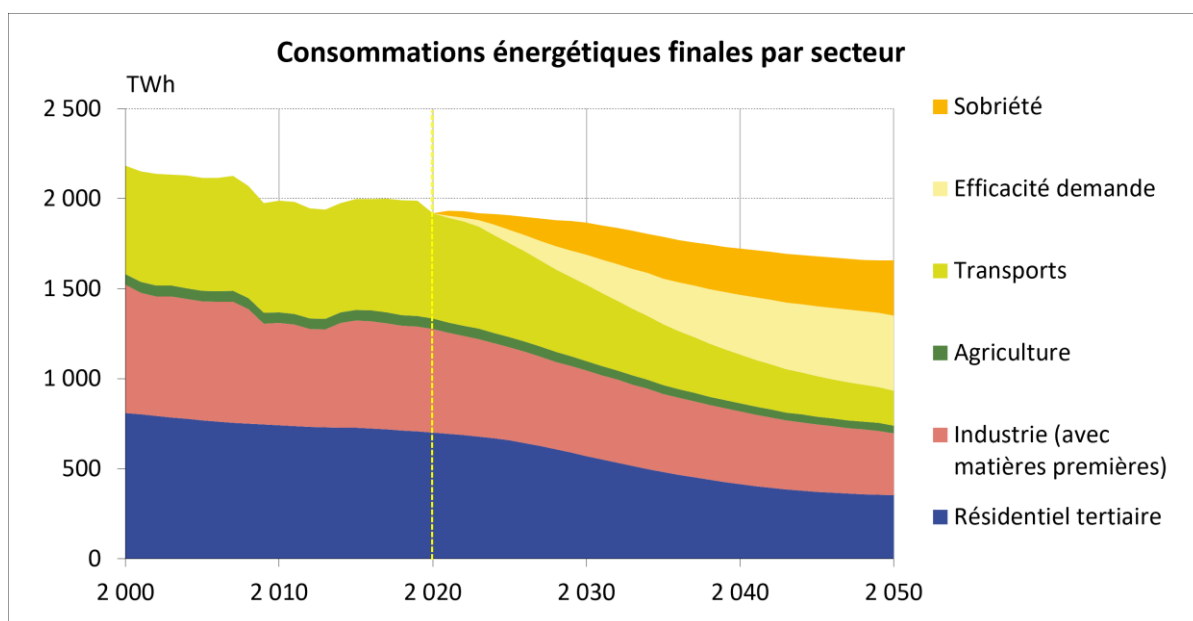


Figure 1 - Consommations énergétiques finales (en TWh) par secteur dans le scénario négaWatt

En énergie primaire, la baisse est de 64 %, notamment grâce à un recours beaucoup moins élevé aux centrales thermiques de production d'électricité, ce qui permet de réduire les pertes à la production, au transport et à la distribution de 800 TWh actuellement à moins de 100 TWh en 2050 (voir Figure 2 où cela est représenté par l'efficacité sur l'offre).

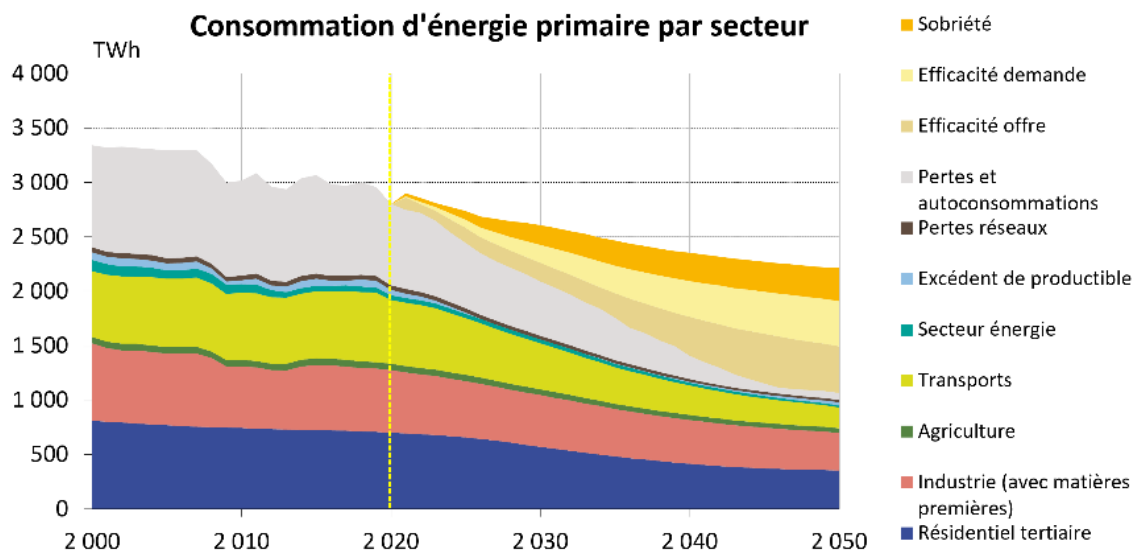


Figure 2 - Consommations énergétiques primaires (en TWh) par secteur dans le scénario négaWatt

Pour satisfaire cette demande d'énergie finale globalement divisée par deux, le SnW2022 fait monter en puissance les énergies renouvelables thermiques et électriques pour progressivement voir disparaître les énergies fossiles et fissiles. Le Tableau 1 indique l'évolution des productions des énergies renouvelables de 2020 à 2050.

	2020	2030	2040	2050
Biomasse solide	131	148	183	196
Biogaz	13	45	108	139
Biomasse liquide	43	41	45	52
Eolien	40	114	231	305
Solaire photovoltaïque	13	59	119	168
Hydroélectricité	58	57	55	54
Chaleur environnement (pompes à chaleur)	8	24	72	77
Déchets (incinération)	41	31	21	10
Géothermie profonde	4	8	10	11
Solaire thermique	1	1	2	2
Energies marine	1	1	4	5
TOTAL	353	529	850	1019

Tableau 1 - Evolution de la production des énergies primaires renouvelables (en TWh) dans le scénario négaWatt

Sobriété, efficacité et énergies renouvelables conduisent à la fin des énergies fossiles dans le SnW2022. En conséquence, les émissions de CO₂ liées aux consommations d'énergie sont divisées par 28. Les pratiques alimentaires et agricoles permettent de diviser celles de méthane par 3. Au total, les émissions territoriales françaises de l'ensemble des gaz à effet de serre sont divisées par près de 9 d'ici à 2050, passant de 450 à 50 MtCO₂eq.

Une meilleure utilisation des sols et les changements de pratique agricole permettent de créer un puits de carbone naturel d'environ 20 MtCO₂eq en 2050 (alors qu'actuellement c'est une source d'émission de 16 MtCO₂eq). Les forêts gardent une fonction de puits de carbone stable dans le temps (autour de 52 MtCO₂eq) avec néanmoins le risque que celui-ci baisse à cause du bouleversement climatique à l'horizon 2040. Globalement, les puits de carbone naturels sont plus importants que les émissions territoriales, ce qui permet à la France d'atteindre la neutralité carbone avant 2050 sans recourir à des technologies de captage et stockage de CO₂.

Les émissions de gaz à effet de serre “importées” à cause du solde commercial ont été évaluées (à partir des échanges physiques de biens et de matières) à 150 MtCO₂eq en 2014². En supposant que le reste du monde s’engage dans une forte décarbonation et en émettant des hypothèses d’évolution de nos importations et exportations, les imports de la France en 2050 se réduisent à 15 MtCO₂eq. Une neutralité climatique globale est donc possible s’il y a une inflexion des autres pays dans le sens souhaité par le GIEC.

Encadré 2. Association négaWatt : une montée en puissance depuis 20 ans

Crée en 2001, d’initiative citoyenne, l’Association négaWatt compte aujourd’hui quelques 1500 adhérents (personnes physiques). Elle a fondé sa légitimité sur le sérieux de son analyse prospective. Le scénario qu’elle a bâti a été réactualisé plusieurs fois, tous les cinq ans, et s’est progressivement enrichi de nouvelles approches (avec le scénario Afterres sur l’agriculture et l’alimentation en 2011 ; avec une approche matières – négaMat – et en empreinte carbone en 2021). Les données du scénario apportent des éléments concrets dans le débat public, par exemple lors de la concertation qui a précédé la Loi de transition énergétique pour la croissance verte de 2015. En 2022, l’Association négaWatt a activement participé aux groupes de travail lancés par le Gouvernement sur la sobriété.

L’Association a été complétée en 2009 par l’Institut négaWatt qui accompagne collectivités et entreprises dans la mise en œuvre de la transition énergétique, et par l’entreprise de l’économie sociale et solidaire DORÉMi en 2017 qui permet la réalisation de rénovations complètes et performantes de maisons individuelles.

Indépendante de toute personne morale dans sa gouvernance, l’Association veille à ce que ses ressources financières (totalement transparentes et détaillées sur son site internet) soient équilibrées entre l’apport des adhérents et des donateurs, les subventions des fondations et des institutions, et les recettes réalisées dans le cadre de mécénat ou de partenariats.

2.2 Hydrogène : faible part énergétique mais un vecteur important

Vues les orientations du SnW2022, la répartition des vecteurs énergétiques finaux est significativement différente entre 2020 et 2050. Aujourd’hui, elle est dominée par les énergies fossiles (à 64 %), et par l’électricité non renouvelable (à 18 %). A terme, la forte électrification dans le scénario négaWatt conduit à un paysage dominé par l’électricité renouvelable, et dans une moindre mesure par le méthane renouvelable (voir Figure 3), l’hydrogène se contentant d’une part marginale de 2 % en utilisation finale énergétique directe (hors matières premières).

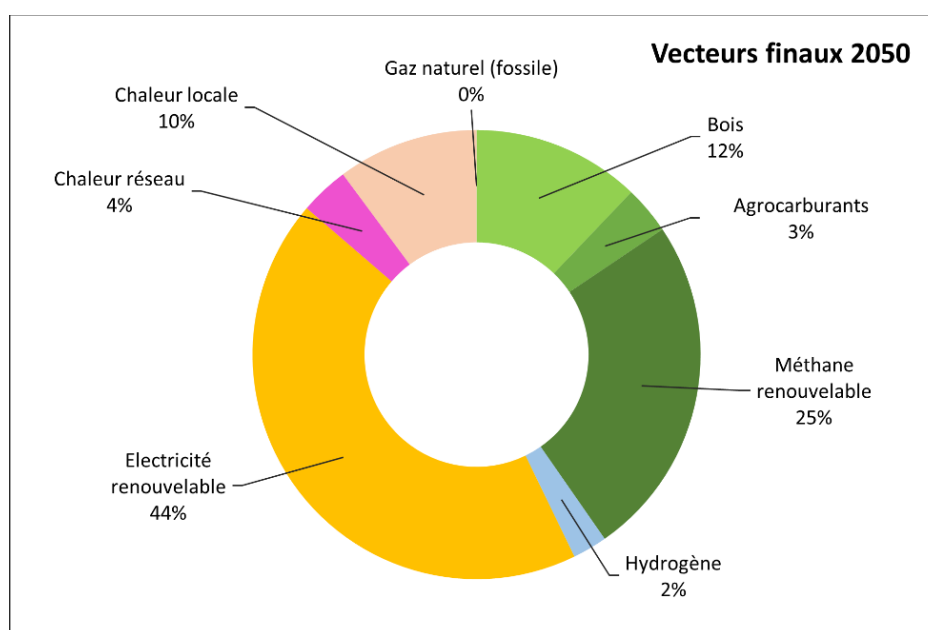


Figure 3 - Répartition des vecteurs finaux d’énergie (hors matières premières) en 2050 dans le scénario négaWatt

² négaMat se base sur des travaux de 2018 à partir du jeu de données alors disponibles, datant de 2014. Des travaux sont en cours d’actualisation pour 2023.

Même si sa part est faible dans l'énergie finale par rapport aux autres vecteurs énergétiques, l'hydrogène joue néanmoins un rôle crucial dans le système puisqu'il compte pour 12% de l'énergie injectée dans les réseaux de méthane (soit directement soit après méthanation). Le diagramme de Sankey simplifié suivant montre l'intrication des vecteurs (voir Figure 4) et les proportions des différentes sources.

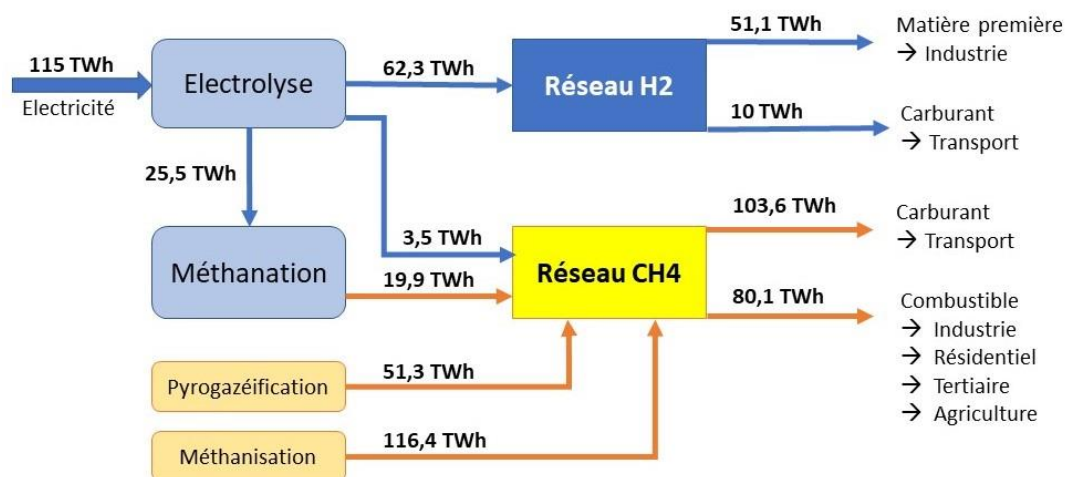


Figure 4 - Diagramme de Sankey pour les réseaux H2 et CH4 en 2050 (en TWh PCS) dans le scénario négaWatt

N.B : Le schéma n'indique pas les pertes qui sont de 23,7 TWh pour l'électrolyse, de 5,6 TWh pour la méthanation, de 1,2 TWh sur le réseau H2 et de 3,8 TWh sur le réseau CH4, ainsi que de 1,4 TWh pour la méthanisation et 28,6 TWh pour la pyrogazéification.

L'hydrogène est issu de l'électrolyse de l'eau grâce à une capacité de 33 GW d'électrolyseurs en 2050 pour 115 TWh d'électricité utilisée. A titre de comparaison, les moyens de stockage prévus dans le SnW2022 sont de bien moindre ampleur, avec des batteries à hauteur de 2 GW / 4 TWh, et des stations de transfert d'énergie par pompage (Step) à un niveau légèrement supérieur à aujourd'hui (6,2 GW / 13 TWh).

Ce sont ainsi 91,5 TWh PCS d'hydrogène qui sont produits dans le SnW2022 en 2050 (voir le détail en Annexes). L'importance de la molécule d'hydrogène tient aux trois enjeux auxquels elle répond :

- soutenir le réseau électrique en modulant la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau, selon les besoins d'équilibrage, en particulier lorsque les productions éoliennes et photovoltaïques dépassent les pointes de consommation ;
- produire de l'hydrogène pour des usages directs dans l'industrie soit en tant que ressource pour la production d'acier (4,5 TWh PCS) soit en tant que matière première dans la chimie (47 TWh PCS), et pour servir de carburant dans une petite partie du transport (10 TWh PCS) ;
- disposer d'hydrogène pour alimenter le réseau de gaz soit après méthanation (26 TWh PCS) pour injecter du méthane (*power-to-gas*), soit en injection directe de la molécule d'hydrogène (4 TWh PCS).

Le développement de cette production d'hydrogène exige que la production par électrolyse de l'eau soit compétitive le plus vite possible par rapport au reformage du gaz naturel. Dans le SnW2022, les trois finalités de l'électrolyse de l'eau (contribution à l'équilibre électrique, production d'H₂ pour l'industrie, production d'H₂ et CH₄ pour les réseaux de gaz) justifient un nombre assez élevé d'heures de fonctionnement des électrolyseurs par an. En particulier à l'horizon 2030 avec plus de 7000 h (car encore peu de capacités disponibles) pour se stabiliser à presque 3400 h en moyenne en 2050.

On notera également que dans le SnW2022, les productions mensuelles totales d'hydrogène fluctuent entre 4 et 11 TWh, alors que les consommations directes d'hydrogène dans l'industrie et le transport sont assez constantes à l'échelle mensuelle (5,7 TWh/mois). Quelques simulations sur le stockage d'hydrogène nécessaire pour assurer l'équilibre entre les courbes production et usages directs conduisent à estimer le besoin d'une capacité de stockage d'hydrogène en cavités salines atteignant 6 TWh, chiffre en phase avec d'autres estimations³. Néanmoins, stocker de l'hydrogène suppose que des sites

³ Voir par exemple : <https://innovation.engie.com/fr/news/actus/le-saviez-vous-/hydrogene-souterrain-stockage-sel-cavites-mines/25906>. Dans son étude *Futurs énergétiques* (chapitre 9, pages 396-397), RTE estime un minimum de 5 TWh en cavités salines existantes, et jusqu'à 30 TWh pour un besoin maximum de flexibilité.

soient dédiés à cela et que les moyens de transport / distribution de l'hydrogène existent pour conduire à ces stockages. On pourrait aussi imaginer une autre option de mise en œuvre où une grande flexibilité des procédés (par exemple via un stockage sous forme d'ammoniac ou de méthanol, plus denses énergétiquement) permettrait de minimiser la création d'infrastructures hydrogène (réseau, stockage). Nous y reviendrons dans la partie 5.

2.3. Comparaison avec d'autres scénarios

Par construction, le SnW2022 définit un seul chemin possible, déjà optimisé, en tenant compte des dynamiques actuelles, des baisses de consommation envisageables, du retrait progressif des sources fossiles et du parc électronucléaire, de l'équilibre des différents vecteurs énergétiques à l'avenir, des évolutions des ratios imports/exports de matières, etc. Le scénario ne présente donc pas de variantes.

D'autres travaux offrent néanmoins des visions différentes. Les scénarios *Transition(s) 2050* de l'ADEME et les *Futurs énergétiques* de RTE permettent d'identifier :

- les zones de convergences avec le SnW2022, ce qui indique les niveaux minimums de production d'hydrogène décarboné nécessaires à l'avenir ;
- l'amplitude des variabilités envisageables, pour jauger dans quelle mesure les recommandations de ce rapport pourraient être minimisées ou au contraire renforcées par rapport au cadre du SnW2022.

A ce stade, contentons-nous d'observer que la production d'hydrogène du SnW2022 se situe dans la fourchette haute des autres scénarios (voir figure 5), même si ceux de RTE (dans sa version de consommation de Référence) ne prennent pas en compte la production d'hydrogène en tant que matière première pour l'industrie. Les scénarios gardant un maximum de production électronucléaire (N03 de RTE et S4 de l'ADEME) sont ceux qui font le moins appel au vecteur hydrogène car ils ont moins de variabilité des sources renouvelable à gérer et envisagent une plus forte électrification des usages. Le scénario S1 de l'ADEME, basé sur une très importante frugalité, recourt de fait à moins d'hydrogène car toutes les consommations d'énergies et de matières y sont beaucoup plus faibles.

Dans le cas de scénarios à forte composante nucléaire (c'est-à-dire une part de 50 % dans le mix de production d'électricité comme la loi de transition énergétique pour la croissance verte de 2015 le prévoit), le niveau d'électricité nécessaire à la production d'hydrogène par électrolyse est de 30 à 50 TWh.

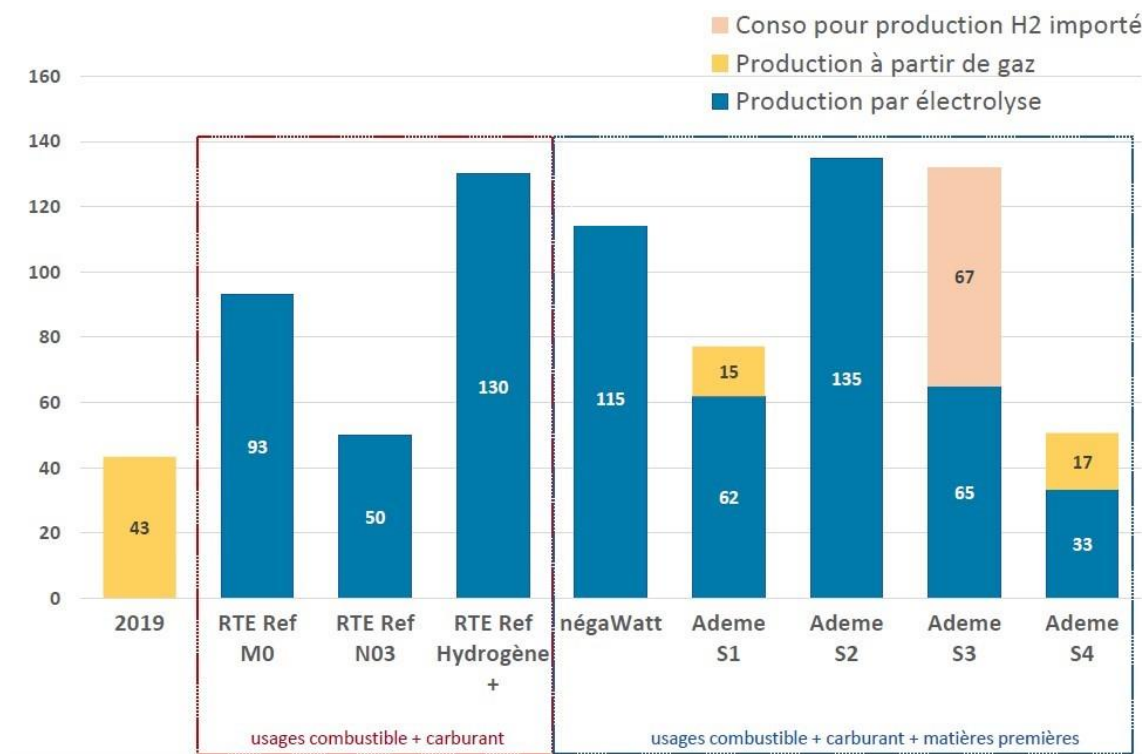


Figure 5 - Consommation d'énergie pour produire de l'hydrogène en 2050 (en TWh) dans les scénarios de RTE, négaWatt et l'ADEME

Au regard des autres scénarios présentés dans la Figure 5, si on considère que c'est au moins une cinquantaine de térawattheures qui devraient être ajoutés au chiffre de RTE dans son scénario Référence/M0 pour approvisionner l'industrie en hydrogène (niveau dans le SnW2022), alors on peut considérer qu'il y a bien un socle minimum de l'ordre de 110-130 TWh d'électricité qui sera nécessaire en 2050 pour la production d'hydrogène par électrolyse si le mix énergétique privilégie les énergies renouvelables.

Ce cahier d'acteur, centré sur le scénario négaWatt, se place donc dans cette optique d'un besoin élevé d'hydrogène produit par électrolyse à partir d'énergies renouvelables.

3. Trois secteurs industriels très concernés par l'hydrogène

3.1. Industrie de l'ammoniac

Depuis l'avènement de la chimie au début du XX^e siècle, l'ammoniac est un élément essentiel de l'industrie chimique avec six autres éléments (voir chapitre 3.3). Environ 183 millions de tonnes d'ammoniac sont fabriquées chaque année dans le monde. Sa consommation est en hausse, tirée par les besoins de l'agriculture intensive en fertilisants. La production d'ammoniac mondiale est assurée à 72 % par du gaz d'origine fossile et à 22 % par du charbon, le reste venant des naphas et des fiouls lourds. Les émissions de CO₂ de la production industrielle d'ammoniac sont de 0,5 Gt par an [12].

La France est déficitaire en termes de production d'ammoniac : elle en produit environ 1,1 Mt/an, pour une consommation évaluée à 1,6 Mt. Il y a quatre sites de production sur son territoire⁴, listés ci-après, qui pourraient ensemble produire jusqu'à 1,5 Mt/an.

Société	Lieu	Dpt	capacité (kt/a)
Borealis	Grandpuits	77	439
Borealis	Grand Quevilly	76	400
Yara France	Le Havre	76	400
Borealis	Ottmarsheim	68	260

Il est difficile de connaître exactement les usages nationaux de l'ammoniac, mais si on se base sur la moyenne mondiale, on estime que plus de 80 %⁵ de la consommation sert à produire des engrais azotés de synthèse, le reste servant à la chimie (pour la production de certains plastiques comme le polyuréthane, le nylon, etc. mais aussi des explosifs). En ce qui concerne l'usage dominant des engrais azotés, on évalue qu'environ 30 % des engrais consommés en France sont produits en France. La France exporte par ailleurs une partie de sa production.

La production industrielle de l'ammoniac (NH₃) se fait par le procédé Haber-Bosch en combinant de l'azote (N) et de l'hydrogène (H). Pour une tonne d'ammoniac (660 Nm³), il faut donc 820 kg (660 Nm³) d'azote et 180 kg (1970 Nm³) d'hydrogène. En France, l'hydrogène est produit par vaporeformage de méthane d'origine fossile, c'est-à-dire que l'on casse des molécules de méthane (CH₄) pour produire de l'hydrogène. Le procédé coproduit du dioxyde de carbone, correspondant au carbone apporté par le méthane. Au bilan, on estime que la production d'une tonne d'ammoniac émet 2 tCO₂eq⁶ en France.

Les coûts de productions actuels sont très dépendants du prix du gaz naturel, ils étaient compris en 250 et 500 \$ par tonne de NH₃ avant la hausse des prix du gaz en 2022.

Innovation hydrogène pour l'ammoniac

La production d'ammoniac à partir d'hydrogène produit par électrolyse est un procédé ancien. Il a été utilisé par le passé notamment en Norvège et en Afrique dans de grandes usines alimentées en continu par de l'électricité bas coût issue de barrages hydroélectriques. Il reste seulement une usine en fonctionnement, à Cusco au Pérou, d'une capacité de 0,02 Mt/an [12]. Cette solution n'est plus utilisée car moins compétitive économiquement que l'hydrogène extrait du vaporeformage du méthane.

Le procédé d'électrolyse de l'eau est basé sur des technologies matures, mêmes si ces dernières doivent encore être améliorées (rendement, coûts, flexibilité).

Par rapport au procédé conventionnel, l'hydrogène est produit différemment. La synthèse de l'ammoniac se fait toujours par la réaction Haber-Bosch. Dans les faits, pour une conversion totale d'un site, il sera très vraisemblablement nécessaire de revoir toute la chaîne du process : les sites actuels étant construits avec une très forte intégration thermique des deux procédés vaporeformage/Haber-Bosh, il ne sera pas possible de la conserver avec l'électrolyse. Par ailleurs, l'apport de l'azote, par l'air, est plus complexe, car il faut séparer en amont l'azote (N₂) de l'oxygène (O₂)⁷. Au final, la consommation d'hydrogène est toujours de 180 kg par tonne de NH₃, ce qui, via le procédé d'électrolyse, représente une consommation de 1,6 tonne d'eau par tonne de NH₃ soit environ deux fois plus que pour la production à partir de méthane.

⁴ Source : www.lelementarium.fr

⁵ Hypothèse retenue dans la modélisation du scénario négaWatt. Des travaux récents de l'ADEME montrent plutôt une part à hauteur de 60 %.

⁶ Source : ADEME 2020, Transition industrielle - Prospective énergie matière : vers un outil de modélisation des niveaux de production

⁷ Dans le procédé actuel, l'air est directement injecté dans le vaporeformeur.

La consommation d'énergie finale avec le procédé d'électrolyse est plus élevée (12,5 MWh/tNH₃) que dans le cas du vaporeformage de méthane (9,3 MWh/tNH₃). Mais l'électrolyse permet une forte baisse des émissions de gaz à effet de serre si l'approvisionnement se base sur de l'électricité décarbonée : elle est de 0,2 tCO₂eq/tNH₃ en considérant de l'électricité éolienne ou de 0,7 tCO₂eq/tNH₃ en considérant le contenu carbone du mix électrique français actuel.

Pour cette nouvelle filière, les coûts actuels sont estimés entre 750 et 1400 \$/t NH₃, mais pourrait décroître à une fourchette comprise entre 310-610 \$/t en 2050. Les coûts dépendent de la taille des unités, mais surtout du prix de l'électricité renouvelable [12]. A l'horizon 2030, l'Agence internationale de l'énergie [13] donne également des fourchettes de coûts assez larges, différentes selon les zones géographiques (voir Figure 6 ci-dessous, reprenant la figure 6.12 du *Energy Technology Perspectives 2023*).

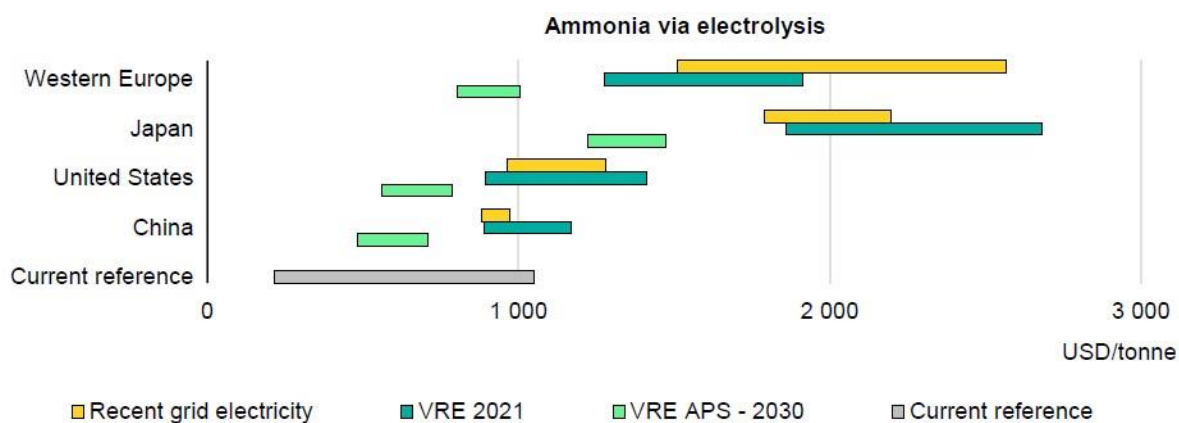


Figure 6 - Coûts de l'ammoniac produit via électrolyse (en US \$ par tonne) – Source : AIE

Légende : « Current reference » = coûts des modes de production dominants actuellement sans abattement des énergies fossiles. « VRE – Variable Renewable Energy » = coûts induits par l'électrolyse à partir d'électricité solaire ou éolienne, incluant un coût additionnel de stockage d'hydrogène pour assurer un taux de charge minimum de 80%. « Recent grid electricity » montre l'évolution des valeurs de 2012 sous l'effet des hausses des prix de l'électricité en 2022. « APS - Announced Pledges Scenarios » = estimations pour 2030.

3.3. Industrie de l'acier

Actuellement (données 2014), la France produit globalement un peu plus d'acier primaire (14,5 Mt/an) qu'elle n'en consomme (12,3 Mt/an). Les quantités exportées (13,1 Mt/an) et importées (10,8 Mt/an) sont du même ordre de grandeur. Ce niveau d'échange reflète que les produits consommés sont en partie différents de ceux fabriqués (selon la forme des produits, la qualité d'acier, etc.) et vient de la spécialisation de certains pays.

Il y a deux voies de production d'acier : soit à partir de minerais de fer dans des hauts-fourneaux, on parle alors de production primaire d'acier ; soit à partir de ferrailles recyclées, généralement dans des fours électriques. Les hauts-fourneaux utilisent du charbon, concentré en carbone sous forme de coke, pour réduire le minerai de fer en fonte (alliage de fer à forte teneur en carbone). Une deuxième étape, réalisée dans un convertisseur par ajout d'oxygène, permet de transformer la fonte en acier en réduisant la teneur en carbone. L'acier produit en sortie est en fusion, il est ensuite manufacturé sous forme de lingot, ou préformé en demi-produits en coulée continue.

La France compte deux grands sites sidérurgiques intégrés, un à Dunkerque (département du Nord) et un à Fos-sur-Mer (département des Bouches-du-Rhône) d'une capacité d'environ 11 Mt d'acier/an⁸. En 2014, leurs cinq hauts fourneaux produisent 8,5 Mt d'acier dont 85 % proviennent du fer et 15 % de ferrailles recyclées introduites dans le convertisseur. 6,5 Mt d'acier supplémentaires sont produites en aciérie électrique à partir de ferrailles recyclées, ce qui porte le taux d'incorporation de MPR (matières premières recyclées) global à 43 %.

A cause de l'utilisation de charbon, les procédés des hauts-fourneaux sont fortement émetteurs de CO₂, à hauteur de 1900 kgCO₂ par tonne d'acier en moyenne en Europe [14]. Dans l'industrie manufacturière et la construction, les émissions

⁸ Un autre haut-fourneau est en activité sur le site de Saint Gobain PAM Canalisation à Pont-à-Mousson. Il produit de l'ordre de 200 000 tonnes de fonte ductile par an pour fabriquer des canalisations pour l'eau et l'assainissement. Ce marché spécifique n'est pas compté dans l'analyse faite ici des solutions hydrogène pour le secteur de l'acier, d'autant plus que sur ce site, Saint-Gobain investit prioritairement dans un four électrique pour sa production.

de gaz à effet de serre en France avoisinent les 80 MtCO₂eq⁹ dont une petite vingtaine vient de la métallurgie des métaux ferreux (entre 14,4 et 18,5 MtCO₂ de 2015 à 2021).

Innovation hydrogène pour la production d'acier

Pour décarboner la production d'acier, la sidérurgie dispose de deux leviers majeurs : augmenter la part produite par les fours électriques en misant sur un plus fort taux de recyclage des ferrailles ; et réduire les émissions de gaz à effet de serre de la production d'acier primaire.

Plusieurs solutions permettent de réduire les émissions de la production d'acier primaire par les hauts fourneaux :

- capter les émissions de CO₂ pour le stocker (CCS) ou l'utiliser (CCU) ;
- faire recirculer les gaz sidérurgiques ;
- injecter directement de l'hydrogène dans le haut-fourneau.

Ces deux dernières solutions offrent des potentiels mais ne sont pas suffisantes vis-à-vis des enjeux de neutralité carbone. La première est souvent citée mais conduit au maintien de la dépendance aux énergies fossiles, tout en devant encore relever des défis de faisabilité technique, de surconsommation d'énergie et de coûts. Et pour le CCS se posent les questions de l'acceptabilité sociale¹⁰ et de la durabilité des stockages souterrains.

Une autre voie est possible pour atteindre à terme 100 % d'hydrogène comme agent réducteur, en se basant sur une solution existante appelée DRI (*Direct Reduced Iron*). Il s'agit initialement d'une réduction du minerai de fer en une seule étape à partir de gaz naturel. Le procédé se passe à plus basse température qu'avec le charbon et le fer n'entre pas en fusion. Le produit obtenu est appelé « éponge de fer » (*sponge iron*) et doit ensuite traité dans un four à arc électrique (technologie classique utilisé pour le recyclage des ferrailles) voire dans un haut-fourneau, en mélange. Cette technologie a été développée dans le monde dans des zones géographiques où le coût du gaz naturel était bas.

L'innovation proposée pour la décarbonation réside dans la substitution du gaz (méthane) d'origine fossile par de l'hydrogène : la substitution peut être partielle et progressive¹¹, mais pour réduire au maximum les émissions de gaz à effet de serre (CO₂), il faudra fonctionner entièrement avec de l'hydrogène décarboné. On estime que les émissions de CO₂ de la filière DRI hydrogène, avec une électricité issue du mix actuel français, est de l'ordre de 175 à 250 kgCO₂ par tonne d'acier, soit une division par 7 à 10 par rapport aux procédés actuels [14] [15].

Cette technologie nécessite actuellement un minerai avec une teneur en fer supérieure à ce qui est nécessaire dans les hauts-fourneaux [16] : cette contrainte pourrait limiter le développement de la filière, à moins d'anticiper les évolutions des modes de production de minerais de fer et/ou en faisant évoluer la technologie DRI pour accepter des minerais de moindre qualité.

La technologie DRI avec du gaz d'origine fossile est au stade de développement commercial depuis les années 1960, et plus d'une centaine d'unités sont en fonctionnement dans le monde¹². Le fonctionnement avec de l'hydrogène n'est pas encore au stade commercial. Les niveaux de coûts de cette technologie DRI Hydrogène sont donc encore à affiner mais l'Agence internationale de l'énergie les a estimés, notamment dans son *Energy Technology Perspectives 2023* [13]. Encore largement supérieurs à ceux des productions traditionnelles, ces coûts pourraient s'en rapprocher dès 2030, entre 500 et 700 \$/tonne d'acier en Chine et aux Etats-Unis, et un peu moins de 800 \$/tonne d'acier en Europe (voir Figure 7).

⁹ Source : Citepa, Rapport Secten, édition 2022. <https://www.citepa.org/fr/secten/>

¹⁰ Le projet ULCOS de captation et stockage souterrain du CO₂ émis sur un haut-fourneau du site de Florange a ainsi montré les difficultés techniques, financières et d'acceptation sociale de cette solution technologique (voir partie 3.a du rapport du Sénat <https://www.senat.fr/rap/r18-649-1/r18-649-117.html>)

¹¹ Le passage de la technologie haut fourneau avec coke/charbon à DRI avec méthane permet de baisser de 40% les émissions de production de l'acier, le passage au DRI 100% H₂ permet d'aller au-delà d'une baisse de 80% des émissions. Source : European Commission, *European Steel The Wind of Change - Energy in Future Steelmaking Steel in the Energy Market Applications Greening European Steel*, 2018

¹² Source : MIDREX, 2021. *World Direct Reduction Statistics* (<https://www.midrex.com/wp-content/uploads/MidrexSTATSBook2021.pdf>)

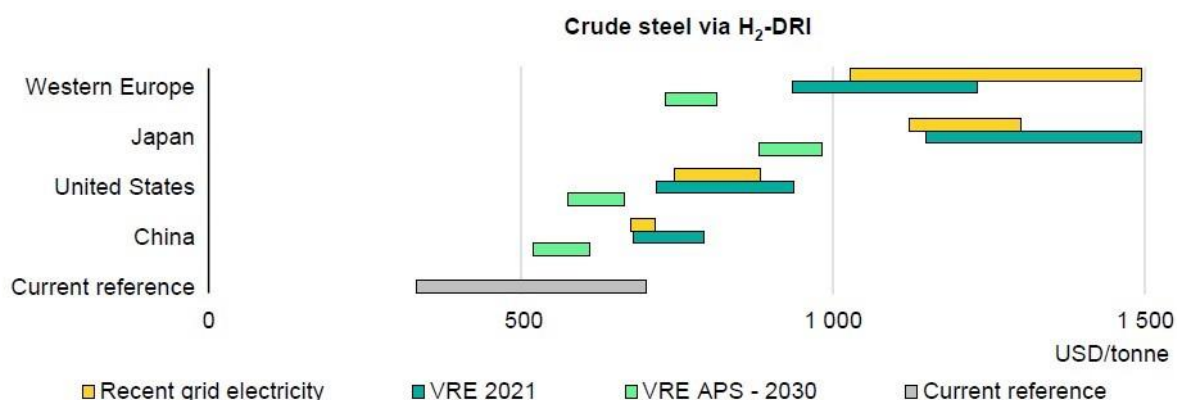


Figure 7 - Coûts de l'acier produit par DRI-H2 (en US \$ par tonne) – Source : AIE

Légende : « Current reference » = coûts des modes de production dominants actuellement sans abattement des énergies fossiles. « VRE – Variable Renewable Energy » = coûts induits par l'électrolyse à partir d'électricité solaire ou éolienne, incluant un coût additionnel de stockage d'hydrogène pour assurer un taux de charge minimum de 80%. « Recent grid electricity » montre l'évolution des valeurs de 201 sous l'effet des hausses des prix de l'électricité en 2022. « APS - Announced Pledges Scenarios » = estimations pour 2030.

3.3. Industrie de la chimie : production des oléfines

De même que l'ammoniac et le méthanol, les oléfines sont des éléments chimiques de base : éthylène, propylène, benzène, toluène et xylène (ces trois derniers composés aromatiques étant nommés ensemble BTX). Ils sont principalement utilisés pour la production de plastiques. Actuellement, les oléfines sont issues du vapocraquage dans la pétrochimie (voir Figure 8). Ils font partie des usages non énergétiques du pétrole qu'il est également nécessaire de décarboner.

En France, les oléfines sont principalement issues du vapocraquage de naphta, un co-produit du raffinage du pétrole. Les quantités produites sur le territoire national (voir tableau 2) suffisent presque à la consommation, mais il y a aussi une part d'import/export. Les volumes français de production, par rapport aux quantités mondiales, sont de l'ordre du pourcent.

	France				Monde	Prod France / Prod Monde
	Production	Consommation	Importation	Exportation	Production	
Ethylène	2,1	2,0	0,1	0,2	200	1,05 %
Propylène	1,1	1,0	0,4	0,5	80	1,37 %
BTX	0,9	1,1	0,3	0,1	100	0,9 %

Tableau 2 - Données 2020 (en Mt/an) de production consommation, importation et exportation d'oléfines en France ; et comparaison avec la production mondiale

Source : <https://lelementarium.fr/>¹³

Innovation hydrogène pour les oléfines

Une voie alternative décarbonée est le *power-to-olefins*. Il s'agit tout d'abord de produire de l'hydrogène décarboné par électrolyse, puis de réaliser la synthèse du méthanol à l'aide de CO₂. Cet e-méthanol (ou méthanol synthétique) peut ensuite être converti en éthylène et en propylène à partir de réaction MTO (*methanol-to-olefins*). Comme la réaction est largement exothermique, elle est généralement décomposée en deux étapes afin de mieux contrôler la température, en passant par le diméthyléther (DME, de formule CH₃OCH₃, aussi appelé méthoxyméthane ou éther méthylique) :

¹³ Entre production et vente, les données à disposition ne sont pas toujours concordantes. Celles du CGDD évaluent par exemple des consommations plus élevées en 2019 : 2,34 Mt pour l'éthylène, 1,443 Mt pour le propylène 0,861 Mt pour les BTX

Etape 1. Production de DME : $2 \text{CH}_3\text{OH} \rightarrow \text{CH}_3\text{OCH}_3 + \text{H}_2\text{O}$

Etape 2. Production d'éthylène : $\text{CH}_3\text{OCH}_3 \rightarrow \text{C}_2\text{H}_4 + \text{H}_2\text{O}$

Etape 2 : Production de propylène : $3 \text{CH}_3\text{OCH}_3 \rightarrow 2 \text{C}_3\text{H}_6 + 3 \text{H}_2\text{O}$

Selon les catalyseurs et les conditions de réaction, les réactions peuvent être orientées vers la production d'éthylène ou de propylène (ou un mix des deux). La transformation en BTX se fait à partir de réaction MTA (*methanol-to-aromatics*).

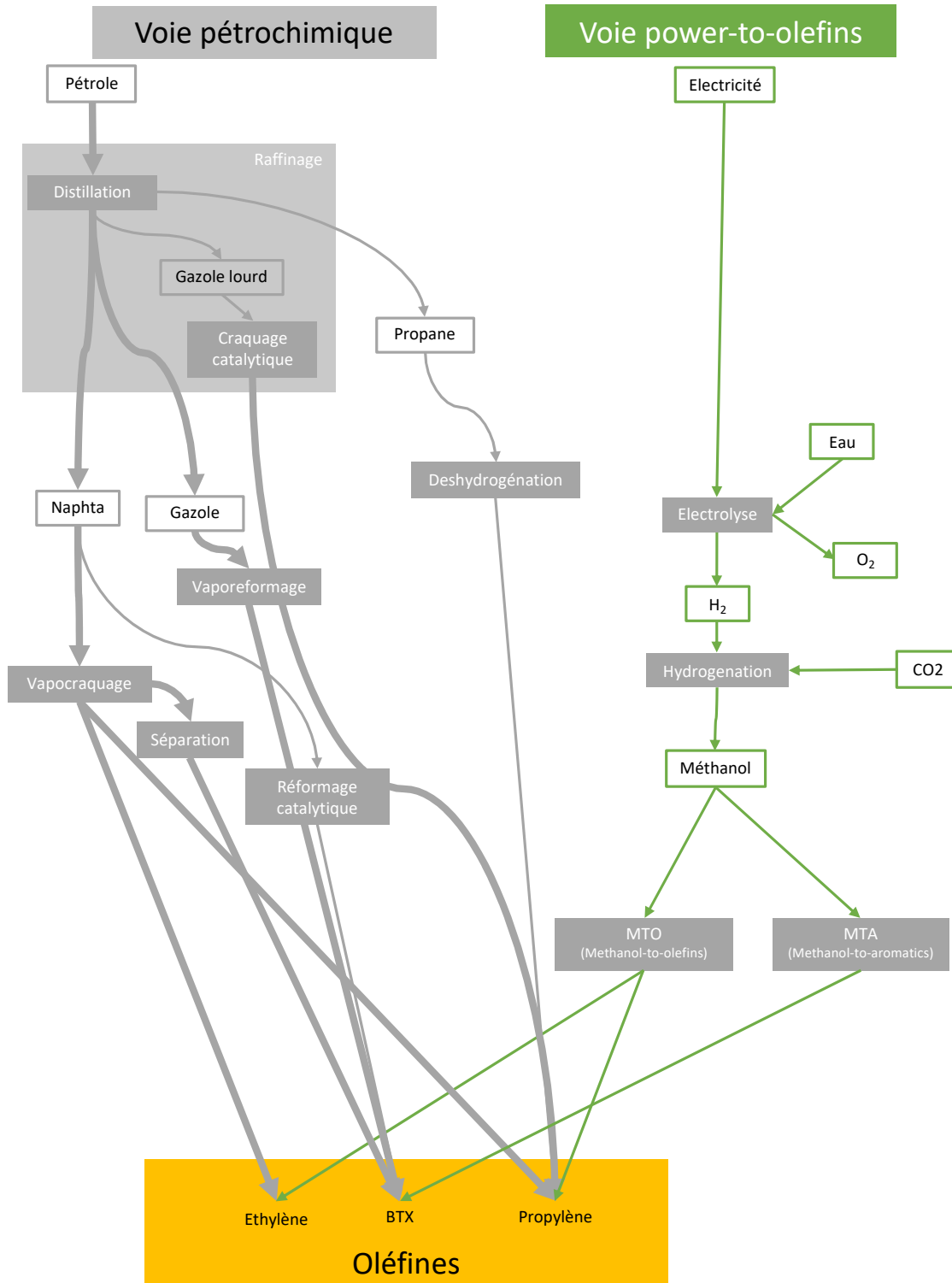


Figure 8 - Les voies de production des oléfines, actuelles et futures

D'autres voies de production d'oléfines seraient possibles en utilisant de la biomasse. Mais cette ressource est à mobiliser avec précaution pour assurer son caractère soutenable sur le très long terme, afin de ne pas voir les puits de carbone s'épuiser. Le scénario négaWatt fait le choix de consacrer la biomasse principalement à des usages matière (bois de construction, bois d'œuvre, bois d'industrie, isolants biosourcés) et aux usages énergétiques possibles avec le bois-énergie (chauffage) et le biogaz/biométhane (chaleur haute température dans l'industrie, transport lourd et longue distance, production d'électricité).

En considérant le contenu carbone du kWh éolien actuel, la production d'une tonne d'éthylène ou de propylène par MTO émettrait l'équivalent de 0,37 tCO₂¹⁴.

A l'issue de cette première mise en perspective, on constate que les trois filières de l'ammoniac, de l'acier primaire et des oléfines présentent une forte dépendance aux énergies fossiles. Elles peuvent s'en défaire grâce à l'hydrogène renouvelable, solution privilégiée dans le scénario négaWatt, avec des évolutions spécifiques envisagées pour chaque filière (voir détails dans les chapitres 4.3, 4.4 et 4.5). Ainsi, dans le SnW2022, ces trois secteurs industriels consomment 51 TWh PCS d'hydrogène en 2050 sur les 91 TWh PCS nécessaires dans le SnW2022. Ils représentent donc un enjeu majeur dans le développement de l'hydrogène renouvelable en France à l'avenir.

4. Un nouveau chemin pour l'hydrogène dans l'industrie

L'engouement pour l'hydrogène avait déjà existé dans les années 1970, puis 1990 et 2000 mais sans réelle incidence de long terme. Depuis 2018, l'intérêt de nombreux pays pour développer la filière hydrogène a de nouveau grandi et s'est traduit par de multiples plans de soutien et d'investissement. Par exemple, aux Etats-Unis, le *Inflation Reduction Act* du président Joe Biden prévoit 369 milliards de dollars pour les énergies propres et la lutte contre le changement climatique. Il inclut un soutien à l'hydrogène via des subventions graduées de 0,6 à 3 \$/kgH₂ selon l'aspect vertueux de l'hydrogène produit : un système simple qui va permettre aux Américains d'attirer très vite les industriels du secteur de l'hydrogène. De nombreux professionnels s'inquiètent de la différence d'attractivité ainsi créée des deux côtés de l'Atlantique, car ils jugent que le soutien prévu au niveau européen (voir ci-après), certes massif, va pâtir de sa complexité par rapport à la simplicité américaine. Il ne revient pas à cette étude de jauger l'importance réelle de cet écart des politiques de subvention, mais il y a là clairement un point d'attention pour les pouvoirs publics.

On ne détaille ici que les soutiens lancés par l'Union européenne et la France.

4.1. Une dynamique politique renforcée au niveau de l'UE

Le 11 Décembre 2019, la Commission Européenne a présenté le « Pacte Vert pour l'Europe »¹⁵, plus communément appelé Green Deal. Il inclut une Stratégie hydrogène¹⁶ publiée le 8 juillet 2020. Elle détermine les objectifs européens à court, moyen et long terme en matière de production d'hydrogène. Il s'agit de :

- passer la part de l'hydrogène (quel que soit le mode de production) dans le mix énergétique à 13 ou 14 % d'ici 2050, contre moins de 2 % actuellement (chiffres déjà annoncés dans la Vision stratégique pour une UE neutre pour le climat en novembre 2018) ;
- disposer d'au moins 6 GW d'électrolyseurs d'ici à 2024 pour produire jusqu'à un million de tonnes d'hydrogène renouvelable, en développant de grandes installations (jusqu'à 100 MW) ;
- disposer d'au moins 40 GW d'électrolyseurs d'ici à 2030 pour produire jusqu'à 10 millions de tonnes d'hydrogène renouvelable dans l'UE ;
- déployer à grande échelle les technologies d'hydrogène renouvelable qui seront arrivées à maturité après 2030 et à l'horizon 2050.

Dans une vision d'un large développement de la production et des usages de l'hydrogène, la Commission fait état de la nécessité de mettre en place une infrastructure logistique (transport par un réseau dorsal paneuropéen, stations d'avitaillement, etc.) et la réaffectation de l'infrastructure gazière paneuropéenne existante. Pour le transport, elle évoque le réexamen à terme du réseau transeuropéen d'énergie (RTE-E) et la législation relative au marché intérieur du gaz en vue

¹⁴ Calcul Solagro, facteur d'émission éolien terrestre 12,7 geqCO₂/kWh (base carbone ADEME) ; électrolyseur avec rendement elec->H₂ de 70% sur PCS ; hypothèses performances procédé avale électrolyseur d'après DECHEMA, « Low carbon energy and feedstock for European chemical industry », 2017

¹⁵ Voir <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=CELEX:52019DC0640>

¹⁶ Voir <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52020DC0301>

de marchés concurrentiels du gaz décarboné¹⁷. Elle est prudente sur la possibilité de mélanger de l'hydrogène dans le réseau de gaz naturel à cause d'un risque de perte de qualité du gaz.

En termes d'usage, elle identifie en particulier :

- L'industrie : raffinerie, production d'ammoniac, nouvelles formes de production de méthanol, sidérurgie ;
- La mobilité : bus urbains locaux, flottes commerciales (comme les taxis), les parties du réseau ferroviaire qui ne peuvent pas être électrifiées, navigation intérieure et transport maritime à courte distance.

Pour arriver à ses fins, la Commission envisage la possibilité de fixer des parts minimales ou de quotas d'hydrogène renouvelable ou de ses dérivés dans certains secteurs d'utilisation finale.

Respectant son approche habituelle d'un marché européen ouvert et concurrentiel, la Commission européenne estime qu'un marché "liquide" de l'hydrogène devrait se mettre en place, sur l'exemple des règles existantes pour les marchés de l'électricité et du gaz.

À la suite de la crise sanitaire, économique et sociale due au coronavirus Sars-CoV2, la Commission Européenne a présenté le 27 mai 2020 un plan de relance « Next Generation EU » dont le montant s'élève à 750 milliards d'euros afin de soutenir les Etats membres et de relancer l'économie de l'UE¹⁸. Elle y réitère sa volonté d'accélérer les investissements dans l'hydrogène, spécialement par un financement supplémentaire d'Horizon Europe¹⁹ incluant des projets portés par le Clean Hydrogen Partnership ou le projet Clean Steel.

A cause de la guerre en Ukraine, la Commission européenne souhaite se dégager plus rapidement de la dépendance aux énergies fossiles importées de Russie, en particulier le gaz naturel. Le 8 mars 2022, elle a publié une communication "RepowerEU"²⁰ proposant des solutions de substitution. Elle propose notamment que les mesures prises dans le cadre du paquet "Fit for 55" (FF55) soient changées, avec notamment un relèvement de la production et des importations d'hydrogène vert d'ici 2030 à 20 Mt d'ici 2030 (contre seulement 5,6 Mt initialement dans le FF55) dont 10 Mt importée de pays tiers. Cette hausse serait assurée par un plus fort développement des installations éolienne et solaire photovoltaïque (+80 GW au total en 2030 par rapport au FF55). Dans ce contexte, l'usage de l'hydrogène renouvelable dans l'industrie doit s'accélérer.

4.1.1. Soutien financier communautaire aux projets

Dans la stratégie Hydrogène de l'UE, il est indiqué que « les investissements cumulés en faveur de l'hydrogène renouvelable en Europe pourraient se situer entre 180 et 470 milliards d'euros d'ici à 2050, et dans une fourchette de 3 à 18 milliards d'euros pour l'hydrogène d'origine fossile bas carbone » sur la base de 500 GW d'électrolyseurs (étude ASSET, 2020). A ces besoins de financements de la production et du transport/distribution/stockage d'hydrogène s'ajouteraient les investissements côté demande (160 à 200 millions d'euros pour convertir une aciérie européenne, 850 à 1000 millions d'euros pour ajouter 400 petites stations d'avitaillement pour le transport routier).

L'enjeu majeur est de baisser le coût des électrolyseurs et donc de l'hydrogène renouvelable. Les données 2019 faisaient état d'un coût de 2,5 à 5,5 €/kgH₂ quand celui de l'H₂ d'origine fossile est d'environ 1,5 €/kg et celui de l'H₂ fossile avec captage et stockage du carbone est de 2 €/kg. Selon les dernières évaluations de l'Agence internationale de l'énergie [17], le coût de l'hydrogène renouvelable à l'horizon 2030 serait concurrentiel avec celui d'origine fossile (voir Figure 9).

Pour combler cet écart de coûts, l'UE considère qu'il faut un cadre réglementaire favorisant un marché liquide de l'hydrogène, avec des mesures incitatives aussi bien pour l'offre que pour la demande. Pour ce faire, « des règles appropriées en matière d'aides d'État » pourront être adoptées, notamment dans le cadre des nouvelles lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie. Ces nouvelles lignes directrices²¹ ont été publiées en janvier 2022 par la Commission européenne (voir Annexes). Elles font l'objet de vives discussions fin 2022 entre États membres, certains remettant en cause les règles proposées par la Commission pour séparer (*unbundling*) l'exploitation des réseaux d'hydrogène et les activités de production / fourniture d'hydrogène.

Le régime de soutien à l'hydrogène, « sous réserve du respect des règles de concurrence » pourrait prendre la forme d'un système d'appel d'offres pour des contrats d'écart compensatoire appliqués au carbone (CCfD). Sa mise en place pourrait se faire avec le soutien du Fonds pour l'innovation du SEQE (Système d'échanges de quotas d'émission ; ETS – *Emission Trading Scheme* – en anglais). Un autre type de soutien direct transparent et fondé sur le marché pourrait soutenir l'hydrogène renouvelable par voie d'appels d'offres concurrentiels (notamment pour les électrolyseurs).

¹⁷ Directive 2009/73/CE et règlement (CE) n°715/2009

¹⁸ Voir <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=CELEX:52020DC0456>

¹⁹ Voir https://single-market-economy.ec.europa.eu/industry/strategy/hydrogen/funding-guide/eu-programmes-funds/horizon-europe_en

²⁰ Voir https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:71767319-9f0a-11ec-83e1-01aa75ed71a1.0002.02/DOC_1&format=PDF

²¹ Voir https://ec.europa.eu/competition-policy/sectors/energy-and-environment/legislation_en

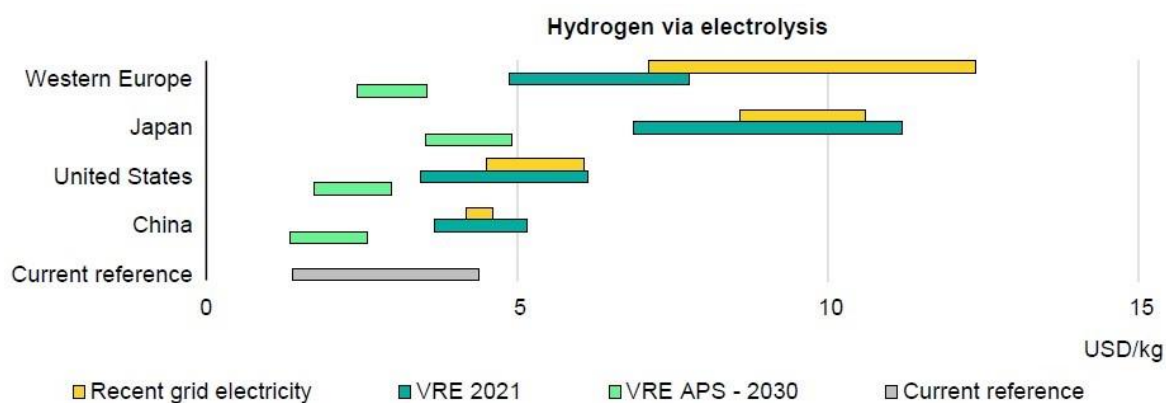


Figure 9 - Coûts de l'hydrogène renouvelable produit par électrolyse (en US \$ par kg)
Source : AIE

*Légende : « Current reference » = coûts des modes de production dominants actuellement sans abattement des énergies fossiles.
 « VRE – Variable Renewable Energy » = coûts induits par l'électrolyse à partir d'électricité solaire ou éolienne.
 « Recent grid electricity » montre l'évolution des valeurs de 201 sous l'effet des hausses des prix de l'électricité en 2022.
 « APS - Announced Pledges Scenarios » = estimations pour 2030.*

Encadré 3 : Les projets importants d'intérêt commun

Afin de stimuler le déploiement et la massification des solutions hydrogène, la Commission européenne a lancé à date deux vagues de Projets importants d'intérêt commun (PIIEC, ou *Important Project of Common European Interest – IPCEI*). La première, appelée IPCEI Hy2Tech, a validé l'appui de 15 États membres à 41 projets impliquant 35 entreprises, pour un total de 5,4 milliards d'euros de financements publics. La seconde, appelée IPCEI Hy2Use, a validé l'appui de 13 États membres à 35 projets impliquant 29 entreprises, pour un total de 5,2 milliards d'euros de financements publics. Ces soutiens devraient faire lever pour lever respectivement 8,8 et 7 milliards d'euros de fonds privés. IPCEI Hy2Tech cible surtout des projets sur les technologies d'électrolyse, les piles à combustibles, les moyens mobiles de stockage d'hydrogène. Les projets « utilisateurs » sont surtout dans le transport. IPCEI Hy2Use porte sur les infrastructures et sur les applications de l'hydrogène dans l'industrie. Sur ce dernier volet, deux projets ont été retenus en France :

- Air Liquide (projet Normand'Hy) prévoit 200 MW d'électrolyse avec Siemens Energy sur le site de Port-Jérôme-sur-Seine en Normandie. Total Energies a conclu un PPA avec Air Liquide pour lui fournir l'électricité renouvelable nécessaire à l'électrolyse, et l'hydrogène produit servira dans sa raffinerie de Gonfreville ;

- Le projet Masshyla regroupe Total Energies et Engie pour 40 MW d'électrolyse (à partir de solaire photovoltaïque) fournissant 5 tonnes d'hydrogène par jour pour la production de biocarburants sur la raffinerie de La Mède en région PACA.

Dans les autres pays, on a par exemple :

- Borealis et Verbund en Autriche s'allient pour installer une production d'engrais azotés à partir d'hydrogène renouvelable, via 60 MW d'électrolyse, sur le site de Linz ;

- Le projet Hybrit en Suède de production d'acier par DRI hydrogène (voir partie 4.4) ;

- SardHy en Italie (Sardaigne) va permettre à Enel Green Power d'alimenter en électricité renouvelable des électrolyseurs (20 MW) afin de produire de l'hydrogène nécessaire à la raffinerie de Saras ;

- ENI en Italie, également avec EnelGreen Power, va alimenter deux raffineries (une à Gela et une à Taranto) en hydrogène renouvelable avec respectivement 20 MW et 10 MW d'électrolyse ;

- NextChem en Italie a un projet de centrale produisant de l'hydrogène via un gaz de synthèse issu de déchets non-recyclables. Prévu pour 2027, le site commencerait par produire 1500 tonnes d'hydrogène par an (et 55 000 tonnes d'éthanol) pour progressivement monter à 20 000 tonnes d'hydrogène (et moins d'éthanol).

4.1.2. Enjeu autour de la définition de l'hydrogène renouvelable et bas-carbone

Dans le Green Deal, la priorité de la Commission européenne est le développement de l'hydrogène renouvelable, « *produit principalement à partir d'énergie éolienne et solaire* ». A terme, cet hydrogène renouvelable doit commencer « *à jouer un rôle dans l'équilibrage d'un système électrique fondé sur les énergies renouvelables* ».

Pour autant, vu la multiplicité des modes de production de l'hydrogène et des ressources électriques utilisées pour l'instant, la Commission européenne distingue différents termes dans sa Stratégie Hydrogène :

- « Hydrogène électrolytique » = H₂ produit par électrolyse de l'eau quelle que soit la source d'électricité ;
- « Hydrogène renouvelable » ou « Hydrogène propre » = H₂ électrolytique produit avec de l'électricité d'origine renouvelable. Le critère est que la quantité d'émissions de gaz à effet de serre sur la totalité du cycle de vie est proche de zéro. Ce qui conduit à considérer que l'hydrogène renouvelable peut être produit par reformage du biogaz ou par conversion chimique de la biomasse (si conforme aux exigences de durabilité) ;
- « Hydrogène d'origine fossile » = H₂ produit à partir de combustibles fossiles, générant de fortes émissions de gaz à effet de serre (9 kg CO₂eq/kgH₂ selon l'IEA, mais en empreinte carbone, les estimations montent à 13 kg CO₂eq/kgH₂ pour le vaporeformage du méthane fossile et à 15 kg CO₂eq/kgH₂ en moyenne mondiale [17]) ;
- « Hydrogène d'origine fossile avec captage du carbone » = H₂ d'origine fossile émettant moins de gaz à effet de serre soit par captage soit par un processus moins émetteur (par exemple la pyrolyse) ;
- « Hydrogène bas carbone » = tous les hydrogène dont la production permet de réduire les émissions de GES. A date, le seuil retenu au niveau européen est de 3 kgCO₂eq/kgH₂

Ces définitions maintiennent une ambiguïté dans le cas d'une électricité à forte composante nucléaire : cette électricité permet-elle de produire un « hydrogène propre » (si on considère que le critère ACV gaz à effet de serre est « proche de zéro ») ou un « hydrogène bas carbone » ?

Par ailleurs, pour que l'information sur la nature de l'hydrogène soit claire, la Commission évoque un seuil / une norme commune sur la base de la performance en matière d'émissions de gaz à effet de serre tout au long du cycle de vie des installations de production d'hydrogène. Il/elle pourrait être défini par rapport au référentiel du Système d'échanges de quotas d'émission (SEQE), en lien avec la directive sur les énergies renouvelables, comme le fait déjà la méthode CertifHy²².

Dans le cadre des enceintes multilatérales, la Commission européenne souhaite participer à l'élaboration de normes internationales sur l'hydrogène et la fixation de définitions et méthodes communes pour déterminer les émissions globales provenant de chaque unité d'hydrogène produite et transportée jusqu'à l'utilisation finale, ainsi que l'établissement de critères de durabilité internationaux.

Pour avancer sur ce sujet des définitions, la Commission européenne a proposé le 20 mai 2022 deux actes délégués dans le cadre de la directive RED II sur les énergies renouvelables. Le premier porte sur la production de carburants renouvelables d'origine non biologique (*Renewable Fuels of Non-Biological Origins* – RFNBO) pour le transport, c'est-à-dire ceux produits à partir d'électricité. Le second doit déterminer la méthodologie pour estimer les émissions de gaz à effet de serre évitées par ces RFNBO. Les deux ont donc un impact direct sur la définition de l'hydrogène renouvelable. Un des enjeux portés par ces actes délégués est le critère d'additionnalité²³ et le fait que les électrolyseurs construits durant une « période de transition » (entre maintenant et 2027) en seraient exemptés (*grandfathering clause*). De nombreuses critiques ont été faites sur le critère d'additionnalité pour qu'il soit renforcé ou au contraire diminué voire supprimé ; sur la durée de la période de transition (étendue jusqu'à 2030) ; sur le risque de double compte²⁴ de la part des énergies renouvelables ; ou sur le pas de temps (horaire ou mensuel) sur lequel l'approvisionnement des électrolyseurs se fera par ces EnR. Le débat a abouti à la publication des deux actes délégués par la Commission européenne début 2023²⁵. Ils définissent une voie médiane et progressive au regard des différentes prises de position des États membres dont la France qui souhaitait que l'hydrogène bas-carbone (sous-entendu à forte composante nucléaire) soit pris en compte au même titre que l'hydrogène renouvelable. France Hydrogène résume ainsi la solution retenue par la Commission : « *Pour tout mix électrique présentant un contenu carbone inférieur à 18gCO₂eq/MJ (défini au niveau de la bidding zone), les électrolyseurs connectés au réseau électrique pourront comptabiliser jusqu'à 100 % de leur production comme RFNBOs à condition qu'ils soient approvisionnés en quantités équivalentes d'énergies renouvelables via des Power Purchase Agreements (PPAs). L'électrolyseur devra être localisé dans la même bidding zone que les actifs d'énergies renouvelables auxquels il est relié via des PPAs (corrélation géographique), et*

²² Voir <https://www.certifhy.eu/>

²³ Additionnalité : serait considéré comme hydrogène renouvelable uniquement celui produit par électrolyse via 1) une source directe d'électricité renouvelable dédiée ou 2) dans le cadre d'un PPA avec un parc EnR proche ou 3) un réseau où le taux de pénétration des EnR est d'au moins 90 % ou 4) de l'électricité excédentaire lorsqu'il y a un déséquilibre sur le réseau (production > consommation)

²⁴ Voir par exemple <https://network.bellona.org/content/uploads/sites/3/2022/06/Explainer-on-the-Delegated-Acts-on-RFNBOs-and-GHG-emissions-reductions-2022.pdf>

²⁵ Les deux actes ont été publiés le 7 février 2023 et sont disponibles ici : https://energy.ec.europa.eu/delegated-regulation-union-methodology-rfnbos_en et là : https://energy.ec.europa.eu/delegated-regulation-minimum-threshold-ghg-savings-recycled-carbon-fuels-and-annex_en

fonctionner aux moments de production d'électricité par ces actifs d'énergies renouvelables. Cette corrélation temporelle peut être mensuelle jusqu'au 31 décembre 2029, mais passera au pas horaire dès le 1er janvier 2030. Ainsi, en France et en Suède, les actifs d'énergies renouvelables auxquels sont connectés les électrolyseurs via des PPA, n'auront impérativement ni à être additionnels (c'est-à-dire mis en service au plus tard 36 mois avant la mise en service des électrolyseurs), ni à respecter le critère d'absence d'aides d'Etat ».

Ce cahier d'acteur n'entre pas dans le débat des différents critères pour une seule et bonne raison : dès lors que le scénario négaWatt est pris comme référence, ce qui est le cas dans ce document, la production d'électricité devient à terme 100 % renouvelable et les questions autour de l'additionnalité, de l'hydrogène bas-carbone, etc. ne se posent plus. Il est néanmoins évident que, pour en arriver là, la montée en puissance des énergies renouvelables doit être plus rapide que lors de la décennie 2010-2020, afin que les nouvelles puissances EnR installées satisfassent à la fois le besoin direct d'électricité et le besoin de production d'hydrogène. En ce sens, tout critère renforçant l'apport des énergies renouvelables électriques pour développer l'électrolyse, en sus de l'augmentation de la part des EnR dans le mix électrique, est le bienvenu.

On notera qu'en France, par ordonnance du 21 février 2021, le Gouvernement a mis fin à la désignation des différents types d'hydrogène auparavant faite par couleur²⁶, pour les désigner selon leur mode de production. Elle définit donc trois types d'hydrogène (art. L. 811-1 du code de l'énergie) :

- **L'hydrogène renouvelable** est produit soit par électrolyse en utilisant de l'électricité issue de sources d'énergies renouvelables telles que définies à l'article L. 211-2, soit par toute autre technologie utilisant exclusivement une ou plusieurs de ces mêmes sources d'énergies renouvelables et n'entrant pas en conflit avec d'autres usages permettant leur valorisation directe. Dans tous les cas, son procédé de production émet, par kilogramme d'hydrogène produit, une quantité d'équivalents dioxyde de carbone inférieure ou égale à un seuil ;
- **L'hydrogène bas-carbone** désigne l'hydrogène dont le procédé de production engendre des émissions inférieures ou égales au seuil retenu pour la qualification d'hydrogène renouvelable, sans pouvoir, pour autant, recevoir cette dernière qualification, faute d'en remplir les autres critères. Donc cette catégorie inclut l'hydrogène produit avec de l'électricité d'origine nucléaire, ou des processus de production associé à des CCUS.
- **L'hydrogène carboné** est l'hydrogène qui n'est ni renouvelable, ni bas-carbone.

L'ordonnance inclut aussi l'hydrogène coproduit lors de processus industriels tiers.

4.2. La France se lance dans l'hydrogène

En 2018, la France lance un plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique, avec une enveloppe de 100 millions d'euros [18]. Ce plan en trois axes vise à développer la production d'hydrogène par électrolyse pour l'industrie, développer la filière transport, et développer le recours à l'hydrogène comme élément de stabilisation du réseau énergétique. Les objectifs de ce plan ont été inscrits dans la Programmation pluriannuelle publiée en 2020 pour la période 2019-2023 et 2024-2028, notamment avec l'objectif de 10 % de production d'hydrogène décarboné dans l'hydrogène industriel d'ici 2023, et entre 20 et 40 % d'ici 2028. Dans ce cadre, l'ADEME a lancé deux appels à projets dont un relatif à la « Production et fourniture d'hydrogène décarboné pour les consommateurs industriels ». Lancé en février 2019, il avait retenu cinq projets pour une enveloppe globale de 11,5 millions d'euros financée par les fonds du Programme d'investissement d'avenir²⁷. Malheureusement, ces cinq projets n'ont pas pu aboutir, ce qui montre que toutes les conditions ne sont pas encore réunies, y compris avec des aides publiques. L'autre appel sur le transport a mobilisé presque sept fois plus de fonds publics (80 millions d'euros) sur des projets de flottes de véhicules professionnels.

4.2.1. Apports législatifs de la loi Energie Climat

En 2019, la loi énergie climat est venue compléter le cadre législatif. L'article premier inscrit le développement de « l'hydrogène bas-carbone et renouvelable et ses usages industriels, énergétiques et pour la mobilité » (article 100-4 du code de l'énergie) parmi les objectifs de la politique énergétique française. Cette loi a aussi permis au Gouvernement d'adopter une ordonnance pour compléter le cadre juridique²⁸ relatif à l'hydrogène, publiée le 7 février 2021.

Une autre ordonnance, publiée le 21 février 2021, permet à l'hydrogène de faire son entrée dans le code de l'énergie, en ajoutant un nouveau livre VIII (et en modifiant à cette occasion le code minier, pour étendre à l'hydrogène le régime légal

²⁶ Ces codes couleurs ont par exemple été repris dans cette infographie récente : <https://urlz.fr/jzrv>

²⁷ Voir https://presse.ademe.fr/wp-content/uploads/2020/01/CP_-_Acc%C3%A9l%C3%A9ration-le-d%C3%A9veloppement-de-la-fili%C3%A8re-hydrog%C3%A8ne-VDEF.pdf

²⁸ Voir <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000043148001/>

applicable au stockage souterrain). Comme on l'a vu précédemment, cette ordonnance définit trois types d'hydrogène. Elle instaure aussi deux systèmes de traçabilité de l'hydrogène :

- un système de garantie pour certifier qu'une quantité d'hydrogène produit est renouvelable ou bas carbone. Cette garantie peut être valorisée par le producteur, elle manifeste le soutien du consommateur à une filière vertueuse ;
- des garanties de traçabilités.

Ce système doit pouvoir accueillir les garanties délivrées par les partenaires européens. Dans le rapport au Président relatif à cette ordonnance, il est indiqué que ces garanties seront gérées par un organisme indépendant, sur le modèle de celui qui existe déjà pour l'électricité²⁹.

Enfin, cette ordonnance introduit un cadre de soutien à la production d'hydrogène décarboné (renouvelable ou bas carbone) par électrolyse de l'eau. L'enjeu est de réduire l'écart de compétitivité avec l'hydrogène carboné moins cher.

Cette ordonnance a par ailleurs fait l'objet d'un projet de loi pour sa ratification le 5 mai 2021. Ce projet de loi a été renvoyé à la Commission Affaires économiques, sans annonce de date pour l'examen en chambre parlementaire³⁰. Elle doit néanmoins être complétée (par arrêté ministériel), notamment en termes de définition du seuil d'émission des différents types d'hydrogène (en kgCO₂eq/kgH₂), de la forme que le mécanisme de soutien prendra, et au sujet des mécanismes de traçabilité.

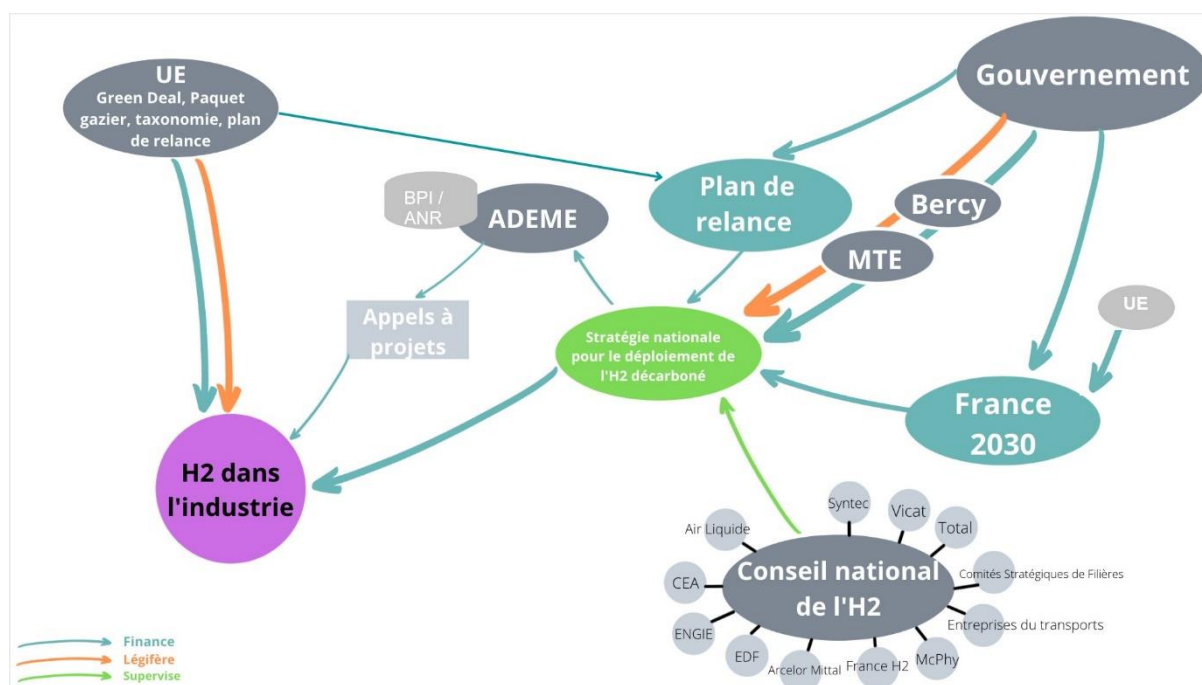


Figure 10 - Représentation schématique des soutiens français et européens à l'hydrogène dans l'industrie

4.2.2. Stratégie nationale pour l'hydrogène décarboné

Depuis 2020, l'hydrogène se trouve au cœur du plan de relance annoncé par le Président français. Une enveloppe de 7,2 milliards d'euros a été attribuée à la *Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné*, dont 2 Mds € dans le cadre du plan de relance 2021-2022, financé à 40 % par le plan de relance européen. Cette stratégie renforce radicalement la politique française pour le développement de l'hydrogène. Elaborée en consultation avec les acteurs de la filière, au cours d'un appel à manifestation d'intérêt engagé au premier semestre 2020, elle fixe un objectif ambitieux de 6,5 GW d'électrolyseur d'ici 2030.

Cette stratégie met en avant trois priorités : décarboner l'industrie en faisant émerger une filière française de l'électrolyse ; développer une mobilité lourde à l'hydrogène décarboné et développer des projets territoriaux d'envergure en incitant à

²⁹ Voir <https://www.legifrance.gouv.fr/iorf/id/JORFTEXT000043147996>

³⁰ Voir https://www.assemblee-nationale.fr/dyn/15/dossiers/alt/ordonnance_relative_a_hydrogene

mutualiser les usages ; soutenir la recherche, l'innovation et le développement de compétences pour favoriser les usages de demain.

Pour la période 2020-2023, un premier budget de soutien de 3,4 milliards € est débloqué dont 54 % doivent aller à la décarbonation de l'industrie. Selon le Conseil national de l'hydrogène, près de 2 milliards € de soutien public étaient engagés à fin 2021³¹. Dans le cadre du plan de relance France 2030 présenté en octobre 2021, 1,9 milliard € supplémentaires ont été attribués à la filière hydrogène. Au total, sur les 9,1 milliards € que la France veut consacrer au développement de l'hydrogène par électrolyse, 2,1 Md€ sont engagés sur les 10 projets français du premier PIIEC et 4 Md€ sont réservés au mécanisme de soutien à la production³².

Enfin, les plans de transition sectoriels de l'ADEME traitent du sujet hydrogène qui concerne plus ou moins directement certaines filières (voir encadré 4). Par ailleurs, au sein du Conseil national de l'industrie, le Comité stratégique de filière des nouveaux systèmes énergétiques a inclus l'hydrogène dans son nouveau contrat 2021-2023. Le contrat a pour but de « développer une industrie européenne de l'hydrogène renouvelable/bas carbone de plus en plus compétitive ». Il prévoit notamment de massifier les usages, en particulier dans les bassins autour de grands projets industriels et énergétiques d'hydrogène bas carbone.

Encadré 4. Les plans de transition sectoriel de l'ADEME

Les plans de transition sectoriels (PTS), pilotés par l'ADEME, font partie du projet LIFE Finance ClimAct et ont pour but de favoriser l'investissement dans la transition de l'industrie énérgo-intensive française, en vue de sa décarbonation à horizon 2050. Ils concernent neuf filières industrielles (acier, aluminium, ciment, ammoniac, chlore, éthylène, papier carton, sucre et verre). Ces plans construisent des scénarios de décarbonation visant à atteindre les objectifs énergie-climat français à horizon 2050 (-81 % d'émissions par rapport à 2015 pour l'industrie). Ces plans quantifient les impacts sur les coûts de production, évaluent les besoins d'investissements climat et analysent les mutations dans le secteur de l'emploi. Les PTS proposent par ailleurs des actions publiques et privées pour mettre en place les conditions socio-économiques nécessaires à la décarbonation des secteurs enquêtés. Plusieurs des PTS abordent l'hydrogène :

- le secteur du ciment, où l'apport de chaleur par combustion d'hydrogène décarboné (qualifié d'électrification indirecte) est possible, avec néanmoins des contraintes techniques pouvant conduire à un développement limité ;
- le secteur de l'acier, pour lequel l'hydrogène est présenté comme un levier technologique de décarbonation, spécialement pour la filière des hauts-fourneaux. La maturité technologique est estimée à approximativement une dizaine d'années [19] ;
- le secteur de la chimie qui, malgré des spécificités, peut utiliser l'hydrogène bas carbone comme un intrant de matière renouvelables. C'est en particulier le cas pour la production d'ammoniac dont la production actuelle nécessiterait 2,2 GW de capacité d'électrolyseur (estimation ADEME) ;
- le secteur du verre, où la substitution des combustibles fossiles par de l'hydrogène est envisagée comme levier technique. Cependant, un remplacement des fours serait nécessaire, puisque les fours actuels ne seraient capables de remplacer que 20 % de méthane par de l'hydrogène.

³¹ Voir <https://www.conseil-national-industrie.gouv.fr/cni-action/des-actions-transverses/conseil-national-de-l-hydrogene>

³² Voir la déclaration d'Emmanuel Macron le 8 novembre 2022 sur l'industrie : <https://www.elysee.fr/emmanuel-macron/2022/11/08/devenir-le-leader-des-energies-vertes>

4.3. Fabrication d'ammoniac par hydrogène bas-carbone

L'abandon de l'hydrogène pour le méthane afin de produire de l'ammoniac les décennies passées est forcément remis en cause dans le cadre de ces nouvelles politiques publiques de décarbonation. L'IRENA a justement comptabilisé un fort regain pour la solution hydrogène [12] : en moins de trois ans, 60 projets ont été annoncés dans le monde, représentant une capacité de 15 Mt d'ammoniac à l'horizon 2030 (soit 6 % de la capacité mondiale), et 71 Mt pour 2040.

Des développements sont aussi en cours pour améliorer la technologie et en particulier rendre flexible le procédé Haber-Bosch, ce qui permettrait à l'ensemble du procédé de mieux s'adapter aux contraintes du système électrique basé sur les renouvelables. La France dispose d'un projet d'envergure sur un site de Borealis (voir encadré 5) et dans le monde on voit par exemple :

- au Royaume-Uni, le Laboratoire de Rutherford Appleton à Oxford accueille un projet porté par Siemens pour une capacité de 30 kg NH₃ par jour ;
- au Danemark, Haldor Topsoe annonce construire un démonstrateur de 300 tonnes NH₃ par an en 2025. L'électrolyseur produira l'hydrogène et l'azote, ce qui permettrait un gain énergétique de 30 % ;
- en Australie Occidentale, Engie et Mitsui mènent le projet YURI avec l'objectif de produire 640 tonnes H₂ par an, intégralement dédiées à la production d'ammoniac du site de Yara à Karratha. L'hydrogène sera produit par 10 MW d'électrolyseurs alimentés par 18 MW de photovoltaïque et un stockage par batteries de 8 MW ;
- au Japon, au Fukushima Renewable Energy Institute (FREIA), un projet vise une capacité de 20 kgNH₃ par jour.

Encadré 5. Projet de Borealis sur son site d'Ottmarsheim

Sur son site de production d'Ammoniac et d'engrais d'Ottmarsheim en Alsace, Borealis travaille en collaboration avec Hynamics pour convertir une partie de la production d'ammoniac au procédé d'électrolyse. Le dimensionnement de l'électrolyseur permettra de fournir 15 % de l'hydrogène nécessaire pour la synthèse de l'ammoniac. Etant donné la forte intégration thermique et matière des procédés de vaporeformage et du procédé Haber-Bosch, ces 15 % présentent une limite au-delà de laquelle il serait nécessaire de modifier de manière significative la production d'ammoniac. L'électrolyseur est dimensionné à 50 MW ce qui pourrait également laisser une marge pour fournir de l'hydrogène pour d'autres usages. Le projet une fois mis en œuvre devrait permettre d'éviter environ 48 000 teqCO₂/.

4.3.1. Evolution envisagée dans le scénario négaWatt

Le scénario négawatt est couplé au scénario Afterres³³ pour prendre en compte les systèmes agricole et alimentaire. Ce dernier modélise leurs évolutions en intégrant une variation de la demande (en particulier du régime alimentaire) et une évolution des pratiques agricoles vers plus d'agroécologie. Il en résulte une baisse de consommation d'engrais azoté minéraux de 20 % en 2030 et 52 % en 2050 (par rapport à la consommation de 2010). Cette baisse est liée à une utilisation plus efficace des engrais azotés, mais surtout à la mise en œuvre de pratiques d'agroécologie avec notamment :

- un allongement des rotations des cultures permettant l'introduction de légumineuses qui fixent l'azote de l'air ;
- la généralisation des couverts d'intercultures, pouvant comporter des légumineuses, mais permettant surtout de limiter le lessivage des nitrates.

En complément, des engrais organiques principalement issus des digestats de méthanisation de matières organiques se substitueront pour partie aux engrais minéraux.

Cette division par deux de la consommation d'engrais azoté de synthèse ne se répercute pas sur la production française d'engrais (voir Figure 11) mais permet de réduire les importations françaises de moitié et ainsi d'augmenter l'autonomie, un enjeu important pour la souveraineté alimentaire de la France.

³³ Scénario élaboré par Solagro : <https://afterres2050.solagro.org/>

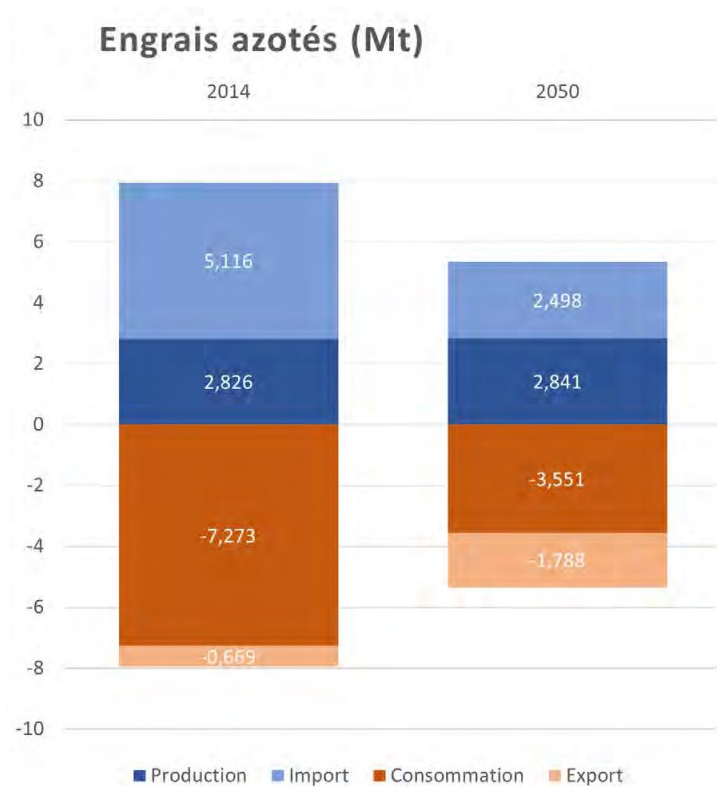


Figure 11 - Bilan de production, consommation, import, export en France des engrais azotés de synthèse en 2014 et 2050 dans le scénario négaWatt

Ainsi, malgré une forte baisse de consommation de son usage dominant (les engrais), la production d’ammoniac en France peut être maintenue en 2050 à un niveau similaire à celui d’aujourd’hui (voir Figure 12). Cette production nécessite néanmoins d’être décarbonée, et de basculer du procédé actuel basé sur la consommation de gaz naturel, vers un procédé basé sur de l’hydrogène produit par électrolyse. Cette bascule est réalisée d’un seul coup en 2035 dans le SnW2022 (voir Figure 13).

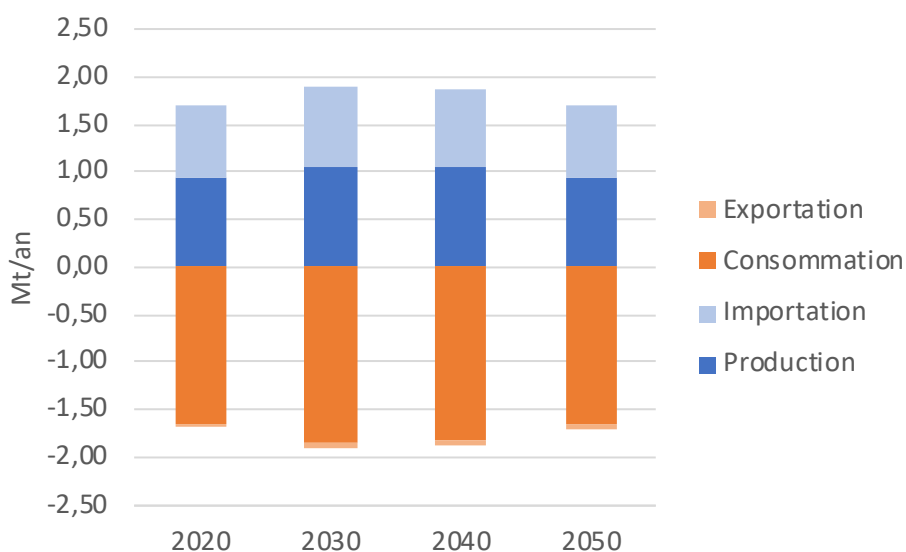


Figure 12 - Bilan de production, consommation, import, export d’ammoniac en France entre 2020 et 2050 dans le scénario négaWatt

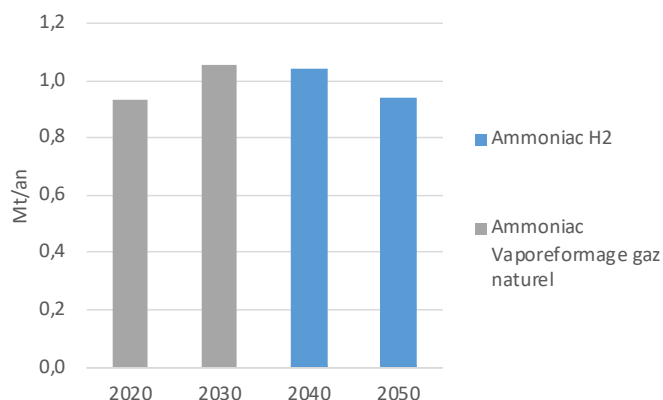


Figure 13 - Mix de production d'ammoniac en France entre 2020 et 2050 dans le scénario négaWatt

La bascule totale faite en 2035 vers la solution hydrogène est un choix de modélisation qui, bien sûr, ne peut pas refléter la réalité. Il permet juste d'identifier un horizon de production/consommation d'ammoniac issu d'hydrogène en 2040.

Si on considère que les quatre sites existants de production d'ammoniac restent en fonctionnement à l'avenir, permettant ainsi de conserver les chaînes de production d'engrais situées à l'aval, leur conversion à l'hydrogène par électrolyse nécessiterait :

- une capacité d'électrolyseur de 2400 à 3100 MW entre 2040 et 2050. Les quatre sites représenteraient une production cumulée moyenne de 175 kt d'hydrogène par an sur cette période. La consommation d'électricité pour l'électrolyse s'élèverait autour de 9 TWh ;
- un investissement de 4 milliards d'euros au total³⁴, pour une capacité annuelle d'un million de tonnes d'ammoniac (quatre sites de 250 kt chacun). Ce niveau d'investissement intègre un surdimensionnement des électrolyseurs pour fonctionner à 3400 heures par an en 2050.

4.3.2. Comparaison avec les scénarios ADEME

Tous les scénarios ADEME font le choix de la production d'ammoniac à partir d'électrolyse de l'eau, tout comme le scénario négaWatt. Les différences de consommation d'hydrogène pour ce secteur industriel se font donc sur le niveau de production de NH₃, avec trois principales composantes :

- la consommation pour la production d'engrais (principal usage de l'ammoniac). La demande subit une forte baisse par rapport à 2014 allant de -40 % dans S1 à -55 % dans S2, des valeurs similaires au scénario négaWatt. Par contre la réduction est limitée dans S3 (-19 %) et encore plus dans S4 (-9 %) ;
- la consommation pour les autres usages (principalement plastique). Les scénarios S3 et S4 indiquent des hausses importantes dans ce secteur de consommation (usage transport et biens de consommation) ;
- le solde commercial : le solde importateur est fortement réduit dans les scénarios S1 et S2, il est maintenu pour les autres scénarios de l'ADEME, comme dans le SnW2022.

Au final les consommations d'hydrogène pour la production d'ammoniac sont assez voisines dans tous les scénarios, entre 5 et 7 TWh PCS. Le plus grand écart se trouve entre les scénarios S2 et S4 de l'ADEME, et le scénario négaWatt est dans une position intermédiaire haute (6,5 TWh PCS H2).

³⁴ Solagro, d'après [12]

AMMONIAC	2014	ADEME S1	ADEME S2	ADEME S3	ADEME S4	NEGAWATT
Production (Mt/an) et évolution p.r. à 2014 (%)	0,91	0,83 -9%	0,69 -24%	1,01 +11%	1,05 +15%	0,94 +3%
Consommation (Mt/an) et évolution p.r. à 2014 (%)	1,61	1,08 -33%	0,9 -44%	1,72 +7%	1,95 +21%	1,65 +2,5%
Solde commercial (Mt/an)	-0,7	-0,2	-0,2	-0,7	-0,9	-0,71
Ratio Solde / Production (%)	-77%	-25%	-30%	-70%	-86%	-75%
Consommation H ₂ en kt/an et en TWh PCS		147 5,8	123 4,8	180 7,1	186 7,3	166 6,5

Tableau 3 - Principales données sur l'ammoniac en 2050 (par rapport à 2014) dans les scénarios de l'ADEME et de négaWatt

4.4. Réduction directe du fer par l'hydrogène

A l'instar du secteur de l'ammoniac, celui de l'acier multiplie les annonces de projet pour passer au DRI hydrogène. Dès les années 1990, Tenova avait testé un pilote au Mexique de 9 kt/an avec 90 % d'hydrogène. Les nouveaux projets envisagent un tout autre ordre de grandeur, par exemple :

- Le projet SALCOS du sidérurgiste allemand Salzgitter en Basse-Saxe. Son démonstrateur DRI H₂ prévoit tout d'abord un fonctionnement flexible méthane / H₂. Ensuite, une capacité de production de 1,9 Mt d'acier en DRI H₂ sera mise en service en 2025 (soit 30 % de réduction des émissions de CO₂). La deuxième tranche sera convertie en 2030 pour atteindre -60% d'émissions, et l'ensemble de la capacité du site sera converti au DRI H₂ (-95 % des émissions) en 2033 ;
- Thyssenkrupp, sidérurgiste allemand également, prévoit la mise en service d'une unité DRI de 2,5 Mt/an fonctionnant à l'hydrogène sur son site de Duisburg. Sur le même site, il est déjà prévu de passer une partie du haut-fourneau (70%) à l'hydrogène, avec un électrolyseur de 100 MW opéré par RWE ;
- Le projet Hybrit envisage la création d'une nouvelle aciérie par un consortium suédois réunissant SSAB (sidérurgiste), LKAB (compagnie minière) et Vatenfall (énergéticien scandinave). Le pilote a démarré en 2020 à Lulea (Suède) et sa première tonne d'acier devrait être produite en 2026 avec un coût 20 à 30% plus élevé. Un démonstrateur industriel de capacité 1,2 Mt/an est aussi prévu à Gällivare (25 % de la capacité de production de la Suède), avec 500 MW d'électrolyseur ;
- Le groupe Arcelor Mittal a annoncé en 2021 investir dans des capacités de DRI jusqu'à 3,5 Mt/an d'ici 2030, avec un fonctionnement au gaz naturel au début puis une bascule vers l'hydrogène. La maturité technologique en DRI H₂ est attendue pour 2025. En 2022, Arcelor Mittal a annoncé avoir testé avec succès le remplacement de 7 % du gaz naturel d'un DRI par de l'hydrogène dans son aciérie de Contrecoeur au Québec ³⁵. Il prévoit aussi un investissement de 1,8 milliard de dollars canadiens pour passer au DRI méthane son site de Hamilton en Ontario, avec un fort soutien du Gouvernement du Canada.

En France, le même Arcelor Mittal a annoncé en février 2022³⁶ investir 1,7 milliard d'euros d'ici à 2030 dans des capacités de production DRI de 2,5 Mt/an avec également l'ajout de four électrique à Dunkerque, en remplacement de trois hauts-fourneaux. L'investissement concerne aussi l'ajout d'un four électrique sur son site de Fos-sur-Mer. La part d'hydrogène qui sera utilisée n'est pas encore clairement définie.

Autre projet français : Gravity. Il est porté par un nouveau consortium d'acteur (EIT InnoEnergy, Engie New Ventures, Plug, FORVIA, Primetals Technologies et le groupe Idec) qui veut créer un site de production d'acier primaire à l'hydrogène, à Fos-sur-Mer. Le début de la construction est prévu en 2024 et la mise en service en 2027. L'investissement est de 2,2 milliards d'euros pour une capacité de 2 Mt/an d'acier. Le projet ne se concentre a priori que sur la production d'éponge de fer qui devra ensuite être transformé en acier dans des fours électriques ou des haut-fourneaux.

³⁵ <https://long-canada.arcelormittal.com/fr/nouvelles-medias/remplacement-de-gaz-naturel-par-de-lhydrogene-arcelormittal-en-voie-de-reussir-son-pari-dans-la-production-dacier-vert/>

³⁶ <https://corporate.arcelormittal.com/media/press-releases/arcelormittal-accelerates-its-decarbonisation-with-a-1-7-billion-investment-programme-in-france-supported-by-the-french-government>

Globalement, il faut noter que la filière métallurgie française s’est emparée de ce sujet stratégique pour son avenir. Elle a publié une feuille de route pour sa décarbonation³⁷ en mai 2021. Elle concerne le secteur de l’aluminium, celui de la métallurgie (groupe Eramet) et la sidérurgie intégrée. Pour cette dernière il est considéré qu’un maintien des efforts d’efficacité énergétique, une augmentation du taux de recyclage d’acier circulaire et des innovations technologiques sur les hauts-fourneaux (réinjection de gaz sidérurgiques, injection d’hydrogène, utilisation des gaz de haut-fourneau pour produire des éléments de pétrochimie, utilisation d’autres agents réducteurs comme du charbon de bois ou des granulés plastique, et la capture/stockage du carbone) permettront de réduire les émissions de gaz à effet de serre d’au moins 30 % d’ici 2030. A plus long terme, le DRI hydrogène est évoqué comme la piste principale pour atteindre la neutralité carbone en 2050.

4.4.1. Evolution envisagée dans le scénario négaWatt

Dans le SnW2022, la production industrielle est structurellement dimensionnée par la demande en biens de consommation et matériaux qui a tendance à baisser par des mesures de sobriété. Néanmoins, les secteurs en développement pour les besoins de la transition énergétique ainsi que certains choix de relocalisation d’activités, peuvent parfois compenser la baisse de la demande. C’est le cas pour les besoins en acier : ils baissent de 40 % dans le BTP, en raison d’un ralentissement de la construction neuve et d’une forte augmentation de la construction bois, et baissent de 60 % dans le secteur des transports (notamment à cause d’une réduction du parc automobile et surtout de la taille des véhicules particuliers) ; mais ils augmentent pour la construction d’infrastructures ferroviaires et de moyens de production d’énergies renouvelables.

Les projections 2050 du scénario négaWatt prévoient donc une légère baisse de la consommation d’acier, qui atteint 11,3 Mt/an (voir Figure 14). La production s’aligne progressivement sur le niveau de demande, en volume, et des parts importantes équivalentes d’import/export subsistent (10,2 Mt/an). La production d’acier sera alors de 2,3 Mt d’acier primaire issu de la filière DRI à l’hydrogène, et de 9,1 Mt d’acier recyclé en 2050.

Le SnW2022 prévoit de réduire la production pour s’ajuster sur la demande et d’augmenter fortement la part d’acier recyclé qui deviendrait la filière majoritaire en 2050 (voir Figure 15). Le taux de matières premières recyclées s’élève à 80 % pour les ferrailles en 2050 dans le SnW2022. En imaginant qu’une évolution similaire se produise chez nos voisins européens, la conséquence est une diminution de la production d’acier primaire en France. Ce chiffre de 80% est élevé et suppose qu’une ressource suffisante de déchets métalliques soit collectée et triée, point crucial relevé par tous les professionnels. Autre point d’attention : les produits issus des fours électriques sont actuellement surtout destinés au secteur du bâtiment ; ce secteur étant en baisse d’activité dans le SnW2022 (hors rénovation), soit ces produits « longs » devront trouver un autre débouché, soit les aciéries électriques devront arriver à fabriquer d’autres produits. La production d’acier primaire étant plus faible en 2050, il faudra aussi s’assurer qu’elle répond suffisamment à la demande.

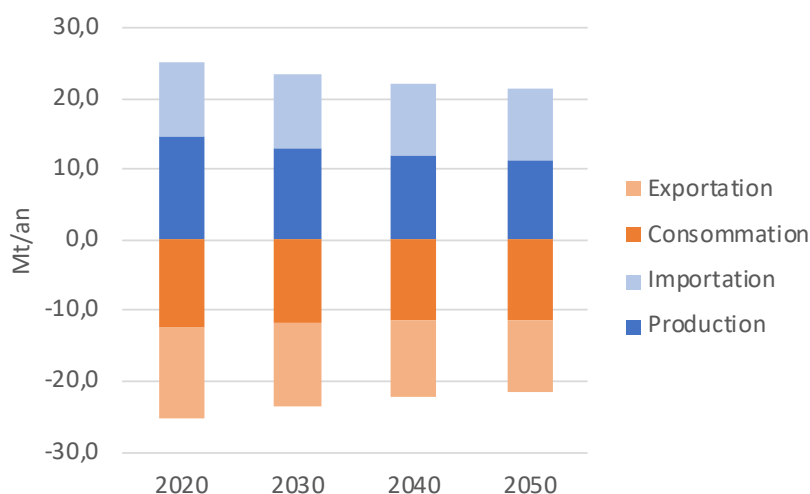


Figure 14 - Acier : Bilan de production, consommation, import, export de l’acier en France entre 2020 et 2050 dans le scénario négaWatt

³⁷ <https://www.a3ms.fr/decarbonation-publication-de-feuille-de-route-filiere-metallurgie/>

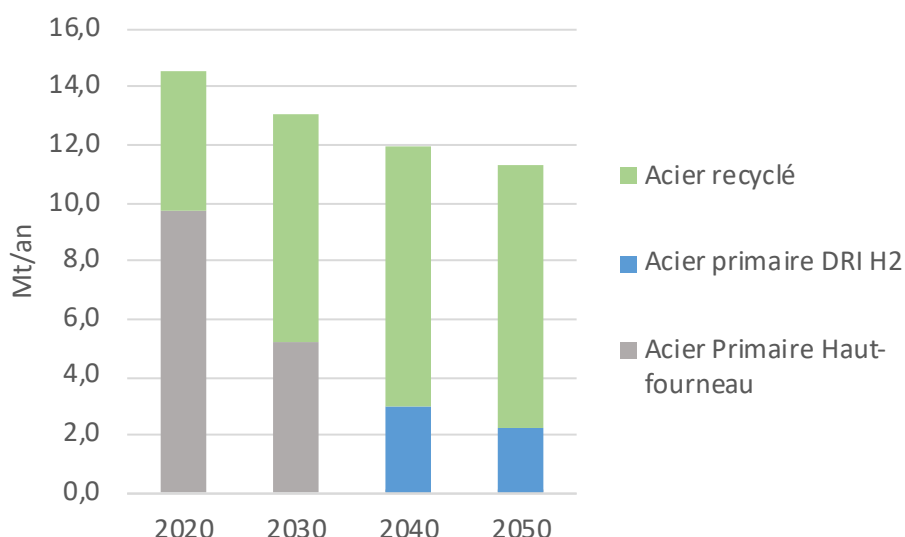


Figure 15 - Zoom sur le mix de production de l'acier en France 2020-2050

Il reste néanmoins des volumes non négligeables d'acier primaire à produire, par une conversion complète entre 2030 et 2040 à la réduction à l'hydrogène. Comme pour la production d'ammoniac, cette conversion est un passage de 0 à 100 % en 2035, choix de modélisation qui ne restitue pas la réalité (les acteurs de la sidérurgie engageant déjà des projets) mais donnant un horizon pour 2040. Dans le SnW2022, on évalue un besoin de d'installation d'une capacité de 2,5 Mt d'acier par an avec le procédé DRI H2 entre 2030 et 2040. L'investissement complet prenant en compte les électrolyseurs (sur la base d'un fonctionnement de 3400 heures par an), les procédés de DRI et les fours électriques en aval serait d'environ 2,7 milliards d'euros dont 1,5 Md€ pour la partie électrolyse (2 GW)³⁸.

Pour cette production de 2,5 Mt d'acier par an entre 2040 et 2050, la consommation d'hydrogène serait de l'ordre de 115 à 150 kt/an (soit 4,5 à 6 TWh PCS). La production par électrolyse représenterait une consommation d'électricité d'environ 6,7 TWh en moyenne sur cette période.

4.4.2. Comparaison avec les scénarios ADEME

Les quatre scénarios de l'ADEME envisagent des perspectives sociétales contrastés qui se retrouvent en partie dans la consommation / production d'acier :

- S1 : une sobriété très forte permet de réduire drastiquement la demande et la production d'acier à 6 Mt/an en 2050. La production d'acier primaire par haut fourneau est maintenue, il n'y a pas recours à l'hydrogène ;
- S2 : une forte sobriété permet d'arriver à 7,2 Mt/an de demande, mais le solde est fortement exportateur, ce qui soutient la production à 10 Mt/an. La production d'acier primaire représente 55 % de la production totale ; elle est entièrement basculée sur le DRI avec utilisation partielle de l'hydrogène (le reste est du méthane) ;
- S3 : une légère baisse de la consommation actuelle à 11 Mt/an, et un léger solde exportateur, poussent la production à un niveau de 11,7 Mt/an en 2050. Seuls 26 % de la production basculent à l'hydrogène ; le procédé DRI reste mineur par rapport aux hauts-fourneaux, ces derniers étant en partie alimenté en hydrogène (injection directe en substitution du coke) ;
- S4 : un maintien de la demande, un léger solde importateur, la production est de près de 12 Mt/an. La filière haut fourneau est dominante (82 %), avec l'installation de système de CCS pour décarboner.

L'utilisation de l'hydrogène sous forme de DRI pour produire de l'acier primaire apparaît donc seulement dans deux scénarios de l'ADEME (S2 et S3) et avec des consommations nettement supérieures à celles du SnW2022 : 15-17 TWh PCS pour l'ADEME contre 4,5 TWh PCS dans le scénario négawatt.

³⁸ Solagro, d'après [14]

ACIER	2014	ADEME S1	ADEME S2	ADEME S3	ADEME S4	NEGAWATT
Production (Mt/an) et évolution p.r. à 2014 (%)	15,1	6,0 -60%	10,0 -34%	11,7 -23%	11,9 -22%	11,3 -25%
Consommation (Mt/an) et évolution p.r. à 2014 (%)	12,7	6,0 -53%	7,2 -43%	11,0 -13%	13,0 +2,3%	11,0 -13%
Solde commercial (Mt/an)	2,4	0,0	2,8	0,7	-1,1	0,3
Ratio Solde / Production (%)	16%	0%	28%	6%	-9%	2,6%
Part de DRI dans la prod. (en %)	0%	0%	55%	26%	0%	22%
Production par DRI H ₂ (en Mt/an)	0	0	5,5	3,0	0	2,5
Consommation H ₂ en kt/an et en TWh PCS		0 0	281 17	155 15	0 0	115 4,5

Tableau 4 - Principales données sur l'acier en 2050 (par rapport à 2014) dans les scénarios de l'ADEME et de négaWatt

4.5. Déploiement des oléfines par hydrogène bas-carbone dans la chimie

Comme on l'a vu, les oléfines sont actuellement issues de la pétrochimie, et sont souvent des co-produits des étapes de raffinage du pétrole. Ils font partie des usages non énergétiques du pétrole qui doivent être aussi décarbonés. Pour y arriver, il est nécessaire de combiner trois "briques technologiques".

Brique n°1 : le Power-to-methanol (ou hydrogen-to-methanol) – TRL 7

La synthèse du méthanol à partir d'hydrogène et de CO₂ a été découverte par le chimiste français Paul Sabatier en 1905. Cette première brique est actuellement peu développée car le méthanol est produit à un coût beaucoup plus faible aujourd'hui à partir de méthane d'origine fossile voire de charbon. Les usages actuels du méthanol sont avant tout la production de formaldéhyde utilisé dans différents produits tels qu'isolant, adhésifs, etc. mais aussi la production d'oléfines et de carburants (directement ou indirectement pour la production du biodiesel par exemple). Bien que le méthanol soit une molécule de premier plan en chimie organique, la France ne possède pas de site de production, toute sa consommation (0,7 Mt) est importée.

Il existe une usine de référence de *power-to-methanol*, avec une faible capacité de 4000 t/an, qui est en fonctionnement depuis 2011 en Islande. Elle est dotée d'un électrolyseur de 5 MWe, et elle produit du méthanol à partir d'eau, d'électricité et de CO₂. Ce démonstrateur industriel de la compagnie CRI bénéficie de conditions exceptionnelles permettant son fonctionnement dans des conditions économiques acceptables : une zone insulaire sans hydrocarbures (pas de capacité de production méthanol classique et une importation coûteuse), qui profite d'un fort potentiel géothermique permettant une production d'électricité renouvelable à faible coût et en base, tout en étant une source de CO₂ de qualité.

En Allemagne, le projet MefCO₂ (*methanol fuel from CO₂*) de RWE a permis de tester cette technologie avec un électrolyseur de 1 MWe entre 2014 et 2019, sur le site de sa centrale électrique à partir de charbon (lignite) à Niederaussem. Il produisait un peu plus d'une tonne de méthanol par jour à partir d'1,5 tCO₂ capté dans la centrale. Toujours Outre-Rhin, Total Energies et le Fraunhofer Center for Chemical-Biotechnological Processes conduisent le projet e-CO₂ met, de 2021 à 2024, avec un électrolyseur de l'ordre du mégawatt également : le CO₂ sera capté dans une raffinerie de Total.

Des projets (voir Figure 16) de plus grande taille sont en cours de construction, notamment :

- en Chine avec un site de 110 000 tonnes de méthanol par an dans la province du Henan. Seul le procédé *H₂-to-methanol* sera utilisé dans ce projet car l'hydrogène sera extrait de gaz de haut fourneaux³⁹ ;
- en Australie (Tasmanie), la compagnie ABEL prévoit la mise en service d'une usine d'environ 60 000 t/an, associée à un électrolyseur de 100 MWe en 2025 ;

³⁹ <https://www.carbonrecycling.is/news-media/co2-to-methanol-reactor-installed-in-anvang>

- en Suède, Liquid Wind compte mettre en service une unité de 45 000 t/an en 2024, pour un usage carburant. Le permis de construire vient d'être accordé⁴⁰.

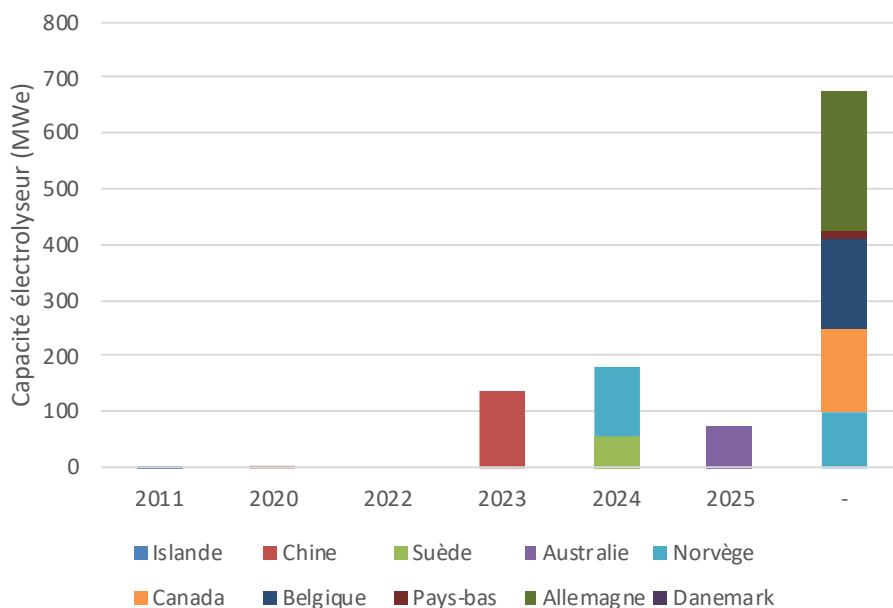


Figure 16 - Projet power-to-méthanol (en MWe d'électrolyse), par date de mise en service et pays (Source : IRENA, CRI, ABEL, Solagro)

En France, Vicat étudie l'implantation d'une unité de production de méthanol sur le site de sa cimenterie de Montalieu, sous le nom d'Hynovi. Le méthanol serait produit par voie *power-to-méthanol*. Le projet est actuellement dimensionné avec un électrolyseur de 300 MWe, qui utiliserait près de 300 ktCO₂/an soit près de 40 % des émissions de la cimenterie, pour une production d'environ 200 kt de méthanol par an. Différents usages de ce méthanol pourraient être faits : chimie (proximité de la vallée de la chimie sur le Rhône), carburant, etc. La mise en service pourrait avoir lieu d'ici 2027.

Un autre projet français, de dimension équivalente, est annoncé par la société Elyse Energy dans la région de Lacq pour produire 150 000 tonnes d'e-méthanol d'ici 2027. Il fait partie d'un programme plus vaste d'Elyse Energy pour produire 500 000 tonnes d'e-méthanol en France d'ici 2030, pour lequel elle a conclu un accord de partenariat avec Lafarge en vue de capter le CO₂ de ses cimenteries.

A ce stade, on estime que la technologie *Power-to-methanol* à une maturité de 7 sur l'échelle TRL.

DECHEMA⁴¹ évalue les coûts de production de e-méthanol entre 300 et 800 €/t selon le facteur de charge (3000 à 7000 h/an) et le prix de l'électricité (10-50 €/MWh), à comparer aux 400 €/t comme coût moyen de la filière traditionnelle en Europe⁴².

Brique n°2 : le Methanol-to-olefins (MTO) – TRL 8-9

Les procédés MTO concernent généralement la production d'éthylène et de propylène. Ils sont largement mis en œuvre à échelle industrielle, notamment en Chine. L'Empire du Milieu possédant peu de gaz ou de pétrole, il a développé la production d'éthylène et de propylène à partir de charbon. Le charbon est utilisé dans un premier temps pour produire du méthanol, puis le méthanol est converti par des réacteurs MTO en éthylène et propylène. Cette voie quasiment inexistante dans les années 2010 représente désormais 25 % de la consommation de méthanol mondiale [20]. Plusieurs ingénieries proposent des licences de procédé pour la production d'éthylène ou propylène à partir de méthanol (Lurgi, Clariant...)⁴³. Le niveau de développement de cette technologie permet de lui attribuer un niveau 8-9 sur l'échelle TRL.

⁴⁰ <https://www.liquidwind.se/news/flagshipone-secures-environmental-permit-green-electrofuel-facility>

⁴¹ « Low carbon energy and feedstock for European chemical industry », DECHEMA, 2017. Tous les TRL évoqués dans ce paragraphe sont issus de ce rapport.

⁴² « Production costs of the chemical industry in the EU and other countries », JRC, 2016

⁴³ « Low carbon energy and feedstock for European chemical industry », DECHEMA, 2017

A noter que Siemens travaille sur un procédé électro-catalytique de production en une seule étape (électricité + CO₂ + H₂O => méthanol), mais le niveau TRL3, est nettement moins élevé.

Brique n°3 : MTA (Methanol-to-Aromatics) – TRL7

Le procédé de MTA n'est pas encore mis en œuvre industriellement. Mobil développe ce procédé Methanol-to-aromatics (MTA) et la technologie est identifiée comme de niveau TRL7. La Chine s'y intéresse pour produire des aromatiques à partir de méthanol issu du charbon.

4.5.1. Evolution envisagée dans le scénario négaWatt

Afin que la production de plastiques à partir d'oléfines issues des énergies fossiles diminue, le scénario négaWatt utilise ses trois leviers :

- La sobriété, par exemple avec la réduction des emballages plastiques ;
- L'efficacité avec le développement de la réutilisation des emballages, et le renforcement du niveau de recyclage des matières ;
- Les ressources renouvelables, en substituant une partie de la production au *power-to-olefins*, c'est-à-dire à la production de ces molécules, de manière synthétique, à partir d'eau, d'électricité et de CO₂.

Le SnW2022 prévoit ainsi une consommation d'oléfines qui baisse de 30 %, de 8,5 Mt en 2020 à 5,9 Mt en 2050. Avec un assez faible niveau d'exportations et d'importations, la production nationale suit un mouvement similaire de baisse (voir Figure 17). De manière conservatrice, et dans l'attente d'études plus approfondies sur les sources de CO₂ disponibles pour du CCU en 2050, le scénario négaWatt limite à 40 % la part d'oléfines produits avec les procédés *power-to-méthanol*, MTO et MTA, en les faisant monter en puissance progressivement de 2030 à 2050. Ainsi, sur les 5,9 Mt produit par an en 2050, 2,4 Mt le sont par la nouvelle filière *power-to-olefins*. Ce volume nécessitera environ 4,4 Mt de méthanol par an, soit un besoin de plus de 1000 kt d'hydrogène en 2050 (40 TWh PCS) et de 7,5 Mt/an de CO₂.

Les investissements nécessaires entre 2030 et 2050 seraient de l'ordre de 5,7 Mds€ pour la première brique méthanol⁴⁴.

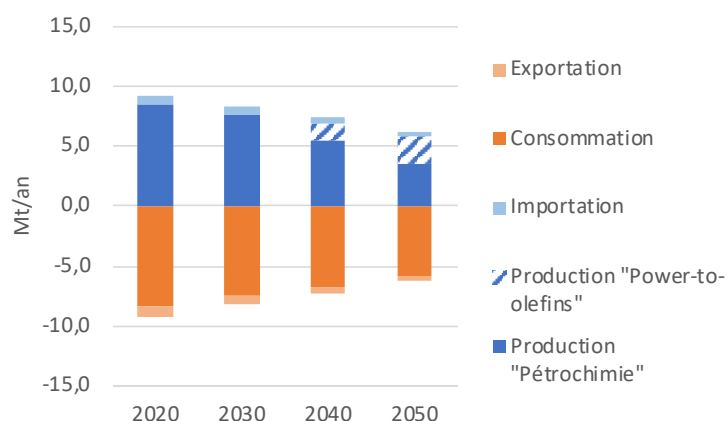


Figure 17 - Bilan Production, consommation, import, export d'oléfines en France entre 2020 et 2050 dans le scénario négaWatt

4.5.2. Comparaison avec les scénarios ADEME

Selon les scénarios de l'ADEME, les voies alternatives de production des oléfines sont différentes :

- Substitution du naphta par du bionaphta : tous les scénarios
- Bioethanol-to-olefin : S1, S3 et S4.
- Power-to-olefin : S3

⁴⁴ Solagro, d'après [23]

Le vapocraquage reste la voie dominante quels que soient les scénarios (avec une part variant entre 60 et 99 %), tout comme dans le scénario négaWatt (60 %). Les scénarios S2 et S4 de l'ADEME mobilisent également une part importante de biomasse (60% du naphta) tandis que le SnW2022 ne le fait pas.

Même si le *power-to-olefins* n'est pas mobilisé dans tous les scénarios, on retrouve du *power-to-méthanol* dans chacun d'entre eux, pour les besoins traditionnels du méthanol (filières biocarburant et plastique). Par contre, dans le scénario négaWatt ces besoins sont toujours entièrement importés.

	TEND	S1	S2	S3	S4
Répartition des intrants matières dans le vapocraqueur					
Naphta	93%	87%	42%	-	35%
Bionaphta	7%	13%	58%	100%	57%
Plastiques pyrolysés	-	-	-	-	8%
Part des filières de production des oléfines					
Vapocraqueurs	100%	98%	100%	61%	99%
Bioethanol-to-olefins	-	2%	-	7%	1%
Methanol-to-olefins (CCU et H ₂)	-	-	-	32%	-
Quantité produites par filières de production de méthanol [Mt]					
Methanol-to-olefins	-	-	-	1,66	-
Méthanol hors usages oléfines	0,96	0,90	0,83	0,94	0,93

Tableau 5 - Production d'oléfines dans les scénarios ADEME – Transition(s) 2050

5. Perspectives et recommandations

Vu l'urgence et les impacts climatiques qui s'amplifient tous les ans, la neutralité carbone avant 2050 s'impose comme un objectif prioritaire et commun à tous. L'économie de matières premières pour minimiser l'empreinte humaine sur les ressources naturelles n'est pas moins importante que celle d'énergie, vu le dépassement des limites planétaires constaté dans de nombreux pays développés, dont la France⁴⁵. Parmi ces matières premières, certaines sont des énergies fossiles et leur remplacement participe aussi à réduction de l'empreinte carbone. Les chemins décrits dans les scénarios de transition énergétique sont donc des voies à privilégier au plus vite pour assurer un avenir viable dans les prochaines années, puisqu'on ne peut malheureusement plus parler en décennies.

Le scénario négaWatt et les quatre scénarios Transition(s) de l'ADEME sont justement des travaux prospectifs englobant quasiment toutes les productions et consommations à l'échelle de la France jusqu'en 2050 (et parfois au-delà pour certains paramètres). Ils permettent ainsi de déterminer les équilibres à trouver en vue de la décarbonation de l'économie. Cette approche systémique inclut l'industrie et notamment les trois secteurs considérés dans ce cahier d'acteur : l'ammoniac, l'acier et les oléfines.

Le vecteur hydrogène produit par électrolyse de l'eau est une option sérieuse mobilisée dans tous ces scénarios. Il reste minoritaire par rapport aux vecteurs électricité et gaz (en particulier dans le scénario négaWatt) mais joue un rôle crucial pour l'équilibrage du système électrique, pour fournir énergie et matière décarbonées à l'industrie, et pour alimenter le réseau de gaz en méthane de synthèse.

5.1. Autonomie de production et priorités de consommation

Le développement de l'hydrogène par électrolyse doit d'abord répondre à un enjeu d'autonomie nationale. Sans chercher l'autarcie complète, la question de la souveraineté sur certains secteurs énergétiques est incontournable. La guerre en Ukraine a douloureusement rappelé que la dépendance à des importations (gaz, pétrole) peut devenir une arme dans les mains des pays exportateurs, tout comme la forte centralisation d'un moyen de production potentiellement très dangereux (nucléaire) se révèle être un moyen tactique de dissuasion. Pour construire un avenir de paix, il est nécessaire de recourir à des moyens techniques dépourvus de ces risques et sous contrôle à la maille nationale, voire régionale. La filière hydrogène peut remplir cet objectif, dès lors que les politiques qui cadrent son déploiement anticipent dès maintenant que la production nationale d'hydrogène par des sources renouvelables peut être assurée sur le territoire français à l'horizon 2050. En évitant de délocaliser la production d'hydrogène et de ses sous-produits dans d'autres pays, on minimise le risque de perte d'autonomie. On donne aussi une dynamique positive à un tissu industriel qui, tout en se décarbonant, peut générer des compétences et de l'emploi.

On peut comprendre que certains pays comme l'Allemagne, avec de forts besoins industriels, envisagent d'importer massivement de l'hydrogène de zones hors d'Europe. C'est le cas également du scénario S3 de l'ADEME où les échanges internationaux sont plus forts. Le débat n'est pas clos et se justifie dès lors qu'on souhaite se donner l'opportunité de bénéficier de coûts de production de l'hydrogène renouvelable qui seront probablement plus faibles dans les zones où les énergies renouvelables, notamment le solaire photovoltaïque, fourniront un kilowattheure électrique peu cher (Portugal, Espagne, Maghreb).

Mais le scénario négaWatt montre que la France a tout à fait la capacité d'intégrer une autonomie en hydrogène renouvelable dans ses systèmes énergétiques et industriels.

Recommandation n°1

Le soutien public à la filière hydrogène renouvelable doit consolider une approche nationale d'autonomie de production à l'horizon 2035-2040. Sans fermer totalement la porte à l'importation, il doit être dimensionné pour que les acteurs français et européens de l'hydrogène renouvelable aient une bonne visibilité sur les besoins de production et de consommation envisagés pour 2040-2050.

Selon les hypothèses prises dans les scénarios de l'ADEME et de négaWatt, non seulement le volume de consommation d'hydrogène varie mais également les usages qui en sont faits (voir Figure 18).

⁴⁵ Voir les travaux de l'Université de Leeds <https://goodlife.leeds.ac.uk/>

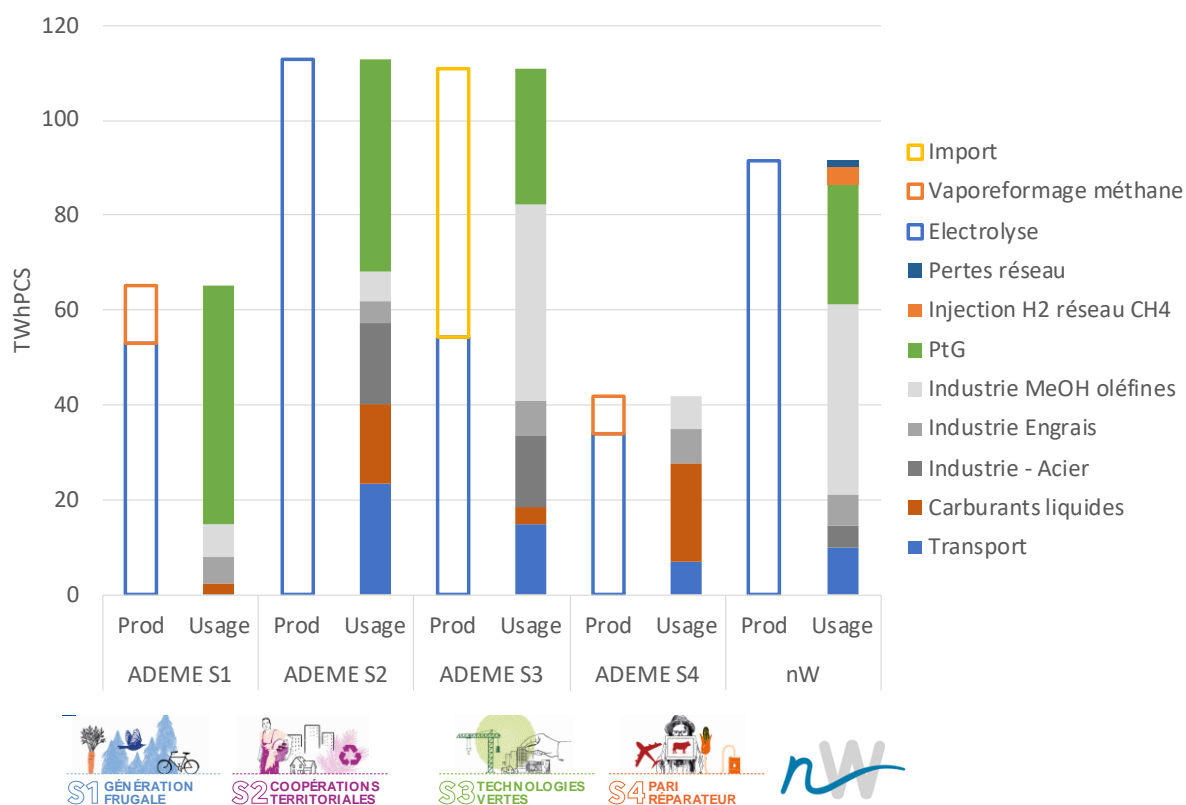


Figure 18 - Comparaison des productions et consommations d'hydrogène (en TWh PCS) des scénarios Transition(s) de l'ADEME et du scénario négawatt (nW)

Il ressort néanmoins de ces différences trois tendances pour le développement futur de l'hydrogène produit à partir de ressources renouvelables :

- l'importance du *power-to-gas*, qui représente entre 30 et 50 TWh H₂ pour 4 des 5 scénarios ;
- la quantité variable de l'hydrogène pour les transports, jusqu'à 40 TWh H₂, avec des variations sensibles entre scénarios pour assurer l'alimentation de véhicules électriques (entre 8 et 22 TWh H₂ pour des piles à combustibles) ou de véhicules thermiques (entre 2 et 20 TWh H₂ pour la fabrication de carburants liquides en vue d'alimenter les transports maritimes, fluviaux et aériens) ;
- le potentiel très fort dans l'industrie, notamment celle des oléfines et celle de l'acier, la première pouvant capter jusqu'à 40 TWh H₂ et la seconde jusqu'à environ 8 TWh H₂.

Hormis dans le S4 de l'ADEME, l'hydrogène est développé comme vecteur intermédiaire dans les autres scénarios pour ensuite être converti en méthane de synthèse afin de pouvoir accéder à l'importante infrastructure existante développée pour le gaz naturel en France. Pour rappel, la France possède aujourd'hui une infrastructure gazière particulièrement développée et économiquement amortie, avec à la fois de grandes artères de transport, un réseau de distribution diffus, et des capacités de stockage de l'ordre de 130 TWh (équivalent à environ un tiers de l'actuelle consommation annuelle de gaz ou d'électricité). C'est un atout important pour la transition énergétique, avec le potentiel important de gaz renouvelable issu de la biomasse (130 TWh de biogaz par méthanisation dans le SnW2022) qui peut être développé sur le territoire [6]. En y ajoutant les 25 TWh d'hydrogène valorisé par méthanation, il est possible de boucler un mix 100 % renouvelable pour le vecteur méthane dont les usages sont la mobilité (technologie mature et économe, facilité de distribution du carburant avec l'infrastructure gazière), la chaleur haute température à flamme dans l'industrie, et la production d'électricité de pointe (2 TWh/an d'électricité dans le SnW2022).

Une première estimation faite par l'ADEME en 2015 des besoins futurs en *power-to-gas* des différentes régions françaises (et réciproquement du *gas-to-power*) montre que l'adaptation aux besoins et capacités des territoires est un critère de réussite⁴⁶ (voir la carte de la Figure 19).

⁴⁶ Cette étude de l'ADEME se base sur une optimisation du système électrique. La prise en compte d'autres éléments d'optimisation modifierait sans doute les résultats, il n'en demeure pas moins que, du point de vue du réseau électrique, un déploiement du *power-to-gas* optimisé serait très hétérogène géographiquement.

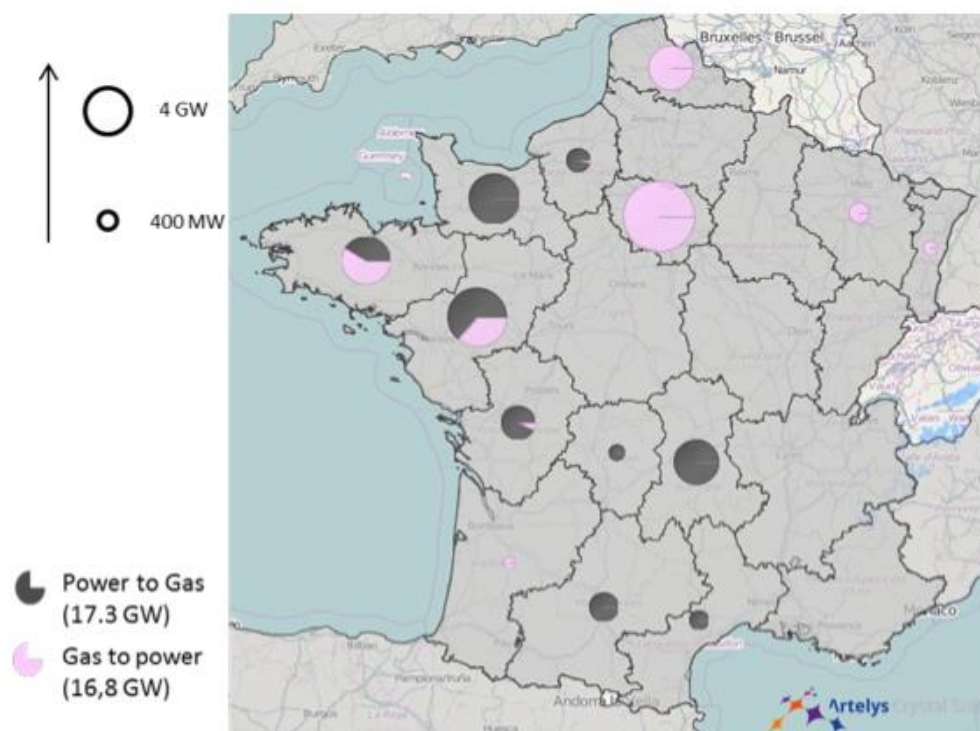


Figure 19 - Répartition du power-to-gaz en 2050
Source : ADEME, 2015 « Un mix électrique 100% renouvelable ? »

La mobilité hydrogène est faiblement développée dans le scénario négaWatt pour plusieurs raisons. Tout d’abord, la maturité des véhicules et encore plus leur coût semblent un pari risqué pour un déploiement à grande échelle d’ici 2050, de même que le besoin en platine pour les piles à combustible, alors que ce métal est déjà classé avec une criticité forte⁴⁷. Du point de vue de l’Association négaWatt, il sera plus rapide de s’appuyer sur des véhicules au GNV, d’abord alimenté en gaz naturel à partir de l’infrastructure gazière existante, puis progressivement en bio-GNV injecté dans cette même infrastructure, en particulier à partir de 2030 (voir Figure 20). Cette solution, simultanément au développement du véhicule électrique, permet de décarboner le secteur du transport de manière conséquente, comme l’indique le tableau suivant des émissions de gaz à effet de serre (en MtCO₂eq) du secteur du transport dans le SnW2022 :

Année	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Emissions	144	127	93	60	32	12	5

Quand on imagine une mobilité hydrogène, se pose surtout la question de l’approvisionnement en carburant : le SnW2022 ouvre la possibilité d’avoir certains corridors équipés d’un maillage de station hydrogène pour privilégier l’hydrogène dans la mobilité lourde (camion, voire engins de chantier et agricoles), et pour quelques usages sur les véhicules utilitaires légers dans les grandes villes. Mais pour un usage généralisé, il faudrait développer une infrastructure hydrogène beaucoup plus importante (réseau de transport, distribution, stockage), ce qui paraît extrêmement coûteux et long à mettre en place. Une solution de production décentralisée avec un électrolyseur à chaque station de distribution serait possible, mais outre les questions de coût, cette solution rendrait caduque l’intérêt de l’hydrogène d’apporter une solution de flexibilité inter-saisonnière au système électrique via l’infrastructure gazière et ses stockages. Avec des électrolyseurs à l’échelle des stations-service, les possibilités de flexibilité ne seraient que de quelques heures en raison des stockages à petite échelle.

⁴⁷ Voir Fiche de synthèse sur la criticité des métaux - Le platine - Version 2 de novembre 2017, BRGM

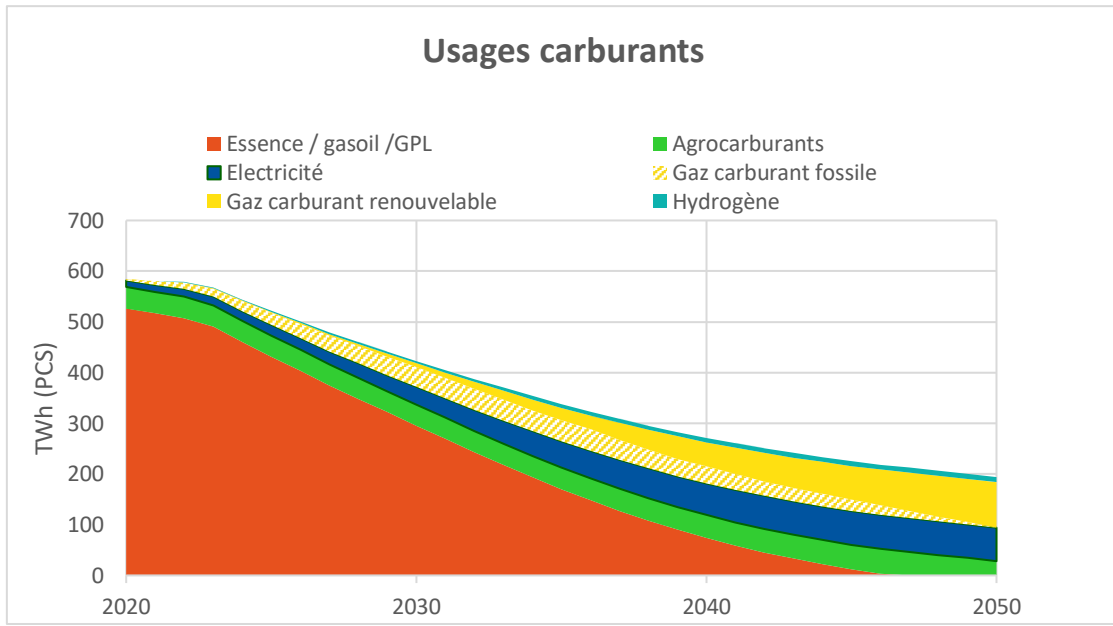


Figure 20 - Consommation du secteur du transport par types de carburants de 2020 à 2050 (en TWh PCS) dans le scénario négaWatt

L'examen des trois secteurs de l'ammoniac, de l'acier primaire et des oléfines montrent que le développement à usage industriel de l'hydrogène n'est pas homogène sur la France (voir la carte de la Figure 21). Dans le SnW2022, les localisations des besoins restent sur leurs sites actuels : hypothèse qui est certes fragile puisque l'avenir d'un site industriel n'est pas inscrit dans le marbre, mais qui fait sens dès lors que l'on veut maintenir les bassins d'emploi existants et trouver des synergies avec les procédés des usines actuelles et leurs filières aval de transformation/utilisation pour minimiser les investissements.

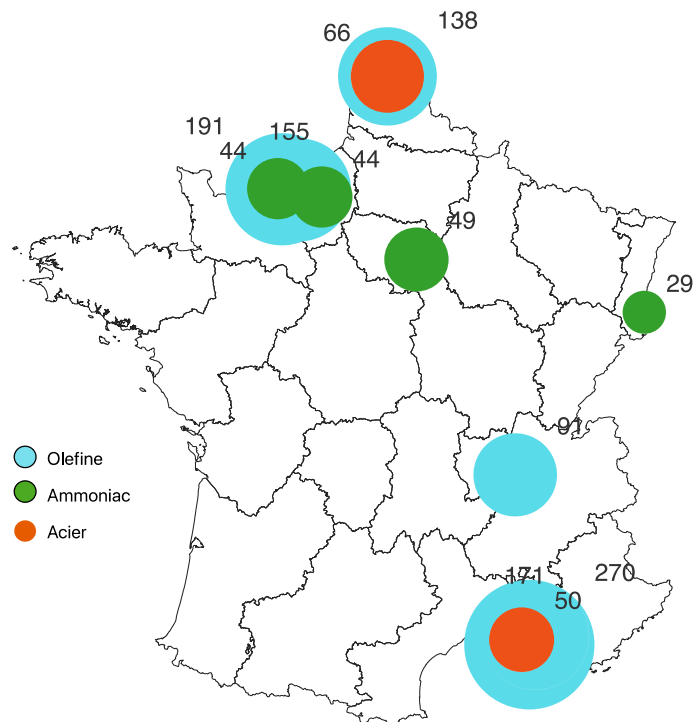


Figure 21 - Consommation d'hydrogène industriel en 2050 (kt/an) – scénario négaWatt

Les besoins importants en hydrogène de ces trois secteurs, et la nécessité d'en décarboner rapidement la fabrication, font qu'ils doivent être au cœur des soutiens à la filière hydrogène. A court terme, priorité doit leur être donnée avant d'envisager, sur le moyen terme, de développer d'autres usages comme la mobilité dont la massification et la pertinence n'est pas encore avérée [20]. Cet arbitrage des usages prioritaires de l'hydrogène renouvelable en faveur de ces trois secteurs industriels est corroboré par une autre récente étude de Carbone 4 qui les qualifie de « voies sans regrets » [17], d'autant plus si le volume d'hydrogène décarboné disponible est limité d'ici 2030.

Cette priorité à l'industrie peut néanmoins prévoir simultanément un soutien ciblé aux usages de mobilité hydrogène les plus intéressants (trains, poids lourds) et potentiellement plus pertinents que d'autres activités industrielles comme la désulfuration dans les raffineries dont l'activité sera amenée à baisser.

On note d'ailleurs que dans sa dernière étude, France Hydrogène [21] estime que les projets annoncés – s'ils sont bien réalisés – conduiraient à une consommation d'hydrogène d'environ 1,07 Mt/an en 2030. Les projets industriels représenteraient à eux seuls 815 000 tonnes H₂ / an dont 425 000 t pour les molécules de synthèse (e-méthanol, e-carburants, e-méthane, etc.) et 250 000 t pour la sidérurgie. Les projets dans les mobilités, bien qu'ils se développent de manière moins concentrée géographiquement que ceux de l'industrie, totaliseraient 230 000 t/an. Cette disparité se retrouve dans la taille des projets : 70% d'entre eux requièrent des puissances inférieures à 3 MW, tandis que le reste est principalement sur des puissances supérieures à 100 MW (24 projets représentent à eux seuls 80% des volumes d'hydrogène requis).

Point d'attention

Les premières ambitions du Gouvernement français d'intégrer 10 % d'hydrogène décarboné (soit environ 100 000 tonnes) dans l'industrie en 2023, ambitions officialisées dans la Programmation pluriannuelle de l'énergie, sont encore loin d'être atteintes. Un effort conséquent doit être fait sur les cibles industrielles. Ceci est d'autant plus vrai que dans le SnW2022, le passage à l'hydrogène se fait d'un seul coup et totalement en 2035 pour la production d'acier primaire et d'ammoniac. Il reste donc une grosse dizaine d'années pour faire le saut technologique.

Recommandation n°2

A court terme, la priorité doit être donnée à la décarbonation rapide des besoins en hydrogène de l'industrie. A ce titre, les dispositifs de soutien français doivent être redimensionnés à la hausse pour que les montants d'investissement public permettent de soutenir réellement les projets des secteurs prioritaires des oléfines, de l'ammoniac et de l'acier primaire, afin que ces derniers puissent œuvrer facilement à la mise en place de nouveaux procédés. De manière plus globale, la Stratégie Française Energie Climat doit élargir son champ à l'empreinte carbone et à l'empreinte matière, en déclinant des « budgets carbone et matière » par filière industrielle.

5.2. Baisse de consommation et augmentation des sources renouvelables

La réussite des scénarios de transition énergétique est conditionnée par deux aspects essentiels : la diminution globale des consommations d'énergies et de matières, et le développement soutenu (en quantité et dans la durée) des énergies renouvelables. Pour rappel, dans le scénario négaWatt, la consommation finale d'électricité en 2050 est inférieure à 400 TWh, contre 480 TWh aujourd'hui, malgré l'électrification des usages (bâtiment, mobilité, industrie) ; et les capacités d'énergie renouvelable sont très fortement augmentées, en particulier l'éolien (x5) et le photovoltaïque (x10) qui cumulent à eux deux plus de 250 GW installés en 2050. Ceci est rendu possible par d'importants efforts de sobriété, d'efficacité et de substitution d'énergies.

Le développement de l'hydrogène décarboné en général et de l'hydrogène renouvelable en particulier entre dans ce cadre d'une société renonçant au modèle d'hyperconsommation, et préférant les énergies de flux (biomasse, vent, soleil).

Pour le secteur de l'ammoniac, cela implique de s'assurer que les trajectoires d'évolution des systèmes agricoles engendrent bien une baisse de consommation d'engrais azoté de synthèse. Et également que cette baisse soit mise au profit de la réduction de la dépendance française aux imports (voir chapitre 4.3), et non à la baisse de la production nationale, afin de renforcer l'autonomie du pays en engrais.

Pour le secteur de l'acier, la réduction des besoins en acier primaire viendra par la baisse de la demande et par une augmentation du recyclage des ferrailles (voir chapitre 4.4). Sur ce dernier point, le SnW2022 est optimiste sur la capacité de

la filière à produire des aciers de qualité avec de l'acier recyclé, mais c'est un aspect qui mérite d'être approfondi et qui pourrait éventuellement conduire à un besoin en acier primaire – et donc en hydrogène – plus important.

Pour le secteur des oléfines, la diminution de consommation de 30 % d'ici 2050 n'est également possible que si les matières produites (principalement les plastiques) voient leur consommation baisser dans un maximum d'usages et si leur recyclage s'amplifie (voir chapitre 4.5). Les volumes de méthanol produit par *power-to-olefins* dans le scénario négaWatt ne prennent pas en compte un usage sous forme de carburant de ce "e-méthanol". Il pourrait cependant avoir sa place, au moins sur le court-moyen terme, car il trouve déjà un marché et il pourrait aider à développer les premiers projets de *power-to-olefins*, en ouvrant un débouché commercial permettant d'équilibrer le modèle économique.

Le secteur du raffinage est aussi un secteur consommateur d'hydrogène, en particulier pour désulfurer les carburants. Les consommations, historiquement couvertes en autoconsommation, tendent à augmenter en raison des normes de désulfuration plus contraignante mais aussi en raison d'utilisation d'hydrocarbures de plus en plus soufrés. Le secteur du raffinage doit néanmoins rapidement décroître pour laisser place aux énergies renouvelables, ce secteur n'est donc pas privilégié dans le SnW2022 pour le déploiement des infrastructures de production d'hydrogène renouvelable.

Recommandation n°3

Concomitamment aux nouveaux procédés utilisant de l'hydrogène décarboné (et puis rapidement renouvelable), les démarches de sobriété et d'efficacité doivent prévaloir dans l'industrie comme dans le reste de la société. L'éco conception des produits visant à ce qu'ils soient plus durables, plus facilement réutilisables, réparables et recyclables doit devenir la norme.

Le recyclage, en particulier, doit être augmenté dans toutes les filières. En ce sens, des clauses obligatoires d'éco-conditionnalité doivent être incluses dans toute forme de soutien public à des acteurs privés. Plus largement, les feuilles de route prévues par le titre 7 de la loi Climat et Résilience doivent intégrer la logique de sobriété et devenir un cadre engageant pour les filières industrielles et commerciales, ainsi que pour l'action publique.

Assurer un approvisionnement en hydrogène renouvelable

Installer de nouveaux procédés utilisant de l'hydrogène dans l'industrie ne suffit pas, il est bien sûr nécessaire de disposer d'hydrogène renouvelable, non seulement pour les alimenter mais aussi avant tout pour substituer l'hydrogène d'origine fossile actuellement utilisé. Ceci implique que les industriels aient accès à :

- de l'hydrogène (par réseau ou par stockage mobile) ayant été produit par des ressources renouvelables ;
- ou à de l'électricité renouvelable pour produire eux-mêmes l'hydrogène.

L'accès en volume et à des prix accessibles peut difficilement être sécurisé par les industriels, il dépend notamment du développement des capacités de production d'électricité renouvelable sur le territoire national et des évolutions des consommations de tous les secteurs. Un manque d'accès à l'hydrogène renouvelable pourrait se traduire par à un recours au gaz d'origine fossile, dont le bilan sera nettement moins bon.

La production d'hydrogène en 2050 représente près de 91 TWh PCS, qui nécessitera 114 TWh d'électricité, soit environ 20 % de la production d'électricité à cet horizon de temps dans le SnW2022. Pour faciliter l'intégration des énergies renouvelables dans le mix électrique, un des enjeux est la flexibilisation de la demande. En effet, l'éolien et le photovoltaïque, les deux sources d'électricité renouvelable au très grand potentiel et aux coûts de production faibles, sont des sources d'énergie non pilotables : leur intégration en tant que source de production dominante (80 % de l'électricité produite en 2050) nécessite une flexibilisation de la demande. Elle va au-delà de la flexibilité journalière ou hebdomadaire permise par exemple par le fonctionnement décalé des chauffe-eau, l'optimisation de la recharge des véhicules électriques, ou l'utilisation de batteries stationnaires. Une flexibilité saisonnière est nécessaire pour faciliter le 100 % électricité renouvelable car les productions auront une tendance excédentaire en été et plus déficitaire en hiver.

Le vecteur hydrogène, avec une production par électrolyse, apporte la solution à ce besoin de flexibilité saisonnière. Les travaux de construction du scénario négaWatt intègrent une simulation de l'équilibre offre-demande au pas de temps horaire réalisé sur toutes les années de projection 2020-2050. Sur l'année 2050, on voit ainsi que les électrolyseurs fonctionnent en moyenne 3400 h/an en équivalent pleine puissance (HEPP)⁴⁸. Ce fonctionnement flexible permet de valoriser des productions

⁴⁸ HEPP = Electricité consommée / puissance installée. Le fonctionnement réel se fait sur un nombre d'heure bien plus important mais pas forcément à pleine charge.

électriques qui seraient perdues : il nécessite certes l'installation de capacités d'électrolyseur supplémentaires, mais il offre la possibilité à de plus grandes capacités éolienne et photovoltaïque d'avoir parfois une production excédentaire à la demande, sans besoin d'amplifier d'autres moyens de stockage (batteries, etc.). Le fonctionnement flexible des électrolyseurs dans l'industrie suppose que les procédés aval soient aussi flexibles en termes de production (de fer, d'ammoniac, d'engrais, de méthanol, de MTO) ou que l'on crée des stockages d'hydrogène. Cette flexibilité aval rendrait possible le report des capacités de stockage sur l'ammoniac et le méthanol, vecteurs énergétiques plus denses que l'hydrogène. Les industriels restent bien sûr sensibles à cette notion de flexibilité car certains process nécessitent une part de fonctionnement en base très importante (comme pour les sites sidérurgiques intégrés par exemple). Dans l'hypothèse où il serait trop difficile ou trop coûteux de flexibiliser ces procédés, il serait nécessaire de disposer de stockages d'hydrogène correspondant à 6 TWh en 2050 (si on simule un fonctionnement en base des procédés industriels). La faisabilité de stockage d'hydrogène en cavité saline est prouvée ; en France il existe des zones avec des gisements de sel où des cavités salines pourraient être développées. On remarque néanmoins que ces zones sont circonscrites dans une partie Est de la France qui ne couvre pas certains territoires où les consommations ou productions d'hydrogène dans l'industrie sont attendues.

Point d'attention

La transition énergétique, telle que l'approche systémique de négaWatt la conçoit, oblige à mener de front plusieurs développements mais celui des énergies renouvelables est prioritaire. Si celui du stockage l'est moins, il doit cependant être anticipé sous toutes ses formes (gravitaire, électrochimique, inertiel, etc.) y compris en ce qui concerne le stockage souterrain d'hydrogène.

Recommandation n°4

Les démarches de planification des moyens de production d'énergie (SFEC, PPE) doivent entériner la priorité aux ressources renouvelables. Le fort développement des filières éolienne et solaire photovoltaïque sera d'autant plus pertinent si les productions excédentaires sur le réseau national sont dédiées à l'électrolyse de l'eau.

Recommandation n°4bis

Au niveau européen, les actes délégués publiés par la Commission européenne en février 2023 doivent concourir à bien synchroniser le développement des solutions hydrogène/électrolyse et le développement des énergies renouvelables. Face à la dynamique engagée par les Etats-Unis, la mise en œuvre des soutiens européens et français doit privilégier la simplicité et la rapidité.

5.3. Déploiement des électrolyseurs

Que l'on considère une production électrique décarbonée (avec du nucléaire comme actuellement en France) ou renouvelable (comme projetée dans le scénario négaWatt), les électrolyseurs qui produiront de l'hydrogène à l'avenir sont le rouage essentiel de cette nouvelle mécanique à mettre en place dans l'industrie. Deux enjeux sont à considérer. Tout d'abord, si on veut déployer un parc conséquent d'électrolyseurs (33 GW en 2050 dans le SnW2022), il est nécessaire de ne pas prendre de retard dans leur installation. L'incitation publique doit aller en ce sens afin d'éviter que d'autres solutions moins pertinentes soient envisagées. On pense en particulier à éviter :

- les technologies de CCS (captage et stockage de carbone) qui pour l'instant ne sont pas matures et auraient tendance à maintenir la demande en gaz d'origine fossile pour le vaporeformage alors qu'il faut rapidement la faire décroître ;
- le vaporeformage de biométhane, ce qui est techniquement possible mais n'est pas souhaitable. La part croissante du biométhane dans le mix gazier pourrait amener à cette solution. Mais comme les ressources pour produire du gaz renouvelable reposent principalement sur la biomasse, elles restent limitées et doivent être réservées aux usages difficilement substituables par l'électricité (chaleur haute température dans l'industrie, transport lourd et longue distance).

Point d'attention

Puisque les industries de l'ammoniac, de l'acier primaire et des oléfines concentrent à elles seules 56 % de la consommation d'hydrogène renouvelable à l'horizon 2050 dans le SnW2022, elles doivent pouvoir progressivement s'équiper en électrolyseurs en quantité suffisante, notamment à partir de 2035. Vu du côté des fournisseurs

d'électrolyseurs, ces trois secteurs industriels représentent un marché porteur : les fabricants français doivent y trouver une place conséquente.

Ensuite, pour que l'hydrogène produit par électrolyse soit bas-carbone (c'est-à-dire sous le seuil des 3 kg CO₂eq/kgH₂), il est nécessaire que l'électricité qui les alimente soit produite avec un contenu carbone inférieur à 60 gCO₂eq/kWh, compte-tenu des rendements actuels des électrolyseurs [17]. Le mix électrique français déjà bien décarboné et son évolution vers le 100 % renouvelable donnent un atout majeur à la France pour assurer son autonomie en hydrogène renouvelable dans le futur. Mais la question du coût est centrale. L'hydrogène produit par les énergies fossiles était encore en 2021 autour de 1 €/kg H₂. Avec la crise des prix de l'énergie et notamment celui du méthane fossile, ce prix pourrait monter à 5 €/kg H₂ selon Carbone4 [17]. La valeur basse des estimations de coûts de l'hydrogène bas-carbone sont de l'ordre de 3-4 €/kg H₂ si l'électricité voit ses prix maîtrisés. Vu les coûts décroissants de l'éolien et du solaire photovoltaïque, il y a intérêt à ce que les industriels sécurisent leur approvisionnement en électricité pour l'électrolyse directement auprès de parcs de production renouvelable. Le lancement en novembre 2022 par l'État français d'un fonds de garantie pour les contrats PPA (*power purchase agreement*) entre industriels et producteurs EnR permet de sécuriser sur le long terme ce genre de solutions⁴⁹. Cette question des coûts doit être couplée à celle de la flexibilité des électrolyseurs, condition *sine qua non* de leur pertinence à l'échelle du système électrique. Sur le long terme, les industriels doivent être incités à utiliser leurs électrolyseurs lors des périodes d'excédent de production électrique. Ce service, sur le modèle des réserves gérées par RTE, devrait pouvoir être rémunéré, en plus des bénéfices qu'apportera le marché de l'hydrogène renouvelable. Il permettrait aussi, le cas échéant, de valoriser un « effacement hydrogène » dès lors que des structures (privés et/ou publics) auraient le moyen de stocker la molécule ou son produit aval. L'actualisation en 2023 de la Programmation pluriannuelle de l'énergie publiée en avril 2020 – qui prévoyait d'étudier cette option de flexibilité des électrolyseurs – doit permettre d'en affiner les modalités.

Recommandation n°5

Afin de sécuriser une électricité à coût raisonnable qui permettra de produire un hydrogène renouvelable compétitif, les pouvoirs publics doivent continuer de sécuriser les contrats d'approvisionnement de long terme de type PPA ou envisager d'autres approches similaires. Ils doivent également démarrer une réflexion avec les acteurs concernés pour que la régulation du système électrique permette à moyen-long terme de favoriser l'usage des électrolyseurs comme outil de flexibilité du réseau.

5.4. Evolution des process industriels

Les réflexions entamées par chaque secteur industriel ayant besoin d'hydrogène décarboné montrent qu'il y a encore besoin d'améliorer les technologies nécessaires à cette transformation. Il s'agit notamment de :

- baisser les coûts, que ce soit sur l'électrolyse, le DRI par hydrogène ou les différentes briques du *power-to-olefins* ;
- minimiser les risques pour les technologies au niveau TRL 7-8 par exemple le DRI 100 % H₂, la brique *power-to-methanol* et le MTA ;
- continuer les recherches pour les technologies de TRL inférieures à 7 mais pouvant à terme apporter de nouveaux moyens pertinents ;
- améliorer la flexibilité des moyens de production industriels vis-à-vis du système électrique.

Plusieurs aspects spécifiques nécessitent aussi de la vigilance dans les trois secteurs étudiés.

Optimisation des process hydrogène pour l'acier primaire

Les acteurs de la sidérurgie sont déjà en train d'œuvrer au déploiement d'une solution de DRI hydrogène. Ils doivent être encouragés en cela, en les incitant par exemple à passer d'abord rapidement au DRI méthane d'origine fossile. Malgré les émissions de gaz à effet de serre que cela induira, elles seront toujours moindres que celle des hauts-fourneaux fonctionnant au charbon. Mais cette solution ne peut être que provisoire et doit permettre une injection progressive d'hydrogène renouvelable, en fonction de son coût et de sa disponibilité.

⁴⁹ Voir <https://www.ecologie.gouv.fr/mise-en-oeuvre-dun-fonds-garantissant-contrats-dapprovisionnement-long-terme-des-industriels>

Comme on l'a mentionné précédemment, la production d'acier, telle que le scénario négaWatt l'envisage d'ici 2050, nécessite de recycler plus de ferrailles⁵⁰. La diversité des produits en acier imposant de maintenir un niveau similaire d'importations à aujourd'hui, un signal conduisant les acheteurs d'acier à préférer celui produit de manière décarbonée serait le bienvenu.

Recommandation n°6

La décarbonation de la production d'acier passe par la voie hydrogène pour laquelle les acteurs privés doivent encore consolider la technologie et le modèle économique. Simultanément, trois actions doivent être menées :

- permettre le déploiement du DRI au méthane pour consolider cette technologie puis progressivement le remplacer par de l'hydrogène ;

- soutenir les entreprises consommant de l'acier, notamment les PME, afin qu'elles puissent acheter à moindre coût l'acier décarboné, si possible produit en France ;

- faciliter et augmenter le recyclage des ferrailles (collecte, tri, amélioration des qualités des aciers recyclés) afin d'augmenter le taux d'incorporation de matières premières recyclées dans la production d'acier.

Par ailleurs, la mise en place de la technologie DRI à partir d'H₂ pour la production d'acier primaire nécessite des ajustements précis du process. Au moins deux aspects sont à considérer. Le premier porte sur le besoin d'un minerai avec une teneur en fer supérieure à ce qui est nécessaire actuellement dans les haut-fourneaux. Le démonstrateur suédois Hybrit confirme que la qualité de l'éponge de fer obtenue par DRI avec H₂ est de meilleure qualité que celle obtenue par DRI avec méthane lorsque le minerai est plus riche en fer⁵¹. L'approvisionnement avec un tel minerai doit donc être assuré sur le long terme, ce qui renvoie à d'autres problématiques sur les conséquences sociales, sanitaires et environnementales des pratiques d'extraction dans les mines alors que la teneur des gisements a tendance à diminuer⁵².

Le second aspect tient à l'optimisation d'une méthode à l'échelle industrielle pour assurer son rendement. Les essais d'utilisation d'H₂ pour du DRI, toujours dans le cadre du démonstrateur suédois Hybrit⁵³, montre que la réaction est endothermique donc il faut apporter de l'énergie supplémentaire par rapport à l'usage de charbon dans les hauts fourneaux (qui génère une réaction exothermique). Cette quantité supplémentaire est estimée à 23,1 kJ/mole de Fer. Les mêmes travaux montrent que le taux de réduction atteint à 700°C (0,93) est presque aussi élevé qu'à 900°C (0,97-1) mais demande deux fois plus de temps. L'ajustement entre la quantité d'énergie apportée au process et le temps nécessaire à la réaction sera probablement déterminant dans l'équation économique de ces process industriels.

Point d'attention

La production d'acier primaire par DRI avec 100 % d'hydrogène nécessite encore d'importants ajustements des process industriels pour que sa compétitivité économique soit assurée, au-delà du coût de l'hydrogène et des taxations du CO₂ pour les productions émettrices de gaz à effet de serre.

Gestion de la ressource en CO₂

Le passage de la filière ammoniac à l'électrolyse induit l'arrêt du vaporeformage du gaz naturel et donc l'arrêt de production de CO₂ co-produit, qui est habituellement valorisé et source de revenus par les industries de l'ammoniac. A l'inverse, la production d'oléfines nécessite une source de CO₂ pour la première brique (synthèse du méthanol) : ses besoins en 2050 restent conséquents (7,5 Mt CO₂) puisque le SnW2022 maintient une production égale à 70 % de l'actuelle. Il est donc essentiel d'examiner si un équilibre est trouvé à l'avenir entre productions et consommations de CO₂.

Actuellement, le vaporeformage du gaz naturel est une source intéressante de CO₂ pour des usages industriels, y compris dans l'agroalimentaire, car fortement concentrée. Plus globalement, les sources de CO₂ sur les plateformes chimiques sont

⁵⁰ Le rapport d'information n°649 de 2019 du Sénat sur les enjeux de la filière sidérurgique pointait déjà le besoin de renforcer l'économie circulaire de la filière acier (propositions 16 à 19), cf. <https://www.senat.fr/rap/r18-649-1/r18-649-1.html>. Les récentes recommandations du Comité stratégique de filière Mines et métallurgie pointent également le besoin d'éviter l'exportation de ferrailles de bonne qualité, afin d'assurer l'avenir des aciéries électriques (voir <https://www.conseil-national-industrie.gouv.fr/actualites/comites-strategiques-de-filiere/mines-et-metallurgie/panorama-et-enjeux-de-la-filiere-acieries-electriques>)

⁵¹ Voir l'annonce faite le 12 octobre 2022 : <https://www.ssab.com/en/news/2022/10/hybrit-new-research-shows-hydrogen-reduced-iron-has-superior-properties>

⁵² Voir par exemple les analyses menées par Judith Pigneur : http://www.fondation-2019.fr/wp-content/uploads/2021/01/74989_PIGNEUR_2019_archivage.pdf

⁵³ Voir les publications mises en ligne sur <https://www.hybritdevelopment.se/en/research-project-1/researchlibrary/> ; et en particulier celle sur l'étude des profils de température et leur cinétique dans le minerai de fer : <http://www.diva-portal.org/smash/record.jsf?pid=diva2%3A1389477&dswid=881>

importantes, même s'il est souvent nécessaire de les concentrer car elles induisent un coût et une consommation d'énergie. A l'avenir, les sources industrielles de CO₂ vont se restreindre, pour plusieurs raisons : augmentation de l'efficacité, substitution de procédés fonctionnant aux combustibles par des procédés fonctionnant à l'électricité, passage à des procédés hydrogène par électrolyse (acier, ammoniac). De nouvelles filières de production de CO₂ industriels doivent prendre le relais, telles que la valorisation de CO₂ biogénique issu de fermentation (usine de bioéthanol, brasseries). On assiste également à l'émergence de la valorisation du CO₂ issu de la méthanisation et de la pyrogazéification. La répartition géographique semble suffisamment homogène et les ressources des régions concernées suffisantes (voir cartes de la Figure 22) pour les besoins de production d'oléfines par de l'hydrogène.

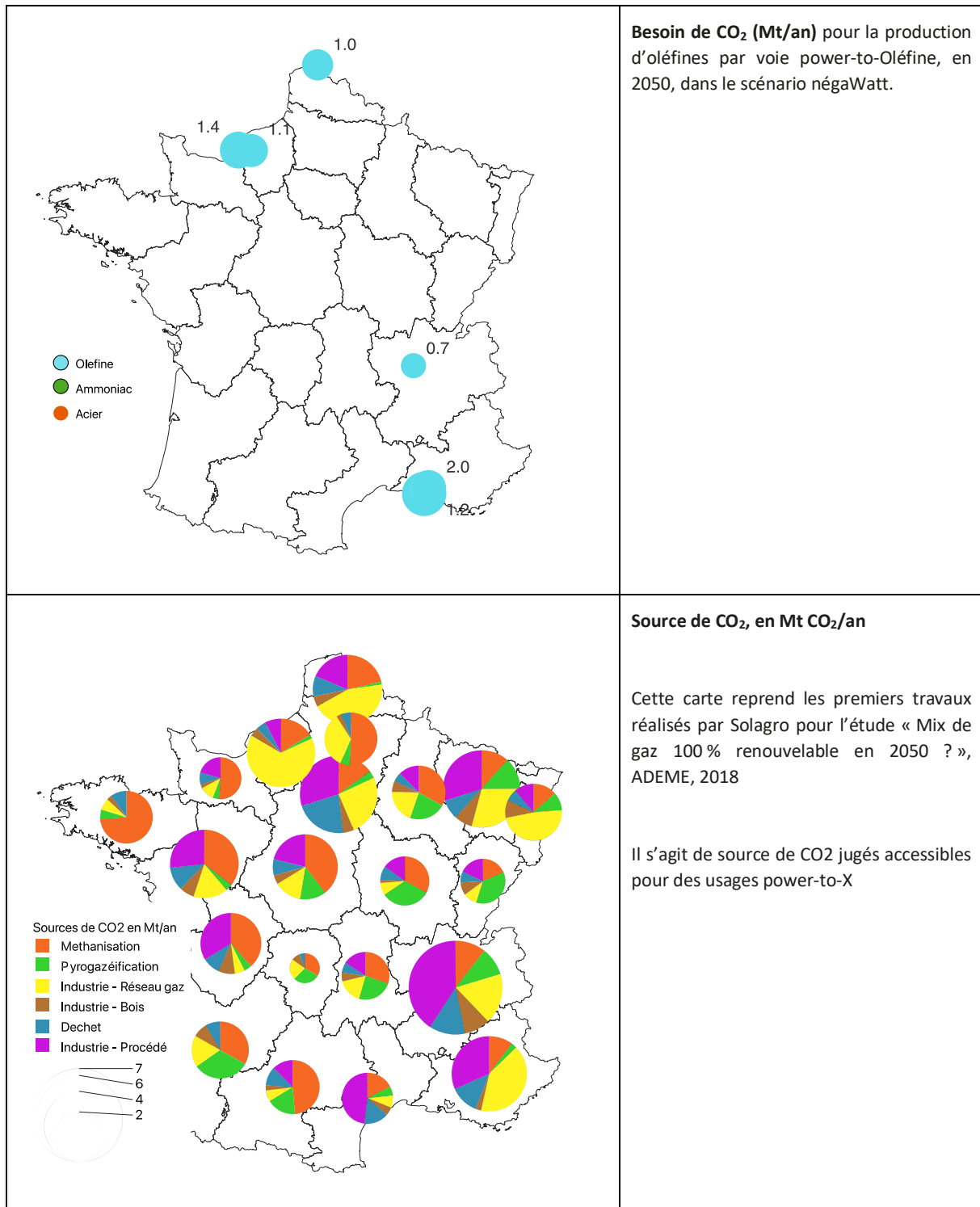


Figure 22 - Besoins de CO₂ dans le secteur des oléfines et sources de CO₂ dans le scénario négaWatt en 2050

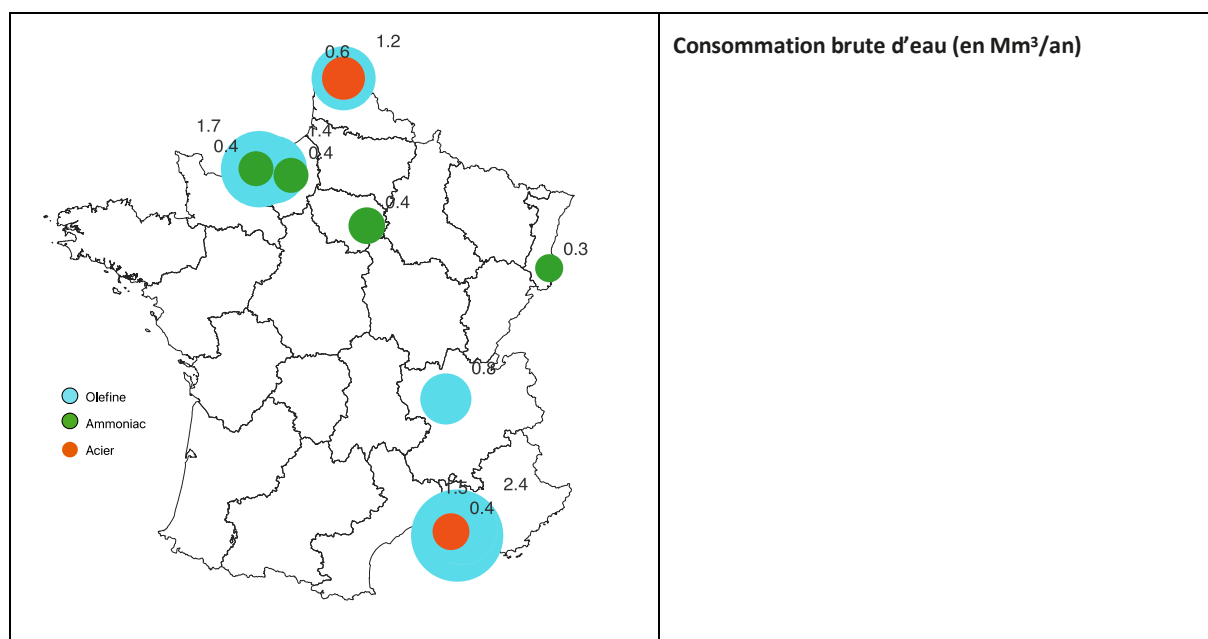
Recommandation n°7

Le CO₂ reste une matière première liée à l'usage de l'hydrogène. Pouvoirs publics et acteurs privés doivent anticiper une évolution importante dans ce domaine pour certains secteurs industriels qui le produisent et d'autres qui l'utilisent, et s'assurer que les nouvelles sources de CO₂ biogéniques (méthanisation, pyrogazéification) soient développées à un niveau suffisant. La fiscalité pourrait être allégée pour la vente du CO₂ produit par ces nouvelles sources (par rapport à celui issu du vaporeformage du gaz d'origine fossile), afin de les privilégier.

Gestion de la ressource en eau

Si l'approvisionnement en électricité des électrolyseurs est un point essentiel, celui de l'eau représente aussi un certain enjeu. Avec ce fort développement de la production d'hydrogène (environ 91 TWh PCS), la quantité d'eau nécessaire sera de plus de 20 millions de m³. A titre de comparaison, ce volume représente moins de 1 % des ressources en eau déjà utilisées dans l'industrie (plus de 2770 Mm³ en 2012⁵⁴). L'eau qui sera nécessaire à la production d'hydrogène par électrolyse est encore plus négligeable au regard des 165 000 Mm³ d'eau captés actuellement chaque année pour refroidir les centrales nucléaires.

Vu la localisation très concentrée des trois secteurs industriels étudiés dans certains départements, la consommation d'eau pour l'électrolyse devra être sérieusement analysée. Elle concerne l'eau douce mais également l'eau de mer qui pourrait être utilisée puisqu'une bonne part des besoins étudiés se situent en zone littorale. La disponibilité de la ressource, en particulier dans des zones géographiques qui pourraient être fortement impactées par des manques d'eau voire des sécheresses dues au changement climatique, devra être localement vérifiée. Néanmoins, vues les proportions de consommation d'eau dans d'autres secteurs, et sous réserve d'une gestion prudente de cette ressource, il est peu probable que les besoins en eau pour l'électrolyse nécessaire à la production d'ammoniac, d'acier et d'oléfines subissent des difficultés d'approvisionnement et des conflits d'usages. Les volumes de consommation brute d'eau oscillent entre 0,3 et 2,4 Mm³/an par site. Ceux qui produisent des oléfines voient cette consommation diminuée par l'eau coproduite lors de leurs process (voir les cartes de la Figure 23). Au total, la consommation nette d'eau pour l'électrolyse de ces trois secteurs industriels s'élève à 5,1 Mm³/an.



⁵⁴ Voir <https://www.insee.fr/fr/statistiques/1906661>

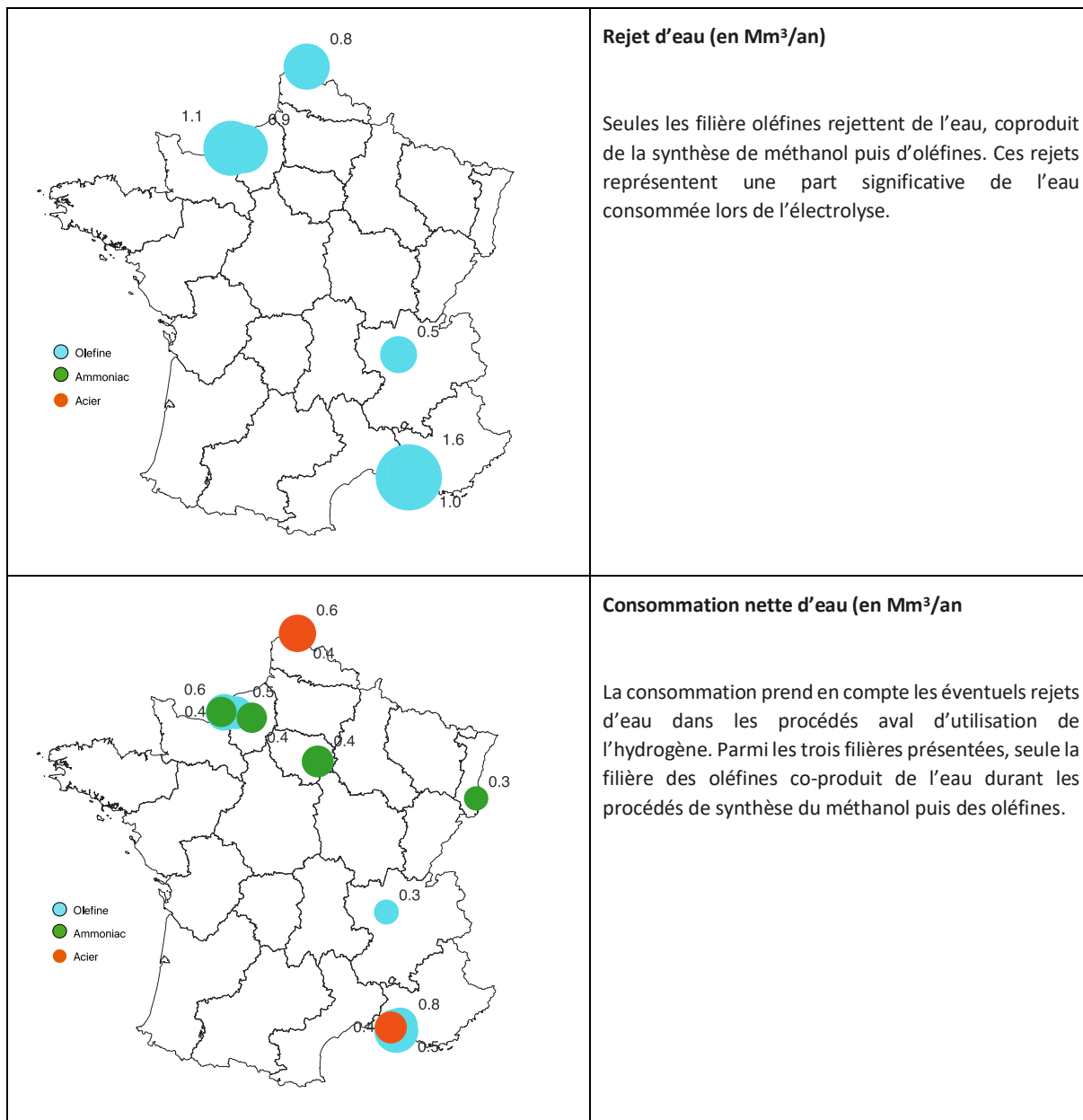


Figure 23 - Consommation d'eau pour l'hydrogène industriel dans le scénario négaWatt en 2050

Point d'attention

L'approvisionnement en eau (douce ou de mer) des électrolyseurs ne semble pas être un critère bloquant pour le développement de la filière hydrogène renouvelable. Les secteurs industriels qui en auront la plus grande consommation nette (acier primaire et ammoniac) doivent néanmoins s'assurer des enjeux locaux d'accès à l'eau sur leurs sites.

5.5. Localisation des sites industriels

Le scénario négaWatt 2022 envisage globalement une baisse de la demande en énergie et en biens d'équipements qui a des répercussions sur les activités industrielles. Les évolutions ne sont pas homogènes, puisque certains secteurs vont être en développement comme les énergies renouvelables, le ferroviaire, la chimie fine, etc. ; et d'autres seront en déclin comme le ciment, les engrais, les plastiques, etc. La dynamique sera aussi dépendante de la situation d'importateur ou d'exportateur net de chaque filière. Pour les secteurs en croissance, il est nécessaire d'appuyer le développement de la production en France, par exemple pour les panneaux solaires photovoltaïques, l'éolien en mer flottant, les véhicules légers (vélo et deux-roues motorisés), les isolants thermiques pour la rénovation énergétique, les pompes à chaleur, etc. Les secteurs dont

l'activité va baisser (aéronautique, automobile, nucléaire, sidérurgie) doivent être accompagnés et faire l'objet d'anticipation sur les bassins d'emplois pour permettre les reconversions des sites vers de nouvelles activités.

L'approche de négaWatt conduit ainsi à imaginer des stratégies industrielles en modulant le commerce international pour chaque matériau et chaque bien de consommation. Il en résulte des possibilités de relocalisation industrielle, sous condition de comportements vertueux des filières concernées. Il s'agit par exemple des secteurs :

- du textile, de l'ameublement, de l'électroménager avec des produits de qualité aux durées de vie plus longues permettant de réduire les volumes ;
- de l'électronique (semi-conducteurs, électronique professionnelle) et de la mécanique ;
- de la chimie fine et de la pharmacie.

Les trois secteurs étudiés dans ce cahier d'acteur disposent déjà de sites en France (voir figure 16) et, au regard des évolutions de production envisagées avec l'hydrogène, vont devoir se poser des questions spécifiques.

Ammoniac – Actuellement, les sites de production d'ammoniac dans le monde privilégient les zones où l'achat du méthane peut se faire à bas coûts. A l'avenir, le recours à la technologie de l'électrolyse induira une préférence pour les zones à bas coûts de fourniture en électricité renouvelable. La présence d'infrastructures hydrogène (stockage voire réseau) pour faciliter la flexibilité sera probablement aussi prise en compte. Pour maintenir les quatre sites en France, l'industrie de l'ammoniac doit pouvoir compter sur une fourniture d'électricité renouvelable bon marché, et/ou elle-même investir dans des parcs de production, par exemple via des PPA (*power purchase agreement*). Si le débouché principal de l'ammoniac reste la production d'engrais, les sites de production du premier et des seconds seront les mêmes, comme c'est le cas aujourd'hui. Une délocalisation paraît donc peu probable. Si de nouveaux marchés s'ouvraient pour l'ammoniac, alors la création de nouveaux sites s'envisagera, ainsi que celui du transport de l'ammoniac.

Acier – Historiquement, les sites de production d'acier primaire dépendent beaucoup de l'accès au charbon voire au méthane à bas coût. Le passage à l'hydrogène pourrait modifier les implantations géographiques puisque les nouveaux procédés de DRI peuvent être construits sur d'autres sites et n'ont pas forcément besoin des infrastructures actuelles de haut-fourneau. Comme pour le secteur de l'ammoniac, l'accès à une électricité renouvelable bon marché sera un critère déterminant. Le choix d'une zone géographique dépendra en partie de la distance entre les sites de production de fer (DRI) et celles de l'acier (four électrique). Il est possible de séparer les deux, les aciéries électriques étant avant tout dédiées à l'utilisation de ferrailles recyclées. Mais la séparation entre ces deux types de sites va conduire à une dégradation du rendement énergétique globale puisqu'il sera nécessaire, pour leur transport, de refroidir les « éponges de fer » puis de les réchauffer. On peut ainsi imaginer des délocalisations de la première partie du procédé (production du fer par DRI) dans des zones à faible coût de production d'énergie renouvelable, même si cette option est limitée par la baisse de rendement énergétique.

Oléfines - Pour des questions d'intégration des filières de l'industrie chimique, il semble pertinent de continuer à localiser la production d'oléfines à proximité des sites pétrochimiques (6 sites de vapocraquage en France). Néanmoins, il pourrait être intéressant de délocaliser la production, au moins du méthanol, à proximité de sources de CO₂ facilement accessibles (industrie de fermentation, unités de biométhane ou de pyrogazéification) et/ou de grande taille (cimenterie, four à chaux). Pour ces dernières, même si elles présentent un flux de CO₂ quasi pur, elles fournissent un volume faible⁵⁵ par rapport aux capacités généralement observées dans l'industrie. L'accès au CO₂ pour ce cas de CCU, pourrait peut-être justifier des réseaux de CO₂, ce sont des questions qu'il paraît important de creuser pour optimiser le système.

Point d'attention

La localisation des sites industriels de production d'ammoniac, d'acier et d'oléfines peut rester en France sous couvert d'avoir accès à de l'hydrogène et/ou de l'électricité renouvelables bon marché. D'autres critères pourront être pris en compte (accès à du CO₂ pour le méthanol des oléfines, distance entre les sites de DRI et les aciéries électriques pour l'acier). En plus des conditions techniques de réussite de ces transformations industrielles vers l'hydrogène, les acteurs privés, en lien avec les pouvoirs publics, doivent préparer les mutations professionnelles des salariés concernés dans les bassins d'emplois déjà existants.

⁵⁵ Pour une unité de 150 Nm³/h (unité médiane observé sur le réseau de distribution), il serait possible de produire environ 600 t de méthanol par an en considérant un fonctionnement 3200 h/an. En 2050, il sera nécessaire de produire 4,4 Mt de méthanol.

5.6. Conditions de compétitivité économique

Comme dit précédemment (chapitre 5.2), la place des électrolyseurs va compter fortement dans l'équation pour fournir un hydrogène renouvelable économiquement abordable. Quelques aspects supplémentaires sont à considérer.

Oléfines – Les produits issus de la pétrochimie sont des co-produits de la production des carburants. En tant que co-produits “fatals”, leurs coûts de production sont avant tout assurés par la vente de carburant. Ils sont donc très difficiles à concurrencer économiquement par des produits de substitution ayant leurs propres coûts de production. Cependant, dans le SnW2022, cette industrie subit la baisse de consommation des carburants pétroliers (diminution des distances parcourues, moteurs plus efficaces, substitution vers d'autres combustibles comme l'électricité, le biométhane et l'hydrogène), ce qui aura un impact sur la production traditionnelle d'oléfines. Baisse de production des carburants pétroliers et montée en puissance du *power-to-olefins* doivent donc être menés en concertation, dans le cadre des outils de planification prévus par les pouvoirs publics (cf. recommandation n°1).

Ammoniac – La production d'ammoniac par hydrogène renouvelable vient frontalement en concurrence avec la filière traditionnelle qui est compétitive grâce à un prix bas du gaz d'origine fossile. La crise énergétique due à l'invasion de l'Ukraine par la Russie a engendré une hausse de ce prix qui risque de durer tant que le conflit géopolitique perdure. Ce prix élevé du gaz fossile a des conséquences sociales néfastes qu'il faut compenser auprès des personnes en difficultés ou des petites entreprises mais pas au niveau des industriels pour qui c'est un signal de premier ordre. Il risque d'autant plus de perdurer que le verdissement du mix gazier (injection du biométhane, fabrication de gaz de synthèse notamment par pyrogazéification) va faire augmenter le prix du méthane. De plus, les pouvoirs publics pourraient ajuster ces hausses de prix du gaz fossile en y affectant deux outils économiques : la fixation d'un prix à la tonne de carbone émise⁵⁶ et l'extension de la taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel (TICGN) aux usages autres que celui de combustible.

Point d'attention

Un prix élevé du gaz d'origine fossile (à cause de crise géopolitique ou de l'application d'une taxation) doit rester un signal économique majeur pour inciter les grands acteurs industriels à la décarbonation. Les soutiens apportés par l'État pour la mise en place de nouvelles solutions, en particulier celle de l'hydrogène renouvelable, doivent permettre d'avantager les acteurs qui s'engagent dans la décarbonation.

Acier – La production d'acier va subir une concurrence économique entre filières plus ou moins carbonées. Les coûts de production de l'acier primaire par hydrogène seraient de l'ordre de 30 % supérieurs par rapport à ceux des hauts-fourneaux. Des mesures peuvent permettre de compenser cet écart de prix, tel qu'un prix de la tonne de CO₂ suffisant. Mc Kinsey⁵⁷ évalue par exemple que pour un prix de l'électricité de 33 €/MWh (permettant un prix de 2,2 €/tH₂ en sortie d'électrolyseur) il faudrait une tonne de CO₂ à 100 € pour rendre compétitive la filière hydrogène en sidérurgie. Evidemment, les prix élevés sur le marché de l'électricité en 2022 (plusieurs centaines d'euros le mégawattheure), ainsi que pour le gaz et le charbon rendent tout exercice économique prospectif bien incertain.

On remarquera que pour certains secteurs d'activité, l'impact du surcoût de l'acier sur le prix final reste très faible. C'est par l'exemple le cas dans le secteur automobile : pour une voiture, le remplacement de l'acier issu de hauts-fourneaux par de l'acier bas carbone aurait un surcoût de l'ordre de 1 % sur le prix final⁵⁸. Il ne faut donc pas raisonner uniquement sur le prix des matières premières mais également au niveau des produits manufacturés dont les prix vont se répercuter sur le consommateur final. Mais pour que les consommateurs puissent faire leur choix en connaissance de cause, et accepter la différence de prix entre les produits bas carbone et les autres, il est nécessaire d'avoir une meilleure connaissance des émissions de gaz à effet de serre contenues dans les produits manufacturés et d'en déduire un affichage environnemental.

⁵⁶ Pour rappel, la valeur tutélaire du carbone devrait être de 250 €/tCO₂ en 2030 et 500 € en 2040. Cf. : <https://www.strategie.gouv.fr/publications/de-l'action-climat>

⁵⁷ « Decarbonization challenge for steel. Hydrogen as a solution in Europe », McKinsey, 2020

⁵⁸ « Tomorrow's markets today: Scaling up demand for climate neutral basic materials and products », Agora Energiewende, 2021

Recommandation n°8

Dans une vision globale de l'économie circulaire et de l'incitation à la décarbonation, l'Association négaWatt propose que soit mis en place un affichage environnemental obligatoire des biens de consommation. Cet affichage inclurait un bilan des émissions de gaz à effet de serre en analyse de cycle de vie du produit, une estimation de sa durée de vie et une note "matériaux" fondée sur le contenu du produit en matières critiques, sur l'empreinte énergétique et sur le taux d'incorporation de matériaux recyclés⁵⁹.

⁵⁹ Pour le détail de cette proposition, voir le rapport du scénario négaWatt 2022, partie 3, pages 16 à 18 [6]

6. Conclusion / Perspectives

Le travail mené pour ce cahier d'acteur répond à deux enjeux :

- comprendre le rôle que l'hydrogène renouvelable peut jouer dans la transition énergétique d'ici 2050, en l'intégrant au sein d'un ensemble de plusieurs vecteurs d'énergie et de matière, et de plusieurs usages ;
- identifier les mesures à prendre pour que le développement de l'hydrogène renouvelable se fasse à un rythme cohérent avec ce qu'il représentera en 2050, en particulier dans trois secteurs industriels qui peuvent – et doivent – décarboner la majorité de leur production d'ici 2040.

6.1. Fixer une priorité pour l'industrie

Le cadre du scénario négaWatt offre une vision systémique de la transition et donc du poids relatif des différents vecteurs et de leur vitesse de déploiement pour atteindre la neutralité carbone. Dans cette vision, l'hydrogène devient entièrement renouvelable – via l'électrolyse de l'eau – puisque le scénario négaWatt prévoit une évolution vers le 100% EnR ; et il tient une place modérée en 2050 par rapport aux deux géants que seront l'électricité et le gaz renouvelables. Il joue néanmoins un rôle crucial pour faire le lien entre ces deux vecteurs principaux (via la méthanation), pour alimenter l'industrie en matière ou en combustible, et pour répondre à certains usages directs (transport et injection dans le réseau de méthane).

Dans ce scénario, il est nécessaire de disposer d'une capacité d'électrolyse de 4000 MW en 2030, de 26 000 MW en 2040 et de 33 000 MW en 2050. Du point de vue des quantités, 494 kt d'hydrogène renouvelable seront à produire en 2030, puis 1533 kt en 2040 et 2323 kt en 2050 (voir la répartition par usages dans la Figure 24). Ces niveaux sont cohérents avec ceux des travaux prospectifs de l'ADEME et de RTE. Ils représentent un défi car il faut dépasser les quantités d'hydrogène actuellement fabriquées avec des énergies fossiles (de l'ordre de 920 kt en France) mais également car ce sont de nouveaux moyens de production qu'il faut mettre en œuvre. Or, selon France Hydrogène [21], le pays dispose d'une capacité d'électrolyse de 13 MW fin 2022 ; et le dernier bilan de l'Ademe [22] fait état de 8,4 kt d'hydrogène décarbonés produits en 2022, dont seulement 1 % dans l'industrie. Même si les projections de France Hydrogène laissent entendre que l'objectif national de 6500 MW sera atteint voire dépassé en 2030, la marche à franchir pour la filière hydrogène est très haute.

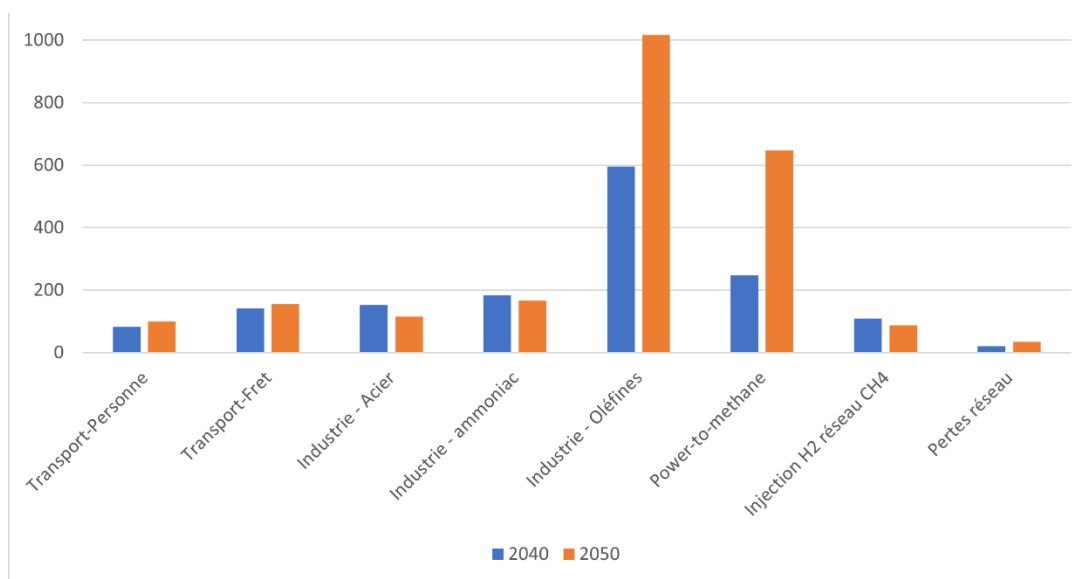


Figure 24 – Demande en hydrogène renouvelable dans le scénario négaWatt, répartie par usages (en kt)

Pour franchir cette marche, l'analyse de ce cahier d'acteur montre qu'une impulsion doit être particulièrement donnée aux projets industriels. En effet, vu les volumes importants d'hydrogène renouvelable dont l'industrie va avoir besoin pour faire sa transition, et vu qu'elle dispose déjà d'une ingénierie capable de mettre en œuvre les nouvelles solutions propres à abattre d'importantes émissions de CO₂, il est crucial que l'effort de soutien public se renforce sur les secteurs industriels les plus concernés. A l'heure actuelle, les futurs projets dans l'industrie sont en cours de négociation d'un soutien public et donc, de fait, n'apparaissent pas encore dans les chiffres officiels. S'ils se concrétisent, leurs montants seront bien plus importants

que ceux dédiés à la mobilité hydrogène. Il y a donc besoin de consolider le redimensionnement à la hausse des montants d'investissement des systèmes d'aides public afin de donner un coup d'accélérateur aux projets industriels, en particulier dans les trois sous-secteurs étudiés : l'ammoniac, l'acier primaire et les oléfines dans la chimie.

Notons tout de même que le vecteur hydrogène dans le transport n'est pas négligé dans le scénario négaWatt : il se développe dans une vision cohérente où l'équipement des véhicules lourds prime sur ceux de la mobilité individuelle, et où d'autres solutions technologiques sont préférées pour leur vitesse de déploiement plus grande (véhicules électriques, véhicules hybrides électricité-bioGNV, transport lourd en bio-GNV). On remarque également que le power-to-methane prend une place importante dans le système énergétique français dès 2040 pour soutenir le développement des énergies renouvelables électriques. Il permettra en effet de transformer la production excédentaire d'électricité en méthane de synthèse stockable dans les réseaux et sites de stockage de gaz naturel. Toute progression de la solution hydrogène dans le secteur de l'industrie et des transports à court terme, spécialement pour diminuer les coûts de l'électrolyse, sera un tremplin assurant que le power-to-methane sera au rendez-vous à moyen terme.

6.2. Principales recommandations

Trois activités industrielles sont détaillées dans ce cahier d'acteur : la production d'ammoniac, la production d'acier primaire et la production d'oléfines pour la chimie. Certaines recommandations les concernent spécifiquement :

- reconfigurer les aides publiques actuelles à l'hydrogène pour accélérer les projets de ces trois secteurs;
- soutenir spécifiquement le secteur de l'acier (développement du DRI, achat d'acier décarboné, plus grand recyclage des ferrailles) ;
- identifier l'accès à des sources de CO₂ qui seront utiles au secteur de la chimie et à la méthanation.

D'autres recommandations ciblent un appui au système global de production d'hydrogène renouvelable :

- établir des objectifs nationaux de développement de l'hydrogène en phase avec les besoins de l'industrie et du transport lourd, afin de viser une possible autonomie de production ;
- sécuriser la fourniture d'électricité d'origine renouvelable (en quantité et en niveau de prix), par exemple via les contrats de gré à gré (power purchase agreement – PPA) ;
- intégrer à terme la flexibilité des électrolyseurs dans les outils de régulation de l'équilibre offre/demande sur le réseau électrique.

Enfin, quelques recommandations sont plus généralistes afin que les politiques publiques françaises et européennes soient globalement favorables à des modes de consommations plus sobres et plus efficaces, condition *sine qua non* de la décarbonation de l'économie et particulièrement de l'industrie :

- développer plus fortement l'éco-conception et le recyclage, et imposer des critères d'éco-conditionnalité aux entreprises bénéficiant de soutiens publics ;
- donner priorité au développement de l'éolien et du photovoltaïque pour disposer de la puissance additionnelle d'électricité renouvelable nécessaire à l'électrolyse de l'eau ;
- informer les consommateurs par la mise en place un affichage environnemental obligatoire sur les biens de consommation.

6.3. Spécificités des trois filières industrielles étudiées

Chacune à leur manière, les filières de l'ammoniac, de l'acier primaire et des oléfines pour la chimie ont intérêt à utiliser dès que possible de l'hydrogène renouvelable pour décarboner leurs activités. La première car l'hydrogène est un composant majeur et essentiel de son processus de fabrication : comme il faut 180 kg d'hydrogène pour faire une tonne d'ammoniac, ce sont un peu moins de 200 kt d'H₂ qui doivent être décarbonés pour maintenir la production actuelle. L'enjeu principal est, comme pour les autres secteurs, d'avoir accès à un hydrogène renouvelable compétitif économiquement avec celui aujourd'hui produit par vaporeformage du gaz d'origine fossile. Mais également – comme ce vaporeformage est actuellement intégré dans les processus de production d'ammoniac – de s'assurer que sa future suppression peut se faire sans préjudice pour l'exploitation des installations industrielles.

Le secteur de la sidérurgie intégré, dont les hauts-fourneaux sont grands émetteurs de CO₂, peut décarboner sa production d'acier primaire grâce à la technologie DRI (direct reduced iron) : déjà utilisée avec du méthane, elle est au stade expérimental avec de l'hydrogène. Les industriels ont l'intention d'avancer rapidement sur cette solution. Mais pour arriver au remplacement des hauts-fourneaux avant 2040, comme le scénario négaWatt l'imagine, il est nécessaire de rendre le DRI hydrogène compétitif, tout en réglant quelques contraintes déjà identifiées : accès à un minerai à haute teneur en fer, post-traitement du produit issu de la réduction du fer par l'hydrogène pour arriver aux qualités d'acier attendues.

En ce qui concerne la chimie, le remplacement de produits (notamment plastiques) issus de sources fossiles peut se faire en développant le *power-to-olefins*. L'hydrogène renouvelable, comme pour l'ammoniac et l'acier, est utilisé ici en tant que matière première (en le combinant avec du CO₂) pour synthétiser du méthanol. Ce méthanol de synthèse est une première brique permettant de produire ensuite de l'éthylène et du propylène. Des projets commencent à émerger, faisant de cette solution technologique un des piliers de la "chimie verte".

Trois aspects complémentaires sont à considérer dans l'analyse de ce cahier d'acteur :

- les solutions envisagées dans le scénario négaWatt pour décarboner l'industrie ne font pas appel au captage et au stockage du CO₂. Non pas tant qu'il ne faille pas étudier cette option car elle sera peut-être nécessaire en 2050 si les puits naturels de carbone venaient à manquer. Mais pour l'instant, les mesures de sobriété, d'efficacité et d'utilisation des sources renouvelables semblent préférables pour stopper l'utilisation des énergies fossiles ;
- les ressources en eau ne sont pas un frein au développement de l'électrolyse. L'examen, au cas par cas, de l'approvisionnement en eau selon les contraintes territoriales sera nécessaire. Mais au niveau national, les volumes nécessaires (20 millions de m³ en 2050) représentent moins de 1 % de la consommation actuelle d'eau par l'industrie ;
- la ressource en CO₂ doit être considérée comme un nouveau point d'attention. L'arrêt du vaporeformage du méthane va supprimer une source de CO₂ à usage industriel ; et inversement le développement du *power-to-olefins* va engendrer un besoin de ce type de CO₂. L'accès à de nouvelles ressources de CO₂ biogénique (fermentation, méthanisation, pyrogazéification) doit être étudié.

6.4. Points d'amélioration / discussion

La vision complète apportée par le scénario négaWatt résulte d'hypothèses bâties sur l'expérience de terrain. Certains aspects méritent néanmoins d'être discutés ou approfondies lors de prochaines études. Par exemple, ce cahier d'acteur a estimé les investissements nécessaires pour que l'hydrogène renouvelable prenne pleinement sa place dans les trois secteurs industriels étudiés d'ici 2050 : ils sont de l'ordre de 4 milliards d'euros pour l'ammoniac, 2,7 milliards d'euros pour l'acier primaire et 5,7 milliards d'euros pour la seule brique "méthanol" du *power-to-olefins*. Vu l'enjeu crucial de maintenir la production de ces produits sur le territoire national, ce niveau d'investissement oblige à combiner les politiques industrielles privées de long terme avec un soutien public pérenne de ces filières ; soutien qui doit néanmoins être exigeant envers les acteurs privés au regard du bon usage des fonds publics, de l'efficacité des technologies utilisées, du respect absolu des enjeux environnementaux, et de la mise en œuvre concrète de choix de sobriété (pour eux, pour leurs prestataires et leurs clients). Tous ces points pourraient être analysés plus précisément.

Les niveaux d'investissement estimés sont très dépendants de ceux de l'électrolyse. Ainsi, sur les 2,7 milliards d'euros considérés pour la sidérurgie, l'électrolyse représente 1,5 milliard d'euros. Le périmètre d'analyse de ce cahier d'acteur n'a pas permis de détailler cet aspect. Là aussi, il conviendrait d'étudier plus finement l'évolution des coûts de l'électrolyse en fonction des technologies existantes, des économies d'échelle que va générer la réalisation des premiers projets d'envergure, de l'amélioration de l'efficacité énergétique des électrolyseurs (potentiel de chaleur fatale à récupérer), etc.

Autre aspect faisant débat, celui des importations. Les dynamiques européennes et mondiales sur l'hydrogène bas-carbone font que d'autres pays vont se positionner comme producteurs et exportateurs d'hydrogène (en particulier renouvelable pour les pays bénéficiant d'un potentiel solaire très élevé, et à bas coût). Inversement, si la France n'arrive pas à mettre en place assez vite un écosystème industriel national, elle risque de se retrouver en situation d'importer de l'hydrogène renouvelable, créant ainsi une nouvelle dépendance. La taille critique de cet écosystème, les différences de coûts de l'hydrogène importé par rapport à une production domestique, les exigences sur le caractère renouvelable du produit importé, etc. seront autant de paramètres à analyser.

Enfin, la dynamique industrielle élaborée dans le scénario négaWatt repose sur un équilibre entre baisse de consommation, maintien (voire relocalisation) de la production industrielle, hausse des niveaux de collecte, recyclage et réutilisation des matériaux, et ajustement des niveaux d'exports et d'imports. La sobriété et l'évolution de certaines pratiques (agricoles notamment) jouent un rôle prépondérant pour que le niveau de la demande s'abaisse à un niveau où il est possible de le satisfaire avec des ressources renouvelables, en substitution des ressources fossiles. Si l'hydrogène veut tenir ses promesses, en tant que nouveau vecteur produit par électrolyse de l'eau avec de l'électricité d'origine renouvelable, il doit être pensé sur toute sa chaîne de valeur et dans ce cadre d'une société sobre.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] IPCC, «IPCC Sixth Assessment Report / Working Group II,» 2022. [En ligne]. Available: <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg2/>.
- [2] IPCC, «IPCC Sixth Assessment Report / Working Group III,» 2022. [En ligne]. Available: https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/downloads/report/IPCC_AR6_WGIII_Chapter_11.pdf.
- [3] Ministère de la transition écologique, «Chiffres clés de l'énergie - Edition 2021,» [En ligne]. Available: <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/chiffres-cles-de-lenergie-edition-2021>.
- [4] Ministère de la transition énergétique, «Bilan énergétique de la France en 2021 - Données provisoires,» 2022. [En ligne]. Available: <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/chiffres-cles-de-lenergie-edition-2021>.
- [5] Ministère de la transition énergétique, «Chiffres clés du climat - Edition 2021,» 2021. [En ligne]. Available: <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/edition-numerique/chiffres-cles-du-climat/>.
- [6] Association négaWatt, «Scénario 2022 : synthèse et rapport,» 2022. [En ligne]. Available: <https://negawatt.org/Scenario-negaWatt-2022#ressources>.
- [7] ADEME, «Rencontre de la Transition Industrielle n°4 - L'industrie et l'hydrogène dans les scénarios Transition(s) 2050,» 2022. [En ligne]. Available: <https://librairie.ademe.fr/changement-climatique-et-energie/5228-rencontre-de-la-transition-industrielle-n4.html>.
- [8] RTE, «Futurs énergétiques : l'hydrogène et le rôle clé des couplages entre les secteurs du gaz et de l'électricité,» 2022. [En ligne]. Available: https://assets.rte-france.com/prod/public/2022-06/FE2050_Rapport_complet_9.pdf.
- [9] IDDRI, «Hydrogène pour la neutralité climat : conditions de déploiement en France et en Europe,» 2022. [En ligne]. Available: <https://www.iddri.org/fr/publications-et-evenements/etude/hydrogene-pour-la-neutralite-climat-conditions-de-dploiement-en>.
- [10] International Energy Agency , «Global Hydrogen Review,» [En ligne]. Available: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022>.
- [11] RTE, «La transition vers un hydrogène bas carbone,» 2020.
- [12] IRENA and AEA, «Innovation Outlook: Renewable Ammonia,» 2022. [En ligne]. Available: <https://irena.org/publications/2022/May/Innovation-Outlook-Renewable-Ammonia>.
- [13] International Energy Agency, «Energy technology Perspectives,» 2023. [En ligne]. Available: <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2023>.
- [14] Hydrogen Europe, «Steel from Solar Energy Report,» 2022. [En ligne]. Available: https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2022/06/Steel_from_Solar_Energy_Report_05-2022_DIGITAL.pdf.
- [15] Bellona Europa, 26 mai 2021. [En ligne]. Available: <https://bellona.org/news/industrial-pollution/2021-05-hydrogen-in-steel-production-what-is-happening-in-europe-part-two>. [Accès le 02 2023].
- [16] Institute for Energy Economics and Financial Analysis, «Solving iron ore quality issues for low-carbon steel,» 2022. [En ligne]. Available: <https://ieefa.org/resources/solving-iron-ore-quality-issues-low-carbon-steel>.
- [17] Carbone 4, «Hydrogène bas-carbone : quels usages pertinents à moyen terme dans un monde décarboné ?,» 2022. [En ligne]. Available: <https://www.carbone4.com/publication-hydrogene-bas-carbone>.
- [18] Ministère de la transition écologique, «Plan de déploiement de l'hydrogène,» 2018. [En ligne]. Available: https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/Plan_deploiement_hydrogene.pdf.
- [19] La Fabrique Ecologique, «L'hydrogène bas carbone : une opportunité pour la France et pour l'Europe de l'énergie,» 2022. [En ligne]. Available: <https://www.lafabriqueecologique.fr/lhydrogene-bas-carbone-une-opportunite-pour-la-france-et-pour-leurope-de-lenergie/>.

- [20] Association négaWatt, «Développer l'hydrogène : pourquoi et comment ?», 2020. [En ligne]. Available: https://negawatt.org/IMG/pdf/200909_note_developper-lhydrogene_pourquoi-et-comment.pdf.
- [21] France Hydrogène, «Trajectoire pour une grande ambition hydrogène à 2030,» 2022. [En ligne]. Available: <https://www.france-hydrogene.org/publication/trajectoire-pour-une-grande-ambition-hydrogene-a-2030-industriels-et-territoires-concretisent-les-ambitions/>.
- [22] ADEME, «Les premiers écosystèmes hydrogène,» 2023. [En ligne]. Available: <https://bibliothèque.ademe.fr/mobilite-et-transport/6057-les-premiers-ecosystemes-hydrogene-9791029720895.html>.
- [23] IRENA, «Innovation outlook : renewable methanol,» 2021.

ANNEXES

Données brutes sur la demande d'hydrogène dans le scénario négaWatt

	2020	2030	2040	2050
Demande H2 (TWh PCS)	0,0	19,5	60,4	91,5
Transport-Personne	0,0	0,7	3,2	4,0
Transport-Fret	0,0	3,8	5,6	6,1
Industrie - Acier	0,0	0,0	6,0	4,5
Industrie - ammoniac	0,0	0,0	7,2	6,5
Industrie - Oléfines	0,0	0,0	23,4	40,0
Power-to-methane	0,0	8,7	9,7	25,5
Injection H2 réseau CH4	0,0	6,2	4,3	3,5
Pertes réseau	0,0	0,1	0,8	1,4
Demande H2 (kt H2)	0	494	1 533	2 323
Transport-Personne	0	17	82	100
Transport-Fret	0	97	142	155
Industrie - Acier	0	0	153	115
Industrie - ammoniac	0	0	184	166
Industrie - Oléfines	0	0	595	1 017
Power-to-methane	0	220	247	647
Injection H2 réseau CH4	0	157	109	88
Pertes réseau	0	2	21	35
rendement électrolyseur	-	73%	78%	79%
Consommation d'électricité (TWh)	0,0	26,7	77,7	115,1
Transport-Personne	-	0,9	4,2	5,0
Transport-Fret	-	5,2	7,2	7,7
Industrie - Acier	-	0,0	7,7	5,7
Industrie - ammoniac	-	0,0	9,3	8,2
Industrie - Oléfines	-	0,0	30,1	50,4
Power-to-methane	-	11,9	12,5	32,1
Injection H2 réseau CH4	-	8,5	5,5	4,4
Pertes réseau	-	0,1	1,1	1,7
HEPP	-	7014	2994	3396
Capacité électrolyseur installée (GW)	0	4	26	33
Transport-Personne	-	0,1	1,4	1,5
Transport-Fret	-	0,7	2,4	2,3
Industrie - Acier	-	0,0	2,6	1,7
Industrie - ammoniac	-	0,0	3,1	2,4
Industrie - Oléfines	-	0,0	10,1	14,8
Power-to-methane	-	1,7	4,2	9,4
Injection H2 réseau CH4	-	1,2	1,8	1,3
Pertes réseau	-	0,0	0,4	0,5

Aspects réglementaires dans le cadre communautaire européen

Le 10 février 2022, la DG Energy de la Commission a présenté aux membres de l'Alliance européenne pour un hydrogène propre les mesures en cours de révision dans le cadre du paquet Fit for 55 qui doivent permettre de faciliter le recours à l'hydrogène. Dans ce "paquet" sur la décarbonation des marchés de l'hydrogène et du gaz, dix aspects réglementaires sont pointés⁶⁰ :

- 1) Dégrouper (unbundling) vertical des réseaux d'hydrogène (Article 62 de la directive Gaz, Annexe 6, Table 33 des analyses d'impact) ; la règle par défaut est que les gestionnaires de réseau ne peuvent pas avoir de participation dans des sites de production ;
- 2) Dégrouper (unbundling) horizontal des réseaux d'hydrogène (Article 64 de la directive Gaz, Annexe 6, Table 34 des analyses d'impact) : la gestion des activités de réseaux d'hydrogène doivent être séparées de celles d'autres réseaux d'énergie. Un opérateur peut néanmoins combiner des activités de réseau, de stockage et de terminaux d'hydrogène ;
- 3) Séparation des bases d'actifs réglementaires (Article 4 de la Réglementation Gaz, Annexe 6, Table 45 et pages 172-182 des analyses d'impact) : les actifs hydrogène et gaz doivent être séparés pour pouvoir calculer les tarifs finançant les réseaux. Des exemptions sont possibles ;
- 4) Accès des tiers et tarifs de réseaux pour des infrastructures dédiées à l'hydrogène (pour les réseaux : Article 6 de la Réglementation, Articles 31 et 53 de la Directive, Annexe 6, Table 35 des analyses d'impact ; pour les stockages et terminaux : Article 2(6), 2(8), 32 et 33 de la Directive, Annexe 6, Tables 36 et 37 des analyses d'impact) ;
- 5) Dérogations réglementaires pour les réseaux d'hydrogène (Articles 47 et 48 de la Directive Gaz, Annexes 39 et 40 des analyses d'impact) ;
- 6) Réaffectation des actifs de gaz naturel : permis et droits acquis (Article 7 de la Directive, Annexe 6, Table 41 des analyses d'impact) ;
- 7) **Définition et certification de l'hydrogène bas-carbone** (Article 8 de la Directive, Annexe 6, Table 43 des analyses d'impact) : la réduction des émissions de gaz à effet de serre doit être d'au moins 70% ;
- 8) Réseau européen des gestionnaires de réseaux d'hydrogène européen (Articles 40-46 et considérants 48-49 de la Réglementation) la création de cet ENNOH (European Network of Network Operators for Hydrogen) doit permettre d'assurer la coordination au niveau européen ;
- 9) Autoriser un mélange de 5% d'hydrogène aux points d'interconnexion du réseau de gaz naturel (Articles 20 et 65(7) de la Réglementation Gaz, Annexe 7, Table 50 des analyses d'impact) : ce niveau est un plafond, pas un objectif. Il s'applique aux interconnexions entre Etats Membres, pas dans le réseau national. Un taux supérieur est possible entre deux Etats qui partageraient un accord ;
- 10) Séparer le reporting du développement des réseaux d'hydrogène (article 52 de la Directive, Annexe 8, Table 53 des analyses d'impact).

⁶⁰ pour plus de détails et les termes exacts en anglais, voir <https://ec.europa.eu/docsroom/documents/48857>

INDEX DES TABLEAUX ET FIGURES

TABLEAUX

Tableau 1 - Evolution de la production des énergies primaires renouvelables (en TWh) dans le scénario négaWatt	10
Tableau 2 - Données 2020 (en Mt/an) de production consommation, importation et exportation d'oléfines en France ; et comparaison avec la production mondiale Source : https://lelementarium.fr/	18
Tableau 3 - Principales données sur l'ammoniac en 2050 (par rapport à 2014) dans les scénarios de l'ADEME et de négaWatt	30
Tableau 4 - Principales données sur l'acier en 2050 (par rapport à 2014) dans les scénarios de l'ADEME et de négaWatt	33
Tableau 5 - Production d'oléfines dans les scénarios ADEME – Transition(s) 2050	36

FIGURES

Figure 1 - Consommations énergétiques finales (en TWh) par secteur dans le scénario négaWatt	9
Figure 2 - Consommations énergétiques primaires (en TWh) par secteur dans le scénario négaWatt.....	10
Figure 3 - Répartition des vecteurs finaux d'énergie (hors matières premières) en 2050 dans le scénario négaWatt.....	11
Figure 4 - Diagramme de Sankey pour les réseaux H2 et CH4 en 2050 (en TWh PCS) dans le scénario négaWatt	12
Figure 5 - Consommation d'énergie pour produire de l'hydrogène en 2050 (en TWh) dans les scénarios de RTE, négaWatt et l'ADEME	13
Figure 6 - Coûts de l'ammoniac produit via électrolyse (en US \$ par tonne) – Source : AIE.....	16
Figure 7 - Coûts de l'acier produit par DRI-H2 (en US \$ par tonne) – Source : AIE.....	18
Figure 8 - Les voies de production des oléfines, actuelles et futures.....	19
Figure 9 - Coûts de l'hydrogène renouvelable produit par électrolyse (en US \$ par kg) Source : AIE	22
Figure 10 - Représentation schématique des soutiens français et européens à l'hydrogène dans l'industrie.....	25
Figure 11 - Bilan de production, consommation, import, export en France des engrais azotés de synthèse en 2014 et 2050 dans le scénario négaWatt.....	28
Figure 12 - Bilan de production, consommation, import, export d'ammoniac en France entre 2020 et 2050 dans le scénario négaWatt.....	28
Figure 13 - Mix de production d'ammoniac en France entre 2020 et 2050 dans le scénario négaWatt	29
Figure 14 - Acier : Bilan de production, consommation, import, export de l'acier en France entre 2020 et 2050 dans le scénario négaWatt	31
Figure 15 - Zoom sur le mix de production de l'acier en France 2020-2050.....	32
Figure 16 - Projet power-to-méthanol (en MWe d'électrolyse), par date de mise en service et pays (Source : IRENA, CRI, ABEL, Solagro)	34
Figure 17 - Bilan Production, consommation, import, export d'oléfines en France entre 2020 et 2050 dans le scénario négaWatt.....	35
Figure 18 - Comparaison des productions et consommations d'hydrogène (en TWh PCS) des scénarios Transition(s) de l'ADEME et du scénario négawatt (nW).....	38
Figure 19 - Répartition du power-to-gaz en 2050 Source : ADEME, 2015 « Un mix électrique 100% renouvelable ? »	39
Figure 20 - Consommation du secteur du transport par types de carburants de 2020 à 2050 (en TWh PCS) dans le scénario négaWatt.....	40
Figure 21 - Consommation d'hydrogène industriel en 2050 (kt/an) – scénario négaWatt.....	40
Figure 22 - Besoins de CO ₂ dans le secteur des oléfines et sources de CO ₂ dans le scénario négaWatt en 2050.....	46
Figure 23 - Consommation d'eau pour l'hydrogène industriel dans le scénario négaWatt en 2050.....	48
Figure 24 – Demande en hydrogène renouvelable dans le scénario négaWatt, répartie par usages (en kt).....	52

L'ADEME EN BREF

À l'ADEME - l'Agence de la transition écologique -, nous sommes résolument engagés dans la lutte contre le réchauffement climatique et la dégradation des ressources.

Sur tous les fronts, nous mobilisons les citoyens, les acteurs économiques et les territoires, leur donnons les moyens de progresser vers une société économe en ressources, plus sobre en carbone, plus juste et harmonieuse.

Dans tous les domaines - énergie, économie circulaire, alimentation, mobilité, qualité de l'air, adaptation au changement climatique, sols... - nous conseillons, facilitons et aidons au financement de nombreux projets, de la recherche jusqu'au partage des solutions.

À tous les niveaux, nous mettons nos capacités d'expertise et de prospective au service des politiques publiques.

L'ADEME est un établissement public sous la tutelle du ministère de la Transition écologique et du ministère de l'Enseignement supérieur, de la Recherche et de l'Innovation.

LES COLLECTIONS DE L'ADEME



FAITS ET CHIFFRES

L'ADEME référent : Elle fournit des analyses objectives à partir d'indicateurs chiffrés régulièrement mis à jour.



CLÉS POUR AGIR

L'ADEME facilitateur : Elle élabore des guides pratiques pour aider les acteurs à mettre en œuvre leurs projets de façon méthodique et/ou en conformité avec la réglementation.



ILS L'ONT FAIT

L'ADEME catalyseur : Les acteurs témoignent de leurs expériences et partagent leur savoir-faire.



EXPERTISES

L'ADEME expert : Elle rend compte des résultats de recherches, études et réalisations collectives menées sous son regard.



HORIZONS

L'ADEME tournée vers l'avenir : Elle propose une vision prospective et réaliste des enjeux de la transition énergétique et écologique, pour un futur désirable à construire ensemble.



PRIORISATION DES BESOINS DE L'HYDROGENE DANS L'INDUSTRIE

L'Association négaWatt, en lien avec Solagro, et avec le soutien de l'ADEME, analyse la place que l'hydrogène renouvelable peut prendre dans la transition énergétique. Sur la base de son scénario, le vecteur hydrogène est intégré à la fois en tant que vecteur énergétique et en tant que matière nécessaire pour l'industrie.

A ce titre, trois secteurs industriels sont étudiés, car ils représentent plus de la moitié de la consommation d'hydrogène renouvelable en 2050 : la production d'ammoniac, la production d'acier primaire et la production d'oléfines pour la chimie.

Parmi les aspects abordés dans cette étude, on trouve notamment :

- L'évolution des besoins en électrolyse ;
- La répartition des volumes d'hydrogène renouvelable en fonction des différents usages ;
- Une analyse de certains critères (besoin en eau, en CO₂, etc.) ;
- Un comparatif avec les scénarios de l'ADEME ;
- Une synthèse des ambitions européennes et françaises ;

Enfin, plusieurs recommandations sont faites en vue d'assurer le développement rapide et pérenne de l'hydrogène renouvelable, parmi lesquelles le soutien aux projets industriels concernés est incontournable.

Étant donné leur process et besoins spécifiques, les trois secteurs industriels de la production d'acier primaire, d'ammoniac et des oléfines de la chimie ont un rôle important à jouer dans la mise en place d'une nouvelle économie de l'hydrogène.

Partie prenante de la transition énergétique, la production d'hydrogène à partir d'une électricité d'origine renouvelable conditionne l'avenir de ces filières industrielles. Parce qu'elles ont dès maintenant un fort impératif de se décarboner, elles doivent pouvoir mettre en place les solutions hydrogène rapidement. Elles favoriseront ainsi l'émergence d'acteurs-clés, en particulier les fabricants d'électrolyseurs.

