Groupe de travail n°4 « interfaces entre l'électricité et les autres vecteurs »

Document de cadrage n°2 :
Trajectoires de développement de l'hydrogène et des couplages entre l'électricité et les réseaux de chaleur

Table des matières

1. Contexte et objectifs du groupe de travail 4

1.1 Cadre général : les scénarios à l'horizon 2050 du Bilan prévisionnel 4

1.2 Rappel des objectifs du GT4 sur les interfaces entre l'électricité et les autres vecteurs 5

2. Les trajectoires de développement de l'hydrogène proposées et la répartition entre les différents secteurs et usages 6

2.1 Les orientations publiques sur le développement de l'hydrogène bas-carbone 6

2.1.1 Les différentes catégories d'usage de l'hydrogène 6

2.1.2 La consommation d'hydrogène actuelle en France : environ 30 $TWh_{H2\text{-}PCI}$ consommé dans l'industrie, dont une grande partie est issue de coproduits 7

2.1.3 Les grandes lignes de la SNBC pour l'hydrogène 9

2.1.4 Les précisions apportées par la stratégie hydrogène France 10

2.1.5 D'autres scénarios de développement de l'hydrogène en France proposés par certains acteurs 11

2.2 La comparaison avec d'autres scénarios et plans européens 12

2.2.1 Les stratégies hydrogène des Etats membres et de l'Union européenne 12

2.2.2 La place de l'hydrogène et des énergies de synthèse dans les scénarios de mix énergétique à l'horizon 2050 14

2.3 Les principes de construction des scénarios de RTE 19

2.4 La trajectoire de référence : un maintien de la consommation industrielle « matériau » non coproduite et un développement modéré de l'usage énergie « direct » de l'hydrogène 20

2.4.1 Usages matériau (trajectoire de référence) 20

2.4.2 Usages énergétiques directs (trajectoire de référence) 21

2.4.3 Fabrication de combustibles de synthèse (trajectoire de référence) 22

2.4.4 Bilan de la trajectoire de référence : une relative stabilité de la consommation totale et une augmentation de la consommation non coproduite 22

2.5 Trajectoire hydrogène + ... 24

2.5.1 Usages matériau (trajectoire « hydrogène + ») 24

2.5.2 Usages énergétiques directs (trajectoire « hydrogène + ») 24

2.5.3 Fabrication de combustibles de synthèse (trajectoire « hydrogène + ») 24

2.5.4 Bilan de la trajectoire « hydrogène + » : une très forte augmentation des usages énergétiques de l'hydrogène 25

2.6 Synthèse comparative des deux trajectoires de demande d'hydrogène proposées 27

DOCUMENT DE TRAVAIL

2.6.1 L'augmentation des consommations d'hydrogène en substitution à différents vecteurs énergétiques 27

2.6.2 Une trajectoire haute d'hydrogène conditionnée à certaines évolutions technologiques 29

2.6.3 Au-delà de l'évolution de la demande, une question sur la répartition entre différents modes d'approvisionnement ou de production de l'hydrogène dans chaque scénario 31

3. Modélisation du système électrique intégrant la consommation et la production d'hydrogène 33

3.1 Les modes opératoires de l'électrolyse 33

3.1.1 Trois modes opératoires, volontairement très marqués, déjà étudiés 33

3.1.2 Hypothèses de répartition entre les différents modes opératoires d'électrolyse à long terme 34

3.2 La modélisation du système électrique en interaction avec le vecteur hydrogène 36

3.2.1 Prise en compte d'une demande explicite d'hydrogène et de gaz 36

3.2.2 Consommation d'hydrogène dans les pays européens 37

3.2.3 Capacités de stockage 38

3.2.4 Alternatives d'approvisionnement en hydrogène 38

3.2.5 Représentation explicite du réseau hydrogène 39

3.2.6 Simulation du système électrique + système hydrogène 42

4. La représentation des interactions entre système électrique et réseaux de chaleur 43

4.1 Les enjeux de représentation de l'interaction entre électricité et réseaux de chaleur 43

4.1.1 Les performances des pompes à chaleur et chaudières industrielles 44

4.1.2 La chaleur de réseau, source de flexibilité pour le système électrique 44

4.1.3 La cogénération chaleur / électricité 45

4.2 Les orientations nationales sur les réseaux de chaleur et de froid 45

4.3 Un travail en cours pour la définition de scénarios de *power-to-heat* 46

DOCUMENT DE TRAVAIL

1. Contexte et objectifs du groupe de travail

1.1 Cadre général : les scénarios à l'horizon 2050 du Bilan prévisionnel

Dans le cadre de ses missions prévues par le Code de l'énergie, RTE établit périodiquement un Bilan prévisionnel pluriannuel de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité en France. Celui-ci contribue à l'élaboration de la politique énergétique, en éclairant le paysage du système électrique à long terme.

Le prochain Bilan prévisionnel à long terme intégrera un volet portant sur l'horizon 2050 et proposera des scénarios d'évolution possibles du mix électrique français, dans un contexte de transition énergétique et d'ambition de l'atteinte de la neutralité carbone de la France à ce même horizon, portée par la Stratégie nationale bas carbone (SNBC).

Les éléments de cadrage pour la construction des scénarios à horizon 2050 ont été présentés par RTE et discutés avec l'ensemble des parties prenantes au cours des réunions plénières de la Commission perspectives système et réseau (CPSR)[1] qui se sont tenues les 17 mai et 27 septembre 2019 et les 28 février et 25 septembre 2020.

La gouvernance des travaux d'élaboration des scénarios 2050 est articulée autour de plusieurs piliers, visant notamment à renforcer la transparence et la robustesse des analyses :

- **la CPSR**, qui servira d'instance de cadrage stratégique des travaux, et d'arbitrage des orientations ;
- **des groupes de travail** réunissant l'ensemble des experts et parties prenantes intéressées sur des thématiques précises, notamment : la consommation, le référentiel climatique, la scénarisation, le couplage entre les différents vecteurs, la modélisation de la production, les flexibilités, l'acceptabilité sociétale ou encore l'inertie et la stabilité du réseau…
- **une consultation publique** très large, qui prendra la forme d'un appel à contributions organisé à l'automne 2020 et qui viendra enrichir les échanges initiés dans les premiers groupes de travail.

De nombreuses réunions des groupes de travail ont déjà eu lieu en 2019 et 2020 ou sont programmées pour la fin de l'année 2020. Pour chacun de ces ateliers, RTE diffuse un document de cadrage visant à présenter de manière synthétique la méthodologie et les jeux d'hypothèses envisagés pour la construction des scénarios.

Deux premières réunions du GT4 « Interfaces électricité et autres vecteurs » ont eu lieu en septembre et en décembre 2019 et ont permis de présenter et d'échanger avec les parties prenantes sur l'étude du développement de l'hydrogène bas-carbone à l'horizon 2035 et sur le cadrage méthodologique pour la prolongation des analyses à l'horizon 2050.

Le document présent accompagne la troisième réunion du GT4 et porte sur la définition des trajectoires de développement de l'hydrogène à considérer dans les scénarios et variantes qui seront étudiées dans le cadre du Bilan prévisionnel. Il s'agit d'une version de travail, qui pourra être progressivement enrichie au fur et à mesure de la concertation.

[1] Les supports de présentation des réunions plénières de la CPSR sont disponibles sur le site de la concertation : https://www.concerte.fr/content/actualité-de-la-commission-perspectives-système-et-réseau

DOCUMENT DE TRAVAIL

1.2 Rappel des objectifs du GT4 sur les interfaces entre l'électricité et les autres vecteurs

Les prochains scénarios de long terme du Bilan prévisionnel visent à analyser les modes de fonctionnement possibles pour le système électrique français à l'horizon 2050, compte tenu des objectifs nationaux et européens de neutralité carbone. L'atteinte de ces objectifs repose non seulement sur des évolutions importantes du système électrique, mais également au-delà, de l'ensemble des productions et consommations d'énergie, du système agricole et forestier, etc.

La version finale de la stratégie nationale bas-carbone publiée en avril 2020 décrit ainsi les orientations des pouvoirs publics sur l'ensemble du système énergétique français à l'horizon de la neutralité carbone. Cette stratégie implique en particulier des transferts entre vecteurs énergétiques permettant de décarboner plus facilement certains usages de l'énergie, notamment en se substituant aux combustibles fossiles. Elle nécessite donc également des évolutions profondes de l'organisation du système énergétique.

Ces évolutions conduisent à renforcer les interfaces et les couplages entre les vecteurs énergétiques, qui constituent désormais un point d'attention spécifique dans la construction des scénarios de mix énergétique de long terme au niveau européen.

Le groupe de travail n°4 vise à partager avec l'ensemble des parties prenantes sur les enjeux de modélisation des interfaces entre le système électrique et d'autres vecteurs (gaz et chaleur) et les hypothèses associées.

Cette composante a également fait l'objet de travaux spécifiques de la part de RTE au cours des dernières années. En réponse à une demande du ministre dans le cadre du plan hydrogène, RTE a publié en janvier 2020 une première analyse[2] sur les enjeux du développement de la production d'hydrogène par électrolyse pour le système électrique à horizon 2035. Cette analyse, présentée et discutée lors des deux premières réunions du groupe de travail en septembre et décembre 2019, met en évidence l'efficacité du développement de l'électrolyse du point de vue des émissions de CO_2, conditionnée à une adaptation de la production décarbonée d'électricité en France.

L'objectif du groupe de travail n°4 est désormais de prolonger l'analyse pour alimenter la construction des scénarios de long terme à l'horizon 2050 :

- **à un niveau plus systémique**, en intégrant l'ensemble des vecteurs énergétiques avec lesquels l'électricité pourrait être en interaction, au-delà de l'hydrogène (chaleur, combustibles de synthèse…) ;
- en se plaçant **à un horizon plus lointain** correspondant à celui de la neutralité carbone.

Les deux premières réunions du groupe de travail ont porté sur la présentation des études sur les enjeux du développement de l'hydrogène bas-carbone à l'horizon 2035 et sur le cadrage des analyses à venir sur les interfaces entre l'électricité et les autres vecteurs dans le cadre du Bilan prévisionnel à l'horizon 2050.

La suite de ce document apporte des précisions et une description détaillée des trajectoires de développement de l'hydrogène bas-carbone (*power-to-hydrogen*) et des couplages entre l'électricité et les réseaux de chaleur (*power-to-heat*).

[2] RTE, 2020, *La transition vers un hydrogène bas carbone, atouts en enjeux pour le système électrique à l'horizon 2030-2035*, https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-07/rapport%20hydrogene.pdf

DOCUMENT DE TRAVAIL

2. Les trajectoires de développement de l'hydrogène proposées et la répartition entre les différents secteurs et usages

La SNBC, dont la version finale a été publiée en 2020, donne de premières orientations sur la place des différents vecteurs énergétiques à long terme dans le cadre de l'atteinte de la neutralité carbone. Elle contient ainsi en particulier des trajectoires de développement de l'hydrogène bas-carbone sur la période 2020-2050. Ces trajectoires permettent d'apporter de premières orientations sur les volumes d'hydrogène à produire, notamment à partir d'électricité via l'électrolyse.

Néanmoins, la SNBC ne donne pas de détails sur l'utilisation de l'hydrogène et sa répartition entre les différents secteurs et usages. Cette décomposition est pourtant importante pour projeter la place réelle de l'hydrogène dans le système énergétique, et les implications pour le système électrique (profil de charge des électrolyseurs, localisation). Dans son rapport publié en janvier 2020, RTE avait ainsi mis en évidence plusieurs modes de fonctionnement possibles des électrolyseurs, qui pouvaient dépendre des modèles d'acteurs mais aussi des usages de l'hydrogène, et qui conduisaient à des effets différents sur l'équilibre du système électrique. L'élaboration et la simulation des scénarios 2050 du Bilan prévisionnel nécessitent donc de définir des hypothèses sur le développement des différents usages de l'hydrogène.

En outre, l'année 2020 a vu une montée en puissance de la place de l'hydrogène dans les réflexions nationales et européennes. Cela s'est traduit par la publication :

- de la stratégie européenne hydrogène par la Commission européenne (juillet 2020) ;
- des stratégies nationales hydrogène par l'Allemagne (juin 2020), le Portugal (août 2020) et la France (septembre 2020) ;
- de scénarios de mix énergétiques à forte composante hydrogène à l'échelle européenne (par exemple au Royaume-Uni et aux Pays-Bas).

Cette évolution rapide traduit une volonté commune d'accélérer les efforts de décarbonation mais également de se placer très tôt en leader sur ce secteur afin de structurer une réelle filière industrielle sur l'hydrogène, à l'échelon national et européen. L'étude des orientations publiques sur le développement de l'hydrogène doit donc être menée à la lumière de ces positionnements récents.

La présente section détaille les scénarios possibles de développement de l'hydrogène à considérer dans les études prospectives de RTE, en s'appuyant sur les ambitions françaises affichées dans la stratégie nationale publié récemment, et en comparaison de ses équivalents européens.

2.1 Les orientations publiques sur le développement de l'hydrogène bas-carbone

2.1.1 Les différentes catégories d'usage de l'hydrogène

L'une des difficultés qui apparaît dans le débat sur l'évolution des besoins en hydrogène tient dans la diversité des usages auxquels l'hydrogène peut prétendre répondre. Dans le rapport publié en janvier 2020, RTE avait ainsi mis en évidence la confusion parfois existante entre différents objectifs associés au développement de l'hydrogène à long terme : d'une part, décarboner l'économie française en développant l'hydrogène bas-carbone pour les usages existants et pour de nouveaux usages (industrie, mobilité) et, d'autre part, apporter de la flexibilité au système électrique à long terme.

DOCUMENT DE TRAVAIL

Pour apporter un éclairage sur les perspectives de développement de l'hydrogène à long terme, il apparaît ainsi nécessaire de caractériser et de catégoriser les usages potentiels selon différents secteurs et / ou différents types d'utilisation.

Plusieurs catégorisations différentes sont utilisées dans les rapports publiés sur le sujet : par secteur (industrie, mobilité, énergie…), par type d'approvisionnement, par type d'utilisation, selon leur caractère substituable ou spécifique, selon le caractère « final » de l'usage ou non, etc.

Dans la suite de ce document, le découpage utilisé par RTE s'attache à être le plus précis possible afin de représenter l'ensemble des enjeux associés aux différents usages de l'hydrogène. Les usages sont ainsi découpés selon plusieurs grandes catégories qui se distinguent notamment par le type d'utilisation qui est faite de l'hydrogène (et pas uniquement par secteur). Plus précisément, ceci revient à considérer trois grandes catégories d'usages de l'hydrogène :

1. Les **usages matériau** de l'hydrogène, essentiellement industriels : l'hydrogène est utilisé en tant que matière première dans le cadre de procédés chimiques en particulier, par exemple pour la désulfuration de composés pétroliers (raffinage de pétrole), pour la fabrication d'ammoniac pour la production d'engrais, etc.

2. Les **usages énergétiques directs** de l'hydrogène : l'hydrogène est utilisé en tant que combustible comme source d'énergie directe, sous forme gazeuse ou liquide, pour la mobilité (par exemple avec des piles à combustibles), pour la production d'électricité (piles à combustible ou turbines) ou pour la chaleur (chaudières…).

3. La **fabrication de combustibles de synthèse** faisant intervenir de l'hydrogène : il peut s'agir de méthane (sous forme gazeuse), de combustibles liquides comme le méthanol, d'ammoniac à vocation énergétique, … Comme dans le premier cas il s'agit d'une utilisation « matériau » de l'hydrogène, mais pour viser in fine une application énergétique du produit.

L'usage matériau est *a priori* spécifique : l'hydrogène ne peut pas être remplacé par un autre composé. L'usage énergétique direct ou la fabrication de combustibles de synthèse sont des usages *a priori* « arbitrables », c'est-à-dire pouvant faire l'objet de choix d'affectation de différents vecteurs énergétiques.

2.1.2 La consommation d'hydrogène actuelle en France : environ 30 $TWh_{H2\text{-}PCI}$ consommé dans l'industrie, dont une grande partie est issue de coproduits

A l'heure actuelle, un peu moins d'un million de tonnes d'hydrogène (correspondant à un équivalent de contenu énergétique d'environ 30 $TWh_{H2\text{-}PCI}$) sont consommées annuellement en France, quasi-exclusivement pour des usages industriels. La répartition de cette consommation entre les différents secteurs industriels et les sources de l'hydrogène consommés ont fait l'objet d'un inventaire[3] publié en 2010, dont les chiffres sont depuis repris régulièrement dans la plupart des publications. Plus récemment, une étude publiée par l'AFHYPAC en partenariat avec EY et Hinicio a actualisé ces estimations, avec un volume total réévalué légèrement à la baisse à près de 800 kt par an.

[3] Les marchés de l'hydrogène industriel français Situation en 2008 et perspectives, Alain Le Duigou et Marianne Miguet, CEA-ITésé, l'actualité chimique - décembre 2010 - n° 34752

DOCUMENT DE TRAVAIL

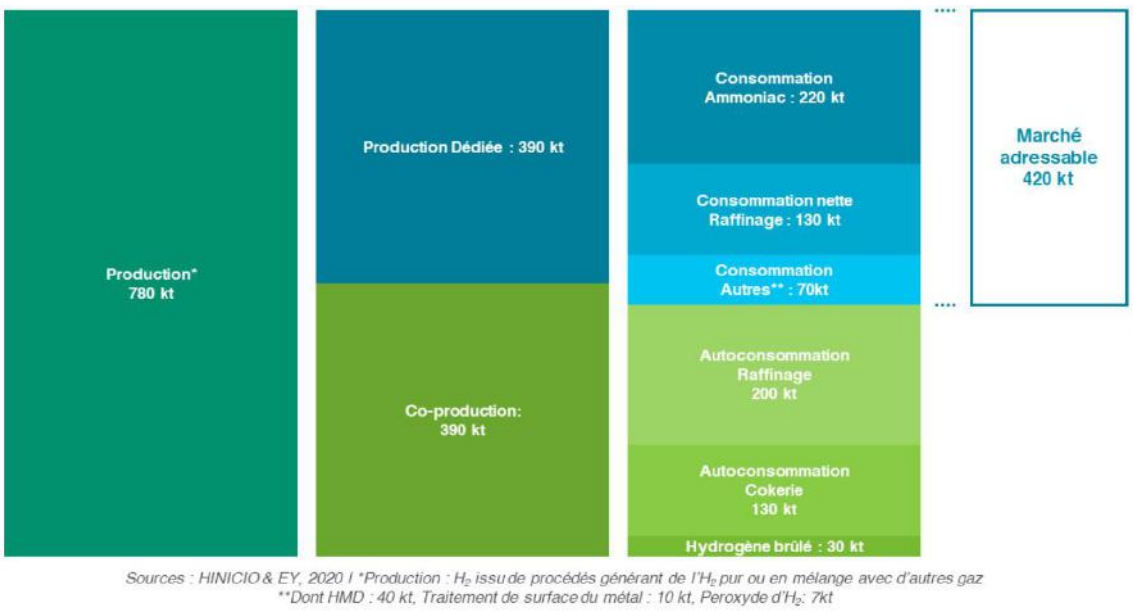

Figure 1. Estimation de la production et de la consommation d'hydrogène en France en 2019 (source : AFHYPAC, EY, Hinicio, 2020)

L'hydrogène consommé aujourd'hui en France est donc en grande partie issu de « coproductions » inhérentes aux procédés industriels. Ces coproductions sont en particulier importantes dans les secteurs du raffinage de pétrole et de la sidérurgie (cokerie). Elles peuvent être consommées sur site ou mises à disposition d'autres secteurs de consommation. Ainsi la production de chlore génère de l'hydrogène qui est mis en partie à disposition de l'industrie chimique ou de raffineries de pétrole. Une partie significative de ces coproductions est brûlé pour être utilisé sous forme énergétique, ce qui représente environ 25% de la consommation d'hydrogène en France.

Seul environ 40 à 50% de la consommation est approvisionnée par des productions dédiées par vaporeformage de gaz naturel, essentiellement pour trois secteurs : le raffinage de pétrole, la production d'ammoniac et d'engrais et le secteur de la chimie.

La Figure 2 illustre la consommation actuelle d'hydrogène en France et sources de production, sur la base de l'inventaire réalisé par le CEA. Pour faciliter le travail de projection sur la place de l'hydrogène dans le mix énergétique à long terme, les volumes d'hydrogène consommés en 2008 sont convertis en contenu énergétique[4], même si leur usage n'est pas systématiquement à visée énergétique.

[4] 1 Mt H2 = 33,3 $TWh_{H2\text{-}PCI}$

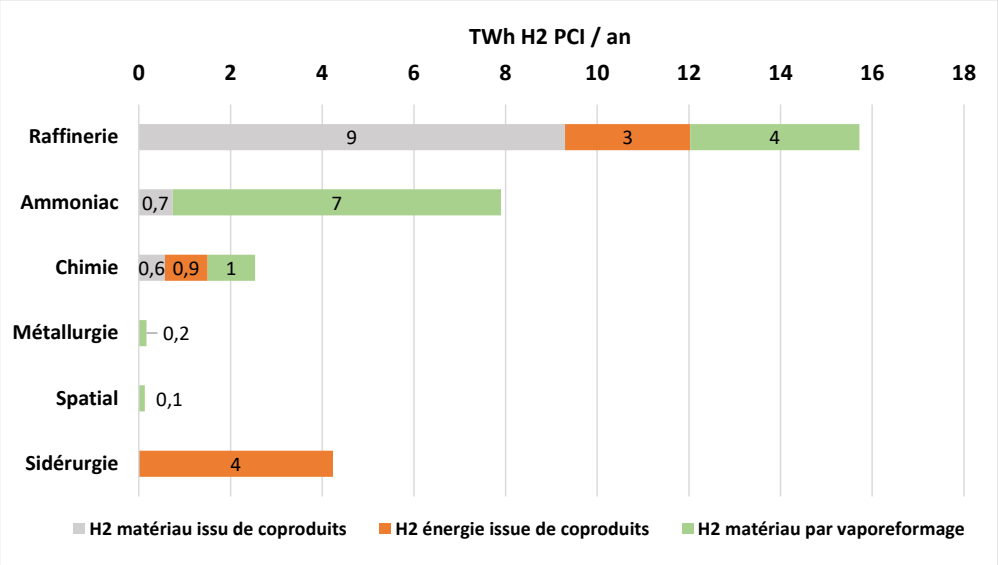

Figure 2 : consommation d'hydrogène en France en 2008 et sources de production, d'après CEA I-Tésé (2010)

2.1.3 Les grandes lignes de la SNBC pour l'hydrogène

La PPE fixe comme objectifs des taux d'incorporation d'hydrogène décarboné dans l'hydrogène industriel de 10% en 2023 et de 20 à 40% en 2028. En supposant que cet objectif porte sur le volume total d'hydrogène utilisé dans l'industrie (y compris l'hydrogène coproduit), la borne haute correspondrait donc à la substitution de la production actuelle d'hydrogène par vaporeformage de gaz naturel par de l'hydrogène bas-carbone (a priori essentiellement issu de l'électrolyse).

Au-delà de cet horizon, la SNBC envisage une consommation d'hydrogène décarboné produit par électrolyse d'environ 17 $TWh_{H2\text{-}PCI}$ (ou ~20 $TWh_{H2\text{-}PCS}$) par an en 2030 et 34 $TWh_{H2\text{-}PCI}$ (ou ~40 $TWh_{H2\text{-}PCS}$) par an en 2050. En tenant compte de l'effet du rendement des électrolyseurs, ceci correspond à une consommation d'électricité décarbonée d'environ 50 $TWh_{élec}$ par an en 2050. La SNBC n'apporte cependant pas le détail des usages associés.

Ces volumes peuvent sembler modérés par rapport à d'autres scénarios ou stratégies européennes (voir ci-après). En effet, la stratégie française décrite dans la SNBC projette une place importante pour la production de biométhane issu de la biomasse par méthanisation et dans une moindre mesure par pyrogazéification, et repose donc dans une proportion bien moindre sur d'autres gaz décarbonés comme l'hydrogène. Cette spécificité s'explique notamment par un potentiel de biomasse relativement plus important en France en comparaison d'autres pays européens.

La SNBC ne précise pas non plus le mode d'approvisionnement de l'hydrogène. Néanmoins, les grandes orientations qui caractérisent la SNBC laissent entrevoir une place prépondérante pour la production en France par électrolyse. En effet, d'une part, l'objectif visant à mobiliser au maximum le potentiel national d'énergie décarbonée et de limiter le recours aux imports énergétiques tend à exclure un développement massif des imports d'hydrogène. D'autre part, le recours limité aux technologies de captage et de stockage du carbone (CCS) conduit à restreindre le développement de la production par vaporeformage du gaz naturel associé à du CCS.

En outre, si les orientations de la SNBC sous-tendent une place importante pour le développement d'électrolyse en France, celle-ci ne précise pas les capacités d'électrolyseurs qui seraient nécessaires, ni le mode fonctionnement et le facteur de charge de ces électrolyseurs.

DOCUMENT DE TRAVAIL

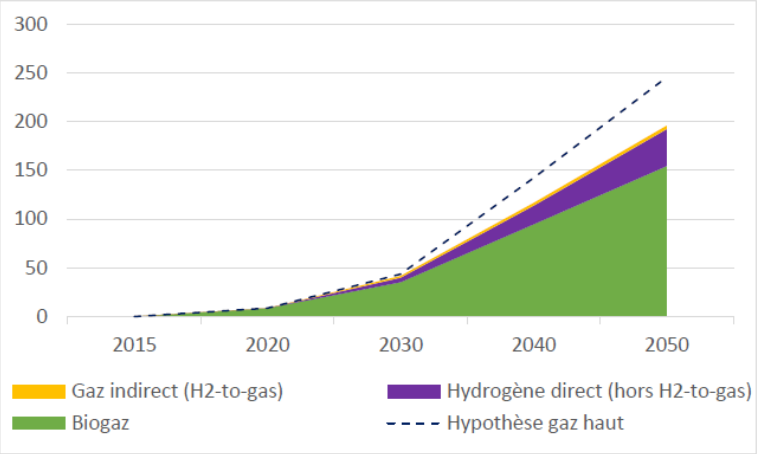

Figure 3 : Evolution de la production d'hydrogène et de gaz renouvelable en France dans la SNBC (en TWh PCS)

En revanche, certains usages apparaissent spécifiquement dans les tableaux de bilan de la SNBC. Ainsi, la fabrication de combustibles de synthèse est limitée à une faible quantité de méthanation : 1,6 TWh de méthane de synthèse en 2050, soit un besoin d'hydrogène d'environ 2 $TWh_{H2\text{-}PCI}$. La SNBC précise ainsi : « *Le scénario repose, pour des raisons d'efficacité énergétique, sur un recours raisonnable aux technologies comme l'hydrogène, le power-to-gas ou le power-to-X qui permettent de produire des combustibles à partir d'électricité.* »

En outre, dans son scénario de référence, le projet de SNBC envisage un volume d'environ 50 TWh de consommation de biogaz et/ou d'hydrogène pour la production électrique, « assurant la flexibilité saisonnière » du système électrique. Toutefois la répartition de cette utilisation entre les deux vecteurs n'est pas définie. Par ailleurs, la SNBC ne décrit pas le mix de production d'électricité décarbonée, laissant ouvertes les parts respectives de production nucléaire et renouvelable de différentes technologies (solaire, éolien terrestre, éolien offshore) dont dépend grandement le besoin de flexibilité du système électrique. RTE analysera ces besoins suivant les différents scénarios proposés dans le Bilan prévisionnel ; la part de ces besoins pouvant être assurée par des productions d'électricité à partir d'hydrogène sera alors examinée, en fonction des alternatives possibles pour l'équilibrage du système électrique.

En conséquence, les trajectoires proposées dans la suite de ce document ne prennent pas en compte cles éventuels besoins d'hydrogène pour la production d'électricité, qui seront caractérisés ultérieurement dans les études.

2.1.4 Les précisions apportées par la stratégie hydrogène France

La stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France (stratégie « France Hydrogène») a été présentée le 8 septembre 2020 par les ministres de la Transition écologique et de l'Economie, des Finances et de la Relance.

La stratégie porte essentiellement sur la décennie 2020-2030. Elle se fixe comme objectifs de construire d'ici 2030 une puissance significative d'électrolyse de 6,5 GW, en particulier sur des projets de grande capacité permettant d'atteindre la rentabilité, et de lancer une filière industrielle nationale créatrice d'emplois et garante de notre maîtrise technologique.

DOCUMENT DE TRAVAIL

Sur le plan de la consommation, les grands segments de consommation visés sur cette décennie sont :

- les usages industriels « matériau » de l'hydrogène : raffinage, ammoniac et engrais, chimie, …
- la mobilité routière lourde, sur les segments nécessitant une forte puissance ou une longue distance (y compris flottes captives à flux tendu).

Les volumes d'hydrogène décarbonée associés à ces différents secteurs (en térawattheures ou en millions de tonnes annuels) ne sont cependant pas précisés.

A plus long terme, de nouveaux usages industriels sont visés (sidérurgie notamment) ainsi que la mobilité aérienne et maritime, impliquant des efforts de recherche sur la décennie 2020-2030, soutenus par le plan national.

Sur le plan de la production, la stratégie vise le développement de l'hydrogène bas-carbone, sans exclure aucun mode de production à ce stade. La priorité donnée au développement de l'électrolyse (avec une capacité-cible en 2030 de 6,5 GW) conduit à privilégier l'émergence de cette technologie à court / moyen terme. La stratégie ne spécifie pas non plus le mode d'approvisionnement des électrolyseurs en électricité, laissant ainsi toutes les options possibles.

Pour accompagner ces différentes orientations, la stratégie est dotée d'un volet financier avec 7 milliards d'euros de soutien public d'ici à 2030 afin de soutenir l'ensemble de la chaîne de valeur. Les types d'actions visées sont le soutien à la R&D, aux premières commercialisations et industrialisations ainsi qu'au déploiement Pour la première période (2020-2023), ce soutien atteindra 3,4 milliards d'euros et se répartira sur les trois priorités tel qu'illustré sur la figure ci-dessous.

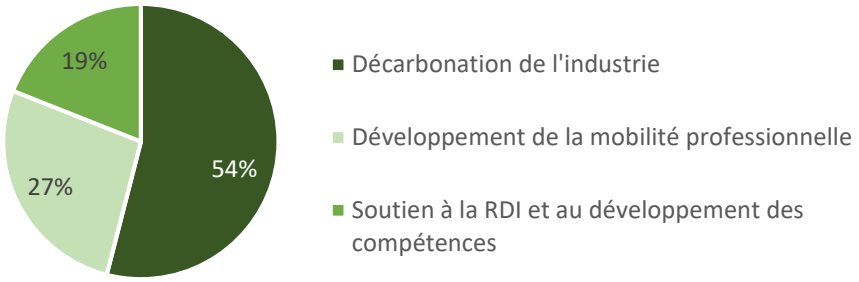

Figure 4 : répartition du soutien de la filière hydrogène à hauteur de 3,4 Md€ sur la période 2020-2023

Enfin la stratégie nationale entend s'inscrire dans la *Clean Hydrogen Alliance* mise en place par la Commission européenne pour coordonner les actions des Etats Membres et des industriels. A ce titre il est prévu de développer un Projet important d'intérêt européen commun (PIIEC) basé sur l'identification d'initiatives franco-allemandes.

2.1.5 D'autres scénarios de développement de l'hydrogène en France proposés par certains acteurs

Au-delà des orientations publiques, plusieurs scénarios publiés par différents acteurs proposent des trajectoires ambitieuses sur le développement de l'hydrogène en France à long terme, par exemple :

- Une étude prospective[5] réalisée par l'AFHYPAC et plusieurs acteurs de l'hydrogène en France, avec le concours analytique de McKinsey, et publiée en 2018 projetait une trajectoire très ambitieuse

[5] AFHYPAC, McKinsey, 2018, *Développons l'hydrogène pour l'économie française*

de développement de la demande d'hydrogène atteignant jusqu'à 6 millions de tonnes en 2050, soit près de 200 TWh. Cette trajectoire inclut un développement très important de l'utilisation de l'hydrogène dans tous les secteurs, y compris dans certains secteurs non privilégiés par la SNBC (mobilité légère, chauffage résidentiel…).

- Plus récemment, une autre étude publiée par l'Académie des technologies[6] s'appuie sur l'étude précédente pour projeter un scénario de développement comparable en volume, atteignant ainsi près de 200 TWh d'hydrogène en 2050, représentant un volume d'électricité nécessaire pour l'électrolyse supérieur à 275 TWh. De la même manière que pour l'étude AFHYPAC / McKinsey de 2018, cette trajectoire implique l'utilisation de l'hydrogène de manière très importante dans certains secteurs non identifiés dans les scénarios publics, en particulier pour les transports (parts de marché très importantes dans la mobilité légère et lourde) ou encore pour l'injection dans le réseau gaz existant (à hauteur de 20%).

- Enfin, une autre étude[7] publiée plus récemment par l'AFHYPAC en partenariat avec EY et Hinicio sur un horizon plus court (2020-2030) prévoit un potentiel de développement d'hydrogène renouvelable ou bas-carbone pouvant atteindre plus de 700 kt à l'horizon 2030 (environ 23 TWh).

- Enfin, les trajectoires proposées par les gestionnaires de réseau gaz dans le cadre de l'élaboration des *Perspectives Gaz* projettent un développement de l'hydrogène atteignant entre 40 TWh et plus de 100 TWh à l'horizon 2050. Ces trajectoires sont globalement cohérentes avec celles proposées par RTE dans la suite de ce document (voir ci-après).

2.2 La comparaison avec d'autres scénarios et plans européens

A l'échelle européenne, plusieurs Etats membres ou institutions ont publié des plans ou stratégies pour développer la production et l'utilisation d'hydrogène bas-carbone à long terme. L'analyse de ces différents plans et scénarios permet de situer les orientations de la France par rapport d'autres pays.

2.2.1 Les stratégies hydrogène des Etats membres et de l'Union européenne

Les stratégies « hydrogène » développées en 2020 par la Commission européenne et quelques Etats Membres concentrent leur attention sur le démarrage de la filière hydrogène bas-carbone. Elles définissent donc des objectifs à 2030 et donnent quelques perspectives au-delà.

La stratégie hydrogène française vient s'inscrire en cohérence avec les ambitions affichées par nos partenaires en matière de secteurs de consommation, de puissance d'électrolyse à 2030 et d'anticipation du besoin d'infrastructures hydrogène post-2030. Ainsi, les stratégies nationales publiées depuis avril 2020 semblent confirmer l'ambition de la stratégie européenne hydrogène en matière de capacité d'électrolyse comme le montre la figure suivante.

[6] Académie des technologies, 2020, *Rôle de l'hydrogène dans une économie décarbonée*
[7] AFHYPAC, EY, Hinicio, 2020, Etude de la demande potentielle d'hydrogène renouvelable et/ou bas carbone en France à 2030

DOCUMENT DE TRAVAIL

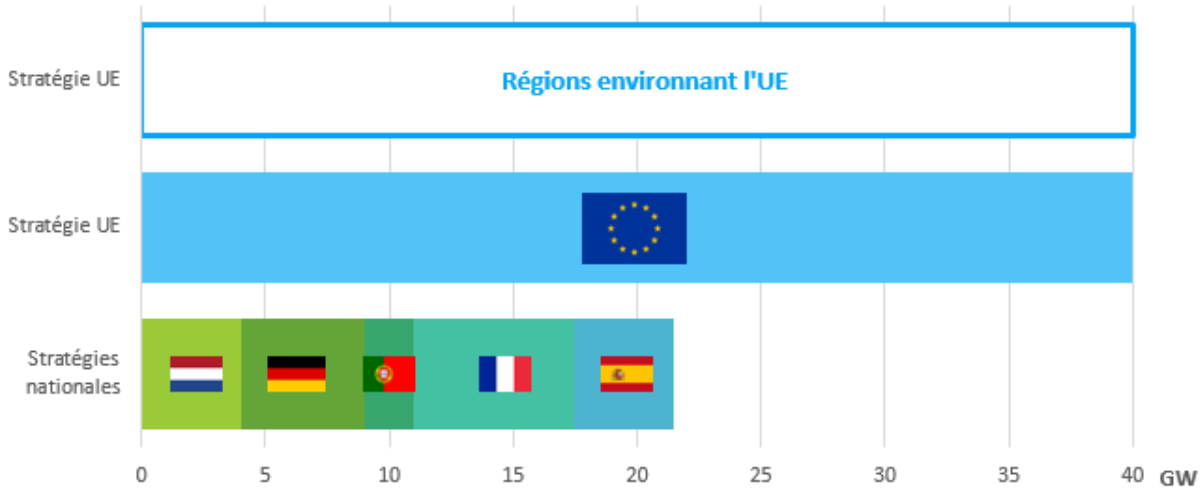

Figure 5. Capacité d'électrolyse inscrite dans les stratégies hydrogène à horizon 2030

Les volumes d'hydrogène bas-carbone visés sont souvent significatifs même s'ils ne sont pas toujours explicités. A titre d'exemple, l'Allemagne vise une consommation d'hydrogène d'environ 90 à 110 TWh à l'horizon 2030 (contre environ 20 à 30 TWh en France pour le même horizon).

Les inducteurs des politiques nationales sont largement similaires, tirés par la réduction des émissions de secteurs réputés difficiles à électrifier : industrie (notamment matière première) et mobilité lourde terrestre. Certains pays y voient également des opportunités de développement de filières industrielles d'excellence afin de positionner en tant que leader sur le marché international.

Ces opportunités expliquent les montants significatifs alloués par les Etats Membres pour le soutien à la filière hydrogène sur la période 2020-2030 :

	Allemagne	Espagne	France	Portugal	Italie	Autriche
Aides publiques (Mds€)	7 (+2 de partenariats internationaux)	8,9	7,2	1	4	2

Figure 6 - Les montants d'aides publiques à l'hydrogène sur la période 2020-2030

A plus long terme, les différentes stratégies mentionnent souvent les carburants de synthèse issus de l'hydrogène comme moyen de réduction des émissions du secteur maritime et aérien. S'agissant des infrastructures, elles identifient le besoin de préparer le système d'infrastructure permettant le déploiement d'une éventuelle économie de l'hydrogène à l'échelle européenne.

En revanche, les différentes stratégies présentent également des orientations distinctes, en particulier s'agissant des options d'approvisionnement en hydrogène et plus précisément de la répartition entre production domestique et imports. Le panorama des stratégies hydrogène à travers le monde réalisé par le WEC pour des industriels allemands montre ainsi la diversité des positionnements des différents pays en matière de flux commerciaux d'hydrogène. L'Allemagne en particulier constitue un des Etats qui prévoit des imports massifs d'hydrogène pour couvrir les besoins énergétiques des consommateurs.

DOCUMENT DE TRAVAIL

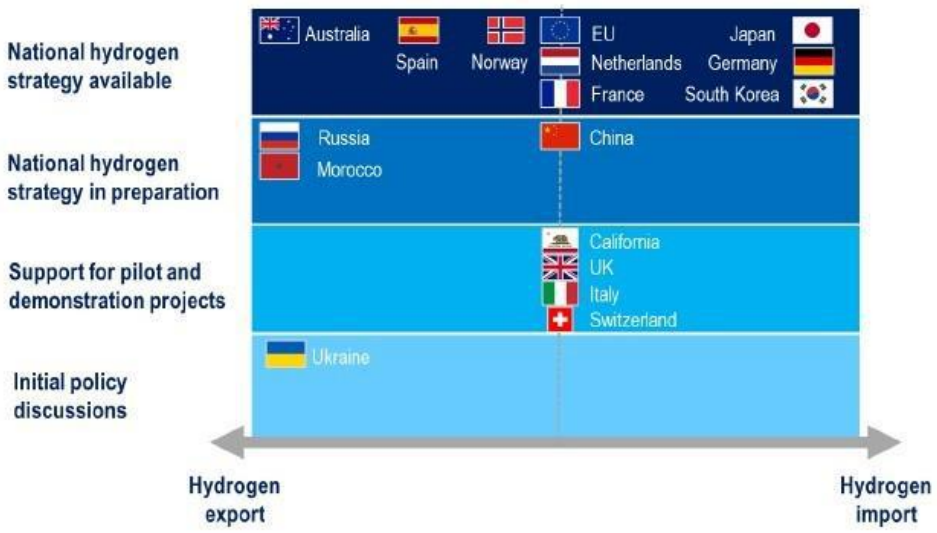

Figure 7 - Les stratégies et initiatives relatives à l'hydrogène sur un axe import/export (source WEC)

2.2.2 La place de l'hydrogène et des énergies de synthèse dans les scénarios de mix énergétique à l'horizon 2050

Si les stratégies hydrogène des Etats membres ne contiennent pas systématiquement d'orientations détaillées à l'horizon 2050, de nombreux scénarios publiés par des gestionnaires de réseau, des associations ou institutions diverses fournissent différentes visions des systèmes énergétiques permettant d'atteindre la neutralité carbone.

Dans la suite, une analyse comparative des scénarios suivants est ainsi proposée (liste non exhaustive) :

- au niveau européen les scénarios :
  - *Distributed Energy* et *Global Ambition* des TYNDP 2020 de l'ENTSO-E et de l'ENTSOG[8],
  - *1.5 Tech*, *1.5 Life*[9], *ALLBNK*[10] de la Commission Européenne,
  - *Accelerated Decarbonization* et *Global Action* de Gas for Climate[11],
  - *Paris Agreement Compliant* du Climate Action Network Europe [12],
  - *Hydrogen Roadmap Europe* du FCHJU[13],
  - *Decarbonisation Pathways 95% GHG reduction* d'Eurelectric[14] ;

- au niveau national les scénarios :
  - *Consumer Transformation*, *System Transformation* et *Leading the Way* de National Grid[15] au Royaume-Uni,

[8] https://www.entsos-tyndp2020-scenarios.eu/
[9] https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050_en
[10] https://ec.europa.eu/knowledge4policy/publication/commission-staff-working-document-swd2020176-impact-assessment-stepping-europe's-2030_en
[11] https://gasforclimate2050.eu/publications/
[12] https://www.pac-scenarios.eu/scenario-development.html
[13] https://www.fch.europa.eu/news/hydrogen-roadmap-europe-sustainable-pathway-european-energy-transition
[14] https://www.eurelectric.org/decarbonisation-pathways/
[15] https://www.nationalgrideso.com/future-energy/future-energy-scenarios/fes-2020-documents

- *Local*, *National*, *Europe* et *Monde* des opérateurs de transport et de distribution gaz et électricité néerlandais[16],
- *Vers une Allemagne neutre carbone* d'Agora Energiewende en Allemagne[17].

L'analyse comparative montre que la grande majorité des scénarios publiés depuis 2018 et l'étude d'impact du « Clean Planet for All » de la Commission européenne comptent sur une part de l'hydrogène (et des énergies de synthèse) significative dans la demande d'énergie finale, généralement d'au moins 10% à l'horizon 2050. A cela s'ajoute pour certains scénarios l'utilisation de l'hydrogène pour la production d'électricité ou la fabrication de combustibles de synthèse.

Lorsque cet hydrogène est produit par électrolyse, il induit une consommation d'électricité supplémentaire qui doit être couvert par des moyens de production électrique bas-carbone : pour les usages auxquels l'hydrogène répond, on parle ainsi parfois d'électrification indirecte. Dans un grand nombre de scénarios, la part d'électrification indirecte est plus importante que celle prévue par la SNBC en France.

Les graphiques ci-dessous permettent de comparer la place de l'électricité, de l'hydrogène et des énergies de synthèse dans la demande finale d'énergie (transport aérien et maritime inclus et usage « matière première » exclu) :

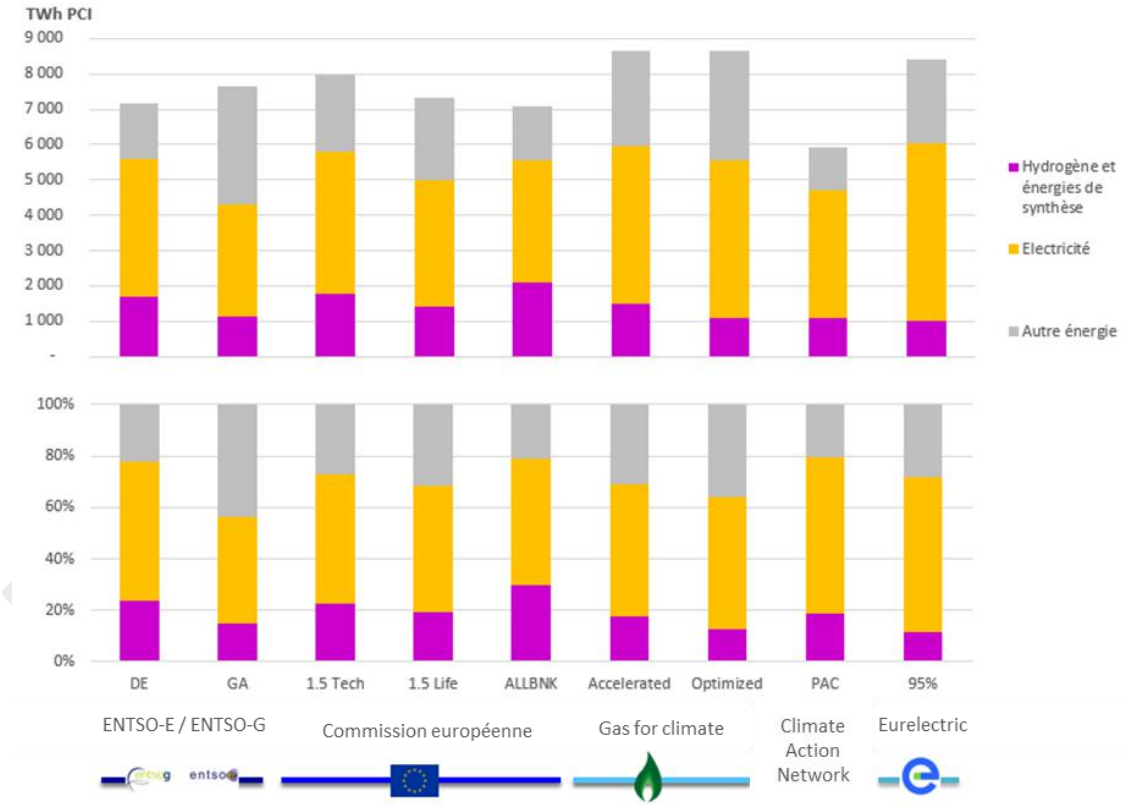

Figure 8. Part de l'électricité et des fuels de synthèse dans la consommation d'énergie finale pour différents scénarios européens

[16] https://www.berenschot.com/news/2020/how-dutch-achieve-climate/
[17] https://www.agora-verkehrswende.de/en/press/news/how-germany-can-become-climate-neutral-by-2050-3/

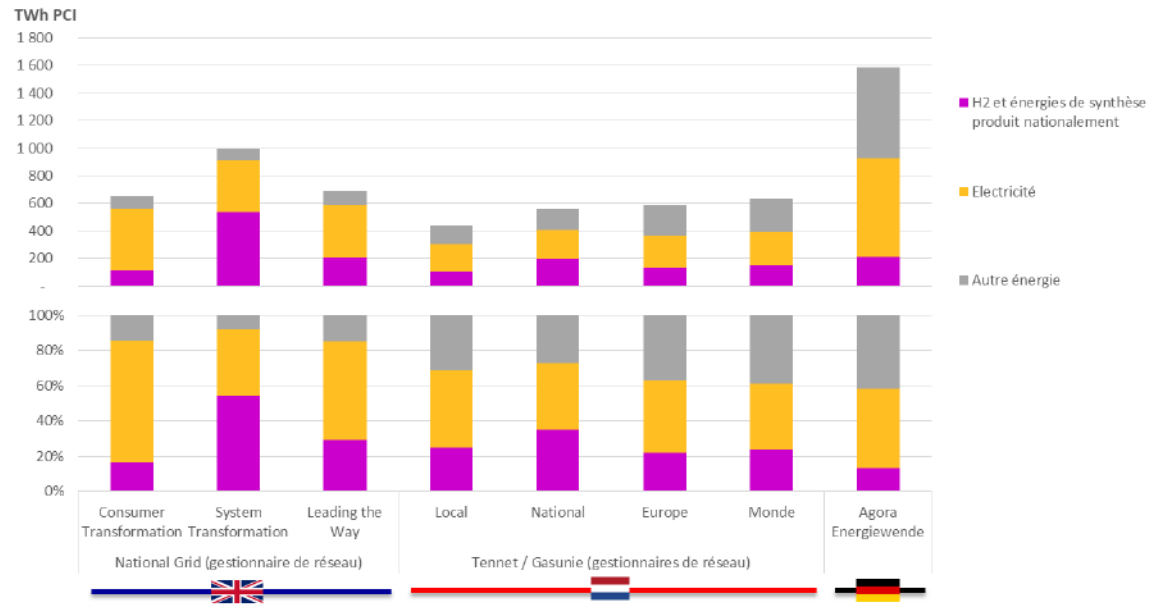

Figure 9. Part de l'électricité et de l'hydrogène dans la demande finale pour différents scénarios au Royaume-Uni, aux Pays-Bas et en Allemagne

Dans ces scénarios, les usages possibles de l'hydrogène sont multiples. A l'horizon 2030, les priorités sont certains secteurs industriels difficiles à électrifier (acier, matière premières…) et une partie de la mobilité lourde routière. A terme si ces secteurs resteront prépondérants, les carburants de synthèse pourront également se développer pour réduire les émissions du transport aérien et maritime, élargissant ainsi le spectre des usages décarbonés et facilitant l'atteinte de la neutralité carbone. Si l'hydrogène jouerait un rôle relativement faible dans la production d'électricité, il pourrait occuper une place prépondérante dans certains scénarios (par exemple, *Gas for Climate* ou *Agora Energiewende)*.

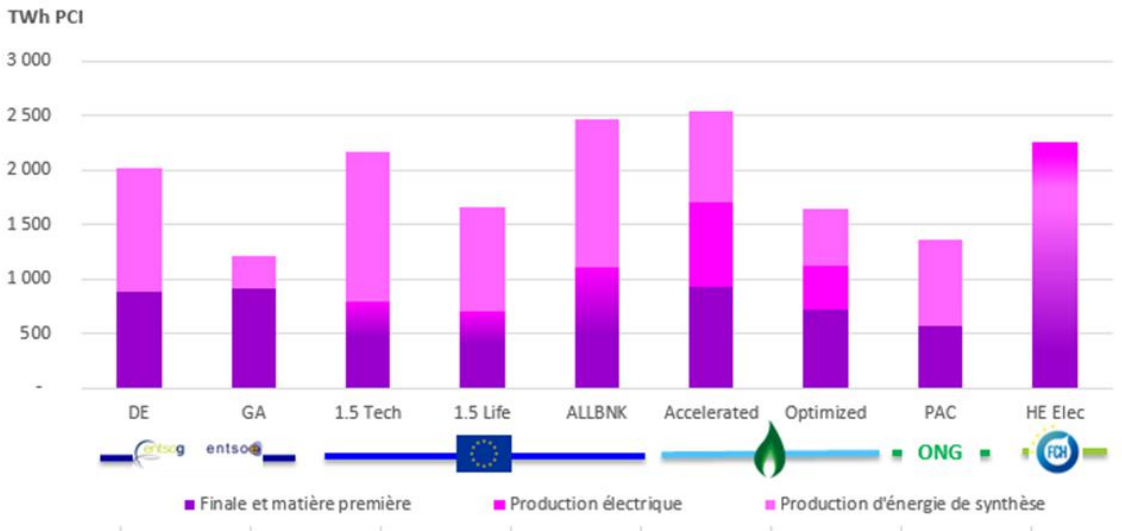

Figure 10 - Les usages de l'hydrogène en Europe pour différents scénarios européens

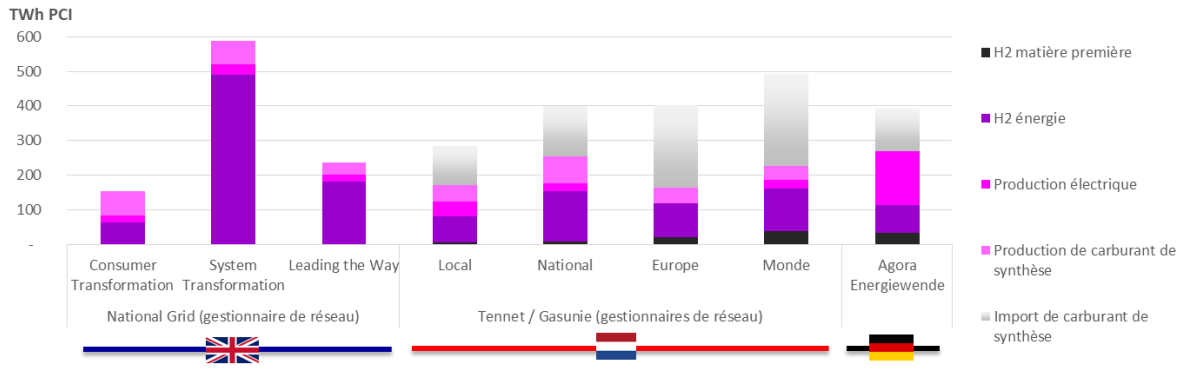

Figure 11 - Les usages de l'hydrogène dans certains scénarios au Royaume-Uni, aux Pays-Bas et en Allemagne

S'agissant de l'approvisionnement en hydrogène, le développement de l'électrolyse apparaît comme un élément prépondérant d'une économie de l'hydrogène bas-carbone dans tous les scénarios. Les capacités d'électrolyse projetées en Europe atteignent des niveaux importants, avec par exemple de l'ordre de 500 à 700 GW d'électrolyseurs dans les trois scénarios de la Commission européenne mentionnés ci-avant.

Dans les scénarios publiés à l'échelle nationale, les capacités d'électrolyse projetées atteignent parfois plusieurs dizaines de gigawatts. Dans certains scénarios proposés par les gestionnaires de réseau néerlandais, les capacités d'électrolyse domestiques sont très réduites : l'approvisionnement passe en grande partie par des imports depuis d'autres pays.

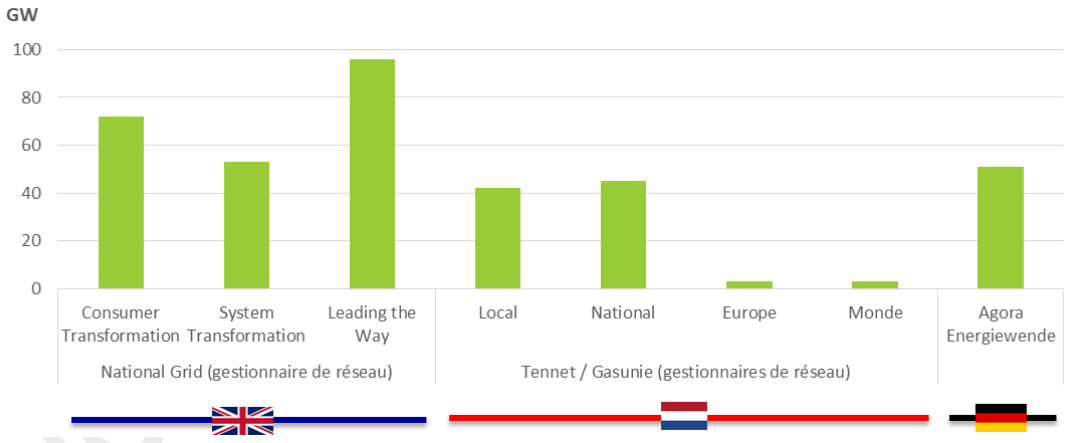

Figure 12. Capacité d'électrolyse en 2050 à l'échelle européenne dans différents scénarios au Royaume-Uni, aux Pays-Bas et en Allemagne

Cette diversité se retrouve dans les stratégies d'approvisionnement en hydrogène établies au niveau européen et national. Ainsi la stratégie hydrogène de l'Union européenne prévoit en 2030 le maintien de chaînes basées sur l'import de gaz naturel mais en leur adjoignant des installations de CCS ainsi que le développement d'électrolyse au sein de l'UE (40 GW) et dans les régions environnantes (40 GW). A terme, la Commission européenne voit l'électrolyse sur le territoire européen comme la source dominante. D'autres études européennes montrent un approvisionnement un peu plus diversifié avec notamment le recours au vaporeformage de gaz naturel importé ou l'import direct d'hydrogène bas-

carbone (cf. figure ci-dessous). Les voies de pyrolyse de la biomasse ou du gaz naturel sont évoquées seulement d'un point de vue qualitatif au regard du manque de maturité de ces technologies.

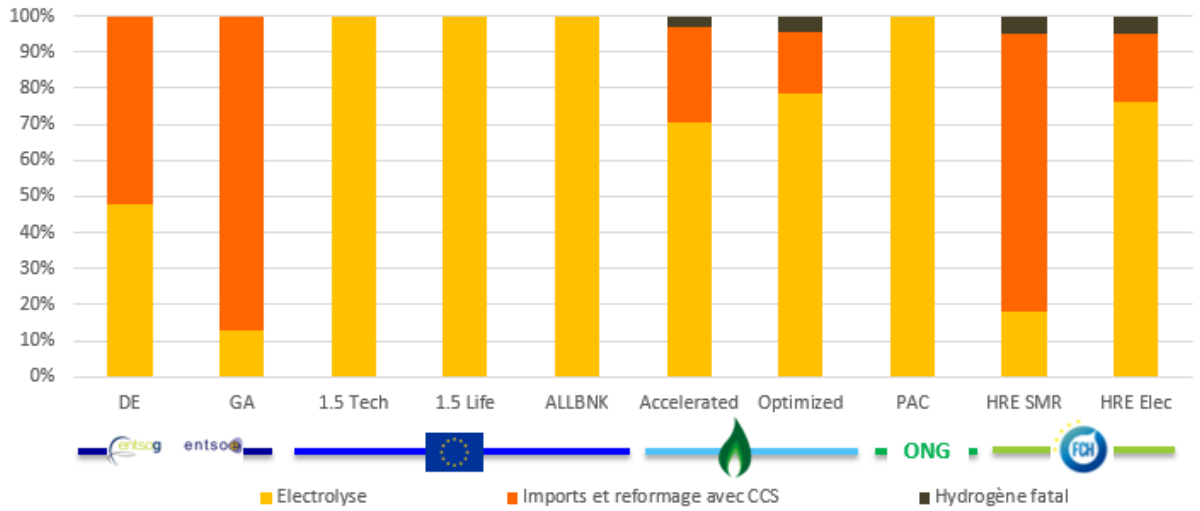

Figure 13 - Source d'approvisionnement de l'hydrogène selon différents scénarios européens

Les différences de positionnement des stratégies nationales vis-à-vis de possibles exports ou imports d'hydrogène se retrouvent également dans divers scénarios nationaux. Ainsi selon les scénarios de *National Grid*, le Royaume-Uni pourrait être auto-suffisant que cela soit via l'électrolyse domestique ou via le vaporeformage de ses réserves de gaz naturel associé à du CCS. Les scénarios établis par les opérateurs d'infrastructure néerlandais à la demande du ministère montrent une grande variété des sources d'approvisionnement : les scénarios *Local* et *National* mettent l'accent sur la valorisation des ressources nationales, le scénario *Europe* sur l'intégration européenne avec vaporeformage de gaz naturel de Mer du Nord et le scénario *Monde* sur un marché globale des énergies bas-carbone. Enfin, l'étude d'*Agora Energiewende* sur l'atteinte de la neutralité carbone par l'Allemagne est très proche du scénario *Monde* néerlandais.

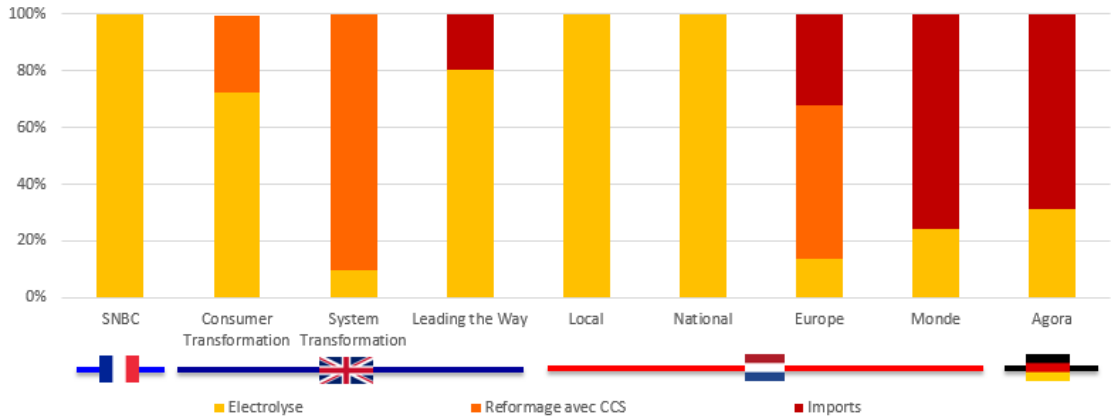

Figure 14 - L'approvisionnement en hydrogène[18] selon des scénarios France, Royaume-Uni, Pays-Bas et Allemagne

[18] Les imports de carburant de synthèse par les Pays-Bas et l'Allemagne ne sont pas pris en compte dans la comparaison ci-dessus.

2.3 Les principes de construction des scénarios de RTE

Comme précisé précédemment, la construction des scénarios de RTE en matière de développement de l'hydrogène à long terme s'appuie sur une analyse sectorielle des besoins, suivant trois catégories d'usage : usages matériaux spécifiques, usages énergétiques directs ou fabrications de combustibles de synthèse correspondant à des usages arbitrables.

L'analyse des publications et des projections détaillée ci-avant montre l'intérêt de disposer de visions contrastées sur le développement de l'hydrogène à long terme, notamment s'agissant de l'essor dans les différents secteurs. **Dans le cadre des études du Bilan prévisionnel à l'horizon 2050, deux trajectoires de développement de l'hydrogène sont donc proposées à la concertation** :

- **Une trajectoire de référence,** qui s'inscrit dans les orientations du scénario AMS de la SNBC, avec un recours modéré à l'hydrogène dans les usages énergétiques finaux. Il s'agit pour l'essentiel de décarboner les usages « matériau » industriels de l'hydrogène. Son utilisation pour la mobilité lourde est également prise en compte, conformément aux orientations du plan national hydrogène et aux options laissées ouvertes dans la SNBC (plusieurs options laissées possibles sur la mobilité lourde, entre électrification et recours à l'hydrogène).

- **Une trajectoire « hydrogène + »,** qui accorde une plus grande part à ce vecteur en permettant de plus le déploiement de solution de décarbonation matures dans certains secteurs industriels (sidérurgie en particulier) et en proposant des solutions de décarbonation aux soutes du transport international. Il s'agit là d'alternatives à d'autres vecteurs énergétiques, pouvant réduire les risques de non atteinte de la neutralité carbone en cas de mobilisation moindre du potentiel de biomasse.

A ce stade, l'analyse n'intègre pas les éventuels besoins d'hydrogène pour la production d'électricité : les besoins correspondants sont très dépendants du mix de production d'électricité et seront caractérisés pour chacun des scénarios analysés par RTE, en tenant compte de l'existence de solutions alternatives de flexibilité. Ils ne peuvent être déterminés *a priori*.

La répartition des différents modes d'approvisionnement en hydrogène des trajectoires de consommation est interrogée, tenant compte des productions fatales (coproduits de process industriels) et des principes de la stratégie nationale bas carbone : l'électrolyse de l'eau est privilégiée et le recours aux imports d'énergie est modéré.

DOCUMENT DE TRAVAIL

2.4 La trajectoire de référence : un maintien de la consommation industrielle « matériau » non coproduite et un développement modéré de l'usage énergie « direct » de l'hydrogène

2.4.1 Usages matériau (trajectoire de référence)

Les différents usages « matériau » de l'hydrogène évoluent de manière contrastée :

- **La consommation d'hydrogène pour le raffinage** de pétrole est supposée évoluer en proportion de la consommation de produits pétroliers en France, celle-ci étant amenée à diminuer fortement d'ici 2050 selon les orientations de la SNBC illustrées sur la Figure 15.

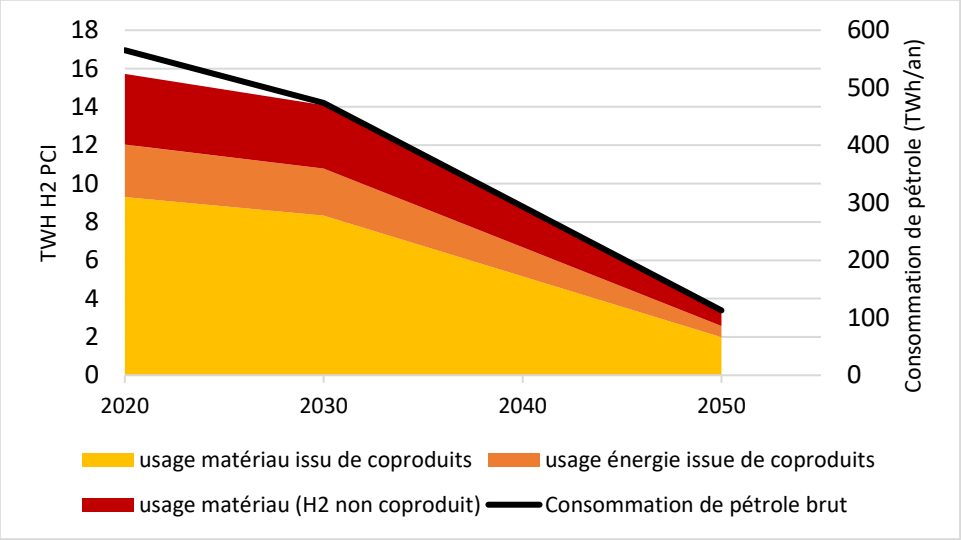

Figure 15 : évolution de la consommation de pétrole brut et de la consommation d'hydrogène pour le raffinage

La trajectoire d'évolution anticipe une augmentation relative de la consommation d'hydrogène d'ici 2030 (+7%) pour tenir compte de besoins supplémentaires en hydrogène en vue de fournir des carburants plus « raffinés » et de répondre à de plus fortes exigences en matière d'émissions de polluants.

On suppose par ailleurs dans cette trajectoire que les parts respectives associées à la coproduction et à la production dédiée d'hydrogène restent stables.

- **La production d'ammoniac** et la consommation correspondante d'hydrogène est supposée stable dans le scénario de référence, malgré les incertitudes pesant sur l'évolution future de l'utilisation d'engrais agricoles : la démographie est en hausse mais le modèle agricole évolue (augmentation de l'efficacité d'application des engrais, réduction du gaspillage alimentaire, réduction éventuelle du recours aux engrais…).

- De même, la consommation d'hydrogène des autres secteurs (chimie en particulier) est supposée rester stable.

- **L'essor de l'utilisation de l'hydrogène pour la réduction du minerai de fer dans la sidérurgie** (procédé Hybrit) en alternative partielle à d'autre procédés sidérurgiques (procédé Ulcowin) tend à compenser partiellement la baisse des usages matériau sur les autres secteurs. La consommation d'hydrogène pour cet usage atteint 5 $TWh_{H2\text{-}PCI}$ en 2050, avec des premières applications possibles dès 2030.

2.4.2 Usages énergétiques directs (trajectoire de référence)

La consommation énergétique directe de l'hydrogène est supposée se développer dans trois secteurs :

- **Dans l'industrie, l'hydrogène est utilisé pour la production de chaleur haute température**, en substitution à de la biomasse. La consommation d'hydrogène pour cet usage atteint 4 TWh en 2050 et se développe progressivement.
- **L'injection directe d'hydrogène dans le réseau de méthane** est limitée à environ 1 TWh en 2050 en raison des contraintes de dilution (2% en énergie), de la baisse du vecteur méthane dans le scénario SNBC et des difficultés associées à une forte teneur en hydrogène du mélange pour certains consommateurs industriels (stabilité des process énergétiques, usages matériau du méthane…).
- **Dans le secteur des transports** :
  - L'usage de l'hydrogène se développe de manière limitée pour les **transports ferroviaires**, le gisement de substitution au diesel étant faible. Il atteint environ 1 $TWh_{H2\text{-}PCI}$ en 2050.
  - L'utilisation de l'hydrogène se développe plus fortement sur le segment du **transport routier lourd**. La SNBC prévoit des objectifs de décarbonation importante pour le segment de transport de marchandises. En conséquence, le parc roulant de poids lourds va être profondément modifié afin d'atteindre ces ambitions. Alors que la part des véhicules au diesel est aujourd'hui très largement majoritaire (environ 99%), les orientations de la SNBC conduisent à une diminution de cette part à 86% en 2030 et jusqu'à 24% en 2050. Celle-ci s'accompagne d'un remplacement du diesel d'origine fossile par du biodiesel. Concernant les camions au GNV, les orientations établissent un objectif de 12% du parc en 2030 et 51% en 2050. Enfin, la SNBC précise que le reste du parc (de l'ordre de 2% en 2030 et de 25% en 2050) pourra être couvert par des motorisations électriques (à batteries ou par caténaires) et / ou hydrogène (via des piles à combustible).

    Dans la trajectoire de référence, le nombre de poids lourds à l'hydrogène est supposé représenter 7% du parc [19] en 2050 (environ 57 000 véhicules) pour une consommation d'environ 8 $TWh_{H2\text{-}PCI}$, notamment au sein des tracteurs routiers destinés au transport longue distance des marchandises.

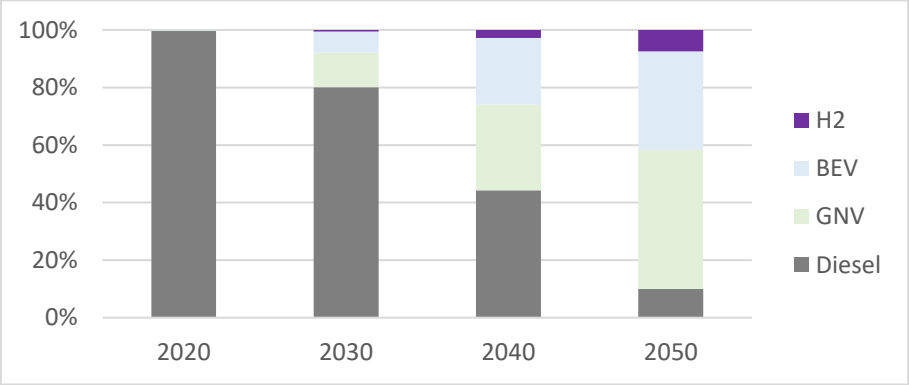

Figure 16 : Evolution du parc de camions et tracteurs routiers dans la trajectoire de référence

[19] Pavillon français et pavillon étranger roulant en France

DOCUMENT DE TRAVAIL

La modélisation des poids lourds prend en compte des différences entre les camions rigides et les tracteurs routiers : distances annuelles, consommation kilométrique… L'âge des poids lourds est également pris en compte pour déterminer les distances annuelles : les camions neufs parcourent plus de distances que les anciens. Ceci a un impact sur les consommations annuelles des motorisations alternatives (plus présentes dans les camions neufs).

2.4.3 Fabrication de combustibles de synthèse (trajectoire de référence)

Enfin, la fabrication de combustibles de synthèse est limitée à une faible quantité de méthanation, suivant les orientations de la SNBC (1,6 TWh de méthane de synthèse en 2050).

2.4.4 Bilan de la trajectoire de référence : une relative stabilité de la consommation totale et une augmentation de la consommation non coproduite

La figure ci-dessous illustre l'évolution de la consommation d'hydrogène dans la trajectoire de référence, toutes productions confondues (c'est-à-dire intégrant les coproductions inhérentes à certains procédés industriels). Elle montre une relative stabilité de la consommation totale d'hydrogène projetée sur la période 2020-2040, à un niveau légèrement inférieur à 30 $TWh_{H2\text{-}PCI}$, puis une augmentation à environ 40 $TWh_{H2\text{-}PCI}$ en 2050.

Les consommations « matériau » de l'hydrogène baissent sur la période 2020-2050 sous l'effet de la diminution du raffinage de pétrole, l'utilisation de l'hydrogène en sidérurgie ne suffisant pas à compenser cette diminution.

Les consommations des usages énergétiques directs sont en augmentation sur la période, tirées par celle du transport routier.

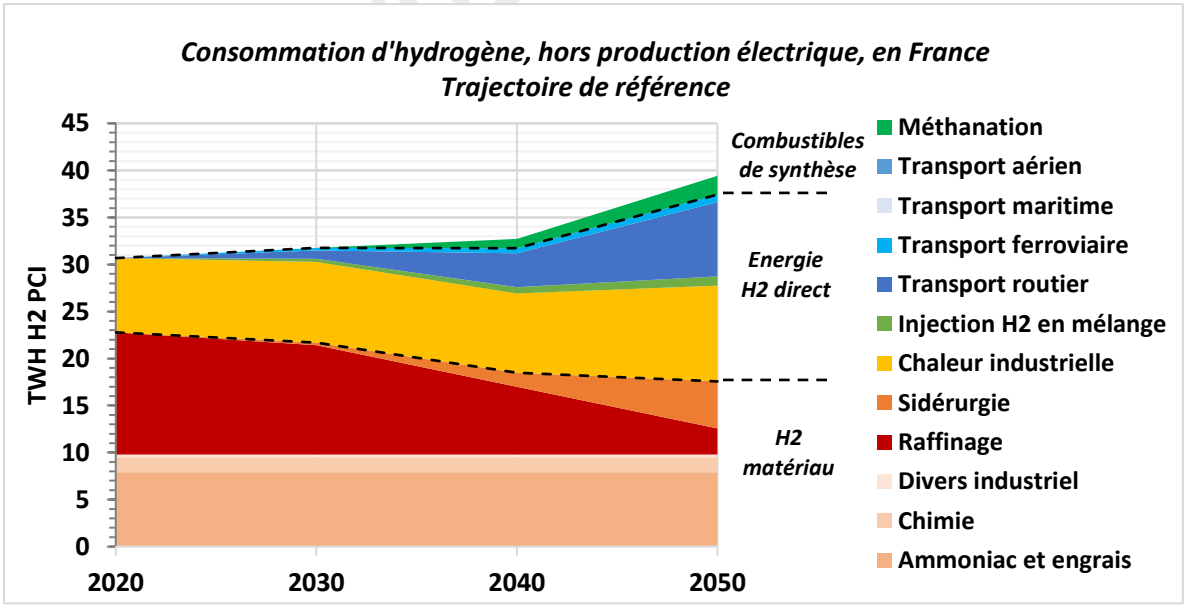

Figure 17. Evolution de la consommation totale d'hydrogène (hors utilisation pour la production électrique) en France (toutes productions confondues) dans la trajectoire de référence et répartition entre les différents usages

La Figure 18 représente la consommation excluant les coproductions fatales d'hydrogène, a priori non substituables. Elle représente donc l'évolution de la consommation d'hydrogène produit à partir de sources dédiées, aujourd'hui par vaporeformage. Elle met en évidence une croissance de cette part, passant de 12 à 30 $TWh_{H2\text{-}PCI}$ sur la période 2020-2050.

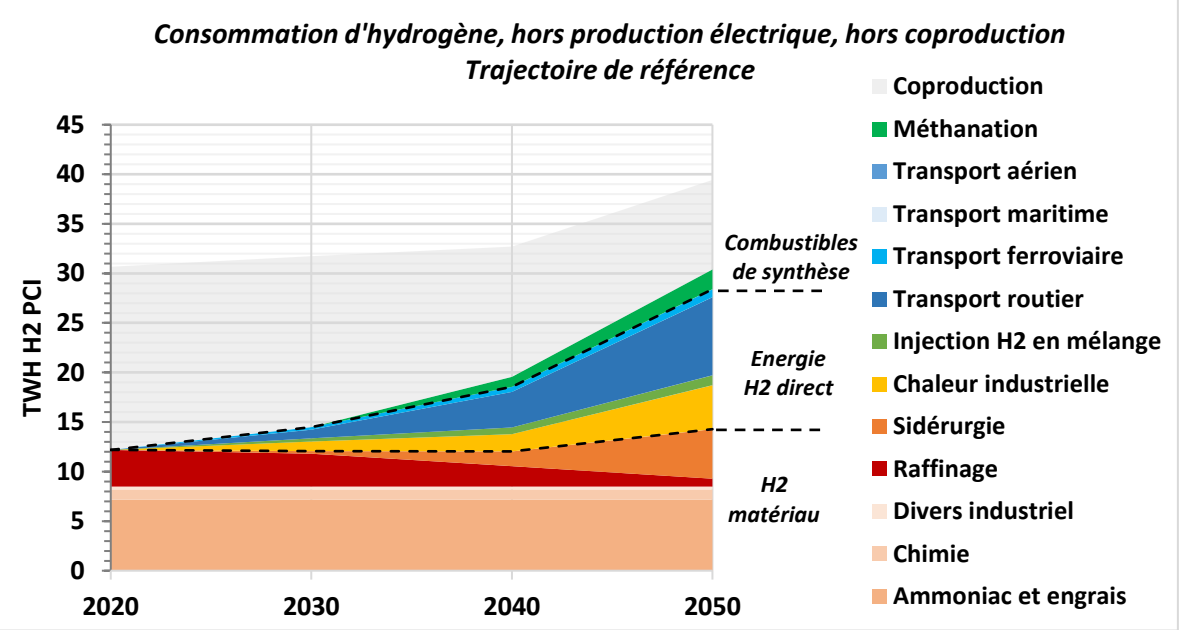

Figure 18 : évolution de la consommation totale d'hydrogène (hors production électrique) dans la trajectoire de référence, hors coproduction. La coproduction apparaît en gris transparent pour mémoire.

En 2030, la consommation d'hydrogène hors coproduits dans cette trajectoire de référence s'élève à environ 15 $TWh_{H2\text{-}PCI}$. Ceci représente environ 21 $TWh_{élec}$ de consommation d'électricité en supposant que l'intégralité de ce volume soit produit par électrolyse de l'eau (avec une hypothèse de rendement de 70%). En 2050, les volumes sont doublés : 30 $TWh_{H2\ PCI}$ soit encore une consommation d'électricité pour les électrolyseurs d'environ 43 $TWh_{élec}$.

DOCUMENT

2.5 Trajectoire hydrogène +

2.5.1 Usages matériau (trajectoire « hydrogène + »)

La consommation industrielle « matériau » correspondant aux usages existants est similaire à celle de la trajectoire de référence : maintien des consommations pour l'ammoniac et la chimie et baisse de la consommation du raffinage pétrolier en proportion de la consommation de pétrole brut en France.

En revanche, l'utilisation de l'hydrogène pour la réduction du minerai de fer dans la sidérurgie (procédé Hybrit) est doublée par rapport à la trajectoire de référence (10 $TWh_{H2\text{-}PCI}$ en 2050), en substitution au procédé Ulcowin.

2.5.2 Usages énergétiques directs (trajectoire « hydrogène + »)

Dans la trajectoire « hydrogène + », le niveau de consommation énergétique directe de l'hydrogène est bien plus important en particulier pour la production de chaleur haute température dans l'industrie (22 $TWh_{H2\text{-}PCI}$ en 2050), en supposant une part très significative de ce segment en alternative à la biomasse.

L'usage de l'hydrogène augmente également fortement pour le transport routier, suivant un scénario plus ambitieux que la SNBC concernant la réduction du diesel dans le parc roulant, avec une disparition des véhicules diesel en circulation en 2050. La pénétration des poids lourds à pile à combustible est importante dans le segment des tracteurs routiers (50% du segment), avec une apparition dans les transports régionaux et urbains (20% des véhicules), notamment ceux avec des besoins d'autonomie importante et à flux tendu (ce qui limite le temps disponible pour la recharge). L'électrification directe est présente dans les segments où les besoins d'autonomie et le temps de recharge permettent le choix des poids lourds à batterie. La motorisation hydrogène représente ainsi 35% du parc de camions et tracteurs routiers en 2050, correspondant à une consommation d'hydrogène de 28 $TWh_{H2\text{-}PCI}$.

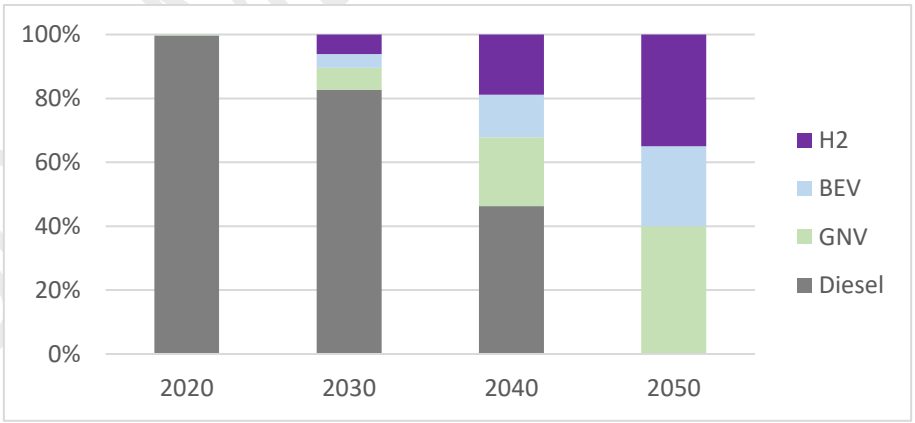

Figure 19 : Parc de poids lourds dans la trajectoire « hydrogène + »

2.5.3 Fabrication de combustibles de synthèse (trajectoire « hydrogène + »)

L'utilisation de l'hydrogène pour la fabrication de combustibles de synthèse liquides ou gazeux se développe fortement, afin de faciliter la décarbonation des soutes du transport international aérien et

DOCUMENT DE TRAVAIL

maritime consommant encore en 2050 des combustibles pétroliers. En cohérence avec les scénarios les plus ambitieux de la Commission européenne (scénarios 1.5Tech et 1.5Life), ces combustibles de synthèse représentent 22% du segment aérien (combustibles liquides) et 31% du segment maritime (17% combustibles liquides, 10% combustibles gazeux et 4% en hydrogène direct).

La part de méthanation augmente également, avec une production de méthane de synthèse injectée dans le réseau passant à 6 TWh en 2050.

2.5.4 *Bilan de la trajectoire « hydrogène + » : une très forte augmentation des usages énergétiques de l'hydrogène*

La Figure 20 illustre l'évolution de la consommation d'hydrogène dans la trajectoire « hydrogène + », toutes productions confondues (c'est-à-dire intégrant les coproductions inhérentes à certains process industriels). Elle montre une relative stabilité de la consommation d'hydrogène matériau sur la période, l'utilisation de l'hydrogène en sidérurgie compensant presque la diminution de son utilisation pour le raffinage.

L'usage énergétique direct de l'hydrogène est en augmentation régulière sur toute la période 2020-2050. La fabrication de combustibles de synthèse conduit à une utilisation importante de l'hydrogène sur la période 2030-2050.

Au total, la consommation totale d'hydrogène (coproduction incluse) atteint 131 $TWh_{H2\text{-}PCI}$ en 2050.

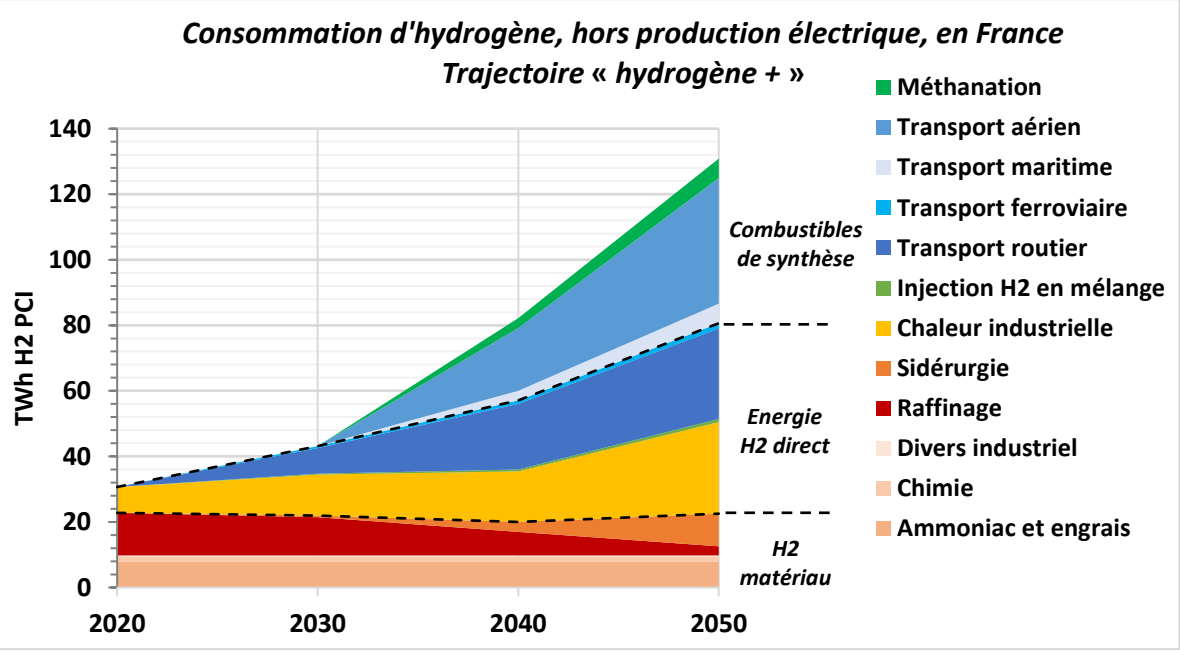

Figure 20 : consommation d'hydrogène dans la trajectoire « hydrogène + », toutes productions confondues

La Figure 21 représente la consommation excluant les coproductions fatales d'hydrogène, a priori non substituables. Elle représente donc l'évolution de la consommation d'hydrogène produit à partir de sources dédiées, aujourd'hui par vaporeformage. Elle met en évidence une croissance des trois catégories d'usages sur la période 2020-2030.

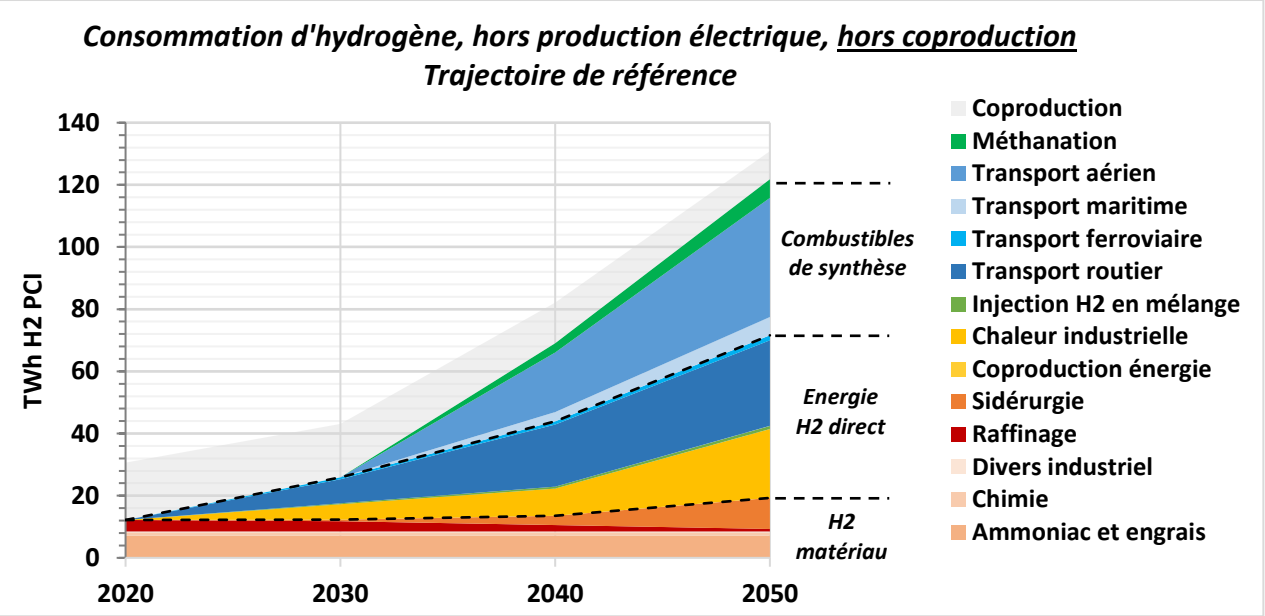

Figure 21 : consommation d'hydrogène dans le scénario « hydrogène + », hors coproductions. La coproduction apparaît en gris transparent pour mémoire

En 2030, la consommation d'hydrogène hors coproduits dans cette trajectoire est de 26 $TWh_{H2\text{-}PCI}$, soit environ 37 $TWh_{élec}$ de consommation d'électricité en supposant que l'intégralité de ce volume soit produit par électrolyse de l'eau (rendement de 70%). En 2050, les volumes sont presque quintuplés et dépassent les 120 $TWh_{H2\text{-}PCI}$.

DOCUMENT DE TRAVAIL

2.6 Synthèse comparative des deux trajectoires de demande d'hydrogène proposées

La Figure 22 illustre les trajectoires de référence et « hydrogène + » à 2030, 2040 et 2050. Elle met en évidence les postes où se font l'essentiel des écarts entre les deux scénarios : la chaleur industrielle, le transport routier et le transport aérien, et dans une moindre mesure la sidérurgie.

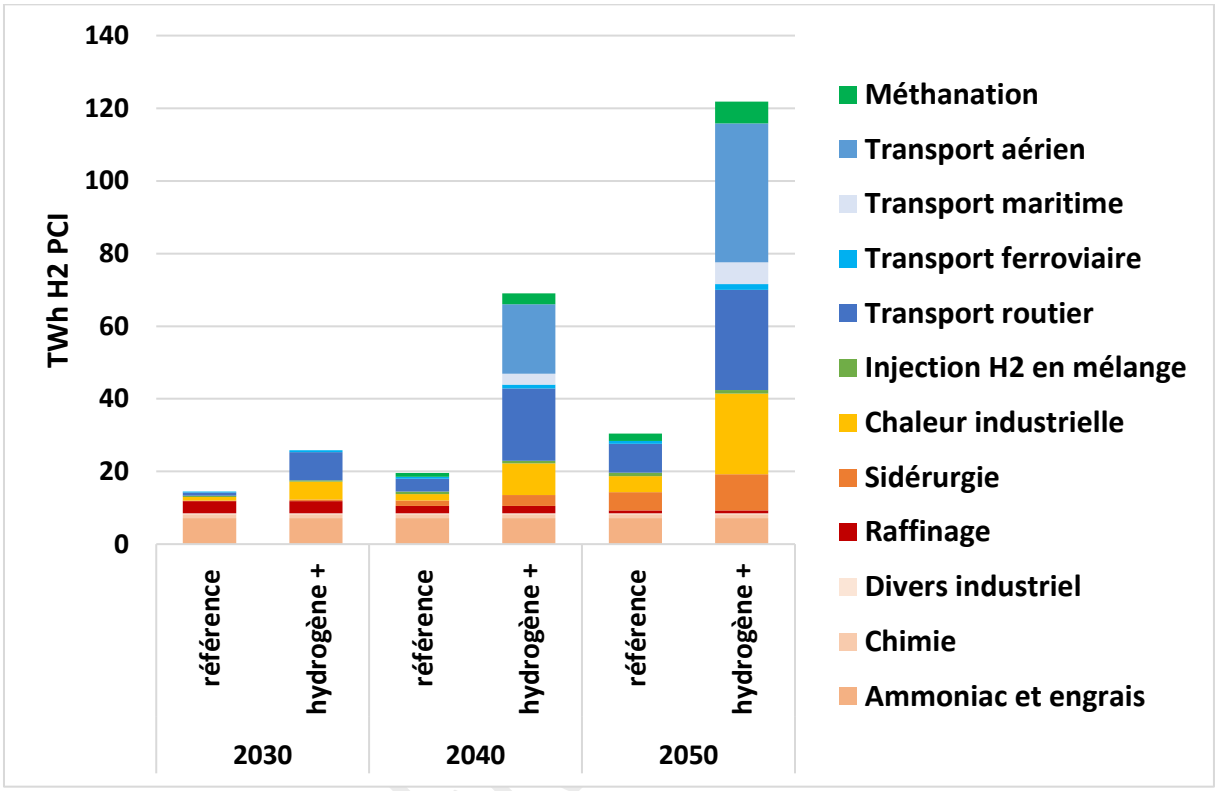

Figure 22 : consommation d'hydrogène (hors production électrique, hors hydrogène coproduit) dans les trajectoires de référence et « hydrogène + » aux horizons 2030, 2040 et 2050

L'écart important entre ces deux scénarios souligne la nécessité d'une réflexion sur leurs conditions de réalisation, associées à des incertitudes d'ordre technologique, industriel, ou portant sur les problématiques d'approvisionnement en hydrogène.

2.6.1 L'augmentation des consommations d'hydrogène en substitution à différents vecteurs énergétiques

A niveau de consommation finale inchangée, l'augmentation de la consommation d'hydrogène correspondant à l'écart entre la trajectoire « hydrogène + » et la trajectoire de référence pour les usages énergétiques se traduit par une diminution du recours aux autres vecteurs.

Les hypothèses de substitution entre la trajectoire de référence correspondant à la SNBC et la trajectoire « hydrogène + » mettent en évidence les principes de construction de la variante « hydrogène + » : celle-ci vise d'une part à poursuivre la décarbonation de secteurs utilisant encore des combustibles fossiles à 2050 et d'autre part à réduire les risques de non-atteinte de la neutralité carbone en cas de mobilisation moindre du potentiel de biomasse. Plus précisément :

- Dans le secteur de la **sidérurgie**, la réduction directe du minerai de fer à partir d'hydrogène se substitue à un procédé d'électrolyse directe du minerai de fer fondu (Ulcowin). Cette consommation d'hydrogène se substitue donc intégralement au vecteur électricité.
- Pour la production de **chaleur industrielle** haute température, l'hydrogène se substitue pour moitié à l'électricité directe (chaudières électriques) et pour moitié à l'utilisation de biomasse dans des chaudières haute température.
- Dans le secteur des **transports routiers**, l'utilisation de l'hydrogène permet de remplacer le biodiesel, ce qui ne représente que 5% de substitution. Il se substitue plus fortement au gaz véhicule (à hauteur de 64%) et à l'électricité (à hauteur de 31%).
- Pour le **transport ferroviaire**, la substitution concerne les biocarburants sur les lignes non électrifiées, mais en quantités relativement faibles.
- Pour les soutes internationales de **transport maritime**, l'augmentation de la part des combustibles hydrogénés se fait en remplacement du pétrole et des biocarburants en proportions égales.
- L'utilisation de combustibles liquides de synthèse pour les soutes internationales de **transport aérien** se fait à une hauteur d'un tiers en remplacement de pétrole, et à hauteur de deux tiers en replacement de biocarburants, de façon à ce que les proportions respectives de chacun des trois vecteurs soit identique à celle des hypothèses des scénarios de la Commission européenne.
- Enfin l'augmentation de **méthanation** se fait au profit du vecteur gaz.

La figure ci-dessous illustre le bilan de ces substitutions par vecteur énergétique et par usage de l'hydrogène.

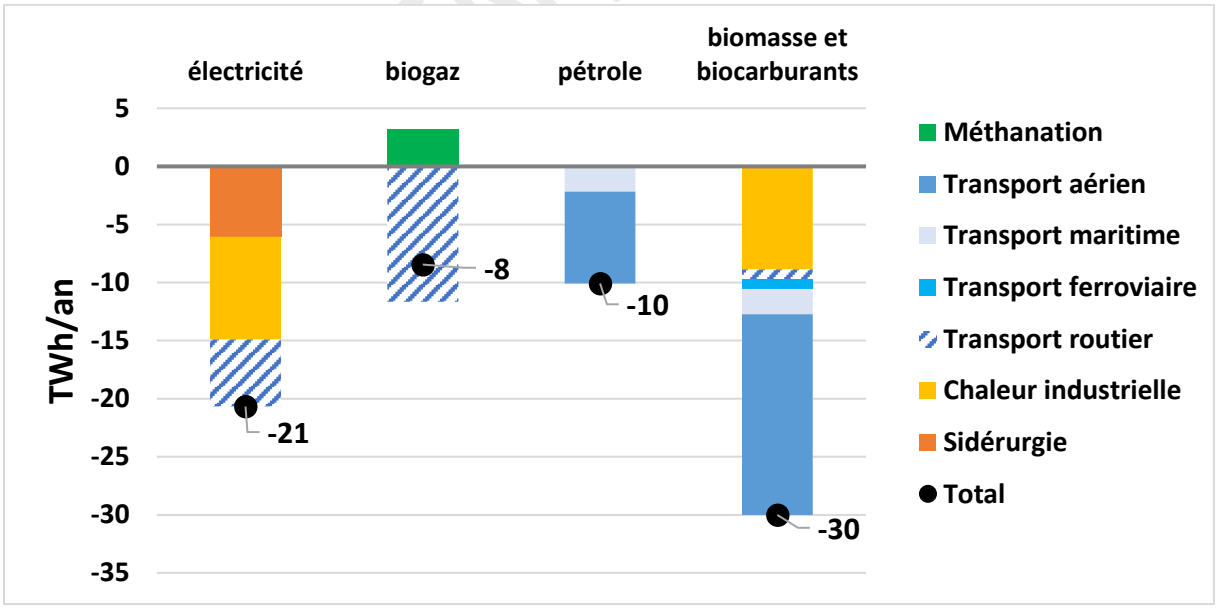

Figure 23 : diminution du recours aux autres vecteurs énergétiques associée à l'augmentation de la consommation d'hydrogène de la trajectoire « hydrogène + »

Au bilan, l'augmentation de consommation d'hydrogène de 91 $TWh_{H2\text{-}PCI}$ entre la trajectoire « hydrogène + » et la trajectoire de référence se substitue à 69 TWh d'autres vecteurs énergétiques :

30 TWh de biomasse et biocarburants, 21 TWh d'électricité « directe », 10 TWh de pétrole et 8 TWh de gaz.

Une telle trajectoire et les substitutions associées se rapprochent des derniers scénarios de la Commission européenne[20] tout en continuant à refléter la place conséquente de la biomasse dans le mix énergétique français en lien avec le potentiel du pays. Ainsi, la trajectoire « hydrogène + » résulte en une part de 10% de l'hydrogène (et énergies de synthèse) dans la consommation finale contre environ 30% pour la biomasse. Ces chiffres sont à comparer à des parts de 20% pour chacune de ses deux catégories d'énergie dans le scénario de la Commission européenne.

Ces proportions révèlent un rendement global moyen de substitution d'environ 76% : ainsi, il faut plus d'hydrogène (en volume énergétique) pour remplacer les autres vecteurs. Ceci s'explique en particulier par le rendement limité de la fabrication de combustibles liquides de synthèse. Ce chiffre ne tient cependant pas compte du rendement de fabrication de l'hydrogène, en fonction des sources d'approvisionnement.

2.6.2 Une trajectoire haute d'hydrogène conditionnée à certaines évolutions technologiques

Les deux trajectoires de développement de l'hydrogène proposées intègrent un développement rapide de l'hydrogène à moyen terme (période 2020-2030), en cohérence avec les ambitions de la stratégie nationale pour l'hydrogène. De tels développements doivent donner l'impulsion pour la structuration d'une filière industrielle et permettre aux industriels français de se positionner comme leader sur le marché de l'hydrogène, en particulier sur les filières de l'électrolyse et des piles à combustible.

Au-delà de 2030, la croissance forte de l'utilisation de l'hydrogène telle que projetée dans la trajectoire « hydrogène + » nécessitera d'assurer le développement d'un certain nombre de technologies et de lever certaines contraintes industrielles :

- Premièrement, le segment de la production de combustibles de synthèse, dont le développement est nettement plus important dans la trajectoire « hydrogène + » requiert, outre de l'hydrogène, de disposer de carbone[21]. L'essor de cette filière pose donc la question de la source de ce carbone.

  Celui-ci pourrait par exemple être issu du captage du CO_2 biogénique associé au procédé de méthanisation, ceci permettant de plus de renforcer la réduction des émissions de gaz à effet de serre en France. Dans le cas où une telle technique serait accessible, différentes options seraient alors ouvertes sur le type de combustible de synthèse le plus adapté, par exemple entre combustible liquide et combustible gazeux. L'hypothèse retenue à ce stade dans la trajectoire « hydrogène + » consiste à développer de manière plus significative la production de combustibles liquides pour le transport aérien et maritime, secteurs réputés parmi les plus difficiles à décarboner. Néanmoins, il serait également possible de privilégier le développement de la production de méthane de synthèse, en substitution du biométhane issu de la biomasse, et de réserver l'usage de la biomasse pour la production de biocarburants dans le transport aérien et maritime.

[20] https://ec.europa.eu/knowledge4policy/publication/commission-staff-working-document-swd2020176-impact-assessment-stepping-europe's-2030_en

[21] A l'exception de la fabrication d'ammoniac carburant pour le transport maritime, en proportion réduite

DOCUMENT DE TRAVAIL

A défaut de disposer de captage de carbone en France, les combustibles de synthèse seraient possiblement importés. Ces imports pourraient cependant se substituer en grande partie aux imports de combustibles pétroliers ou biocarburants.

- Deuxièmement, le développement massif du transport routier à partir d'hydrogène implique le développement conjoint des motorisations et des stations de ravitaillement, ainsi que la logistique correspondante, et cela à une maille internationale. Ces infrastructures existent aujourd'hui pour les combustibles pétroliers, ce qui montre qu'un tel développement est possible. Cependant, le réseau existant s'est développé sur une très longue période.

  De même, le développement de l'usage de l'hydrogène ou des combustibles de synthèse dans le transport aérien nécessite des développements technologiques et un passage à l'échelle industrielle qui présente aujourd'hui encore des incertitudes.

- Troisièmement, le développement de la chaleur industrielle questionne les alternatives possibles (électricité, biomasse, biogaz) et les pertinences technico-économiques respectives de chacune des solutions. Cela est également vrai pour l'usage de l'hydrogène pour la réduction directe du minerai de fer en sidérurgie, la décarbonation de la fabrication de l'acier pouvant s'appuyer sur différentes technologies. Parmi les contraintes pesant sur les possibilités de conversion aux technologies de l'hydrogène, la durée de vie longue des installations de l'industrie lourde doit être prise en compte : il s'agit que les technologies soient disponibles et industriellement matures au moment du renouvellement des installations.

Or certaines technologies nécessaires évoquées ci-dessus sont encore au stade de prototype, comme l'illustre le Tableau 1. C'est le cas par exemple de la production de combustibles liquides de synthèse ou de la réduction directe du minerai de fer à base d'hydrogène. Pour ces technologies, les scénarios proposés ne tiennent compte d'un développement possible qu'à partir de 2030. Leur développement nécessitera des efforts de R&D et d'industrialisation approfondis au cours des prochaines années.

		Usages		
Niveau de maturité technologique	**Infrastructures**	**Usages matériau industriel**	**Usages énergétique pour les transports**	**Fabrication de combustibles de synthèse**
Mature	Canalisations hydrogène et réservoirs d'hydrogène haute pression	Fabrication d'ammoniac avec CCS		
Adoption rapide	Stockages salins d'hydrogène	Fabrication de méthanol avec CCS	Piles à combustibles pour véhicules légers	
Démonstration	Injection d'hydrogène en mélange dans le méthane	Electrolyse pour la production de méthanol et d'ammoniac	Piles à combustibles pour camions, navires et trains	Méthane de synthèse
Prototype	Stockage et transport d'hydrogène liquide	Réduction directe du fer à l'hydrogène	Moteurs à combustibles de synthèse, ammoniac pour les navires	Combustibles liquides de synthèse

Tableau 1 : maturité des technologies hydrogène bas-carbone, d'après l'AIE (ETP 2020)

Les différences entre les deux trajectoires suscitent également des interrogations sur les infrastructures (réseau, stockage) nécessaires pour assurer le transport et la distribution d'hydrogène.

2.6.3 Au-delà de l'évolution de la demande, une question sur la répartition entre différents modes d'approvisionnement ou de production de l'hydrogène dans chaque scénario

Les éléments présentés ci-dessus définissent deux trajectoires d'évolution contrastées de la demande d'hydrogène à long terme en France. Pour couvrir cette demande d'hydrogène, plusieurs options d'approvisionnement restent ouvertes.

Dans la trajectoire de référence correspondant à la SNBC, les volumes d'hydrogène concernés (de l'ordre de 30 $TWh_{H2\text{-}PCI}$ hors coproduction, équivalent à 40-45 $TWh_{élec}$ d'électrolyse) peuvent être amplement couverts par la production par électrolyse en France : les scénarios d'étude prévoient d'ailleurs déjà que le mix électrique puisse couvrir la totalité de ces besoins d'hydrogène.

Dans la trajectoire « hydrogène + » en revanche, les volumes d'hydrogène projetés posent des questions sur l'origine possible des approvisionnements. Plusieurs options existent.

- Dans le cas où le complément de demande d'hydrogène devrait être couvert (totalement ou partiellement) par l'électrolyse en France, celui-ci nécessiterait une augmentation du mix de production d'électricité décarbonée par rapport aux scénarios d'étude envisagés. Il s'agirait alors de prévoir des capacités additionnelles d'énergies renouvelables électriques ou de nucléaire. Si dans les scénarios « 100% EnR », cette capacité additionnelle serait logiquement portée par des énergies renouvelables, plusieurs répartitions restent possibles entre les principales filières (photovoltaïque, éolien terrestre ou en mer). Les porteurs de projets envisagent dès aujourd'hui des couplages de différentes natures : avec le photovoltaïque dont les coûts baissent rapidement, ou avec l'éolien pour profiter d'un profil de production plus stable. S'agissant des scénarios « EnR + nucléaire », là encore plusieurs possibilités existent : un développement plus important du nucléaire qui impliquerait d'accélérer le rythme de construction de nouveaux EPR ou un développement plus important des EnR qui conduirait probablement à retrouver les niveaux de capacité installée projetés dans les scénarios « 100% EnR ».

- D'autres techniques de production pourraient également être développées et en premier lieu, le vaporeformage du gaz naturel associé à du captage et stockage de carbone (CCS). Comme évoqué précédemment, les procédés de CCS ne sont pas privilégiés par la SNBC pour des raisons de maturité technologique, d'incertitude sur les coûts et d'acceptabilité. Néanmoins, plusieurs publications estiment que des installations de vaporeformage associé à du CCS pourraient se développer dans les prochaines décennies en accompagnement de l'électrolyse.

- Le développement de nouveaux procédés de production de l'hydrogène, par exemple fondés sur la gazéification de la biomasse, est également envisageable. Ces nouvelles technologies ne sont cependant pas au même stade de maturité aujourd'hui et leur développement industriel reste incertain. Celui-ci conduirait par ailleurs à accroître la pression sur l'utilisation de la biomasse dont le gisement limité en France est aujourd'hui fléché en priorité vers d'autres usages (biométhane, biocarburants, chaleur).

- Enfin, il serait également possible d'envisager un recours significatif aux imports d'hydrogène bas-carbone depuis l'étranger. Ceci conduirait à sortir du cadre de la SNBC, qui prévoit un recours le plus limité possible aux imports énergétiques. De telles perspectives d'imports sont envisagées dans d'autres pays comme l'Allemagne. Au cours des dernières années, plusieurs visions

DOCUMENT DE TRAVAIL

s'opposent sur les origines possibles de ces imports : certains affirment que des imports depuis des pays voisins ayant des stratégies exportatrices d'hydrogène (par exemple l'Espagne) sont à privilégier pour assurer un transport par pipeline moins coûteux ; d'autres à l'inverse imaginent des imports depuis des régions du monde plus éloignées dans lesquelles la production électrique pourrait être abondante et peu coûteuse (régions désertiques en particulier, avec un potentiel important de production d'électricité d'origine photovoltaïque à faible coût), quitte à transporter l'hydrogène sous forme liquide par bateau.

Dans le cadre de l'étude des scénarios du Bilan prévisionnel, plusieurs options seront explorées afin d'identifier les scénarios possibles d'approvisionnement dans la trajectoire « hydrogène + ». Ces variantes d'approvisionnement pourront être couplées avec les variantes sur le mix européen : ainsi, dans un contexte où les échanges d'hydrogène se développeraient de manière massive ailleurs en Europe, il est possible d'imaginer que la France soit également active sur ce marché et puisse importer de l'hydrogène pour couvrir ces besoins.

Ces analyses permettront d'évaluer la pertinence des différents scénarios d'étude ainsi que l'intérêt économique associé à un développement de l'hydrogène par rapport à d'autres alternatives (électrification, biomasse…).

DOCUMENT DE TRAVAIL

3. Modélisation du système électrique intégrant la consommation et la production d'hydrogène

3.1 Les modes opératoires de l'électrolyse

3.1.1 Trois modes opératoires, volontairement très marqués, déjà étudiés

L'analyse des modèles d'acteurs actuellement envisagés pour la production d'hydrogène décarboné en France conduit à envisager plusieurs modes de fonctionnement possibles pour les électrolyseurs. Trois modes opératoires ont ainsi été explorés dans le rapport « *La transition vers un hydrogène bas carbone* » publié par RTE en janvier 2020 :

1. Un approvisionnement sur le marché sur les périodes de surplus renouvelable ou nucléaire.
2. Un autre sur le marché de l'électricité en base, hors situations de tension.
3. Un couplage avec une production renouvelable (par exemple photovoltaïque) dans le cadre de modèles « locaux ».

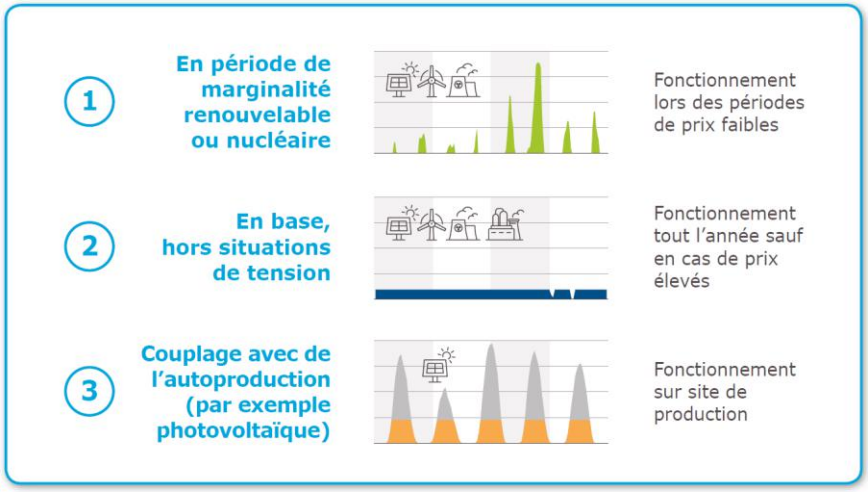

Figure 24 - Les différents modes opératoires de l'électrolyse

Dans cette analyse, RTE a volontairement affecté l'intégralité de la consommation des électrolyseurs à 2035 (30 TWh selon la trajectoire SNBC) à chacun de ces trois modes opératoires, sans tenir compte de combinaisons possibles.

Ces modèles conduisent à des facteurs de charge des électrolyseurs et à des enjeux techniques, économiques et environnementaux très différents d'un mode à l'autre. L'étude montre que l'idée que la production d'hydrogène serait basée uniquement sur l'approvisionnement des électrolyseurs par les surplus d'énergies renouvelables intermittentes pénalise sensiblement la production à l'horizon 2030-2035 : seuls 10 TWh serait disponibles, durant des périodes très irrégulières.

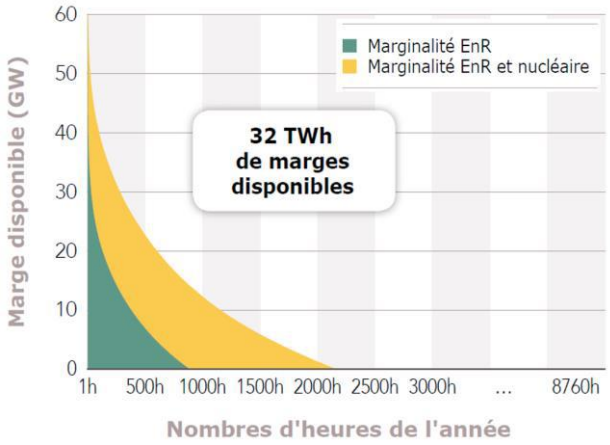

Figure 25 - Monotone d'excédents renouvelables et marge nucléaire accessibles en France en tenant compte des interconnexions en 2035 sans flexibilité concurrente

De même, pour une consommation d'électrolyse de 30 $TWh_{élec}$ le premier mode d'approvisionnement basé sur les surplus renouvelable et nucléaire est le plus difficile à rentabiliser car il conduit à des durées de fonctionnement réduites, inférieures à 1000 heures par an. Ce faible facteur de charge conduit à augmenter le dimensionnement des électrolyseurs à production d'hydrogène donnée : 38 GW d'électrolyse seraient nécessaires pour produire les 30 $TWh_{élec}$ de consommation d'électrolyse.

Par ailleurs pour satisfaire une consommation d'hydrogène en « base », de très grands volumes et puissances de stockages seraient nécessaires pour pallier la forte variabilité de l'approvisionnement et assurer une continuité dans la fourniture d'hydrogène. Utilisé seul pour fournir de très grandes quantités d'hydrogène, ce mode opératoire pourrait donc pénaliser l'économie de l'hydrogène, comme l'illustre la Figure 26 extraite de l'analyse de RTE. L'analyse est néanmoins sensible aux hypothèses d'évolution du coût des électrolyseurs.

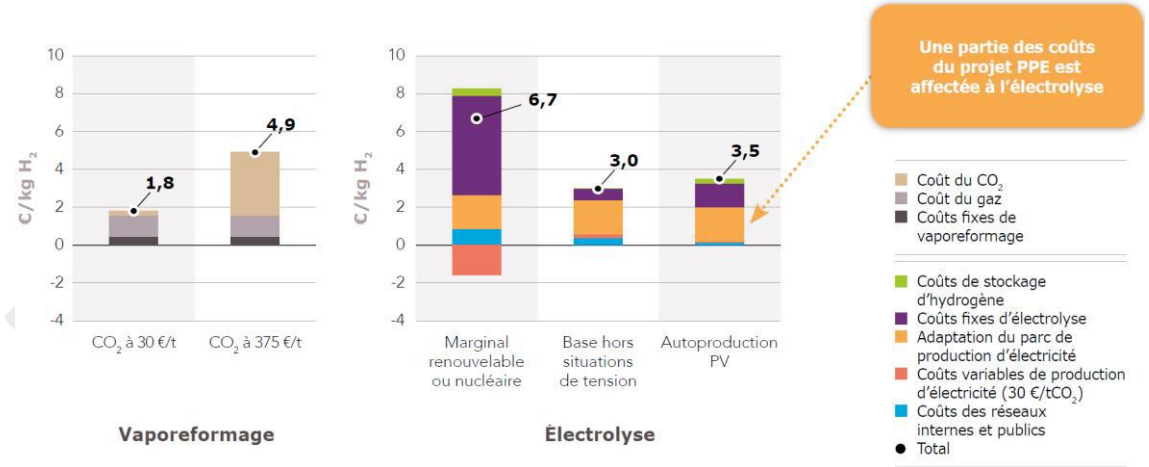

Figure 26 - Comparaison des coûts collectifs du vaporeformage et de l'électrolyse à l'horizon 2035

3.1.2 Hypothèses de répartition entre les différents modes opératoires d'électrolyse à long terme

A l'horizon 2030, en supposant que la totalité de la consommation d'hydrogène hors coproduits soit fournie par de l'électrolyse (objectif haut de la PPE), les consommations correspondant à la trajectoire de référence et à la trajectoire « hydrogène + » à 2030 seraient respectivement de 21 et 37 $TWh_{élec}$.

Pour les capacités cibles de 6,5 GW d'électrolyse prévues dans le plan national hydrogène à cet horizon, ces volumes correspondraient à des durées annuelles moyennes de fonctionnement d'environ 3 200 heures pour le scénario de référence et 5 700 heures pour le scénario « hydrogène + ».

Ces durées annuelles moyennes de fonctionnement peuvent s'envisager en pondérant de différentes manières les productions respectives correspondant aux différents modes de production envisagés. Les durées annuelles moyennes de fonctionnement des modes opératoires analysés dans l'étude de RTE sont les suivantes :

- environ 8 000 h/an (~90% du temps) en mode base, tenant compte des périodes d'effacement de l'électrolyse lors des situations de tension sur le système électrique et des périodes de maintenance des électrolyseurs ;
- environ 3 500 h/an (~40% du temps) en mode autoproduction associée à de la production photovoltaïque tel que simulé dans l'analyse de RTE. D'autres modes en autoproduction sont envisageables, en association avec de la production éolienne offshore par exemple ;
- des durées annuelles moyennes extrêmement variables en mode marginalité renouvelable ou nucléaire, en fonction de la quantité d'électrolyse et des usages flexibles concurrents à la recherche des gisements des prix faibles. Comme expliqué dans les analyses de RTE, même en tenant compte de l'augmentation des productions renouvelables dans le mix, la production marginale en 2030-2035 est très souvent d'origine fossile en raison du maintien d'une forte part de production à gaz naturel voire à charbon dans le mix européen interconnecté.

Pour cette raison le développement de la production d'hydrogène par électrolyse à cet horizon devrait s'appuyer sur des modes opératoires permettant de meilleurs facteurs de charge, en base ou en autoproduction. Par exemple, la consommation de 37 $TWh_{élec}$ d'électrolyse à 2030 (scénario « hydrogène + ») à partir de 6,5 GW d'électrolyseur correspondrait à une utilisation pour moitié en base et pour moitié avec un facteur de charge de 40% compatible avec certaines formes d'autoproduction.

A l'horizon 2050 les périodes de « marginalité décarbonée » devraient être bien plus importantes sous l'effet d'un renouvellement d'ampleur du mix de production européen et d'un développement massif des énergies renouvelables à cet horizon (quasiment toutes les productions d'électricité étant supposées être décarbonées). Elles peuvent correspondre aux technologies envisagées en France : photovoltaïque, éolien, hydraulique et/ou nucléaire. A l'étranger elles pourraient reposer sur des techniques de captage de carbone, des productions à partir de gaz verts importés, etc. Cette évolution forte du mix de production devrait donc voir une forte augmentation des durées annuelles de marginalité décarbonée, les rapprochant potentiellement du mode « base ».

Il convient cependant d'être attentif à éviter des points de fonctionnement aberrants, dans l'hypothèse où de l'hydrogène (ou un combustible fabriqué à partir d'hydrogène) serait utilisé pour la production d'électricité. Une consommation d'électricité pour produire de l'hydrogène par électrolyse qui interviendrait de manière simultanée avec une production d'électricité à partir d'hydrogène ou de combustible de synthèse conduirait au global à perdre de l'énergie, compte-tenu des pertes de rendement associées à la boucle power-to-gas-to-power.

DOCUMENT DE TRAVAIL

3.2 La modélisation du système électrique en interaction avec le vecteur hydrogène

3.2.1 Prise en compte d'une demande explicite d'hydrogène et de gaz

Dans les analyses précédentes de RTE, la modélisation de la production d'hydrogène par électrolyse intégrait une représentation très largement simplifiée des besoins de stockage et ne tenait pas compte des capacités existantes de stockage de gaz. Le parc d'électrolyse nécessaire à la production des volumes d'hydrogène envisagés dans l'étude était dimensionné en fonction des modes opératoires et le besoin de stockage était déduit des modes de fonctionnement constatés, en supposant une consommation d'hydrogène constante dans le temps (en bande). La modélisation n'intégrait pas non plus à ce stade d'alternative à l'électrolyse pour la production des volumes cibles d'hydrogène.

Dans le cadre des prolongements prévus dans le cadre du Bilan prévisionnel à l'horizon 2050, la modélisation sera enrichie de manière à intégrer de manière plus explicite, bien que simplifiée, le système hydrogène en interaction avec le vecteur « électricité ».

Cette modélisation visera notamment à représenter de manière affinée les courbes de consommation d'hydrogène au cours de l'année (en France mais également dans les autres pays européens), les possibilités de stockage et restitution de l'hydrogène, les différents modes d'approvisionnements possibles (autres modes de production de l'hydrogène ou imports) ainsi que les capacités d'échanges à l'échelle européenne. Une telle représentation nécessite toutefois de disposer d'hypothèses associées pour chacun des pays considérés. Celles-ci sont évoquées dans la suite de cette section.

Dans le détail, cette modélisation s'appuie sur une représentation de « nœuds » représentant le système électrique ou le système hydrogène d'un pays donné[22] et pour lesquels l'équilibre entre l'offre et la demande doit être respectée à chaque pas de temps considéré (pas de temps horaire dans la plupart des études). Chaque nœud électrique national est relié aux autres nœuds électriques par des capacités d'interconnexion électrique. De la même manière, chaque nœud hydrogène national est relié aux autres nœuds hydrogène par des capacités d'interconnexion hydrogène. La figure ci-dessous illustre les principes des couplages qui seront intégrés dans la modélisation du Bilan prévisionnel.

DOCUMENT DE TRAVAIL

[22] Pour plus de détails, voir la documentation du modèle Antares développé et utilisé par RTE pour les études du Bilan prévisionnel : https://antares-simulator.org/

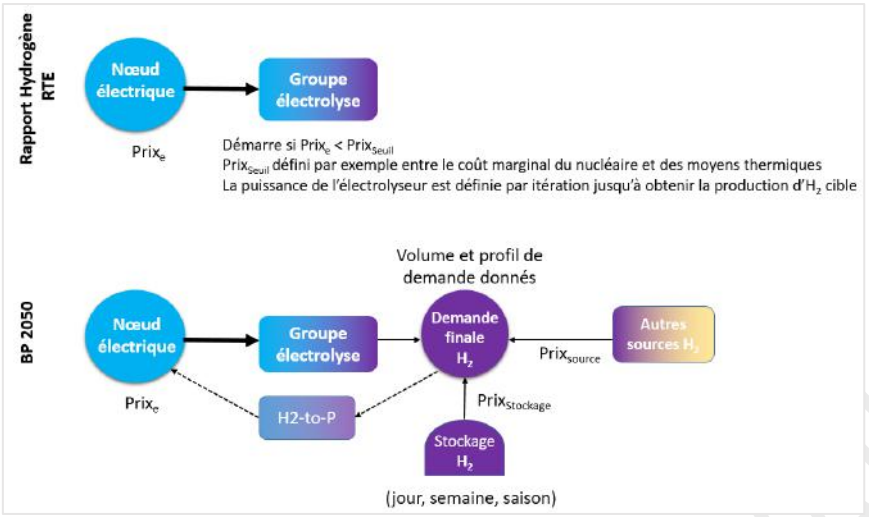

Figure 27 *- Description de modèle d'électrolyse*

3.2.2 Consommation d'hydrogène dans les pays européens

Les hypothèses de consommation d'hydrogène dans les pays européens sont estimées à partir du scénario *Distributed Energy* établi par l'association des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz européens (ENTSO-E et ENTSO-G) pour l'élaboration du schéma de développement des réseaux d'interconnexion d'électricité et de gaz (voir § 2.2).

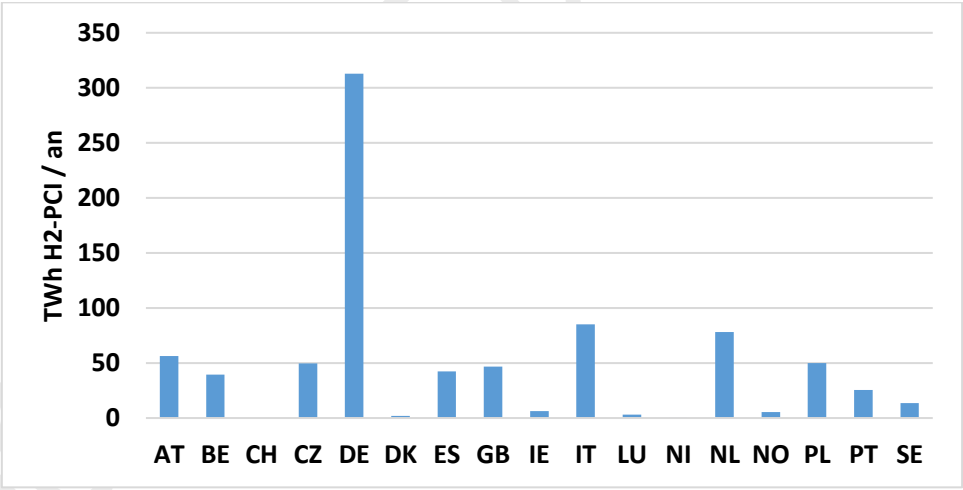

Figure 28 : consommation d'hydrogène dans les pays européens, suivant le scénario Distributed Energy des ENTSO (hors France)

Ce scénario précise les demandes totales d'hydrogène (y compris pour la méthanation) par pays. Les capacités d'électrolyse par pays sont réparties suivant cette demande.

A défaut d'hypothèses plus précises, la demande d'hydrogène sera supposée dans un premier temps être répartie suivant un profil horaire constant.

DOCUMENT DE TRAVAIL

3.2.3 Capacités de stockage

Pour chaque pays, la moitié des stockages salins existants sont supposés dédiés à l'hydrogène, tenant compte du moindre besoin pour le méthane associé à la forte baisse de ce vecteur partout en Europe.

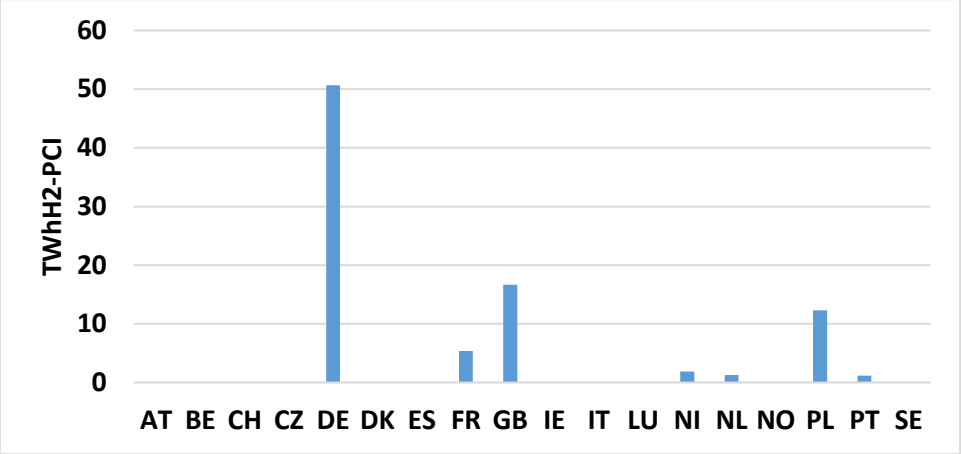

Figure 29 : Capacité de stockages d'hydrogène correspondant à l'utilisation des stockages salins existants

L'hypothèse tient compte de la moindre densité énergétique volumique de l'hydrogène, environ d'un facteur trois par rapport au méthane. Au total, 1/6ème des capacités *énergétiques* équivalentes en méthane des stockages salins existants sont supposées affectées à l'hydrogène.

3.2.4 Alternatives d'approvisionnement en hydrogène

Le scénario *Distributed Energy* des ENTSO donne une hypothèse globale (européenne) d'import d'hydrogène vert et de production d'hydrogène bleu (par vaporeformage avec captage de carbone). Ces volumes européens sont répartis par pays en fonction des capacités existantes d'imports de gaz naturel par canalisation ou par terminaux méthaniers.

Les valeurs pourront être réajustées en fonction des orientations les plus récentes (par exemple stratégie hydrogène allemande).

DOCUMENT DE TRAVAIL

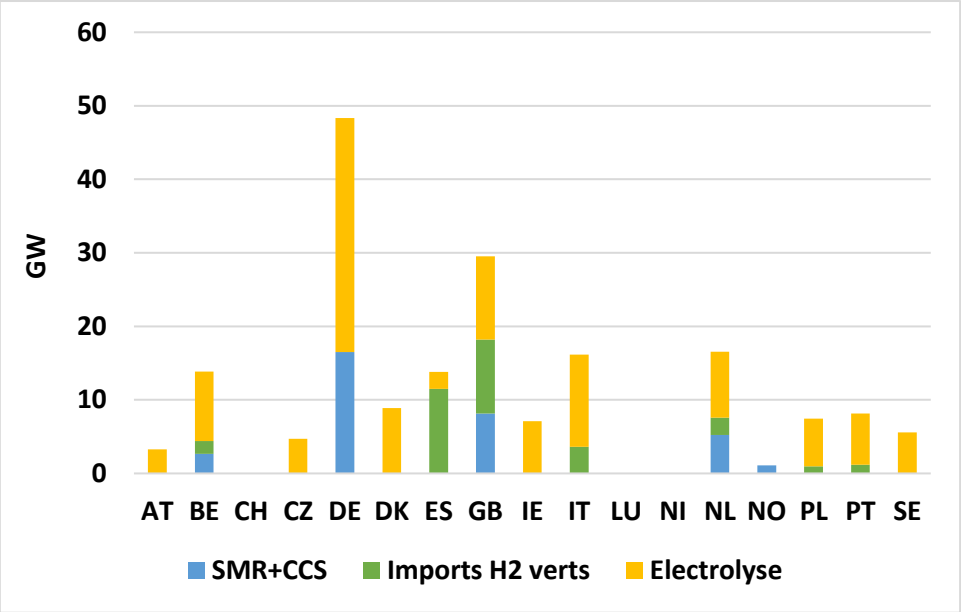

Figure 30 : Capacité de production d'hydrogène par pays

3.2.5 Représentation explicite du réseau hydrogène

Le transport d'hydrogène est une pratique courante des industriels du secteur, par stockage et transport routier pour les petits volumes, et par canalisation pour les volumes importants. Des réseaux industriels existent permettant de mutualiser les consommations et productions d'hydrogène, et notamment de trouver des débouchés à l'hydrogène coproduit. Des réseaux de transport internationaux existent également, couvrant notamment une partie du nord de l'Europe.

A l'initiative de différents gestionnaires de réseau de transport de gaz, l'étude *European Hydrogen Backbone*[23] préfigure un exemple d'évolution possible du réseau de transport hydrogène européen utilisant à la fois (i) des canalisations de méthane existantes converties et adaptées à l'hydrogène, complétés par (ii) des canalisations neuves dédiées à l'hydrogène. Ainsi, le réseau débuterait dans un premier temps par des réseaux locaux / régionaux situés proches des zones industrielles consommatrices d'hydrogène. A l'horizon 2040, des interconnexions entre les réseaux des différents pays pourraient être développées, permettant d'acheminer l'hydrogène produit dans certaines régions à partir d'électricité renouvelable abondante et à bas coût, vers les consommateurs d'hydrogène (par exemple de l'hydrogène produit à partir d'électricité d'origine photovoltaïque en Espagne transitant par le réseau en France pour alimenter l'Allemagne).

[23] Gas for Climate, 2020, *European hydrogen backbone*

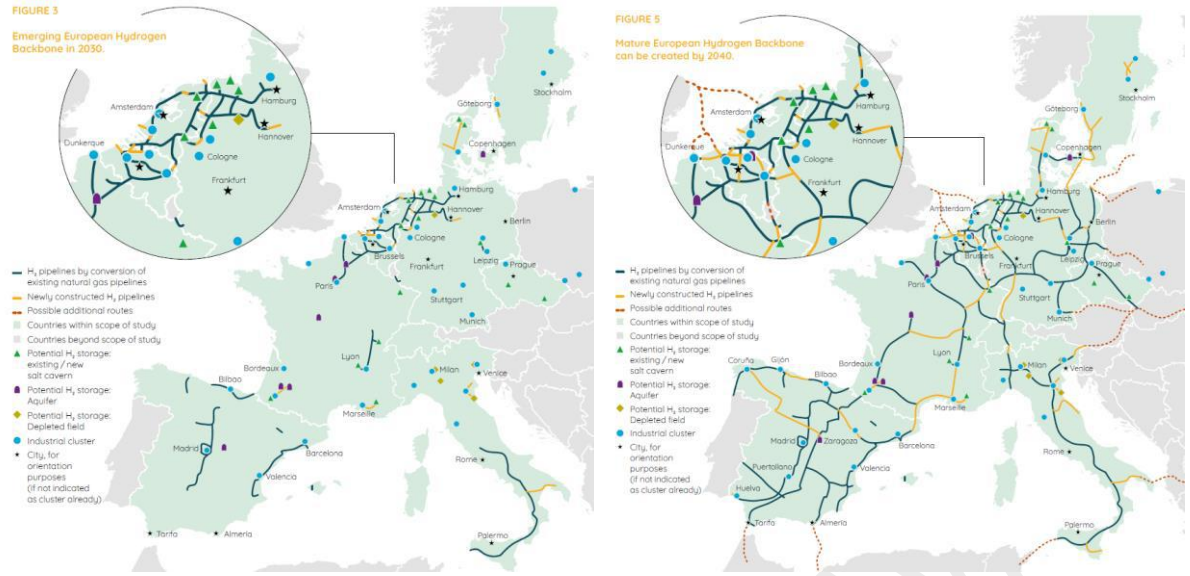

Figure 31 - Préfiguration d'un réseau hydrogène européen (à gauche en 2030, à droite en 2040). Source : European Hydrogen Backbone

L'étude ne précise pas à ce stade les capacités d'interconnexion cibles correspondantes, la possibilité de conversion de canalisations du réseau de méthane donnant une possibilité d'adaptation en fonction de l'évolution de la consommation des deux vecteurs énergétiques.

Dans le cadre de l'étude des scénarios du Bilan prévisionnel et notamment des trajectoires hydrogène évoquées précédemment, les possibilités d'échanges entre les différents pays pourraient jouer un rôle important dans la gestion du nouveau système « hydrogène », en permettant par exemple le foisonnement de la production et de la consommation d'hydrogène à une maille supra-nationale.

En matière de modélisation, ceci se traduit par différentes options possibles de représentation des interconnexions d'hydrogène, allant d'une hypothèse « d'interconnexions nulles » (aucun échange d'hydrogène entre pays) à une hypothèse « d'interconnexions infinies » (c'est-à-dire que les volumes d'échanges ne sont pas limités par des capacités de transit).

DOCUMENT DE TRAVAIL

Trois hypothèses pourront ainsi être explorées :

- l'hypothèse « **interconnexions nulles** » correspond à une autonomie nationale et un équilibre production-consommation d'hydrogène à assurer à l'échelle de chaque pays, chacun d'entre eux s'appuyant sur ses seules capacités de production (et d'imports s'il y en a) et de stockage pour satisfaire la consommation ;

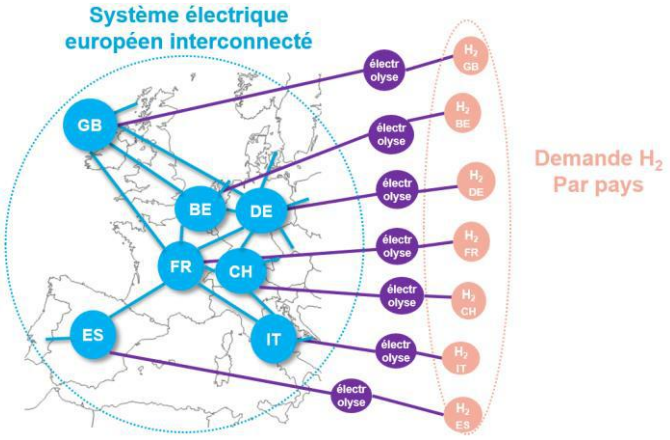

Figure 32. Illustration de la modélisation dans l'hypothèse d'interconnexions « hydrogène » nulles

- l'hypothèse « **interconnexions infinies** » correspond à une situation dans laquelle aucune contrainte ne limite les échanges d'hydrogène entre pays européens. Dès lors, la localisation de la consommation, de la production et des stockages d'hydrogène importe peu et l'hypothèse autorise leur mutualisation en un seul système (équivalent à l'hypothèse « plaque de cuivre » des réseaux électriques). La simplicité de modélisation est un avantage de cette hypothèse. Elle conduit en revanche à une surestimation de la flexibilité du système hydrogène européen pouvant masquer l'intérêt de renforcer des interconnexions électriques pour l'alimentation des électrolyseurs. L'analyse des ressorts des productions nationales d'hydrogène n'en est pas facilitée.

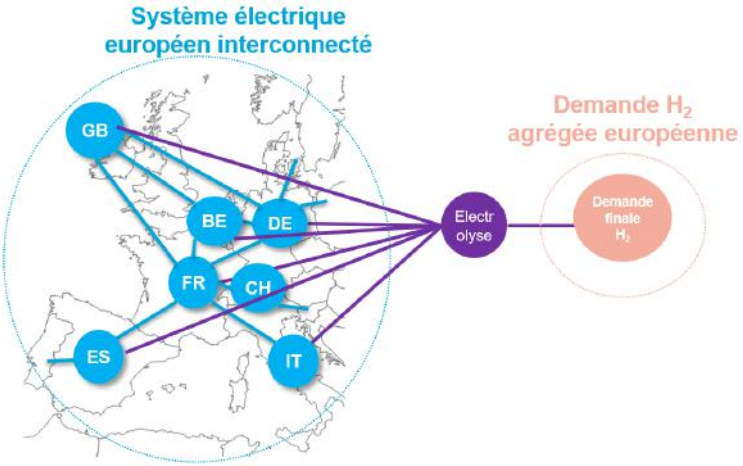

Figure 33. Illustration de la modélisation dans l'hypothèse d'interconnexions « hydrogène » infinies

- l'hypothèse « **interconnexions limitées** » correspond à la modélisation la plus fine, permettant de représenter et d'analyser les enjeux de développement des interconnexions d'hydrogène et d'électricité. La modélisation est cependant plus complexe (gestion conjointe de multiples stockages par exemple) et nécessite de définir des hypothèses sur les couplages entre les différents pays et moyens de stockage.

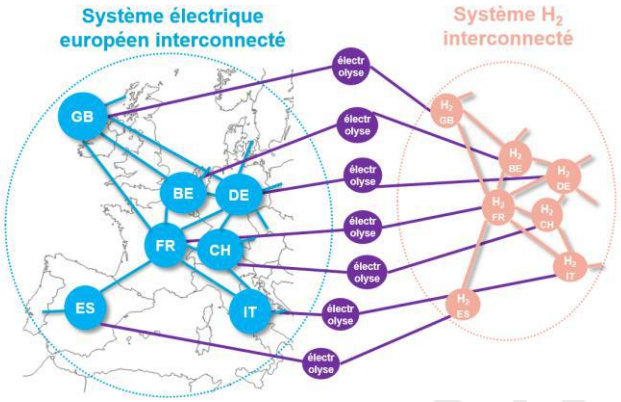

Figure 34. Illustration de la modélisation dans l'hypothèse d'interconnexions « hydrogène » limitées

3.2.6 Simulation du système électrique + système hydrogène

Les outils de simulation de RTE permettent de représenter le fonctionnement des systèmes couplés électricité + hydrogène. Le modèle optimise les points de fonctionnements horaires de manière à minimiser le coût total d'exploitation du système (électricité + hydrogène), en assurant l'équilibre offre-demande sur chaque vecteur et en tenant compte des hypothèses données sur la consommation d'énergie et les capacités de production et de stockage.

A titre d'illustration, la *Figure 35* représente la simulation de l'équilibre entre la demande d'hydrogène (supposée ici constante) à l'échelle européenne et la production d'hydrogène à partir de trois sources de production et d'un stockage. Sur cet exemple, la partie électrolyse (en rose) se traduit évidemment en consommation d'électricité intégrée à l'équilibre du système électrique.

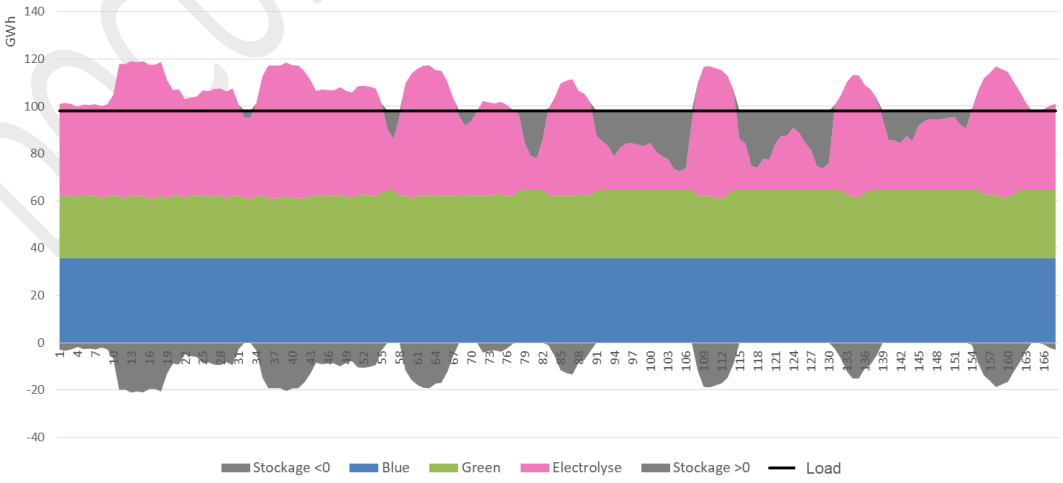

Figure 35 : illustration de la simulation de l'équilibre offre-demande d'hydrogène

DOCUMENT DE TRAVAIL

4. La représentation des interactions entre système électrique et réseaux de chaleur

4.1 Les enjeux de représentation de l'interaction entre électricité et réseaux de chaleur

La chaleur de réseau est, avec l'hydrogène, le second vecteur concerné par les interactions avec le système électrique (« power-to-X »). En effet, l'électricité peut être utilisé pour la production de chaleur, notamment via des pompes à chaleur qui constituent des solutions performantes permettant d'exploiter la chaleur renouvelable contenue dans l'air extérieur et sont amenées à se développer fortement dans les trente prochaines années pour décarboner le secteur du bâtiment[24].

Les interactions entre l'électricité et la production de chaleur (ou de froid) constituent donc un des volets de l'analyse sur les interfaces entre le système électrique et les autres vecteurs, rappelées sur la figure ci-dessous :

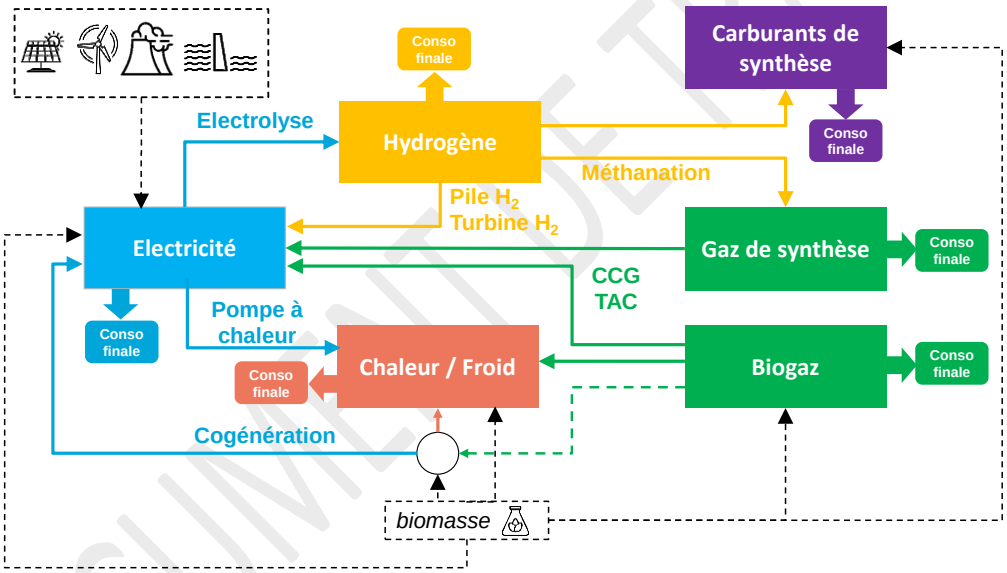

Figure 36 : Principales interactions entre l'électricité et les autres vecteurs énergétiques

Les trajectoires de consommation d'électricité considérées pour les scénarios de long terme, présentées et discutées dans le groupe de travail n°2 « consommation » intègrent ainsi un développement important des pompes à chaleur électriques pour la production de chaleur des bâtiments (résidentiels et tertiaires), en cohérence avec les orientations de la SNBC.

Outre la production de chaleur directe dans les bâtiments résidentiels et tertiaires, des installations fonctionnant à l'électricité peuvent alimenter les besoins énergétiques des réseaux de chaleur, en alternative ou en complément d'autres vecteurs (biomasse, biogaz, déchets urbains, géothermie, solaire thermique…), via différentes technologies : principalement pompes à chaleur à l'avenir mais possiblement aussi via des chaudières électriques, etc.

[24] RTE publiera prochainement une étude sur les enjeux des transformations du secteur du bâtiment (rénovation, développement des pompes à chaleur) pour le secteur électrique sur la période 2020-2035.

DOCUMENT DE TRAVAIL

Cette fourniture de chaleur de réseau présente des enjeux spécifiques (par rapport à la fourniture directe de chaleur individuelle dans les bâtiments) qui justifient d'intégrer des considérations particulières de l'interface entre système électrique et réseau de chaleur : des performances différentes des installations individuelles mais également des possibilités de flexibilité et de stockage de chaleur ou encore une production simultanée de chaleur et d'électricité via la cogénération qu'il s'agit de pouvoir prendre en compte.

4.1.1 Les performances des pompes à chaleur et chaudières industrielles

Si les technologies de fourniture de chaleur individuelle et de réseaux à partir d'électricité sont similaires (pompes à chaleur et chaudières essentiellement), leurs performances peuvent être différentes d'une part en raison de la taille des équipements (équipement industriels et non individuels) et d'autre part en raison de la source froide utilisée. Les pompes à chaleur industrielles puisent les calories issues de l'environnement dans des sources froides souvent plus favorables que les pompes à chaleur individuelles (eau, géothermie), dont la température est plus stable que l'air. Ceci est de nature à favoriser leur COP. Cet effet doit cependant être mis en regard des pertes complémentaires dans les réseaux de chaleur, n'existant pas dans les systèmes individuels.

4.1.2 La chaleur de réseau, source de flexibilité pour le système électrique

Les réseaux de chaleur peuvent favoriser la flexibilité de la consommation d'électricité de différentes manières.

D'une part, les réseaux peuvent stocker de la chaleur dans le réseau lui-même (en jouant sur les consignes de températures) ou via des dispositifs dédiés comme des ballons d'eau chaude « tampons » de tailles variables, qui peuvent parfois aller jusqu'à assurer des stockages de longue durée.

D'autre part, les réseaux de chaleur se prêtent bien à des systèmes de production hybrides permettant de basculer d'un vecteur énergétique sur un autre, par exemple en couplant des pompes à chaleur et des chaudières à gaz ou à biomasse. Si ce principe est possible également sur des systèmes individuels, il est sans doute facilité sur des installations industrielles permettant plus facilement une synergie des différentes sources de chaleur renouvelable à disposition (par exemple récupération de chaleur fatale industrielle).Ainsi comme le montre la *Figure 37*, de nombreux réseaux de chaleur existants en France sont équipés de plusieurs sources de production. Plus de 60% de l'énergie livrée correspond à des réseaux équipés de trois énergies ou plus.

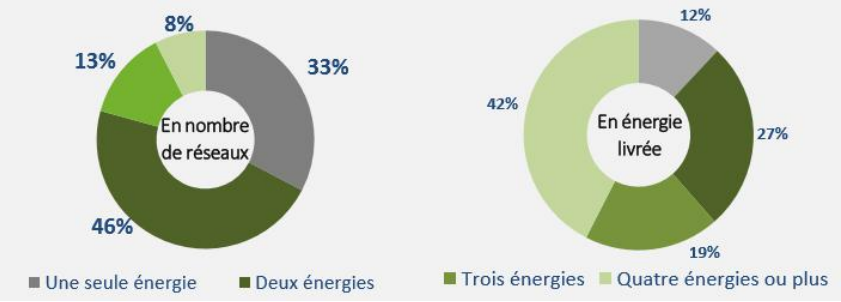

Figure 37 : Sources d'énergies utilisées par les réseaux – source FEDENE – SNCU[25]

[25] Enquête annuelle sur les réseaux de chaleur et de froid, édition 2019

4.1.3 La cogénération chaleur / électricité

Une des sources d'alimentation privilégiée des réseaux de chaleur est la cogénération, à partir de biomasse, de biogaz ou de déchets urbains, pour des raisons de performances du rendement énergétique d'ensemble : elle produit à la fois de l'électricité et de la chaleur, en proportions pouvant être modulées sous certaines contraintes. Il est donc important d'en tenir compte dans la représentation du système électrique.

4.2 Les orientations nationales sur les réseaux de chaleur et de froid

L'enquête nationale 2019 sur les réseaux de chaleur et de froid établi par la Fédération des services énergie environnement (FEDENE) et le Syndicat national du chauffage urbain et de la climatisation urbaine (SNCU) donne 25,4 TWh de chaleur livrée sur 781 réseaux de chaleur. La Figure 38 illustre le bouquet énergétique de production de cette chaleur et les secteurs de livraison correspondants.

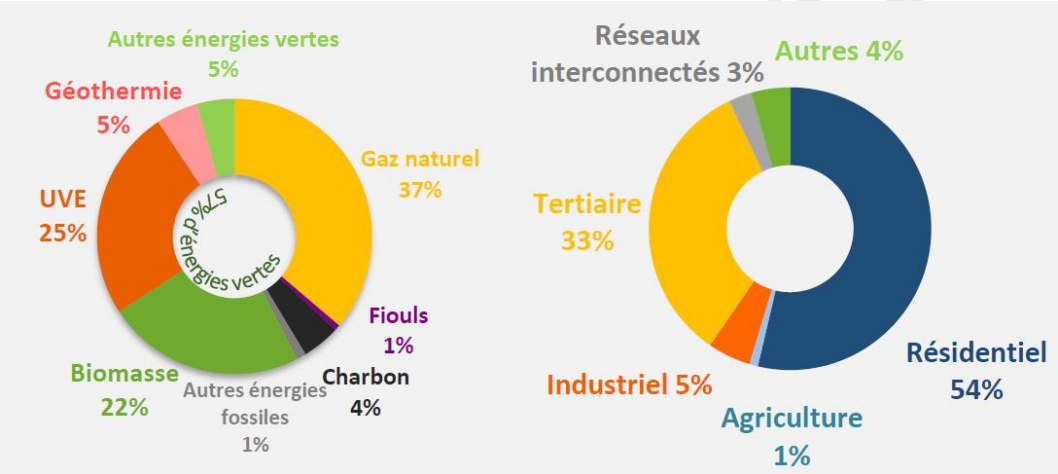

Figure 38 : bouquet énergétique et secteurs de livraison des réseaux de chaleur existants (source FEDEN/SNCU) (UVE = Unités de valorisation énergétique des déchets)

Le développement des réseaux de chaleur constitue un des objectifs des pouvoirs publics, en vue d'apporter une production de chaleur issue de sources renouvelables ou de récupération, en remplacement de chaudières collectives à combustibles fossiles. La SNBC prévoit ainsi de porter la part renouvelable des réseaux de chaleur à environ 40 TWh/an d'ici 2030. Les réseaux de chaleur doivent par ailleurs faciliter la récupération de chaleur « fatale » : industrielle, *data centers*, unités de traitement des déchets ménagers, etc.

La chaleur vendue dans ces réseaux augmentera ainsi nettement au cours des trente prochaines années pour atteindre de l'ordre de 50 TWh à l'horizon 2050, tel qu'illustré sur la Figure 39. Cependant, la SNBC ne précise pas la part que pourraient prendre des solutions électriques comme les pompes à chaleur. Il convient de noter que l'estimation de la chaleur produite aujourd'hui par les réseaux de chaleur affichée dans la SNBC est bien supérieure à celle de l'enquête annuelle de la FEDENE/SNCU (36 TWh contre 25 TWh), en particulier en raison d'une part « industrie » bien plus importante, potentiellement en raison d'un écart de périmètre.

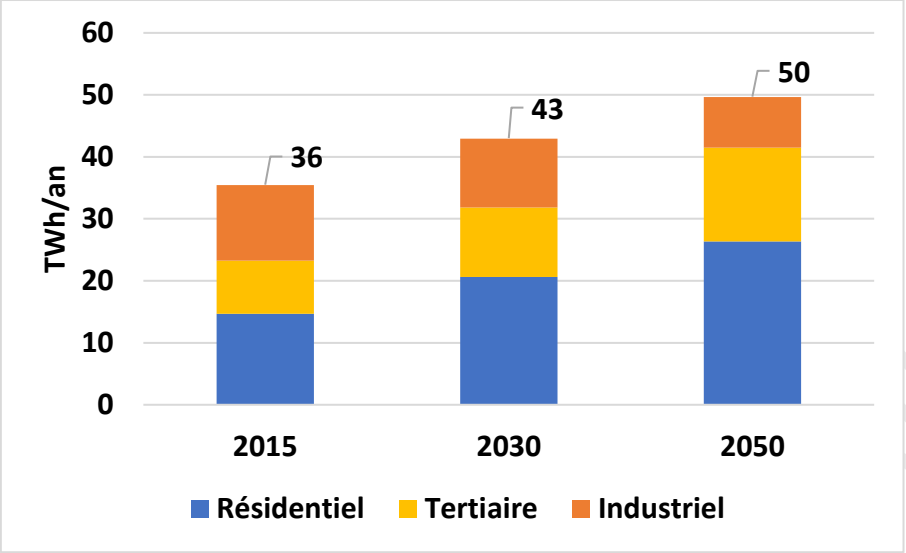

Figure 39 : Evolution de la consommation de chaleur de réseaux par secteur dans la SNBC

4.3 Un travail en cours pour la définition de scénarios de *power-to-heat*

Afin de représenter l'interaction entre électricité et réseaux de chaleur, RTE a engagé des travaux en collaboration avec le CEA (Laboratoire des Systèmes Energétiques et Démonstrateurs). Ces travaux visent notamment à :

- identifier les technologies de production de chaleur renouvelable et de stockage thermique : il s'agit de caractériser les technologies en termes de rendement, gamme de puissance, gammes de température, contraintes de fonctionnement, … et caractéristiques économiques.
- définir des « cas types » de réseaux de chaleur représentatifs de réseaux existants et des réseaux futurs, et pouvant combiner différentes sources de production et de stockage. Il s'agit de s'appuyer sur ces réseaux types pour tracer les perspectives d'évolution de ces réseaux en France et en Europe.
- comparer les modélisations simplifiées pouvant être intégrées aux outils de RTE dans la représentation du système électrique complet aux modélisations plus précises développées par CEA pour représenter et optimiser le fonctionnement de réseaux de chaleur en tenant compte de contraintes physiques (températures, pressions…). Il s'agit ici de trouver la représentation agrégée permettant de capter l'essentiel des enjeux de l'interaction entre électricité et réseaux de chaleur.

Ces travaux contribueront à alimenter les travaux du Bilan prévisionnel sur la prise en compte des interactions entre électricité et réseaux de chaleur.

DOCUMENT DE TRAVAIL