

Quelle place pour l'hydrogène dans la transition énergétique française ?

L'hydrogène aura un rôle à jouer dans la transition et devrait prendre une place plus importante en 2050 qu'aujourd'hui dans le système énergétique français.

En particulier, son déploiement dans l'industrie de l'acier et des engrais semble incontournable. Certains scénarios proposent également son déploiement dans la production des plastiques et les transports lourds, mais pas de manière massive. Par contre, l'hydrogène n'est pas considéré comme pertinent pour alimenter les transports légers.

Enfin, en fonction des choix pour décarboner le système énergétique d'ensemble, l'hydrogène pourrait contribuer à l'évolution du système électrique (par sa capacité à stocker l'énergie), et/ou du système gazier (comme base de production de gaz de synthèse décarboné).

La diversité des propositions par les scénarios mène à des consommations d'hydrogène françaises très contrastées : entre 30 et 100 TWh d'hydrogène (contre une quinzaine aujourd'hui), soit des multiplications par 2 à 7 d'ici 2050.

Cette forte variabilité reflète une diversité d'orientations politiques possibles, concernant le niveau de sobriété de la société française, le déploiement de procédés industriels décarbonés « de rupture », la place donnée à l'hydrogène et aux carburants de synthèse dans les transports lourds et la part du nucléaire dans le mix électrique.

L'hydrogène devra être décarboné. L'électrolyse est mobilisée de manière centrale pour le produire, dans tous les scénarios. Elle est mature technologiquement, et, contrairement à d'autres technologies, ne repose pas sur la biomasse, dont les usages prioritaires seront ailleurs. L'hydrogène décarboné pourrait également être importé.

La disponibilité en hydrogène sera relativement réduite au vu de la disponibilité des énergies qu'il faut mobiliser pour le produire et des usages plus directs (et donc plus efficaces) qui peuvent être fait de ces énergies primaires.

Ce que vous allez trouver dans cette fiche :

- Les évolutions possibles de la consommation annuelle moyenne d'hydrogène
- Les évolutions possibles de la production et de l'approvisionnement français d'hydrogène
- Les raisons principales de ces évolutions

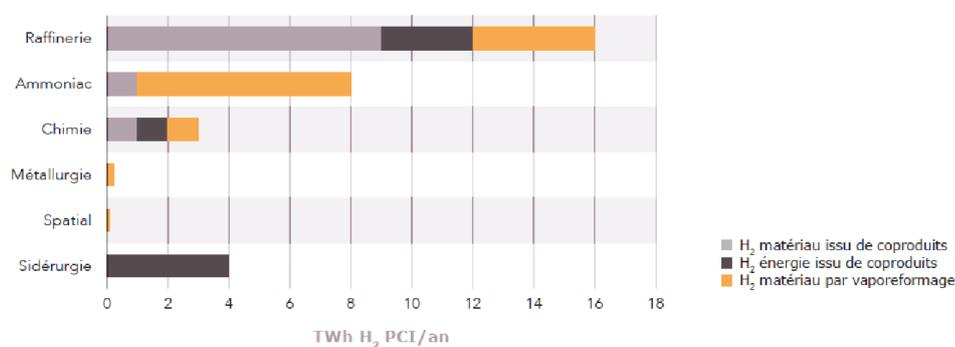
Pour comprendre les enjeux de cette fiche, vous pouvez lire les fiches « zoom » sur l'hydrogène, ainsi que celle sur la consommation du système électrique et celle sur le système énergétique.

L'hydrogène aujourd'hui en France

La consommation française d'hydrogène représente en 2021 un peu plus de 1% de la consommation mondiale.

L'hydrogène est essentiellement utilisé comme matériau pour les secteurs du raffinage (pour produire l'équivalent des 2/3 de la consommation française en carburants raffinés), des engrais et de la chimie, mais aussi comme combustible dans les raffineries et la sidérurgie.

Figure 9.4 Consommation actuelle d'hydrogène en France et sources



Il est actuellement produit à 98 % à partir de sources fossiles – pétrole et gaz naturel.

Environ la moitié de cet hydrogène est un résidu de procédés industriels qui est réutilisé (un « co-produit »), quand l'autre moitié doit être produite de manière dédiée, et dans ce cas elle l'est entièrement à partir de gaz naturel.

On estime ainsi que la production d'hydrogène dédiée est responsable de l'émission de 4,3 MtCO₂e (soit environ 1% des émissions territoriales françaises).

L'hydrogène est un enjeu de transition

L'enjeu principal concernant l'hydrogène n'est pas uniquement celui de la décarbonation de sa production, aujourd'hui à partir de gaz fossile. D'une part, une partie de ses usages actuels seront amenés à décliner au cours de la décarbonation de la société (comme la production d'engrais, en lien avec la transformation du système agricole, voir *fiche sur l'évolution des pratiques agricoles*), voire à disparaître (comme le raffinage de carburant fossile en lien avec la décarbonation du reste de l'économie, voir *fiche sur les carburants liquides*). D'autre part, l'hydrogène pourrait être mobilisé dans la décarbonation d'autres procédés ou secteurs.

Ainsi, les scénarios envisagent que l'hydrogène décarbone certains procédés industriels émetteurs ou certains usages dépendants des énergies fossiles, et pour lesquels les alternatives décarbonées (comme l'électrification ou l'usage de biomasse) paraissent plus difficiles. On peut citer la sidérurgie, la production d'ammoniac, la chimie du plastique, l'aviation, le transport maritime ou certains transports terrestres lourds (ferroviaires ou routiers). La décarbonation passerait par un usage direct de l'hydrogène, ou par la production de combustibles de synthèse (gaz, essence...) à partir de cet hydrogène.

D'autre part, l'hydrogène pourrait être un levier d'équilibrage du système électrique, très complémentaire du développement fort des énergies renouvelables électriques, qu'il soit utilisé directement ou sous forme de méthane, par sa capacité de stockage de l'énergie sur de longues périodes (voire *fiche sur la flexibilité du système électrique*).

L'hydrogène ne se trouve pas dans la nature sous forme consommable. Il doit être produit à partir d'autres énergies. Dans le cadre d'une transition bas-carbone, il pourrait être produit à partir d'électricité (elle-même décarbonée), de biomasse, ou de gaz fossile avec technologies de captation et stockage du carbone. Or ces ressources et capacités de captation seraient

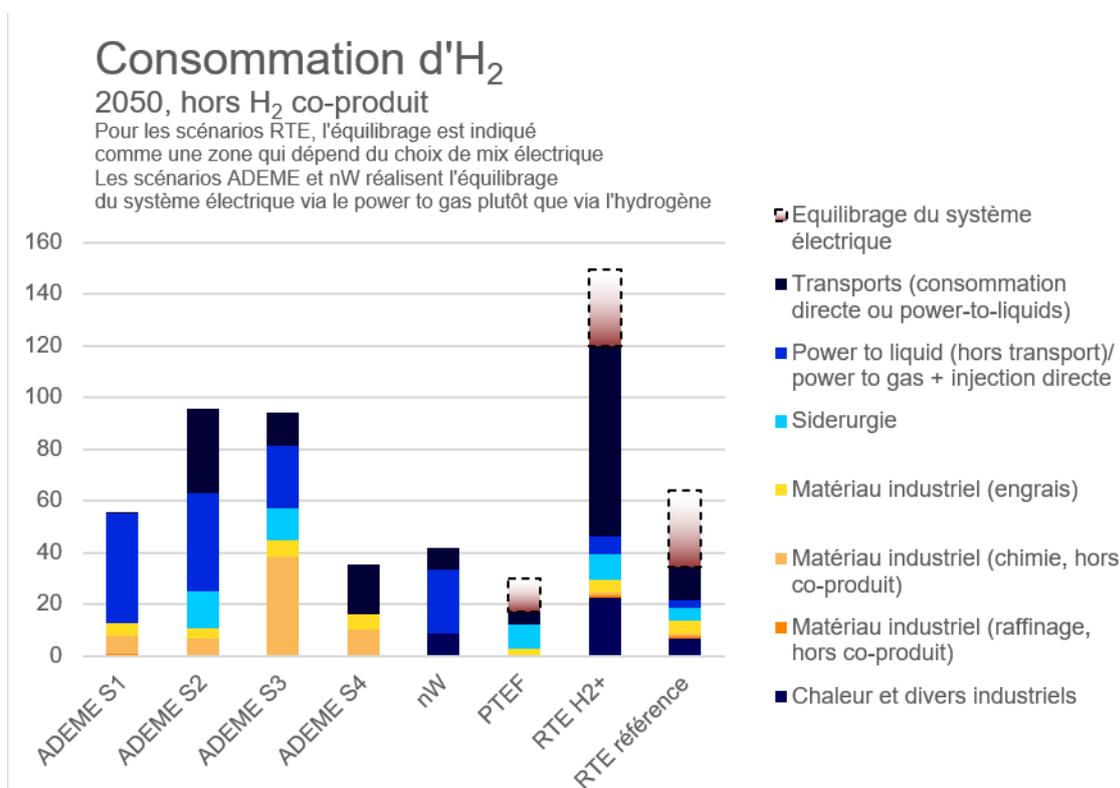
contraintes, à l'horizon 2050, dans ce cadre de décarbonation de la société. Ainsi, la disponibilité en hydrogène ne sera pas illimitée, et ses usages devront être priorités.

La place de l'hydrogène dans la transition

Le niveau global de sobriété, les usages industriels “de rupture” pour l'hydrogène, son usage dans les transports lourds, et la place du nucléaire dans le mix électrique, déterminent largement le volume d'hydrogène mobilisé d'ici 2050

La diversité des propositions par les scénarios mène à des consommations d'hydrogène française très contrastées : entre 30 et 100 TWh d'hydrogène (contre une quinzaine aujourd'hui), soit des multiplications par 2 à 7 d'ici 2050.

Le scénario « hydrogène + » d'RTE, qui vise à explorer les implications d'un développement « très poussé » de l'hydrogène pour le système électrique, dépasse les 120 TWh de consommation (auxquels il faut ajouter l'hydrogène qu'RTE propose d'utiliser pour l'équilibrage du système électrique, et qui dépend du mix électrique choisi). En particulier, ce scénario imagine un très fort déploiement des carburants de synthèse pour les transports lourds, en particulier internationaux.



Cette forte variabilité reflète une diversité d'orientations politiques possibles, concernant le niveau de sobriété de la société française, le déploiement de procédés industriels décarbonés « de rupture », la place donnée à l'hydrogène et à ses dérivés (carburants de synthèse) dans les transports lourds et la part du nucléaire dans le mix électrique :

Orientation politique	Enjeu sur la consommation d'hydrogène
Sobriété d'ensemble	La sobriété induit une réduction des consommations d'hydrogène et de ses potentiels dérivés (méthane/liquides de synthèse) par les différents usages (transports, logement...) et pour les procédés industriels. Elle permet aussi la réduction du volume de flexibilité nécessaire pour le système électrique, flexibilité en partie apportée par l'hydrogène.
Procédés industriels et usages « de rupture » alimentés par l'hydrogène (production d'acier, de plastiques, aviation)	Le déploiement de ces procédés de rupture s'accompagne d'une augmentation de la consommation d'hydrogène au profit d'une réduction du besoin d'autres ressources (fossiles, biomasse)
Alimentation significative des transports par l'hydrogène et/ou les carburants de synthèse	Le recours à l'hydrogène pour alimenter une partie (minoritaire) des transports lourds, pèse rapidement dans le besoin global d'hydrogène
Faible part du nucléaire dans le mix électrique (inférieure à 40 %)	Une faible part du nucléaire (au profit des renouvelables électriques variables) induit un besoin de flexibilité pour le système électrique et l'opportunité de valoriser l'électricité dans les moments de surplus de production, auquel pourrait répondre l'électrolyse. La production d'hydrogène, importante, doit alors être stockée. Le réseau gazier peut jouer ce rôle, une fois l'hydrogène mis sous forme de méthane via la méthanation.

L'hydrogène pourrait permettre de décarboner certains transports, certains procédés industriels difficiles à décarboner autrement, et aider à la décarbonation de l'électricité et du gaz

Dans le contexte d'une transition bas carbone, **les scénarios excluent très largement l'usage de l'hydrogène pour les voitures et les utilitaires légers**, pour des raisons d'inefficacité énergétique et d'impraticabilité (voir *fiche sur l'hydrogène dans la mobilité légère*).

Au contraire, **pour certains procédés dans l'industrie (sidérurgie, production d'engrais), l'hydrogène est l'un des seuls moyens envisagés de décarbonation**, et les scénarios le mobilisent quasiment tous (voir *fiche sur l'hydrogène dans l'industrie*), hormis S4, qui continue d'utiliser les procédés carbonés mais les compense par un déploiement fort de captation et stockage de carbone technologique.

Certains scénarios proposent également une utilisation de l'hydrogène dans les secteurs suivants :

- la **production de plastique** pourrait significativement reposer sur l'hydrogène, mais les procédés sont encore incertains. L'hydrogène ne pourrait certainement pas couvrir plus de la moitié de la production de plastique, pour des questions de disponibilité contrainte,

et étant donnés les autres usages de l'hydrogène à couvrir (voir *fiche sur l'hydrogène dans l'industrie*) ;

- l'hydrogène pourrait servir dans **les transports lourds** (avions, camions, trains), soit directement sous forme d'hydrogène soit sous ses formes dérivées (carburants liquides ou méthane de synthèse), mais des alternatives décarbonées pourraient également être compétitives (électrification par divers moyens, carburants issus de la biomasse, sobriété, etc), en fonction des choix politiques faits. L'hydrogène ne pourrait vraisemblablement pas couvrir plus du quart des besoins énergétiques de ces transports (voir *fiche sur l'hydrogène dans les transports lourds*) étant données les limitations de disponibilité déjà mentionnées. D'autre part, le passage par le méthane, ou les liquides, de synthèse ne pourra se faire que si les technologies associées gagnent rapidement en maturité.

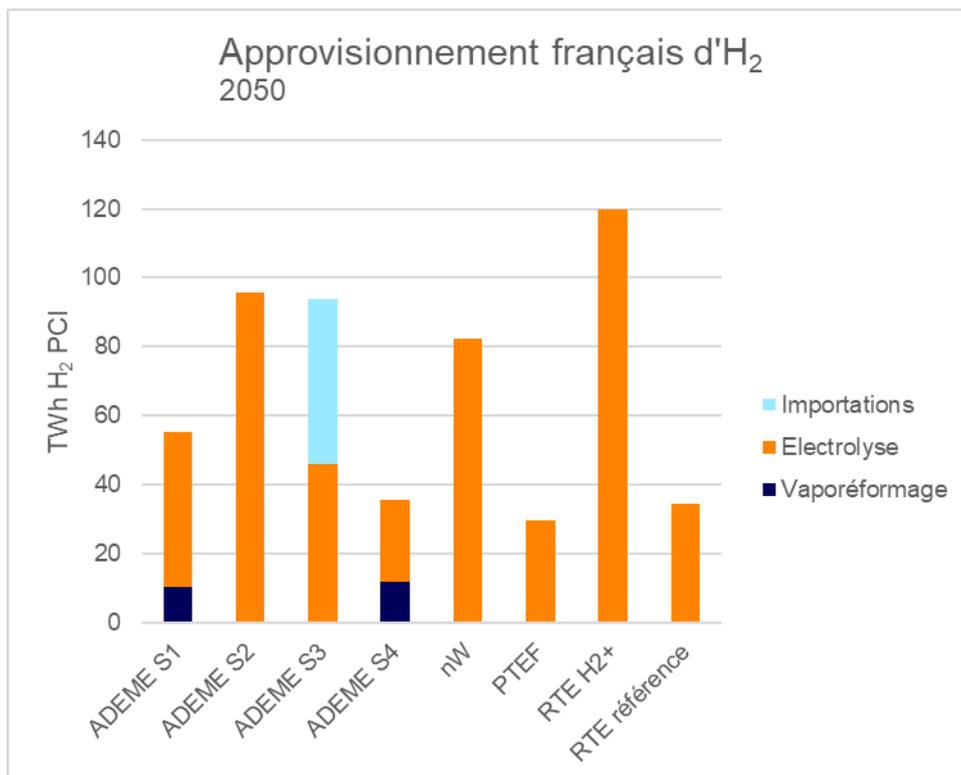
Enfin, **l'hydrogène pourra contribuer à l'évolution des systèmes électrique et gazier au cours de la décarbonation du système énergétiques** (voir *fiche sur l'hydrogène dans les systèmes électrique et gazier*), soit sous forme non transformée soit sous forme de méthane de synthèse (c'est-à-dire combiné avec du CO₂) :

- il pourrait contribuer à l'évolution du système électrique en lui apportant une capacité augmentée à accueillir les énergies renouvelables variables (**capacité dite « de flexibilité »**), dans les cas où le nucléaire est minoritaire dans le mix électrique et où la disponibilité en biomasse est insuffisante pour assurer cette flexibilité ;
- il pourrait contribuer à décarboner le réseau gazier en y injectant du méthane de synthèse dans les cas où la disponibilité en biogaz est insuffisante pour alimenter les usages en gaz ou si le nucléaire est minoritaire dans le mix électrique (l'électrolyse devient alors la meilleure option pour apporter de la flexibilité au système électrique), et à condition que la technologie de **méthanation** gagne rapidement en maturité industrielle.

L'électrolyse comme mode de production principal

Diverses technologies sont envisageables pour produire de l'hydrogène décarboné, **mais les scénarios mobilisent quasiment tous de manière centrale l'électrolyse, qui permet de produire à partir d'électricité et d'eau**. Elle est mature technologiquement, et, contrairement à d'autres technologies, ne repose pas sur la biomasse, dont les usages prioritaires seront ailleurs. (voir *fiche sur la biomasse*). Si elle fonctionne en mode « flexible », elle peut également jouer un rôle clé de stockage de l'énergie **renouvelable électrique variable** dans les moments de surplus de production (voir *fiche sur l'hydrogène dans les systèmes électrique et gazier*).

L'hydrogène pourrait également être importé, mais à condition de se doter d'infrastructures internationales conséquentes, avec des enjeux industriels et géopolitiques spécifiques (voir *fiche sur l'approvisionnement en hydrogène au cours de la transition*), et à condition que les pays voisins soient exportateurs nets.



Le choix structurant du transport et stockage de l'hydrogène

Deux modèles cohérents de transport de l'hydrogène sont envisagés : l'un repose sur le réseau gazier et la conversion de l'hydrogène en méthane de synthèse, quand l'autre repose sur le déploiement d'une nouvelle infrastructure de transport et stockage d'hydrogène. Passer par le réseau gazier a le désavantage d'une **moindre efficacité énergétique globale** et d'une moindre flexibilité des électrolyseurs qui alimentent les usages directs de l'hydrogène (à moins qu'ils ne soient associés à des stockages d'hydrogène proche des lieux d'usage), mais l'avantage de ne pas avoir de nouvelles infrastructures à déployer (réseau de transport, stockages, centrales électriques à hydrogène). D'autre part, l'importation massive d'hydrogène ne pourrait se faire qu'en présence d'un réseau de transport et stockage d'hydrogène.

La place de l'hydrogène tributaire de politiques industrielles encore à décider

Des choix de politique industrielle devront être pris pour trancher sur les futures places de l'hydrogène (voir *fiche sur l'opérationnalisation du système hydrogène*) :

- son usage dans la production d'engrais et dans la décarbonation de l'acier semble être incontournable, ainsi que l'investissement dans la R&D pour la production de **plastique à partir d'hydrogène** et la propulsion hydrogène pour les avions, dans l'espoir de fournir des options dans les années 2030 pour ces filières difficiles à décarboner ;

- au contraire, certains de ses usages sont encore des options ouvertes, de par la diversité des alternatives : c'est largement le cas pour les transports lourds (même si ce choix sera en fait peu structurant, l'hydrogène ne pouvant alimenter qu'une minorité du besoin de transport lourd) ; c'est également le cas pour la contribution de l'hydrogène à la décarbonation des systèmes électriques et gaziers (ce choix sera a contrario associé à des choix structurants sur le système énergétique global (voir *fiche sur le système énergétique*)).
- enfin, le déploiement rapide des premières capacités d'électrolyse d'ici 2030, **choix sans regret**, doit faire l'objet de mesures de soutien, dans un contexte économique où l'électrolyse n'est pas compétitive face à la production basée sur le gaz fossile. En fonction des grands choix sur le système énergétique global, cet effort pourra être prolongé ou plus ou moins accentué à partir de 2030-2035.

Les études prospectives n'abordent pas dans le détail les manières de mettre en place ces politiques, ni quels acteurs devront contribuer à la mise en œuvre et comment.

Quelle place pour l'hydrogène dans les transports légers au cours de la transition ?

L'hydrogène (voir fiche sur le système hydrogène) ne devrait pas prendre une place importante (pas plus de quelques pourcents) dans les transports légers au cours de la transition, pour des raisons de praticité, d'inefficacité énergétique, et d'impossibilité de déployer un réseau de distribution d'hydrogène à grande échelle.

Plusieurs obstacles à son déploiement sont évoqués :

- D'un point de vue pratique, si la recharge d'hydrogène est plus rapide, le stockage d'hydrogène doit obéir à des normes strictes.
- Pour un déploiement conséquent de l'hydrogène dans les voitures (via pile à combustible), un réseau complet de transport et de distribution d'hydrogène devrait exister, avec ses capacités de stockage. Cela paraît hors de portée en ce qui concerne le réseau de distribution, par définition finement maillé.
- Les distances que l'hydrogène permet de parcourir avec un plein sont plus longues qu'avec une batterie ; cependant, les batteries progressent rapidement et permettront de couvrir une grande part des besoins de déplacements en voiture des particuliers.
- Du point de vue énergétique global, le stockage d'électricité par batterie permet de consommer 2 à 2,5 fois moins d'électricité que celui par hydrogène. Autrement dit, un kilomètre parcouru par une voiture à batterie consomme 2 à 2,5 fois moins d'électricité que parcouru par une voiture à hydrogène.

Quelle place pour l'hydrogène dans les transports lourds au cours de la transition ?

L'hydrogène (voir *fiche sur l'hydrogène dans la transition*) pourrait servir dans les transports lourds (avions, camions, trains), directement ou sous ses formes dérivées (carburants liquides ou méthane de synthèse). Il sera cependant en concurrence avec des alternatives décarbonées (électrification par divers moyens, carburants issus de la biomasse, sobriété, etc), en fonction des choix politiques faits. L'hydrogène ne pourrait vraisemblablement pas couvrir plus du quart des besoins énergétiques des transports lourds étant données les limitations de disponibilité en électricité et les autres usages, jugés plus prioritaires, de l'hydrogène.

Plusieurs options sont envisageables pour alimenter les transports lourds en énergie, au cours d'une transition bas carbone (voir *fiches sur l'évolution des transports de marchandises et sur l'évolution du transport des personnes*) :

- **l'électricité**, via une batterie qui peut être rechargée par bornes ou via une infrastructure qui recharge pendant la circulation du véhicule (« autoroute électrique », caténaire ferroviaire)
- **l'hydrogène**, par **pile à combustible** voire par combustion directe
- **les carburants gazeux ou liquides**, produits à partir de biomasse (« biocarburants ») ou à partir d'hydrogène (carburants « de synthèse », ou « e-fuel »), ou encore d'origine fossile dans le cas où des puits de carbone suffisants sont disponibles par ailleurs.

Ainsi, les transports lourds pourraient recourir à l'hydrogène de manière plus ou moins poussée, soit directement dans le véhicule, soit par combustion de carburants de synthèse eux-mêmes produits à partir d'hydrogène.

Les choix de vecteur énergétique pourront se faire **en fonction des modes de transport, des avancées technologiques des différentes alternatives, de la disponibilité des différentes ressources énergétiques et matière et des puits de carbone** (biologiques ou technologiques) :

- **dans l'aérien**, l'hydrogène pourrait être utilisé directement, mais vraisemblablement pas de manière significative avant 2040, et seulement dans les avions court/moyen-courrier, pour des raisons technologiques. En dehors de ce périmètre restreint, des carburants liquides devront être utilisés.
- **Dans les transports terrestres** (camions, autobus, autocars et trains, **transports spécifiques**), de multiples technologies sont potentiellement substituables, et le champ des possibles semble ouvert, avec des implications différentes en termes de jeux d'acteurs, de consommation de ressources primaires, de facilité d'utilisation et d'adaptation des infrastructures. Certains scénarios proposent un ou deux systèmes d'alimentation en énergie majoritaires (l'électricité, associée ou non aux énergies liquides ou au méthane) quand d'autres proposent une répartition entre trois voire quatre types de vecteurs énergétiques (électricité, liquides, gaz et hydrogène), reposant sur les réseaux existants ou sur des réseaux locaux qui se créent. Le sujet des carburants de

transition est également un facteur à prendre en compte dans le cas d'une électrification forte, afin que les véhicules existants puissent fonctionner jusqu'à leur fin de vie « naturelle ».

- **Dans le transport fluvial ou maritime**, seuls le méthane et les carburants liquides sont envisagés, étant donné la longue durée de vie des navires et les limites des alternatives envisageables.

Au global, les transports pourraient consommer jusqu'à 35 TWh d'hydrogène, comme dans S2, alimentant alors directement un quart du transport de marchandises et 12% de la production de carburants liquides.

Dans son scénario « hydrogène + », conçu pour tester un déploiement « très poussé » de l'hydrogène, RTE imagine alimenter 35% des camions, 20% du transport aérien et 30% du transport maritime à l'hydrogène, de manière directe ou indirecte, menant à une consommation de 75 TWh PCI d'hydrogène.

A l'autre extrémité du spectre, le scénario S1 de l'ADEME propose une consommation quasi-nulle d'hydrogène par les transports, qui ont essentiellement recours à l'électricité directement ou à des combustibles fossiles ou issus de la biomasse, grâce à une sobriété importante et à la disponibilité importante de puits de carbone biologique.

Les transports lourds, par la difficulté, voire l'impossibilité, de les électrifier, génèrent une pression significative sur les ressources en biomasse et en électricité, dans un contexte de concurrence d'usage pour ces ressources. Sans effort de sobriété spécifique sur les carburants, le recours aux fossiles semble inévitable, et appelle alors la présence de puits de carbone pour compenser ce recours. A titre de démonstration, dans tous les scénarios (sauf négaWatt, qui propose une démarche de sobriété importante), l'offre en biocarburants et en e-fuels doit être complétée par un recours aux produits pétroliers. La demande en carburants liquides (transport international compris) est en effet trop élevée, dans ces scénarios, par rapport aux ressources disponibles en biomasse et en électricité qui permettraient d'en produire (voir *fiche sur les carburants liquides et sur le système électrique*).

Quelle place pour l'hydrogène dans l'industrie au cours de la transition ?

L'industrie sera l'un des consommateurs majeurs d'hydrogène (voir *fiche sur l'hydrogène dans la transition*) au cours de la transition.

Pour certains procédés dans l'industrie, l'hydrogène est l'un des seuls moyens envisagés de décarbonation (sidérurgie, production d'engrais), et les scénarios le mobilisent quasiment tous. La production de plastique pourrait significativement reposer sur l'hydrogène, mais les procédés sont encore incertains. L'hydrogène ne pourrait certainement pas couvrir plus de la moitié de la production de plastique, pour des questions de disponibilité contrainte, et étant donné les autres usages de l'hydrogène.

L'industrie sera l'un des consommateurs majeurs d'hydrogène au cours de la transition, en particulier via les filières principales suivantes :

- **La sidérurgie** pourrait consommer jusqu'à 14 TWh d'hydrogène, en fonction des variations de demande en acier, du taux de recyclage de l'acier, des choix de procédé pour le produire et des politiques relatives à la balance commerciale. Cependant, de l'acier « neuf » (issu de hauts-fourneaux) devra toujours être produit, et seuls le charbon ou l'hydrogène permettent cette production. Les scénarios S1 et S4 de l'ADEME recourent par exemple au seul charbon pour leur production d'acier neuf (comme c'est le cas actuellement), mais associé à un stockage important de CO₂ pour compenser les émissions (par les puits naturels dans S1, et par des technologies **CCS** et **DACCS** dans S4) et à une sobriété sur l'acier dans S1. Les autres scénarios s'appuient largement sur l'hydrogène, plus ou moins associé au charbon et à la captation et stockage du carbone.
- **La production d'engrais** pourrait consommer entre 3 et 6 TWh d'hydrogène (contre environ 7 actuellement), en fonction des évolutions de pratiques agricoles (réduction plus ou moins poussée de l'usage d'engrais) et des politiques de relocalisation de cette production (une politique d'exportation d'engrais pourrait faire augmenter la consommation d'hydrogène par rapport à aujourd'hui, à condition de disposer de l'électricité décarbonée suffisante).
- **La production de plastiques** est actuellement basée sur le naphta, coproduit du raffinage du pétrole. Dans un contexte de forte réduction des consommations de pétrole au cours de la transition, la chimie du plastique devra trouver d'autres sources de matière première. Une voie envisagée (innovante) est la synthèse des plastiques à partir d'hydrogène et de CO₂ (dite « méthanol-to-olefins »). Cependant ces ressources seront contraintes et cette voie ne pourra pas complètement répondre à la demande en plastiques, même avec une forte baisse de la demande en plastique neuf. En cas de fort déploiement, pour une production d'environ 1/3 du plastique, elle consommerait 35 TWh d'hydrogène (S3). Deux scénarios envisagent un tel déploiement, les autres continuant à avoir recours à des ressources fossiles plus ou moins combinées à des ressources issues de la biomasse.

Quelle contribution de l'hydrogène à la décarbonation du système énergétique ?

L'hydrogène (voir *fiche sur l'hydrogène dans la transition*) pourrait jouer un rôle clé dans l'évolution des réseaux électriques et gaziers vers une société bas carbone, soit directement sous forme d'hydrogène, soit transformé en méthane par combinaison avec du CO₂. Ce rôle est plus ou moins central en fonction de la part des **renouvelables variables** dans le mix électrique, et de la disponibilité en énergie issue de  biomasse étant donné ses autres usages.

L'hydrogène pourrait jouer un rôle de stockage inter-saisonnier pour le système électrique

Dans le système électrique, l'hydrogène pourrait contribuer à pallier les écarts entre les productions renouvelables variables, amenées à croître fortement d'ici 2050, et la consommation, qui varient structurellement selon les saisons : on produit « trop » (en moyenne) à telle saison, et « pas assez » (en moyenne) à telle autre, il faut donc stocker l'énergie sur cette durée pour la répartir au mieux sur l'année (voire entre les années). Cela pourrait être un rôle pour l'hydrogène, et/ou pour le méthane (biométhane issu de la biomasse, ou méthane de synthèse issu de l'hydrogène), qui constituent des moyens de stockage sur plusieurs mois plus économiques que les autres moyens de stockage. Pour un plein effet de ce rôle, il est important que la production d'hydrogène ou de méthane de synthèse soit elle-même flexible, c'est-à-dire qu'elle ait lieu en période de surplus d'électricité et s'arrête autrement.

Ce rôle (dit « de flexibilité inter-saisonnier ») permet une transformation du système électrique pour accueillir des quantités importantes de renouvelables (voir *fiche sur le système électrique*).

Dans une partie des scénarios (S2, S2, nW, PTEF), ce rôle est entièrement assuré par l'hydrogène directement ou par le méthane de synthèse, dont la disponibilité suffisante est facilitée par des efforts de sobriété.

Les scénarios S3 et S4 de l'ADEME mobilisent d'autres moyens de flexibilité : usage de biométhane grâce à un déploiement conséquent des technologies de pyrogazéification (S3), usage de gaz fossile importé avec des moyens de captation et stockage du carbone (S4).

Dans ses Futurs énergétiques 2050, RTE étudie les conséquences comparées de passer par l'hydrogène directement plutôt que par le méthane de synthèse pour assurer la flexibilité inter-saisonnier. Dans le premier cas, il faut déployer une conséquente infrastructure de transport et de stockage d'hydrogène, en contrepartie d'un gain significatif d'efficacité du système énergétique (environ 7% d'électricité à produire en moins dans les scénarios accueillant beaucoup de renouvelables) (voir *fiche sur l'approvisionnement d'hydrogène*).

Dans quels cas le besoin de flexibilité inter-saisonnière par électrolyse émerge-t-il pour le système électrique ?

Si le système électrique ne contient pas ou peu de nucléaire (40% ou moins), le besoin de flexibilité inter-saisonnière émerge. Si par ailleurs les combustibles issus de la biomasse sont insuffisants pour assurer cette flexibilité via des centrales thermiques (c'est-à-dire si la demande en biomasse est trop élevée par rapport à la ressource mobilisée), l'électrolyse flexible devient une option incontournable.

Quels leviers pour satisfaire ou amoindrir ce besoin ?

- Des électrolyseurs capables de fonctionner très majoritairement en mode « flexible » d'ici 2040 (voir *fiche sur la flexibilité du système électrique*)
- La sobriété, car elle permet de réduire le volume d'énergie à stocker entre les saisons
- L'existence d'infrastructures hydrogène ou méthane (un réseau, des espaces de stockage, et des centrales électriques alimentées par ces énergies), qui seraient à construire pour l'hydrogène, ou qui sont en grande partie déjà existantes pour le méthane. A noter que des infrastructures hydrogène permettraient de passer par la boucle électricité→hydrogène→électricité, plus efficace que la boucle électricité→hydrogène→ méthane→ électricité. Ces infrastructures seraient cependant conséquentes à construire.

L'hydrogène pourrait jouer un rôle de complément à la biomasse dans la décarbonation du système gazier

Pour le réseau gazier, il s'agit de remplacer une partie du méthane fossile qui y transite actuellement par du méthane de synthèse, dans les cas où la ressource en biomasse (elle-même convertible en gaz) ne suffit pas à satisfaire les usages du gaz. Le réseau alimente alors de manière indifférenciée les usages du gaz de chaque scénario considéré (dont des centrales électriques à gaz, pour la flexibilité du réseau électrique).

Dans l'ensemble des scénarios, le méthane de synthèse représente au plus 30 % du gaz de réseau en 2050.

Tous les scénarios ADEME (sauf S4) et nW associent la production de méthane de synthèse à celle de biogaz. La production de biogaz génère un co-produit, le CO₂ qui est justement la brique à combiner avec l'hydrogène pour obtenir du méthane (la méthanation est le procédé combinant le CO₂ et l'hydrogène pour produire du méthane). La production de biogaz est largement suffisante pour apporter assez de CO₂ : c'est l'électricité qui est limitante pour produire le méthane de synthèse. Globalement, ces scénarios exploitent cette association au maximum de ce que permet leur production électrique, une fois les autres usages de l'électricité et de l'hydrogène satisfaits (voir *fiche sur le système gazier*).

La production électrique compense ainsi l'insuffisante disponibilité de gaz issu de la biomasse ; dans les scénarios ADEME, l'électricité est elle-même insuffisante pour produire assez de gaz, si bien qu'un résidu de gaz fossile est importé. Seul le scénario nW, par une sobriété ambitieuse et une mobilisation soutenue de la biomasse, n'a pas recours au gaz fossile.

Le PTEF n'a pas recours à la production de méthane de synthèse, les usages du méthane étant fortement réduits par une électrification forte, un effort d'efficacité et de sobriété, et une flexibilité inter-saisonnière du système électrique assurée par l'hydrogène directement.

Quant au scénario S4 de l'ADEME, il ne mobilise pas le méthane de synthèse, puisque les technologies de captation et stockage de carbone sont déployées à une large échelle et permettent d'utiliser directement du gaz fossile, option énergétiquement plus efficace mais augmentant la dépendance de la France à cette énergie.

Dans quels cas l'usage d'hydrogène pour décarboner le système gazier est-il pertinent ?	Risques/opportunités
Si les usages du méthane dépassent la ressource biomasse envisagée et si les importations de gaz fossile sont faibles (c'est-à-dire qu'il existe un manque global de méthane pour la société, à combler) ET/OU	Faible maturité industrielle du procédé de méthanation
Le réseau électrique ne contient pas ou peu de nucléaire (moins de 40%). L'électrolyse flexible devient alors l'une des meilleures options pour équilibrer le système électrique, et permet la production de méthane de synthèse qui peut être injecté sur le réseau gazier.	Permet de conserver l'usage du réseau gazier existant

Quel approvisionnement d'hydrogène au cours de la transition ?

Diverses technologies sont envisageables pour produire de l'hydrogène (voir *fiche sur la place de l'hydrogène dans la transition*) décarboné, mais les scénarios mobilisent quasiment tous de manière centrale l'électrolyse, qui permet de le produire à partir d'électricité et d'eau. Cette technologie est plus mature, elle ne repose pas sur la biomasse dont les usages privilégiés sont ailleurs. Elle peut également contribuer, si elle fonctionne en mode « flexible », à jouer le rôle clé de stockage de l'énergie **renouvelable électrique variable** dans les moments de surplus de production.

L'hydrogène pourrait également être importé, mais à condition de se doter d'infrastructures internationales conséquentes, avec des enjeux industriels et géopolitiques spécifiques.

L'électrolyse comme mode de production d'hydrogène central dans tous les scénarios

La production d'hydrogène dans les scénarios bas carbone peut être réalisée, a priori, par différentes technologies :

- **Le vaporéformage du gaz fossile.** C'est la technologie quasi exclusive actuellement, mais les nouvelles usines seraient équipées de **systèmes de captation du carbone** ; cette technologie pose la question de son coût (20 à 80 % plus élevé que sans captation), et du débouché du CO₂ capté, qui pourrait être stocké en mer du Nord (à défaut de présence de capacités de stockage géologique sur le territoire) via un ensemble d'infrastructures à construire, ou qui pourrait être réutilisé (mais il faut alors prêter attention à ce qu'il soit *in fine* stocké sur le temps long, sous peine de contribuer au réchauffement climatique) ;
- **Le vaporéformage de biogaz**, c'est-à-dire l'utilisation des technologies actuelles mais à partir de biogaz plutôt qu'à partir de gaz fossile ;
- **L'électrolyse**, qui permet de produire de l'hydrogène bas carbone à partir d'électricité et d'eau, si tant est que l'électricité utilisée est elle-même bas carbone. Deux technologies d'électrolyse sont matures même si leur industrialisation est encore limitée. A court et moyen-terme, ces technologies ne fonctionneront pas de manière très flexible (elles sont conçues pour fonctionner une large part de l'année sans s'arrêter) ; par contre, à plus long-terme, elles pourraient contribuer à la flexibilité du système électrique (en ne fonctionnant que lorsque la production électrique est « trop grande » mais pas le reste du temps).
- **La pyrogazéification de biomasse solide ou de déchets**, technologie peu mature et en cours de démonstration, mais qui sera de toutes manières difficilement généralisable

rapidement étant donné la grande variabilité des matières qu'elle devrait transformer en gaz.

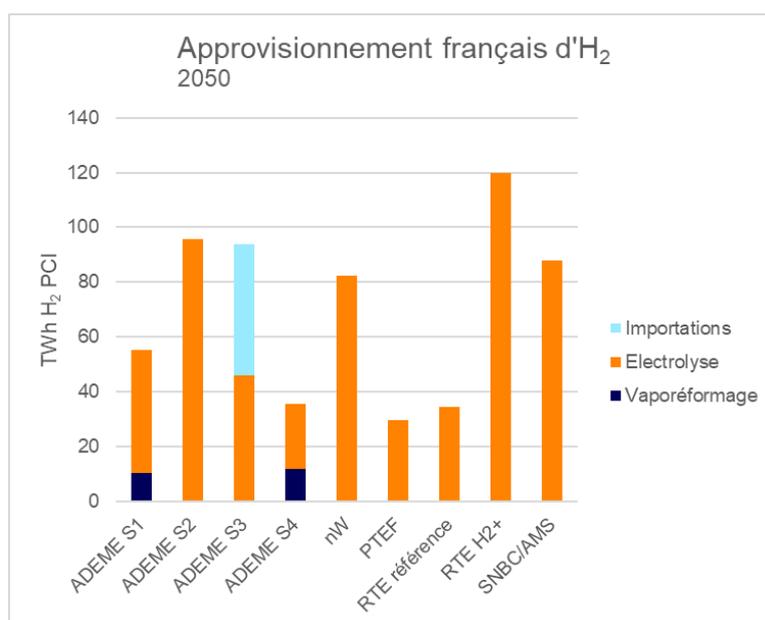
- D'autres technologies encore trop peu matures, et qui, par prudence, n'ont pas été incluses dans les scénarios : l'électrolyse haute température, la décomposition de gaz par plasma, l'hydrogène coproduit par les procédés d'électrolyse de saumure et les sources d'hydrogène naturel.

Les scénarios mobilisent l'électrolyse comme technologie centrale de production d'hydrogène au cours de la transition, parfois complétée par du vaporéformage. Cette centralité est justifiée par la maturité et le potentiel de déploiement à court/moyen-terme plus élevé que ceux des alternatives, par la limite en termes de ressources pour les alternatives basées sur la biomasse, par la synergie de l'électrolyse avec la production de biogaz (méthanisation) pour faire du méthane de synthèse ou encore le service de flexibilité des électrolyseurs pour le système électrique.

Deux scénarios mobilisent encore le vaporéformage en 2050, de manière significative mais minoritaire, soit à partir de gaz décarboné (S1), soit à partir de gaz fossile avec captation et stockage de carbone (S4). Tous les autres (y compris la SNBC) mobilisent quasi-exclusivement l'électrolyse.

L'électrolyse requiert de l'eau comme matière première. L'ADEME estime que la consommation d'eau serait négligeable à l'échelle de la France, mais qu'elle pourrait devenir une contrainte localement, en fonction de l'emplacement concret des électrolyseurs.

L'hydrogène pourrait également être importé, comme l'envisagent certains pays d'Europe, via des alliances géopolitiques avec des pays (potentiellement) richement dotés en électricité renouvelable (Ukraine, Moyen-Orient, Maghreb, Amérique du Sud...). RTE souligne que cela n'est pas l'esprit de la stratégie française actuelle (SNBC), orientée vers la souveraineté énergétique. L'ADEME explicite qu'il s'agit d'un choix politique structurant, en ce qu'il détermine la mise en place d'un ensemble d'infrastructures pour permettre et accueillir les importations d'hydrogène. Selon RTE, ces infrastructures seraient conséquentes, et seraient essentiellement des canalisations (souterraines ou sous-marines, de plusieurs centaines voire milliers de kilomètre), l'hydrogène non transformé se transportant très mal par bateau.



Dans les scénarios nW, ADEME S2 et dans la SNBC, une quantité importante d'hydrogène est produite sur le territoire. C'est dans ces scénarios (hors variante « hydrogène + » d'RTE) que le rythme de déploiement de l'électrolyse d'ici 2050 est le plus ambitieux (d'environ 2 GW/ an sur 20 ans).

Le choix structurant du transport et stockage de l'hydrogène pour assurer l'équilibrage du système électrique

Concernant le transport de l'hydrogène entre sa production et ses usages, RTE distingue **deux logiques différentes** :

- **La première s'appuie sur le réseau gazier comme infrastructure de transport et stockage de l'hydrogène (sous forme de méthane de synthèse)** : les usages centralisés de l'hydrogène (industries, aéroports) y sont directement alimentés par des électrolyseurs de grande taille, peu flexibles, ou, dans une moindre mesure, par des usines de vaporéformage, alors que les usages diffus et la production de méthane de synthèse sont alimentés par des électrolyseurs de petite taille répartis sur le territoire, qui sont, eux, flexibles.
- **La seconde s'appuie sur une nouvelle infrastructure de transport et stockage d'hydrogène** : l'ensemble des électrolyseurs y est alors flexible, quelle que soit leur taille, et injecte dans le réseau hydrogène, incluant ses capacités importantes de stockage, contribuant pleinement à la flexibilité du système électrique. Cette logique est compatible avec l'importation d'hydrogène grâce aux infrastructures de transport en place.

RTE montre que la seconde logique est plus efficace du point de vue du système électrique, la première exigeant 2 à 7% d'électricité à produire en plus, mais elle requiert en contrepartie la mise en place d'infrastructures importantes et incertaines (comme le stockage massif d'hydrogène) et de technologies pas encore éprouvées (comme les centrales à hydrogène pour produire de l'électricité).

L'ensemble des scénarios ADEME et nW composent avec ces deux logiques (le Shift Project ne développant pas cet aspect) :

- S1, S2 et S4 se basent sur la première
- S3 s'appuie essentiellement sur la seconde
- nW compose avec les deux, avec un réseau d'hydrogène ET une production de méthane de synthèse injectée sur le réseau importante.

Comment faire évoluer la place de l'hydrogène au cours de la transition ?

Pour accompagner le déploiement de l'hydrogène certaines études prospectives proposent quelques mesures, pour d'une part favoriser le déploiement d'équipements et de procédés consommateurs d'hydrogène, et d'autre part favoriser le déploiement de l'électrolyse (voir *fiche sur la place de l'hydrogène dans la transition*). Le déploiement rapide des premières capacités d'électrolyse d'ici 2030 est un choix **sans regret** pour tous les scénarios. Il fait l'objet de plusieurs propositions de soutien économique. Autre point d'accord : il est inutile de soutenir la décarbonation de l'hydrogène dans les raffineries, la majorité étant amenées à fermer d'ici 2050. Le déploiement de la méthanation fait l'objet de quelques propositions, mais ne fait pas consensus entre les scénarios. Peu d'autres propositions sont formulées.

Selon l'ADEME, le déploiement de procédés industriels consommateurs d'hydrogène devrait faire l'objet de décisions de politique industrielle au préalable pour trancher entre les solutions décarbonées alternatives. En fonction de ces décisions, des politiques de grands programmes industriels (par exemple dans l'aéronautique pour la propulsion hydrogène) ou des trajectoires sectorielles normatives de décarbonation pourraient être mises en place (par exemple pour la **production d'engrais**).

En revanche, en cohérence avec les autres scénarios, l'ADEME considère comme **contre-productif d'investir dans l'électrolyse pour les raffineries**, dont la majorité sera amenée à fermer d'ici 2050.

L'ADEME considère par ailleurs que favoriser le déploiement de la méthanation en parallèle de la méthanisation est un choix sans regret. Cela pourrait passer par un tarif de rachat commun pour le méthane de synthèse et le biogaz, et un effort de R&D sur la méthanation. Cependant, des alternatives cohérentes à cette technologie semblent exister et sont proposées par d'autres scénarios : une infrastructure hydrogène, plus ou moins massive en fonction des usages de l'hydrogène, permettrait a minima de stocker et utiliser l'hydrogène directement plutôt que sous forme de méthane, le mix gazier pouvant par ailleurs se décarboner par la biomasse ; ou encore, l'usage de méthane fossile associé à de fortes capacités de captation et stockage du carbone pourrait décarboner le mix gazier sans recourir au méthane de synthèse (c'est le cas dans S4).

Ci-dessous une synthèse des options pour apporter de la flexibilité inter-saisonnière au système électrique et pour décarboner le gaz :

Option	Avantages	Inconvénients/risques
Méthanation	<ul style="list-style-type: none">• Utilisation de l'infrastructure gazière existante• Valorisation de l'électricité produite en surplus pour les systèmes électriques avec nucléaire minoritaire	<ul style="list-style-type: none">• Faible maturité industrielle de la méthanation• Perte d'efficacité globale due à l'étape supplémentaire de méthanation

Infrastructure hydrogène	<ul style="list-style-type: none"> • Meilleure efficacité globale due à l'absence d'étape de méthanation • Bonne cohérence avec un réseau hydrogène européen • Valorisation de l'électricité produite en surplus pour les systèmes électriques avec nucléaire minoritaire 	<ul style="list-style-type: none"> • Capacités de stockage hydrogène à trouver/ déployer, voire réseau de transport hydrogène à déployer complètement, en fonction des usages de l'hydrogène • Faible maturité technologique des centrales électriques à hydrogène
Usage du méthane fossile + CCS		<ul style="list-style-type: none"> • Dépendance aux énergies fossiles • Faible maturité industrielle du CCS

D'autre part, **l'augmentation de la production décarbonée d'hydrogène doit être favorisée à court terme, afin de pouvoir la déployer plus massivement à partir de 2030 si cela est jugé pertinent à ce moment-là.** L'électrolyse est aujourd'hui 2 à 3 fois plus coûteuse que le vaporéformage du gaz fossile, mais ce dernier devrait voir ses coûts d'émission de CO2 augmenter par la **Directive UE-ETS**. Dans ce contexte, plusieurs pistes de mesures de soutien sont avancées : exemptions fiscales pour l'électrolyse, suppressions d'exemptions fiscales pour le gaz fossile utilisé dans les industries concernées, ajustement carbone aux frontières sur l'hydrogène pour protéger la production décarbonée en Europe, ou encore mise en place d'une taxe carbone stable et pérenne.