

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

Voici ce que va couvrir ce décryptage

[L'hydrogène aujourd'hui en France](#)

[Quels enjeux pour l'hydrogène dans la transition ?](#)

[Comment évoluera la consommation d'hydrogène au cours de la transition ?](#)

[Comment sera utilisé l'hydrogène au cours de la transition ?](#)

[Comment l'hydrogène sera-t-il produit ?](#)

[Comment l'hydrogène sera-t-il transporté et stocké ?](#)

[Quelles orientations politico-économiques pour l'hydrogène ?](#)

Voici ce que vous saurez après avoir lu ce décryptage

- **L'hydrogène devrait prendre une place plus importante en 2050 qu'aujourd'hui dans le système énergétique français** : une multiplication de son usage par 2 à 7 est envisagée selon les scénarios.
- **La production d'hydrogène est actuellement fondée sur une transformation du gaz naturel, et entraîne des émissions importantes de CO2.**
- **L'électrolyse à partir d'électricité décarbonée devrait être le mode de production central de l'hydrogène d'ici 2050.** La production d'hydrogène devra être décarbonée. **L'électrolyse** permet de produire de l'hydrogène à partir d'électricité. Elle est mobilisée de manière centrale **dans tous les scénarios**, dont l'électricité est par ailleurs **décarbonée**. Cette technologie est **mature**. Contrairement à d'autres technologies, elle ne repose pas sur la biomasse, qui sera plutôt utilisée pour produire directement du gaz ou du bois de chauffage. Le déploiement rapide des premières capacités d'électrolyse d'ici 2030 est proposé par tous les scénarios. **L'hydrogène décarboné pourrait également être importé.**
- Tous les scénarios s'accordent sur **l'utilisation d'hydrogène produit de façon décarbonée pour la production d'engrais et d'acier décarbonés.**
- **L'utilisation d'hydrogène pour la désulfuration des composés pétroliers devrait se réduire fortement voire disparaître**, avec la fermeture des raffineries fossiles. La plupart des scénarios parvient d'ici 2050 à un arrêt des 8 raffineries fossiles opérant actuellement en France.
- Tous s'accordent également sur le fait que **l'utilisation d'hydrogène n'est pas une option pertinente pour décarboner les transports légers.**
- Certains scénarios proposent de l'utiliser pour la **production des plastiques et pour alimenter les transports lourds**, mais pas de manière massive.
- **L'hydrogène pourrait contribuer à l'évolution du système électrique**, par sa capacité à stocker l'énergie. Cela sera nécessaire si le système électrique contient peu de nucléaire en 2050.

- **L'hydrogène pourrait contribuer à l'évolution du mix gazier.** Par le procédé de méthanation, encore peu mature industriellement, l'hydrogène pourrait être combiné à du CO₂ pour produire du gaz de synthèse décarboné. Ce gaz pourrait ensuite être injecté dans le réseau gazier.
- La diversité des scénarios mène à des estimations de **consommations d'hydrogène très différentes : entre 30 et 100 TWh/an en 2050 contre 15TWh/an actuellement, soit une multiplication de 2 à 7.** Cette forte variabilité reflète une diversité d'orientations politiques possibles : le niveau de consommation « matérielle » 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 son utilisation éventuelle comme vecteur de stockage d'énergie électrique.
- **La production d'hydrogène à partir d'électricité sera en concurrence avec les autres usages de l'électricité.** Cela la limitera.
- **Deux options sont envisagées quant au transport et au stockage de l'hydrogène.** L'hydrogène pourrait être transporté et stocké via le réseau de gaz sous forme de méthane de synthèse, ou bien via un nouveau réseau d'hydrogène à construire. Comparativement, le choix du réseau de gaz implique des adaptations du système électrique, en particulier un volume d'électricité à produire légèrement plus grand, mais permet de ne pas avoir à construire une nouvelle infrastructure hydrogène.
- **Le déploiement de secteurs consommateurs d'hydrogène** (engrais, acier, plastiques, production de méthane ou liquides de synthèse...) **devrait rapidement faire l'objet de décisions de politique industrielle** pour trancher entre les solutions décarbonées alternatives et donner de la visibilité.

L'hydrogène aujourd'hui en France

L'hydrogène est aujourd'hui issu de deux grandes filières de production, à 98% à partir de ressources fossiles.

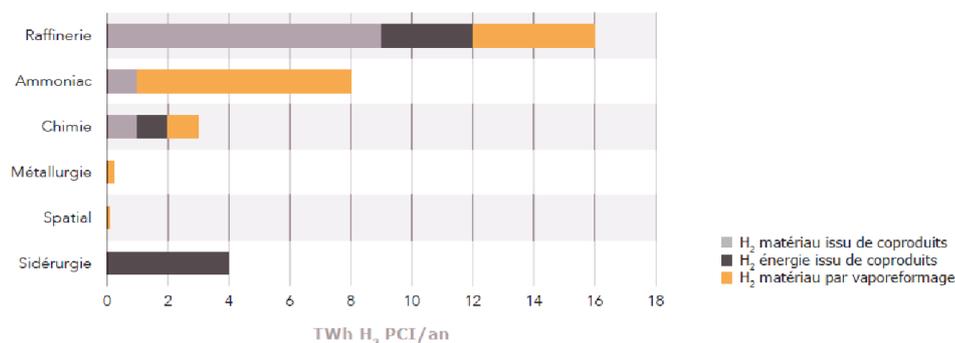
Une partie de l'hydrogène produit résulte d'une co-production fatale liée à des opérations de raffinage pétrolier, de chimie et de sidérurgie.

L'autre partie est produite de façon dédiée à partir de gaz naturel. On estime que cette production d'hydrogène dédiée est responsable de l'émission de 4,3 MtCO₂e (soit environ 1% des émissions territoriales françaises).

L'hydrogène est actuellement utilisé comme réactif chimique dans les secteurs du raffinage, des engrais et de la chimie. Il est également utilisé comme combustible dans les raffineries et la sidérurgie.

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

Figure 9.4 Consommation actuelle d'hydrogène en France et sources



De façon globale, en 2021, la France a pesé pour 1% dans la consommation mondiale d'hydrogène.

Quels enjeux pour l'hydrogène dans la transition ?

L'enjeu principal concernant l'hydrogène **n'est pas la décarbonation de ses sites de production actuels** dédiés.

D'une part, une partie de ses usages actuels seront amenés à décliner au cours de la décarbonation de la société, voire à disparaître. La production d'engrais pourrait décliner en lien avec la transformation du système agricole. Le raffinage de carburant fossile pourrait disparaître en lien avec la décarbonation du reste de l'économie. La question de la pertinence d'investir dans leur décarbonation se pose.

D'autre part, de nouveaux usages pour l'hydrogène pourraient apparaître, dans la décarbonation d'autres procédés ou secteurs. Les scénarios de transition envisagent que l'hydrogène décarbone certains procédés industriels émetteurs comme la **sidérurgie** et la **chimie du plastique**. Ils l'envisagent également pour remplacer les énergies fossiles dans certains secteurs qui en dépendent, comme **les carburants pour l'aviation**, le **transport maritime** ou certains **transports terrestres lourds** (ferroviaires ou routiers). Les alternatives de décarbonation pour ces secteurs, comme pourraient l'être l'électrification ou l'usage de biocarburants, sont plus difficiles ou sont limitées. Cette décarbonation passerait par un usage direct de l'hydrogène, ou par la production de carburants **de synthèse** à partir de ce dernier.

L'hydrogène pourrait également **être utilisé comme vecteur de stockage de l'énergie électrique, permettant ainsi d'utiliser une proportion importante d'énergies renouvelables variables** dans le mix électrique.

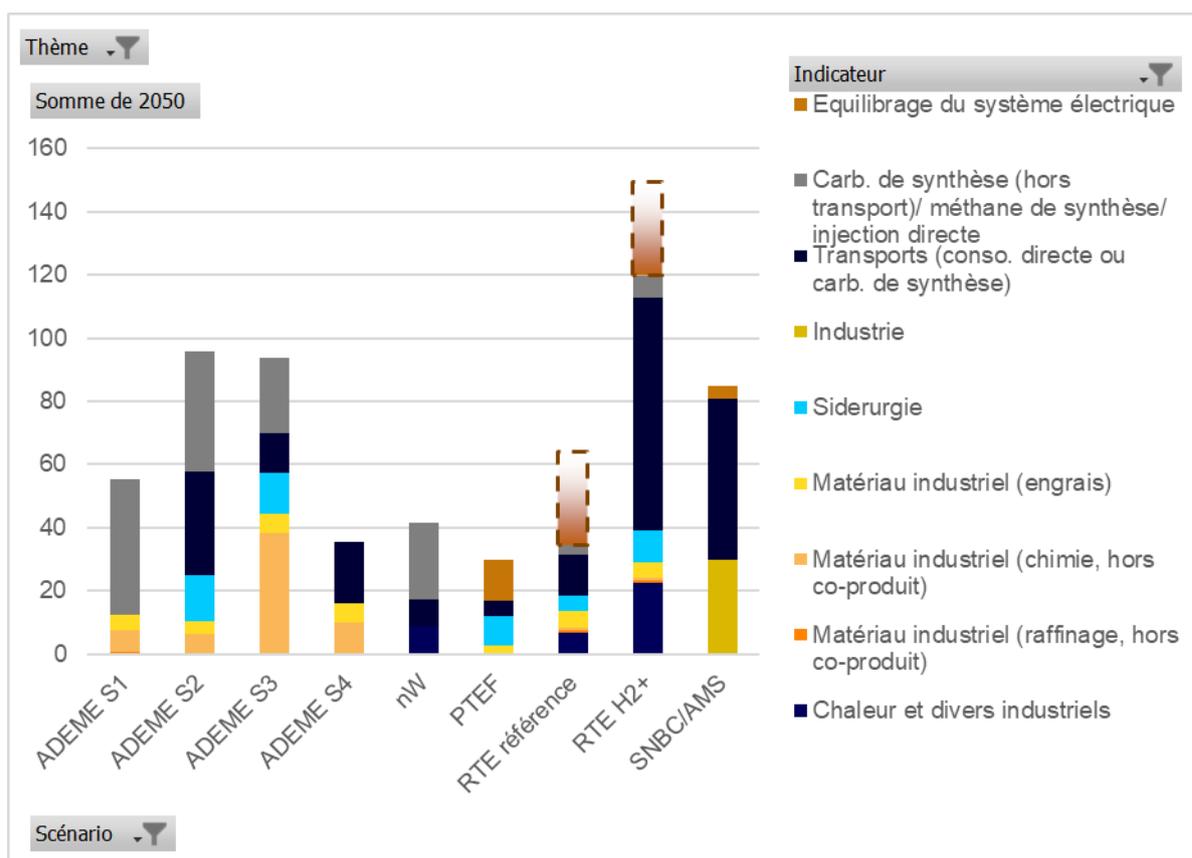
L'hydrogène décarboné devra être produit à partir de sources elles-mêmes décarbonées. Celles-ci seront en concurrence avec d'autres usages, si bien que la disponibilité en hydrogène décarbonation sera limitée. L'hydrogène ne se trouve pas dans la nature sous forme consommable. Il doit être produit à 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, la ressource en biomasse est limitée et présente des conflits d'usage. La technologie de la captation du CO₂, encore peu mature, existe mais pose le problème du lieu de stockage définitif du CO₂. La

disponibilité en hydrogène décarboné sera donc limitée par la disponibilité en électricité décarbonée et ses usages devront être priorités.

Comment évoluera la consommation d'hydrogène au cours de la transition ?

La diversité des scénarios mène à des consommations d'hydrogène très différentes : entre 30 et 100 TWh/an en 2050 contre 15 TWh/an 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, dont une large part pour alimenter les transports lourds internationaux. A ces 120 TWh, il faut ajouter l'hydrogène que RTE propose d'utiliser pour l'équilibrage du système électrique, et qui dépend du mix électrique choisi.



Consommation d'H2 en 2050, hors H2 co-produit.

Pour les scénarios RTE, l'équilibrage est indiqué comme une zone qui dépend du choix de mix électrique. Les scénarios ADEME et nW réalisent l'équilibrage du système électrique via le méthane de synthèse plutôt que via l'hydrogène directement. Clé de lecture : le scénario ADEME S1 imagine une consommation d'hydrogène en 2050 de 55 TWh/an, dont la majorité

consommée pour produire des carburants de synthèse ou pour une injection directe dans le réseau gazier.

Cette forte variabilité reflète une diversité d'orientations politico-économiques possibles, concernant le niveau de sobriété de la société française, le déploiement de procédés industriels décarboné « 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 induit également une réduction de la consommation d'électricité, et donc du besoin éventuel en hydrogène lié à l'équilibrage du système électrique.
Déploiement de 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 en substitution 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 même 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 %), associée à un développement important des énergies renouvelables variables	L'équilibrage du système électrique nécessitera une production flexible d'hydrogène, qui jouera un rôle de stockage d'énergie. Une faible part du nucléaire (au profit des renouvelables électriques variables) induit un besoin d'équilibrage pour le système électrique et l'opportunité de valoriser l'électricité dans les moments de surplus de production. La production d'hydrogène comme vecteur de stockage d'énergie est alors une option. On peut stocker cet hydrogène dans le réseau gazier sous forme de méthane via la méthanation.

Comment sera utilisé l'hydrogène au cours de la transition ?

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.

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. Seul le scénario ADEME S4 continue d'utiliser les procédés carbonés

actuels mais les compense par un déploiement fort de captation et stockage de carbone technologique.

L'utilisation d'hydrogène pour la désulfuration des composés pétroliers devrait se réduire fortement voire disparaître, avec la fermeture des raffineries fossiles. La plupart des scénarios propose d'ici 2050 un arrêt complet des 8 raffineries fossiles opérant actuellement en France. Seul le scénario S1 en conserve 2 à 3. Ce scénario utilise encore des carburants fossiles. Il parvient à la neutralité carbone en s'appuyant sur une forte sobriété matérielle et sur des puits de carbone naturels très ambitieux. RTE, pour analyser les conséquences de la production d'hydrogène sur le système électrique, prend une hypothèse analogue à celle du scénario S1.

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 ;
- l'hydrogène pourrait **servir la décarbonation des transports lourds** (avions, camions, trains), soit directement soit sous ses formes dérivées (carburants liquides ou méthane de synthèse). Cependant, des alternatives décarbonées pourraient également être compétitives (électrification par divers moyens, carburants issus de la biomasse, sobriété, etc), en fonction des choix politico-économiques faits. **L'hydrogène ne pourrait vraisemblablement pas couvrir plus du quart des besoins énergétiques de ces transports** 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.

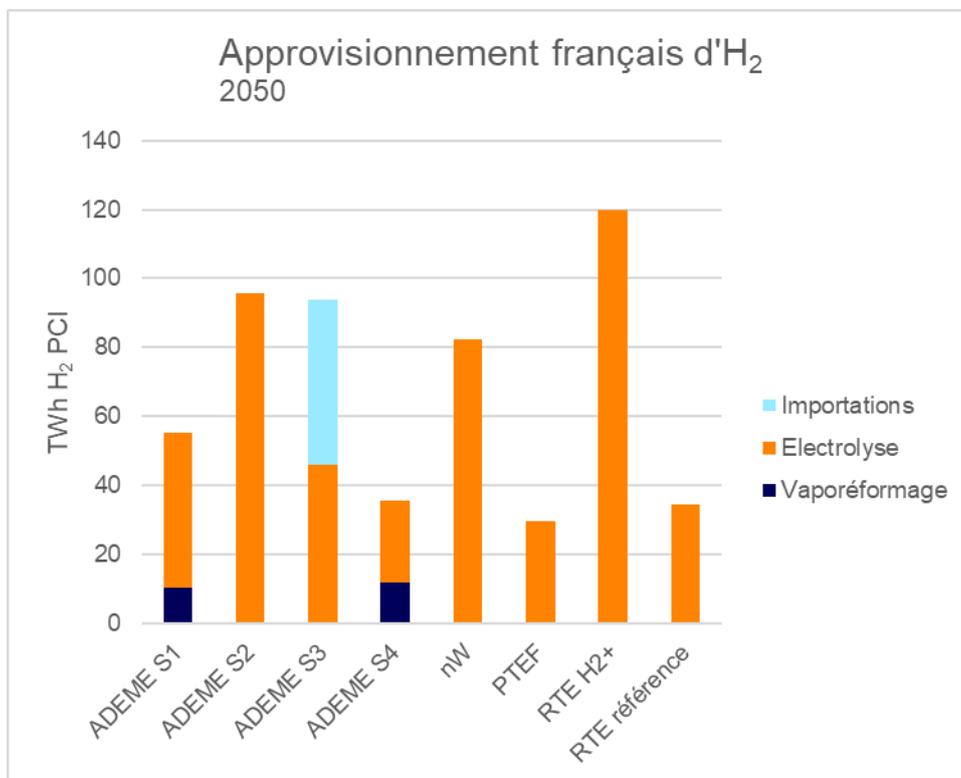
Enfin, l'hydrogène pourra contribuer à **l'évolution des systèmes électrique et gazier au cours de la décarbonation du système énergétiques**, soit sous forme non transformée soit sous forme de **méthane de synthèse** :

- Il pourrait **contribuer à l'équilibrage du système électrique** 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 (la production électrique en surplus peut alors être valorisée sous forme de méthane de synthèse), et à condition que la technologie de **méthanation** gagne rapidement en maturité industrielle.

Comment l'hydrogène sera-t-il produit ?

Diverses technologies sont envisageables pour produire de l'hydrogène décarboné, mais **les scénarios mobilisent quasiment tous de manière centrale l'électrolyse, qui permet de le produire à partir d'électricité et d'eau.** Elle est mature technologiquement. Contrairement à d'autres technologies, elle ne repose pas sur la biomasse, qui sera **plutôt utilisée pour produire directement du gaz ou du bois de chauffage.** 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.

L'hydrogène **pourrait également être importé**, mais à condition de se doter d'infrastructures internationales conséquentes, avec des enjeux industriels et géopolitiques spécifiques, et à condition que les pays voisins soient exportateurs nets.



Comment l'hydrogène sera-t-il transporté et stocké ?

Deux **modèles cohérents de transport et stockage de l'hydrogène** sont envisagés.

La première repose sur le réseau gazier et la conversion de l'hydrogène en méthane de synthèse. Ce modèle a l'avantage d'**éviter la construction de nouvelles infrastructures de transport d'hydrogène**. Il a deux désavantages. D'une part, **la conversion de l'hydrogène en méthane, consommatrice d'énergie, réduit l'efficacité énergétique globale**. D'autre part, les usages industriels directs de l'hydrogène doivent être alimentés continuellement. Les électrolyseurs qui les alimentent ne pourront pas être flexibles, à moins de construire des capacités de stockage locales.

Le second, qui repose sur le **déploiement d'une nouvelle infrastructure de transport et stockage d'hydrogène, permet de s'affranchir de la conversion en méthane, et donc de gagner en efficacité et en flexibilité**. Ce modèle est cohérent d'une éventuelle massive d'hydrogène, qui ne pourrait se faire qu'en présence d'un réseau de transport et stockage d'hydrogène.

Quelles orientations politico-économiques pour l'hydrogène ?

Il faudra trancher sur la place de l'hydrogène dans le système énergétique français et donner des **orientations industrielles claires**.

Les prospectivistes formulent 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**.

Selon l'ADEME, **le déploiement de secteurs consommateurs d'hydrogène** (engrais, acier, plastiques, production de méthane ou liquides de synthèse...) **devrait rapidement faire l'objet de décisions de politique industrielle** pour trancher entre les solutions décarbonées alternatives et donner de la visibilité.

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.

Il est inutile de soutenir la décarbonation de l'hydrogène dans les raffineries, la majorité étant amenées à fermer d'ici 2050. C'est un point d'accord entre les prospectivistes.

Le déploiement de la méthanation fait l'objet de quelques propositions, mais ne fait pas consensus entre les scénarios.

Vous souhaitez approfondir certains aspects de ce décryptage en cours de lecture ?

C'est possible via plusieurs zooms :

[Quelle place pour l'hydrogène dans les transports légers au cours de la transition ?](#)

[Quelle place pour l'hydrogène dans les transports lourds au cours de la transition ?](#)

[Quelle place pour l'hydrogène dans l'industrie au cours de la transition ?](#)

[Quelle contribution de l'hydrogène à la décarbonation du système énergétique ?](#)

[Quel approvisionnement d'hydrogène au cours de la transition ?](#)

[Comment faire évoluer la place de l'hydrogène au cours de la transition ?](#)

Vous souhaitez plus de contexte sur ce sujet ?

C'est possible en poursuivant votre navigation vers d'autres décryptages :

[Quelle sera l'évolution du système énergétique français ?](#)

[Comment évoluera la consommation électrique vers une France bas carbone ?](#)

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

Voici ce que va couvrir ce décryptage

[L'hydrogène alimentera-t-il les voitures d'ici 2050 ?](#)

[Quels sont les obstacles au déploiement de l'hydrogène dans les transports légers ?](#)

Voici ce que vous saurez après avoir lu ce décryptage

L'hydrogène ne devrait pas prendre une place significative dans l'alimentation des transports légers au cours de la transition. Dans les scénarios, l'hydrogène ne couvre pas plus de quelques pourcents de l'énergie des transports légers en 2050. Cela est justifié par sa faible praticité, l'inefficacité énergétique globale de passer par l'hydrogène plutôt que par la batterie, et l'impossibilité de déployer un réseau de distribution d'hydrogène à grande échelle.

L'hydrogène alimentera-t-il les voitures d'ici 2050 ?

L'hydrogène pourrait alimenter les transports légers si les véhicules sont équipés d'une pile à combustible, qui transforme l'hydrogène en électricité pour ensuite alimenter un moteur électrique. Son usage est en compétition avec la batterie, qui permet de stocker l'électricité.

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.

Seul un scénario, S2, imagine une utilisation significative de l'hydrogène pour les VUL. L'hydrogène y alimente 1/5 du parc de VUL, mais quasiment pas les voitures. Le parc de VUL hydrogène s'y alimente via des écosystèmes hydrogène locaux partagés avec certains transports en commun et des transports de marchandises lourds. Le scénario « hydrogène + » d'RTE, conçu pour analyser l'impact d'une utilisation « très poussée » de l'hydrogène sur le système électrique français, n'imagine pas d'utilisation significative de l'hydrogène pour les transports légers.

Quels sont les obstacles au déploiement de l'hydrogène dans les transports légers ?

Plusieurs obstacles au déploiement de l'hydrogène dans les transports légers 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 ?

Voici ce que va couvrir ce décriptage

[Quelles options existeront pour alimenter les transports lourds en énergie bas-carbone ?](#)

[Quelles places possibles pour l'hydrogène dans l'alimentation des transports lourds ?](#)

[Quelle sera la consommation d'hydrogène par les transports lourds ?](#)

Voici ce que vous saurez après avoir lu ce décriptage

- L'hydrogène pourrait servir dans les transports lourds (avions, camions, trains), directement ou sous ses formes dérivées (carburants liquides ou méthane **de synthèse**).
- L'hydrogène ne pourra vraisemblablement pas couvrir plus du quart des besoins énergétiques des transports lourds. D'autres solutions de décarbonation existeront pour ces transports (électrification par divers moyens, carburants issus de la biomasse, sobriété, etc), en fonction des choix politico-économiques faits. D'autre part, le volume global d'hydrogène sera limité par la disponibilité en électricité. Dans ce volume, d'autres usages sont jugés plus prioritaires pour l'hydrogène, comme la décarbonation de l'industrie ou la décarbonation du méthane.

Quelles options existeront pour alimenter les transports lourds en énergie bas-carbone ?

Plusieurs options sont envisageables pour alimenter les transports lourds en énergie, au cours d'une transition bas carbone :

- 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 dans l'aérien)
- 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.

Quelles places possibles pour l'hydrogène dans l'alimentation des transports lourds ?

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 matérielles et de la disponibilité de puits de carbone** (biologiques ou technologiques).

Dans le transport aérien, l'hydrogène pourrait être utilisée directement pour la propulsion, ou sous ses formes dérivées de carburant de synthèse. La propulsion à hydrogène pourrait être utilisée mais sur un périmètre restreint et pas avant 2040. Pour des raisons de maturité technologique, les scénarios ne la mobilisent pas de manière significative avant 2040, et seulement pour les avions court/moyen-courrier. En dehors de ce périmètre restreint, des carburants liquides (possiblement produits à partir d'hydrogène) devront être utilisés.

Dans les transports terrestres (camions, autobus, autocars et trains, **transports spécifiques**), **différentes technologies seront en concurrence. Leur déploiement respectif dépendra d'arbitrages technico-économiques.** Elles auront 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 majoritaires d'alimentation en énergie : l'électricité, associée ou non aux énergies liquides ou au méthane. D'autres proposent une répartition entre trois voire quatre types de vecteurs énergétiques : électricité, liquides, gaz et hydrogène. Ils reposeraient sur les réseaux existants ou sur des réseaux locaux qui se créeront. Une électrification forte et rapide risquerait d'empêcher certains véhicules de fonctionner jusqu'à leur fin de vie « naturelle ». C'est pourquoi des énergies temporaires pourraient être conservées le temps de la transition (comme le gaz ou les biocarburants).

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.

Quelle sera la consommation d'hydrogène par les transports lourds ?

Au global, les transports lourds 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 les conséquences sur le système électrique d'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. Le PTEF propose une électrification quasi complète des transports lourds, complétée par l'usage de carburants liquides issus de la

biomasse ou fossiles. L'hydrogène n'y est utilisé que pour une petite partie de la propulsion aérienne.

Vous souhaitez plus de contexte sur ce sujet ?

C'est possible en poursuivant votre navigation vers d'autres décryptages :

[Quelle sera l'évolution du transport de marchandises au cours de la transition ?](#)

[Quelle sera l'évolution du transport de personnes au cours de la transition ?](#)

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

Voici ce que va couvrir ce décriptage

[Quelle sera la consommation d'hydrogène dans l'industrie d'ici 2050 ?](#)

Voici ce que vous saurez après avoir lu ce décriptage

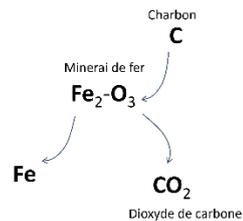
- L'industrie sera l'un des consommateurs majeurs d'hydrogène au cours de la transition.
- **Pour la sidérurgie et la production d'engrais, l'hydrogène est l'un des seuls moyens envisagés de décarbonation.** Les scénarios le mobilisent quasiment tous.
- **La production de plastique pourrait significativement reposer sur l'hydrogène, si le choix politique en est fait.** L'hydrogène ne pourrait certainement pas couvrir plus de la moitié de la production de plastique. Le volume global d'hydrogène sera limité par la disponibilité en électricité. Dans ce volume, d'autres usages sont jugés plus prioritaires pour l'hydrogène, comme la décarbonation de l'acier, des engrais, ou la décarbonation du méthane.
- **L'utilisation d'hydrogène pour la désulfuration des composés pétroliers devrait se réduire fortement voire disparaître,** avec la fermeture des raffineries fossiles. La plupart des scénarios parvient d'ici 2050 à un arrêt des 8 raffineries fossiles opérant actuellement en France.

Quelle sera la consommation d'hydrogène dans l'industrie d'ici 2050 ?

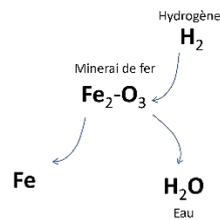
L'industrie sera l'un des consommateurs majeurs d'hydrogène au cours de la transition. Les filières les plus concernées sont la sidérurgie, la production d'engrais et la production de plastiques.

La sidérurgie pourrait consommer jusqu'à 14 TWh d'hydrogène. Pour produire de l'acier neuf, la réduction du minerai de fer à l'hydrogène pourrait remplacer l'utilisation du coke de charbon (voir schéma). Ce procédé 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. 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). Pour atteindre la neutralité carbone, ils l'associent 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 division par deux du besoin d'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.

Réduction au coke de charbon



Réduction à l'hydrogène



Réduction du minerai de fer par le coke de charbon et par l'hydrogène

La production d'engrais pourrait consommer entre 3 et 6 TWh/an d'hydrogène (contre environ 7 actuellement). La brique de base de la production d'engrais est l'ammoniac, produit en combinant de l'hydrogène et de l'azote. L'hydrogène est aujourd'hui produit par vaporéformage du gaz naturel, mais pourrait l'être de manière décarbonée demain. La consommation d'hydrogène dans ce secteur dépendra 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 CO_2 (dite « methanol-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.

L'utilisation d'hydrogène pour la désulfuration des composés pétroliers devrait se réduire fortement voire disparaître, avec la fermeture des raffineries fossiles. La plupart des scénarios propose d'ici 2050 un arrêt complet des 8 raffineries fossiles opérant actuellement en France. Seul le scénario S1 en conserve 2 à 3. Ce scénario utilise encore des carburants fossiles. Il parvient à la neutralité carbone en s'appuyant sur une forte sobriété matérielle et sur des puits de carbone naturels très ambitieux. RTE, pour analyser les conséquences de la production d'hydrogène sur le système électrique, prend une hypothèse analogue à celle du scénario S1.

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

Voici ce que va couvrir ce décriptage

[Pourquoi l'hydrogène pourrait jouer un rôle dans le fonctionnement du système électrique de demain](#)

[Pourquoi l'hydrogène pourrait être un complément à la biomasse dans la décarbonation du système gazier](#)

Voici ce que vous saurez après avoir lu ce décriptage

- **Dans le cas où le système électrique évolue vers une forte part de renouvelables variables, l'hydrogène pourrait contribuer à son bon équilibre.** L'hydrogène permet de stocker l'énergie sur plusieurs mois sous sa forme d'hydrogène ou transformé en méthane par combinaison avec du CO₂. Grâce à des électrolyseurs flexibles, il pourrait être produit en plus grande quantité lors des mois/ saisons où l'électricité est en moyenne produite en surplus, puis reconverti en électricité lors des mois/ saisons où elle est en déficit.
- **L'équilibrage du système électrique par l'hydrogène se fait au prix de pertes d'énergie**, ce qui demande de produire un peu plus d'électricité au global.
- **Le besoin d'équilibrage dépend du niveau de sobriété** car elle permet de réduire les volumes d'énergie à stocker entre les mois et entre les années.
- **Dans les cas où le système électrique évolue vers une forte part de renouvelables variables et que la ressource en biomasse pour faire du biogaz est limitée, l'hydrogène pourrait contribuer à décarboner le gaz de réseau.** L'électricité produite en surplus, lors des mois/ saisons où les renouvelables produisent plus que la consommation, pourrait être convertie en gaz. Ce gaz serait injecté dans le réseau puis consommé. La conversion de l'électricité en gaz, par électrolyse de l'eau puis par combinaison de l'hydrogène obtenu avec du CO₂ (méthanation) induit 40% de pertes d'énergie.

Pourquoi l'hydrogène pourrait jouer un rôle dans le fonctionnement du système électrique de demain

Dans le système électrique, des écarts structurels apparaîtront entre la production des renouvelables variables et la consommation, d'un mois à l'autre, voire d'une année à l'autre. Dans l'ensemble des scénarios, la production des renouvelables variables croît fortement d'ici 2050. Un système électrique riche en renouvelables variables produit « trop » (en moyenne) à tel moment de l'année, et « pas assez » (en moyenne) à tel autre. Il faut donc stocker l'énergie sur cette durée pour la répartir au mieux sur l'année (voire entre les années).

L'hydrogène pourrait assurer le stockage de l'énergie entre les mois et les années, à condition d'être produit par des électrolyseurs flexibles. L'hydrogène, et/ou le méthane (biométhane issu de la biomasse, ou méthane de synthèse issu de l'hydrogène) constituent des moyens de stockage sur plusieurs mois plus économiques que les autres moyens de stockage. Pour que l'hydrogène (ou son dérivé le méthane de synthèse) puisse jouer le rôle de stockage, 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. Ces combustibles sont ensuite retransformés en électricité par des **centrales thermiques**. Ce rôle d'équilibrage entre les mois permet une transformation du système électrique pour accueillir des quantités importantes de renouvelables (voir *fiche sur le système électrique*).

Pour que l'hydrogène contribue à l'équilibrage du système électrique, la production électrique globale doit être légèrement augmentée. Le stockage d'énergie par l'hydrogène se fait au prix de pertes d'énergie au global. Elles doivent être compensées par une production électrique annuelle un peu plus grande pour un même niveau de service rendu à la société. RTE estime cette production supplémentaire à moins de 7% avec des électrolyseurs flexibles.

Dans une partie des scénarios (S1, S2, nW, PTEF), l'équilibrage entre les mois est entièrement assuré par l'hydrogène, directement ou par sa transformation en 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 : usage de biométhane grâce à un déploiement conséquent des technologies de **pyrogazéification** de biomasse (S3), usage de gaz fossile importé avec des moyens de captation et stockage du carbone (S4).

Le besoin d'hydrogène pour équilibrer le système électrique émerge en fonction de la part des renouvelables variables dans le système électrique et en fonction de la disponibilité en biogaz par rapport à la consommation de gaz. Si le système électrique ne contient pas ou peu de nucléaire (40% ou moins), le besoin de stockage d'énergie entre les mois émerge. Si par ailleurs les combustibles issus de la biomasse sont insuffisants pour assurer cette fonction (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.

La quantité d'hydrogène mobilisée pour l'équilibrage dépend du niveau de sobriété car elle permet de réduire les volumes d'énergie à stocker entre les mois et entre les années.

RTE met en évidence un choix entre la construction d'une infrastructure hydrogène complète (transport par pipe, stockage et centrales thermiques à hydrogène) et un système énergétique d'ensemble légèrement moins efficace. 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 l'équilibrage du système électrique entre les mois et les années. 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](#)).

Pourquoi l'hydrogène pourrait être un complément à la biomasse dans la décarbonation du système gazier

Pour le réseau gazier, une partie du méthane fossile (« gaz naturel ») pourrait être remplacée par du méthane de synthèse produit à partir d'hydrogène. Ce besoin en méthane de synthèse émerge dans les cas où la ressource en biogaz 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](#)).

Dans ces scénarios, de l'électricité est convertie en gaz (en passant par l'hydrogène) pour compenser l'insuffisante disponibilité en gaz issu de la biomasse. Cela est fait grâce à l'électrolyse flexible, qui permet de convertir les surplus de production des renouvelables variables. La conversion de l'électricité en gaz induit 40% de perte d'énergie. 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.

D'autres scénarios ne mobilisent pas explicitement le méthane de synthèse. 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 un équilibrage du système électrique assurée par l'hydrogène directement. Le scénario S4 de l'ADEME 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
<p>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)</p> <p>ET/OU</p>	<p>Faible maturité industrielle du procédé de méthanation</p>
<p>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.</p>	<p>Permet de conserver l'usage du réseau gazier existant</p>

Quel approvisionnement d'hydrogène au cours de la transition ?

Voici ce que va couvrir ce décryptage

[Quelles sont les technologies qui pourraient produire de l'hydrogène décarboné ?](#)

[Comment sera produit l'hydrogène au cours de la transition ?](#)

[En quoi l'importation d'hydrogène serait un défi industriel](#)

[Quelles sont les options de transport et stockage de l'hydrogène ?](#)

Voici ce que vous saurez après avoir lu ce décryptage

- **Diverses technologies sont envisageables pour produire de l'hydrogène décarboné d'ici 2050** : vaporéformage du gaz fossile avec CCS, vaporéformage du biogaz, électrolyse, pyrogazéification.
- **Les scénarios mobilisent quasiment tous de manière centrale l'électrolyse, qui permet de produire de l'hydrogène à partir d'électricité et d'eau.** Cette technologie est mature. Contrairement à d'autres technologies, elle ne repose pas sur la biomasse, qui sera plutôt utilisée pour produire directement du biogaz ou du bois de chauffage. L'électrolyse 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 son lot d'enjeux industriels et géopolitiques.
- **Deux options sont envisagées quant au transport et au stockage de l'hydrogène.** L'hydrogène pourrait être transporté et stocké via le réseau de gaz sous forme de **méthane de synthèse**, ou bien via un nouveau réseau d'hydrogène à construire. Comparativement, le choix du réseau de gaz implique des adaptations du système électrique, en particulier un volume d'électricité à produire légèrement plus grand, mais permet de ne pas avoir à construire une nouvelle infrastructure hydrogène.

Quelles sont les technologies qui pourraient produire de l'hydrogène décarboné ?

Différentes technologies pourraient permettre la production d'hydrogène décarboné d'ici 2050 :

- **Le vaporéformage du gaz fossile.** C'est la technologie quasi exclusive actuellement, mais les nouvelles usines seraient équipées de **systèmes de captation et stockage du carbone**. Cette technologie est 20 à 80 % plus coûteuse que sans captation. Par ailleurs, pour stocker le CO₂, et à défaut de capacités de stockage géologique sur le territoire, il faudrait construire un ensemble d'infrastructures pour le stocker en mer du Nord. Alternativement, le CO₂ pourrait être réutilisé, mais il devra *in fine* être stocké sur le temps long, sous peine de contribuer au réchauffement climatique ;
- **Le vaporéformage de biogaz.** Le vaporéformage du méthane est le procédé de production actuelle de l'hydrogène. Il s'agirait d'utiliser ce procédé, mais à partir de biogaz plutôt que 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. Ces technologies sont conçues pour fonctionner une large part de l'année sans s'arrêter. A court et moyen-terme, elles ne contribueront donc pas à **l'équilibrage du système électrique**. A plus long-terme, il est envisagé qu'elles puissent le faire : elles ne fonctionneraient que lorsque la production électrique est « trop grande » mais pas le reste du temps ;
- **La pyrogazéification de biomasse solide ou de déchets.** Cette technologie est peu mature et en cours de démonstration. Elle sera 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.

Comment sera produit l'hydrogène au cours de la transition ?

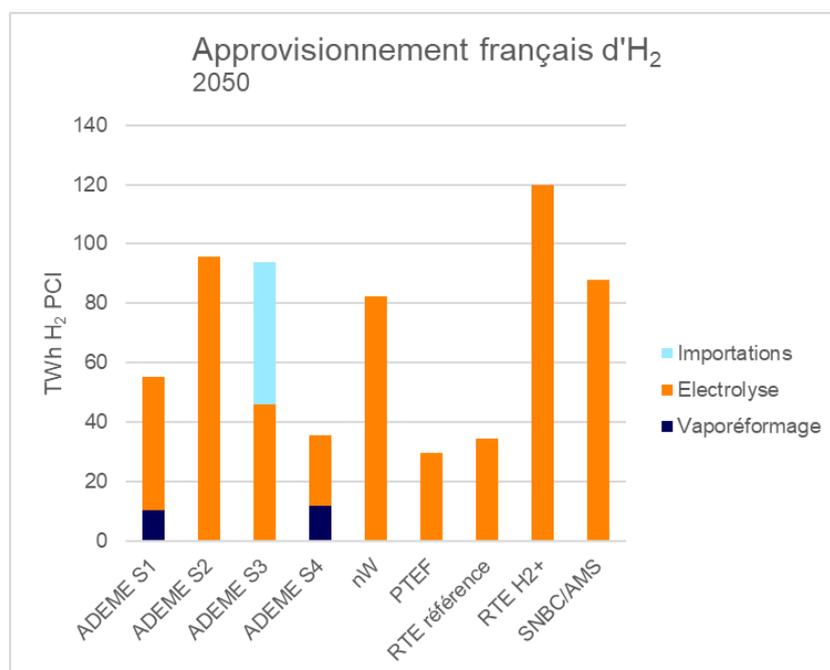
Les scénarios mobilisent l'électrolyse comme technologie centrale de production d'hydrogène au cours de la transition, parfois complétée par du vaporéformage. Cette centralité est justifiée par la maturité et le potentiel de déploiement à court/moyen-terme plus élevé que ceux des alternatives, par la 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 d'équilibrage du système électrique par les électrolyseurs.

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.

En quoi l'importation d'hydrogène serait un défi industriel ?

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).

Quelles sont les options de transport et stockage de l'hydrogène ?

Les choix sur le transport et le stockage de l'hydrogène auront des conséquences sur l'équilibrage du système électrique et sur le volume d'électricité à produire. RTE distingue deux logiques différentes :

- **Le réseau gazier pourrait servir d'infrastructure de transport et stockage de l'hydrogène (sous forme de méthane de synthèse).** Les usages centralisés de l'hydrogène (industries, aéroports) n'y seraient pas raccordés. Ils seraient alimentés localement par des électrolyseurs de grande taille, peu flexibles, ou, dans une moindre mesure, par des usines de vaporéformage. Les usages diffus de l'hydrogène seraient alimentés par des électrolyseurs de petite taille répartis sur le territoire. Ces électrolyseurs seraient flexibles et produiraient du méthane de synthèse injecté dans le réseau gazier.
- **Une nouvelle infrastructure de transport et stockage d'hydrogène pourrait être construite.** L'ensemble des électrolyseurs serait flexible, quelle que soit leur taille, et injecterait l'hydrogène produit dans un réseau dédié, incluant des capacités importantes de stockage. Ce système contribuerait plus à **l'équilibrage 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 une production électrique 2 à 7% supérieure. 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 négaWatt 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 ?

Voici ce que va couvrir ce décriptage

[Quels sont les grands choix de politiques industrielles concernant l'hydrogène](#)

[Quelques mesures consensuelles et un point de divergence](#)

Voici ce que vous saurez après avoir lu ce décriptage

- Les prospectivistes formulent 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.
- Selon l'ADEME, le **déploiement de secteurs consommateurs d'hydrogène** (engrais, acier, plastiques, production de méthane ou liquides de synthèse...) **devrait rapidement faire l'objet de décisions de politique industrielle** pour trancher entre les solutions décarbonées alternatives et donner de la visibilité.
- **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.
- **Il est inutile de soutenir la décarbonation de l'hydrogène dans les raffineries**, la majorité étant amenées à fermer d'ici 2050. C'est un point d'accord entre les prospectivistes.
- Le déploiement systématique de la **méthanation** avec la **méthanisation** fait l'objet de quelques propositions, mais ne fait pas consensus entre les scénarios.
- Peu d'autres propositions sont formulées.

Quels sont les grands choix de politiques industrielles concernant l'hydrogène

Selon l'ADEME, le déploiement de secteurs consommateurs d'hydrogène (engrais, acier, plastiques, production de méthane ou liquides de synthèse...) devrait rapidement faire l'objet de décisions de politique industrielle pour trancher entre les solutions décarbonées alternatives et donner de la visibilité. Les grandes orientations et choix ouverts tirés des scénarios sont les suivants :

- L'usage de l'hydrogène dans la production d'engrais et dans la décarbonation de l'acier semble être incontournable ;
- L'investissement dans la R&D pour la production de **plastique à partir d'hydrogène** et la propulsion hydrogène pour les avions est proposé, dans l'espoir d'ouvrir des options dans les années 2030 pour ces filières difficiles à décarboner ;
- Pour les transports lourds, l'usage potentiel de l'hydrogène est une option ouverte, de par la diversité des alternatives, même si l'hydrogène ne pourra alimenter qu'une minorité du besoin.
- La contribution de l'hydrogène à la décarbonation des systèmes électriques et gaziers est un choix qui sera associé à des choix structurants sur le **système énergétique global**.
- 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.

En fonction de ces décisions, des politiques de grands programmes industriels ou des trajectoires sectorielles normatives de décarbonation pourraient être mises en place. Par exemple un programme industriel de développement de la propulsion hydrogène dans l'aéronautique, ou une trajectoire normative de décarbonation de la production d'engrais.

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.

Quelques mesures consensuelles et un point de divergence

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'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.

Le déploiement systématique de la méthanation en parallèle de la méthanisation ne fait pas consensus. Les besoins auxquels répondrait cette orientation sont les suivants : transport et stockage de l'hydrogène, équilibrage du système électrique, approvisionnement suffisant en gaz. L'ADEME considère que favoriser le déploiement de la méthanation en parallèle de la méthanisation est un choix sans regret. Elle propose des mesures telles qu'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 de stocker et utiliser l'hydrogène directement plutôt que sous forme de méthane, le mix gazier pouvant par ailleurs se décarboner par la biomasse (RTE) ; 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 (ADEME S4).

Ci-dessous une synthèse des options pour répondre aux besoins mentionnés :

Option	Avantages	Inconvénients/risques
Méthanation (ADEME S1 S2 S3)	<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 (RTE, ADEME S3)	<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 (ADEME S4)		<ul style="list-style-type: none"> • Dépendance aux énergies fossiles • Faible maturité industrielle du CCS