



équilibre des énergies

Construisons une société énergétique meilleure

L'hydrogène dans le secteur du transport routier de marchandises

Analyse de la demande potentielle et de
l'infrastructure à mettre en place pour y répondre

Octobre 2021



Droit d'auteur

Vous avez acquis auprès de l'association Equilibre des Energies le droit d'accès à l'étude « L'hydrogène dans le secteur du transport routier de marchandises » dont Equilibre des Energies détient les droits patrimoniaux. Cette étude est protégée par le droit d'auteur. Le présent fichier PDF représente l'intégralité du « contenu » mis à votre disposition sous réserve du respect des conditions qui suivent.

Droits d'utilisation et de reproduction

- Le droit d'accès au « contenu » est consenti à chacun des membres de votre entreprise ou organisation à titre individuel, pour ses besoins propres. La reproduction et la diffusion de ce contenu est autorisée au sein de votre entreprise ou organisation à la condition d'accompagner cette diffusion du rappel des présentes conditions.
- La modification, la reproduction et/ou la diffusion via Internet ou le Web, intranet, extranet ou toute autre forme numérique ou imprimée, de tout ou partie du « contenu » en dehors de votre entreprise ou organisation, y compris vers ses filiales ou organismes affiliés, sont interdites. Vous avez cependant la possibilité de reproduire des extraits du « contenu », dans le cadre des travaux ou des activités de votre entreprise auxquels ils sont utiles, à la condition qu'ils soient limités et que l'origine de ces reproductions partielles soit mentionnée de façon lisible sous la forme : « Source : Equilibre des Energies (octobre 2021) ».
- Ces dispositions s'appliquent aux textes, tableaux, figures, illustrations, logos ou images. Tout extrait destiné à être utilisé dans des publicités, des communiqués de presse ou du matériel de formation ou de promotion nécessite un accord préalable écrit d'Equilibre des Energies.

Responsabilités

Equilibre des Energies apporte tout le soin possible à la préparation des informations délivrées dans les contenus qu'elle produit. Cependant elle ne peut, être tenue pour responsable d'aucune perte ou frais qui pourrait résulter d'imprécisions, d'inexactitudes, d'erreurs ou de possibles omissions, ni des résultats obtenus par l'utilisation et la pratique des informations délivrées.

Octobre 2021

L'hydrogène dans le secteur du transport routier de marchandises

Analyse de la demande potentielle et de
l'infrastructure à mettre en place pour y répondre

Pour tout renseignement concernant cette étude,
utilisez le formulaire « Contact » sur le site de l'association
ou contactez **Équilibre des Énergies** :
10 rue Jean Goujon 75008 Paris
Tel : +33 (1) 53 20 13 70,
info@equilibredesenergies.org

Les auteurs



Jean-Pierre Hauet

Président du Comité scientifique
d'Équilibre des Énergies



Servan Lacire

Membre du Comité scientifique
d'Équilibre des Énergies
Directeur R&D et Innovation de Bouygues
Énergies & Services

Avec le concours de



Dominique Auverlot

Membre permanent
du Conseil général de l'environnement
et du développement durable

Remerciements

Ont contribué au recueil d'informations et aux discussions :

Air Liquide, Faurecia, France Hydrogène, FM Logistic, FNTR, LHYFE,
Plastic Omnium, RTE, STEF, Volkswagen Group France ainsi que
la Commission de régulation de l'énergie (groupe Prospective).
Toutefois, les conclusions de l'étude n'engagent que ses auteurs.

Sommaire

Résumé exécutif.....	6
1. Problématique de la décarbonation du secteur du transport de marchandise	23
Aperçu général	24
L'utilisation du gaz.....	26
L'électrification par batteries	24
La filière hydrogène.....	30
2. Evaluation du marché potentiel de l'utilisation de l'hydrogène dans le transport de marchandises aux horizons 2030 et 2050	33
Hypothèses de trafic.....	34
Perspectives de consommation d'hydrogène	36
Comparaison avec d'autres études	38
3. Problématique de l'écosystème hydrogène	39
Aperçu général	40
La production de l'hydrogène	40
Transport de l'hydrogène	45
Distribution de l'hydrogène	48
Prix de revient complet de l'hydrogène livré	51
4. L'équation économique.....	55
Aperçu général	56
Coût total de possession des différentes filières	57
La position des entreprises de transport.....	59
Soutien public nécessaire.....	61
5. Vers un écosystème de production et de distribution de l'hydrogène.....	63
Aperçu général	64
Esquisse d'écosystème de l'hydrogène pour le transport routier	64
Conception d'une station de distribution ou de production d'hydrogène	67
Cas de la Vallée du Rhône	69
6. Conclusion – Schémas directeurs et corridors de l'hydrogène.....	73
Liste des figures	76
Liste des tableaux	77

Résumé exécutif

L'hydrogène est considéré aujourd'hui, en Europe, en Allemagne, en France et dans bien d'autres pays, comme l'un des vecteurs susceptibles de concourir, en complément ou en parallèle à l'usage direct de l'électricité, à la décarbonation de l'économie. Des concours publics très importants sont mobilisés pour développer la production d'hydrogène d'origine électrolytique et pour promouvoir une industrie de l'hydrogène européenne et française en particulier.

La France affiche l'ambition d'engager dans la filière d'ici 2030, **sept milliards d'euros de soutiens publics** dont deux milliards d'euros dès le plan de relance. Ces sept milliards d'euros seront investis selon trois priorités :

- la décarbonation de l'industrie ;
- le développement des mobilités lourdes à l'hydrogène ;
- le soutien d'une recherche d'excellence et le développement des offres de formation.

Le gouvernement se fixe en particulier l'objectif de disposer d'une capacité de production d'hydrogène décarboné de 6,5 GW d'ici à 2030.



**6,5 GW
d'électrolyseurs
en 2030**

Le marché industriel de l'hydrogène bas-carbone est bien connu : il s'agit pour une large part d'un marché de remplacement de l'hydrogène d'origine fossile – aujourd'hui produit par reformage des hydrocarbures, donc fortement émetteur de CO₂ – par de l'hydrogène produit par électrolyse. À ce marché de substitution, pourront s'ajouter de nouveaux marchés, en particulier celui de la production de l'acier, selon un procédé dans lequel l'hydrogène joue le rôle de réducteur, et celui de la production de chaleur haute température. En contrepartie, il faut tenir compte du fait que plus de la moitié des 800 000 tonnes d'hydrogène aujourd'hui consommées dans l'industrie ont un caractère de coproduit, sans que l'hydrogène soit la finalité première recherchée par le procédé de production. C'est le cas de l'industrie du raffinage des produits pétroliers qui est au demeurant appelée à décliner avec l'extinction progressive des usages du pétrole.



En termes quantitatifs, dans une étude récente¹, RTE a chiffré, dans un scénario dit « de référence » **le marché industriel potentiel** hors co-production de l'hydrogène à 13 TWh H₂ en 2030 (soit 390 000 t) et à 18 TWh H₂ en 2050 (soit 545 000 t).

Dans un scénario Hydrogène +, ces prévisions passeraient à : 16 TWh H₂ (485 000 t) en 2030 et à 40 TWh H₂ (1,21 Mt) en 2050.

Les fourchettes des prévisions sont donc très larges et s'accroissent à mesure que l'horizon considéré s'éloigne.

Pour le deuxième grand marché que l'hydrogène est censé conquérir, celui des mobilités lourdes, les prévisions sont encore plus difficiles à établir. Chacun s'accorde à considérer que les poids lourds hydrogène ou plutôt, les poids lourds électriques à pile à combustible, peuvent constituer une solution bien adaptée aux poids lourds longs courriers. En effet, la plupart des technologies alternatives aux carburants fossiles se heurtent à des défis techniques (autonomie, temps de charge, poids, infrastructures pour caténaires) ou à des performances environnementales insuffisantes. Les poids lourds hydrogène peuvent être une solution appropriée pour le fret longues distances et permettre des réductions significatives des émissions de CO₂.

Cependant il n'existe pas aujourd'hui de marché de l'hydrogène dans les transports routiers. On recense certes quelques opérations pilotes, en particulier celle menée au Suisse avec des camions Hyundai mais il subsiste énormément d'incertitudes sur la place que l'hydrogène pourra occuper dans le domaine des transports de marchandises. Les technologies de production, transport et distribution adaptées au transport routier ne peuvent pas être considérées comme matures ; l'offre de véhicules est limitée et leur conception n'est pas encore optimisée.

L'étude réalisée par Équilibre des Énergies évalue les besoins potentiels en hydrogène des transports lourds routiers dans deux scénarios de développement et précise l'écosystème des infrastructures qui devraient être mises en place à horizon 2030 puis 2050 pour répondre à ces besoins.

1. Document de cadrage n°2 du GT n°4 de la CPSR : Trajectoires de développement de l'hydrogène et des couplages entre l'électricité et les réseaux de chaleur.

Les filières de décarbonation des poids lourds

Dans un premier temps, sont passées en revue les différentes solutions envisageables pour décarboner le secteur des transports lourds.

Il est pris comme hypothèse que la fin de la commercialisation des poids lourds diesel interviendra bien avant l'horizon 2050, par voie réglementaire ou par taxation forte des émissions de CO₂. C'est d'ailleurs le sens de la loi août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique². Son article 103 fixe en effet comme objectif « *la fin de la vente des véhicules lourds neufs affectés au transport de personnes ou de marchandises et utilisant majoritairement des énergies fossiles, d'ici 2040* ».

De plus, si la loi européenne sur le climat³ a désormais inscrit l'objectif de neutralité carbone à 2050, le paquet *Fit for 55*, proposée par la Commission en juillet 2021, envisage l'interdiction de la vente des véhicules particuliers thermiques émetteurs de gaz à effet de serre dès 2035. Les mesures spécifiques aux poids lourds devraient être annoncées en 2022.



Fin de la vente des véhicules lourds neufs affectés au transport de personnes ou de marchandises et utilisant majoritairement des énergies fossiles, d'ici 2040

Il est supposé, comme dans les prévisions de la SNBC, qu'un transfert vers le rail pourra s'opérer mais le rail n'assure aujourd'hui que 8,9 % du transport intérieur terrestre de marchandises en France, contre 89,1 % pour le routier⁴. Dans ces conditions, quelle que soit l'ampleur du transfert qui pourra être réalisé, le trafic routier restera vraisemblablement dominant. L'étude d'Équilibre des Énergies s'est appuyée sur les hypothèses retenues dans le scénario AMS⁵ de la SNBC, selon lesquelles le trafic croîtrait, en tonnes-kilomètres, de 5 % d'ici 2030 et de 10 % d'ici 2050.

Pour décarboner ce trafic routier, trois familles de solutions sont aujourd'hui envisageables :

- **l'utilisation du gaz, fossile d'abord puis progressivement remplacé par du gaz d'origine renouvelable** ;
- **l'électrification par batteries** : les solutions « full batteries » ou l'électrification par batteries, accompagnée d'infrastructures de recharge en continu ;
- **la filière hydrogène**.

2. Loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets. ►

3. Loi européenne sur le climat, autrement appelée Règlement du Parlement européen et du Conseil établissant le cadre requis pour parvenir à la neutralité climatique et modifiant le règlement (UE) 2018/1999, JOUE 9 juillet 2021. ►

4. Chiffres clés du transport – Edition 2020 – Commissariat général au développement durable.

5. Le scénario « avec mesures supplémentaires », dit AMS, vise à respecter le mieux possible les objectifs que la France s'est fixée en termes d'énergie et de climat, à court, moyen et long terme. Il dessine une trajectoire possible de réduction des émissions de gaz à effet de serre jusqu'à la neutralité carbone en 2050 qui constitue l'objectif structurant du scénario. ►

La filière gaz est mature

De nombreux camions circulent au GNV mais le gaz naturel ne permet de réduire les émissions de CO₂ que de 10 à 15 %⁶. Le gaz renouvelable (bioGNV) pourra prendre le relais mais son coût de production est élevé, les ressources en sont limitées et les usages du biogaz dans les transports routiers viendront en compétition avec ceux de l'industrie, de la production d'électricité à la pointe et même du chauffage domestique pour les consommateurs qui continueraient à avoir recours au gaz. De plus la biomasse agricole, celle issue des cultures intermédiaires en particulier, pourrait devoir être réservée prioritairement à la production de carburants durables pour l'aviation (les SAF ou *sustainable aviation fuels*) plutôt qu'à la production de biogaz. Le gaz jouera donc un rôle dans la décarbonation des transports mais il ne semble pas que ce rôle puisse être majoritaire⁷.



La filière des poids lourds électriques est en développement

Elle tire parti des progrès très importants réalisés sur les batteries Li-ion destinées aux véhicules légers et des modèles de camions électriques à batteries sont d'ores et déjà disponibles. Tous ont des caractéristiques relativement voisines :

- un poids total en charge de 16 à 26 tonnes ;
- un ou deux moteurs d'une puissance totale allant de 100 à 250 kW ;
- un ou plusieurs packs de batteries d'une capacité totale allant de 100 à 200 kWh ;
- une autonomie de 80 à 250 km ;
- des temps de recharge de l'ordre de 1 à 2 heures sur des bornes au standard européen Combo CCS 2.

Ces véhicules électriques à batteries sont adaptés aux transports locaux et régionaux avec retour à la base en fin de journée. Leur compétitivité ira en croissant avec la baisse attendue du prix des batteries. Il a été supposé dans l'étude que le coût des packs batteries pour camions pourrait rejoindre celui des batteries destinées aux véhicules particuliers (ce qui n'est pas le cas aujourd'hui) et passerait de 205 €/kWh en 2020 à 82 €/kWh en 2030 et 50 €/kWh en 2050⁸.

Cependant l'extrapolation des solutions batteries vers des tonnages plus importants (44 t) et les très longs trajets (à un ou deux conducteurs) fait débat. Il se pose en effet divers problèmes.

Le tonnage de batteries à embarquer dans des poids lourds électriques pour assurer une autonomie de plusieurs centaines de kilomètres et le temps de recharge associé peuvent venir pénaliser la rentabilité de l'exploitation. Néanmoins le poids des pièces

6. AFGNV : les chiffres clés GNV.

7. Le cabinet Carbone 4 (*Transport routier, quelles motorisations alternatives pour le climat ? novembre 2020*) estime que, dans une hypothèse optimiste, le biométhane ne pourra répondre qu'à 24 % de la demande de transport lourd à horizon 2050.

8. Le marché des batteries des poids lourds bénéficie directement du volume du marché des batteries pour les VE individuels.



retirées du véhicule thermique viendra en grande partie compenser celui des batteries et le temps de recharge peut en grande partie correspondre à la pause de 45 mn obligatoire après 4 h 30 de conduite surtout si se développent des chargeurs de 600 kW et plus.

Les questions les plus délicates restent celles du déploiement de bornes permettant d'assurer une recharge d'environ 75 % de la batterie en 45 mn à un prix compétitif, sans en diminuer l'espérance de vie. Il faut aussi penser à la puissance que pourraient appeler sur le réseau les stations de recharge, équipées ou non de batteries tampons, et accueillant un nombre important de poids lourds. La solution hydrogène, en offrant des capacités de stockage dans les stations de distribution, peut permettre de lisser la charge sur la journée de 24 heures et les électrolyseurs peuvent être effaçables en cas de tension sur le réseau.

Enfin la mise sur le marché de poids lourds électriques longues distances, plusieurs fois annoncée par Tesla, est régulièrement retardée.

Certains constructeurs ont imaginé des solutions électriques associant les batteries à la recharge en continu le long de certaines voies grâce à des

infrastructures appropriées, caténaires ou rail. Ces solutions donnent lieu à des expérimentations. Techniquement, ces solutions sont possibles mais elles se prêtent difficilement à une mise en œuvre progressive et synchronisée avec le développement du parc de véhicules alors qu'elles ne peuvent avoir d'intérêt que si l'infrastructure est en place sur des distances suffisamment longues. Cette difficulté à gérer la phase transitoire nous conduit à penser que leur développement sera difficile, mais n'est pas à écarter.

Les questions les plus délicates restent celle du déploiement de bornes permettant d'assurer une recharge d'environ 75 % de la batterie en 45 mn à un prix compétitif et celle de la mise sur la marché de poids lourds longues distances

L'hydrogène peut apporter une réponse au problème de l'autonomie

L'hydrogène est un vecteur énergétique décarboné qui se stocke et qui n'émet que de la vapeur d'eau lors de son oxydation dans une pile à combustible. Cependant son développement comme vecteur énergétique de la mobilité lourde est beaucoup moins avancé que celui de la filière batteries. On peut estimer qu'il faudra au moins une dizaine d'années pour que les progrès escomptés tout au long de la filière hydrogène se matérialisent⁹.

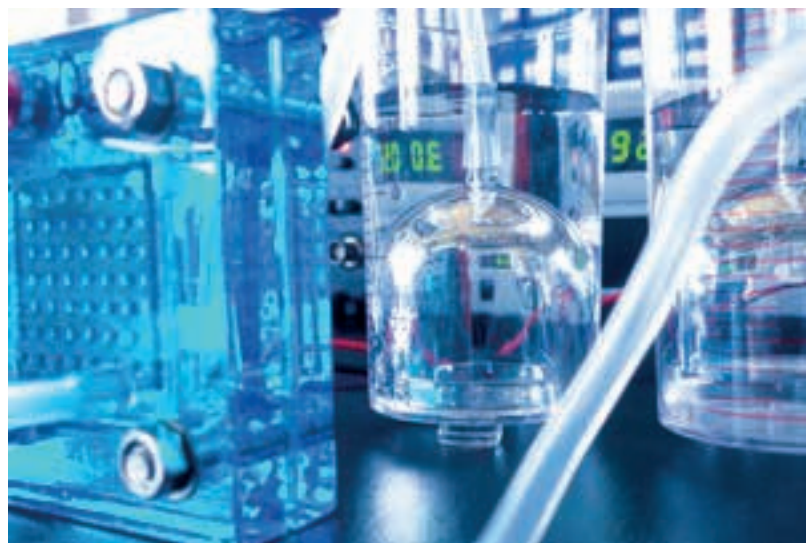
Il a été ainsi supposé que les prix des électrolyseurs de grande capacité (avec la pureté de l'hydrogène exigée par les piles à combustible) passeraient, pour les équipements de grande capacité de 1 000 €/kW en 2020 à 750 € en 2030 et 375 €/kW en 2050. Le prix des piles à combustibles pourrait diminuer de 205 €/kW en 2020 à 123 €/kW en 2050 et 82 €/kW en 2050.

Les rendements iront en s'améliorant, en passant, pour l'électrolyse comme pour les piles à combustible, de 50 % en 2020 à 55 % en 2030 et 60 % en 2050.

Le stockage de l'hydrogène à 700 bars se généralisera avant 2030 (au lieu de 350 bars actuellement) et les prix des réservoirs passeront de 630 €/kg d'H₂ en 2020 à 324 €/kg en 2030 et 250 €/kg en 2050.

Les camions destinés au transport de l'hydrogène verront leur capacité d'emport portée de 450 kg à 1 200 kg dès 2030.

Le passage de 350 à 700 bars¹⁰ et l'optimisation de la géométrie du stockage permettront aux camions de marchandises opérant sur de longues distances d'emporter, pour des réservoirs de taille comparable, 72 kg d'hydrogène dès 2030 au lieu de 34,5 kg aujourd'hui, leur conférant ainsi une autonomie de quelque 850 km.



Cependant, il n'est pas acquis que ces progrès très importants, s'ils se matérialisent, seront suffisants pour permettre de convaincre les transporteurs de migrer vers l'hydrogène.

Il subsiste en effet, aux dépens de l'hydrogène, des handicaps qui peuvent s'avérer rédhibitoires :

- **un rendement énergétique de la filière relativement faible**, lié à la combinaison de l'électrolyse et de la pile à combustible, rendement qui pèse fortement sur la compétitivité de la filière comparée à l'utilisation directe de l'électricité ;
- **le volume de stockage** qui, même à 700 bars, reste huit fois supérieur à celui du gazole et constitue, plus que la masse, un facteur négatif dans l'exploitation opérationnelle des flottes ;
- **une durée de vie trop faible des piles à combustible** : les piles à combustible de type PEM utilisant des plaques de métal dans les véhicules électriques n'ont qu'une durée de vie de 5 000 heures¹¹. Leur rendement qui peut atteindre 50 % lors de la mise en service se dégrade de plus avec le temps¹² ;
- des règles d'utilisation dont le respect est nécessaire pour assurer la **sécurité d'emploi et qui peuvent limiter l'usage fait des véhicules**.

9. Le rapport du Comité de prospective de la CRE de juin 2021, « Le vecteur hydrogène », liste les conditions qui détermineront l'apparition d'un modèle économique à l'horizon 2030 dans le domaine du transport lourd.

10. Il est possible que, dans les bus, où les contraintes de volume sont moins importantes, l'hydrogène utilisé reste à une pression de 350 bars.

11. Celles utilisant le graphite ont une durée de vie nettement plus longue, mais sont en même temps nettement plus lourdes et encombrantes, ce qui les destine à des usages stationnaires ;

12. Hemmer, S., Walters, M. & Tinz, S. Skalierbare Brennstoffzellensysteme für Nutzfahrzeuge. MTZ Motortech Z 80, 72-79 (2019).

<https://doi.org/10.1007/s35146-019-0063-9>. Voir en particulier le graphique numéro 7.

Ceci conduit à envisager deux scénarios de développement assez fortement contrastés

Dans un premier scénario, dit scénario Haut, il est supposé que l'hydrogène s'imposera dans le segment de marché où il semble le mieux adapté, celui des transports de marchandises sur longues distances, notamment dans les transports transeuropéens.

Dans ce scénario, l'hydrogène conquiert en 2050 65 % du marché des transports de marchandises sur plus de 500 km, sous pavillon français ou étranger. Le solde se partage entre bioGNV et électrique batteries.

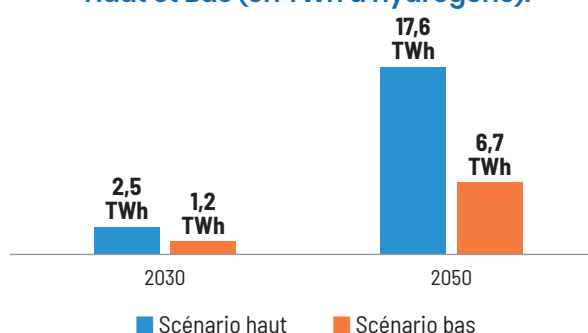
En complément, l'hydrogène prend une part de marché de 10 % dans les transports de moins de 150 km et de 30 % sur les transports de 150 à 500 km.

Dans un deuxième scénario, dit scénario Bas, l'hydrogène ne parvient pas à s'imposer de façon majoritaire. Sa part de marché dans les transports de plus de 500 km plafonne à 25 % et à 5 % et 10 % dans les deux autres segments de marché.

Dans les deux cas, la croissance n'est pas linéaire et à l'horizon 2030 la pénétration de l'hydrogène reste limitée, compte tenu des délais de réalisation des infrastructures et de migration des flottes de camions vers l'hydrogène.

Une évaluation des besoins en hydrogène aux deux horizons 2030 et 2050 a été faite et conduit à une consommation d'hydrogène de 17,6 millions de TWh H₂ en 2050 dans le scénario Haut et de 6,7 TWh H₂ dans le scénario Bas.

Perspectives de consommation d'hydrogène par le transport routier de marchandises dans les scénarios Haut et Bas (en TWh d'hydrogène).



Il en résulte des consommations d'électricité et un besoin de puissance installée en électrolyseurs évoluant comme suit :

	Scénario Haut		Scénario Bas	
	2030	2050	2030	2050
Besoins en hydrogène (TWh H ₂)	2,5	17,6	1,2	6,7
Consommations d'électricité pour l'électrolyse (TWh)	5,7	36,8	2,8	13,9
Puissance installée en électrolyseurs nécessaire (MW)	575 MW	3 850 MW	270 MW	1 400 MW

La problématique générale de l'écosystème hydrogène

Ayant ainsi évalué la demande potentielle en hydrogène du secteur des transports de marchandises, la question se pose de savoir comment cette demande pourra être satisfaite.

Beaucoup d'études se limitent à voir dans l'hydrogène un problème de production dont résulterait la nécessité de développer une filière nationale de production d'électrolyseurs.

La question est beaucoup plus complexe. L'hydrogène doit tout d'abord être produit et il existe pour cela plusieurs filières possibles. Il peut également être importé. **Dans tous les cas, le degré de pureté nécessaire à son utilisation par les piles à combustible doit être respecté.**

L'hydrogène doit ensuite être éventuellement transporté, par camions ou par pipelines à hydrogène (hydrogénoducs).

Il doit enfin être distribué à la bonne pression pour le remplissage des réservoirs des camions. Ceci implique des installations de stockage et de distribution, et éventuellement de compression, qui ont un impact significatif sur les rendements et sur les coûts.

Un aspect essentiel, pris en compte dans l'étude, est celui de la montée en puissance des installations. Il y a à l'évidence un problème « de l'œuf et de la poule » : les transporteurs ne passeront à l'hydrogène que si des infrastructures appropriées sont en place mais ces infrastructures ne seront engagées que si le marché de l'hydrogène existe.

L'étude identifie trois circuits de ravitaillement pour les camions

- **les hubs régionaux de grande capacité** (d'une à plusieurs centaines de MWe) desservant divers marchés (industrie, transports en commun, transport de marchandises, éventuellement injection dans le réseau de gaz naturel) ;
- **des stations décentralisées accessibles au public**, de capacités beaucoup plus réduites (typiquement de 5 à 20 MWe) et correspondant :
 - › soit à des stations de production multi-usages (transports en commun, véhicules de service, taxis...) qui seront souvent aménagées à l'initiative de collectivités locales¹³. On peut les désigner par l'appellation de « mini-hubs » ;
 - › soit des stations destinées à la recharge itinérante, situées le long des grands axes de circulation ou à proximité. Ces stations pourront être approvisionnées à partir des hubs ou dotées de moyens de production propres ;
- **des stations aménagées dans les espaces propres aux transporteurs**, là où les poids lourds rentrent le soir, avec des installations de puissance comparable à celle des stations décentralisées susvisées.

Une architecture-type de stations de distribution est proposée, qui pourrait résulter d'une reconversion ou d'un aménagement de stations-service actuelles.

13. Le rapport précité du Comité de prospective de la CRE préconise de : « Favoriser la création de hubs territoriaux multi-usages à proximité des zones industrialo-portuaires et des grands axes européens de transport lourd, et coordonner les différentes initiatives locales pour éviter un gaspillage des aides publiques ».

Des hypothèses sont faites sur la durée de vie des divers équipements et sur l'évolution de leur prix.

Les facteurs essentiels sont le prix des électrolyseurs et surtout celui de l'électricité. Il est supposé que les hubs pourront être alimentés en électricité à un prix moyen de 60 €/MWh (HTVA)¹⁴, ces hubs fonctionnant en base, mais étant interruptibles en cas de tension sur les réseaux, avec un taux moyen de disponibilité de 90 % ; cependant les stations décentralisées devront accepter un prix plus élevé, estimé à 75 €/MWh (HTVA).

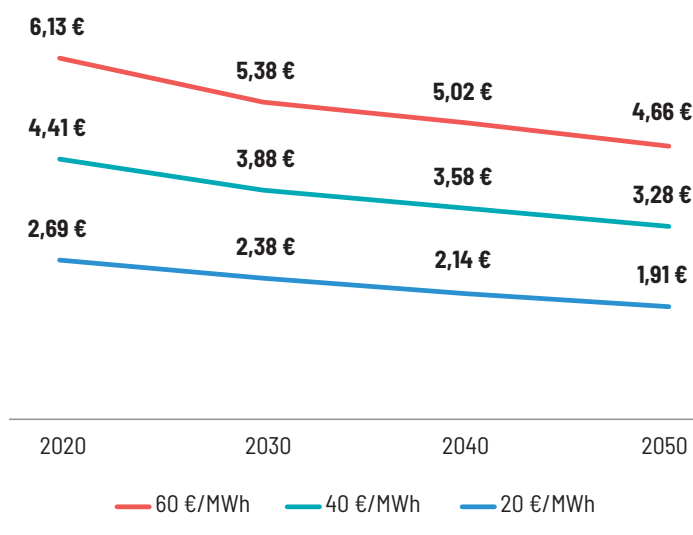
Il n'est pas prévu d'évolution de ces prix sur l'ensemble de la période d'étude. Dans le même temps, il a été supposé que l'électricité était fournie aux poids lourds électriques à 100 €/MWh en charge normale dans les locaux des entreprises et à 350 €/MWh en charge rapide le long des autoroutes, pour intégrer les coûts d'investissement et d'exploitation de l'infrastructure de recharge.

Le transport et la distribution de l'hydrogène sont des facteurs importants dont le coût s'additionne à celui de la production

Bien entendu, si les conditions d'approvisionnement en électricité pouvaient être plus favorables, le prix de revient de l'hydrogène à la sortie des unités de production pourrait être sensiblement diminué.

Le transport et la distribution de l'hydrogène sont des facteurs importants dont le coût s'additionne à celui de la production.

Prix de revient de l'hydrogène sortie hub (en €/kg) dans différentes hypothèses du prix de l'électricité.



Le transport va évoluer fortement. Il est possible que les hubs soient reliés par de grandes artères et que des hydrogénoducs se développent dans leur zone de chalandise. Mais il est probable que les stations de distribution décentralisées, non dotées de moyens propres de production, seront ravitaillées par camions à partir des hubs. À partir d'une certaine distance, la production locale en station décentralisée devient plus compétitive. Cette distance d'équilibre, aujourd'hui de l'ordre de 50 à 100 km, passera à 150 km avec l'arrivée de nouvelles citernes de transport permettant de livrer jusqu'à 1 200 kg d'hydrogène.

Les stations de distribution devront posséder un nombre de pistes suffisant pour éviter les files d'attente des camions. Chacune sera équipée d'un *dispenser*, équipement assez complexe et onéreux, mais dont le coût devrait aller en diminuant. Le ravitaillement par camion trouvera rapidement ses limites compte tenu de la capacité d'emport des citernes qui, même portée à 1 200 kg, ne permet pas de répondre à un trafic très important. Il a été supposé qu'une station ne pourra être réapprovisionnée¹⁵ qu'une fois par jour, ce qui conduit à développer une production locale dès que les besoins à satisfaire excèdent l'équivalent de la production d'un électrolyseur de 3,3 MWe.

14. Ceci suppose que l'électrolyse puisse continuer à être exonérée de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE) – qui en 2021 était de 22,5 €/MW -, ou à bénéficier d'un tarif très réduit, en application de la directive européenne 2003/96, en cours de révision, sur la taxation des produits énergétiques et de l'électricité.

15. Le réapprovisionnement d'une station hydrogène suppose de permuter le réservoir vide et le réservoir plein et vraisemblablement d'interrompre la distribution pendant ce temps. Le faire en moyenne plus d'une fois par jour ne semble pas réaliste sur le long terme.

Au final, le prix de revient HT de l'hydrogène rendu réservoir pourrait évoluer comme suit :

Prix de revient de l'hydrogène rendu réservoir dans différents schémas de distribution.
Les cases tramées en vert correspondent aux cas dans lesquels l'approvisionnement par camion est moins onéreux que la production locale.

En €/kg H ₂	Distance de trans. (km)	2020				2030				2050			
		Prod.	Trans.	Distri.	Total	Prod.	Trans.	Distri.	Total	Prod..	Trans.	Distri.	Total
Production Hub et livraison Hub	-	6,13 €	- €	0,93 €	7,06 €	5,38 €		0,39 €	5,77 €	4,66 €		0,25 €	4,91 €
Production Hub et transport en station de distribution décentralisée non dotée de moyens de production	50	6,13 €	0,76 €	1,79 €	8,68 €	5,38 €	0,35 €	0,73 €	6,46 €	4,66 €	0,30 €	0,60 €	5,56 €
	100	6,13 €	1,32 €	1,79 €	9,24 €	5,38 €	0,62 €	0,73 €	6,73 €	4,66 €	0,53 €	0,60 €	5,79 €
	150	6,13 €	1,89 €	1,79 €	9,81 €	5,38 €	0,90 €	0,73 €	7,01 €	4,66 €	0,76 €	0,60 €	6,02 €
	200	6,13 €	2,45 €	1,79 €	10,38 €	5,38 €	1,18 €	0,73 €	7,29 €	4,66 €	0,99 €	0,60 €	6,25 €
	250	6,13 €	3,02 €	1,79 €	10,94 €	5,38 €	1,45 €	0,73 €	7,56 €	4,66 €	1,22 €	0,60 €	6,48 €
	300	6,13 €	3,59 €	1,79 €	11,51 €	5,38 €	1,73 €	0,73 €	7,84 €	4,66 €	1,45 €	0,60 €	6,71 €
Production et distribution en station décentralisée	-	8,13 €	- €	0,75 €	8,89 €	6,55 €	- €	0,59 €	7,14 €	5,69 €	- €	0,50 €	6,19 €

Aujourd'hui, ce prix de revient peut être évalué entre 10 et 12 €/kg. On peut espérer qu'il sera ramené aux environs de 6 à 7 € dès 2030 et de 5 à 6 € en 2050¹⁶. Ces évaluations supposent qu'aucune autre taxe (hors TVA) que celles grevant actuellement les prix de l'électricité¹⁷ destiné à l'électrolyse ne viendra s'ajouter au prix de revient de l'hydrogène. Par ailleurs, les calculs de prix de revient ont été faits intégrant un coefficient de 25 % destinés à couvrir les frais généraux et la marge commerciale des entreprises composant la chaîne de production/distribution. Cette estimation semble correcte si l'opérateur est un organisme public. Elle est vraisemblablement à majorer si l'opérateur est une société privée.

Pour situer les ordres de grandeur, on rappelle qu'un prix de l'hydrogène de 10 €/kg correspond à un prix du MWh PCI de 300 €. À titre de comparaison, le prix de revient du gazole pour les transporteurs qui est actuellement d'environ 1 €/litre correspond à un prix de revient PCI d'environ 100 €/MWh¹⁸.

16. Ces calculs font l'hypothèse de subventions publiques de 50 % pour les investissements réalisés jusqu'à 2030 et de 30 % de 2031 à 3035. Ces subventions seront essentielles pour permettre à la filière de démarrer mais leur incidence ira en décroissant au fur et à mesure que les prix des électrolyseurs et des équipements de distribution verront leur importance décroître par rapport au prix de l'électricité.

17. Avec notamment l'hypothèse de maintien d'un régime spéciale de TICFE pour l'usage « électrolyse ».

18. Cette comparaison faite de façon "brute" n'est qu'indicative car il faudrait tenir compte du rendement de chaque filière à l'utilisation. Le rendement de la filière hydrogène, qui cumule rendement de l'électrolyseur et rendement de la pile à combustible, se stabilisera aux environs de 30 à 35 %. Le rendement des moteurs diesel sur camion atteint 40 %.

L'équation économique

La solution hydrogène peut très difficilement prétendre devenir compétitive par rapport à la solution gazole. On rappelle qu'il a été supposé dans cette étude que l'extinction de la filière gazole résulterait de dispositions réglementaires ou de très fortes augmentations des taxes sur le CO₂ émis.

En revanche, il est essentiel de positionner, en termes économiques, la filière hydrogène par rapport à la filière électrique batteries, afin notamment de valider les scénarios de développement qui ont été retenus. Un calcul de coût total de possession a été fait aux horizons 2020, 2030 et 2050 en tenant compte des

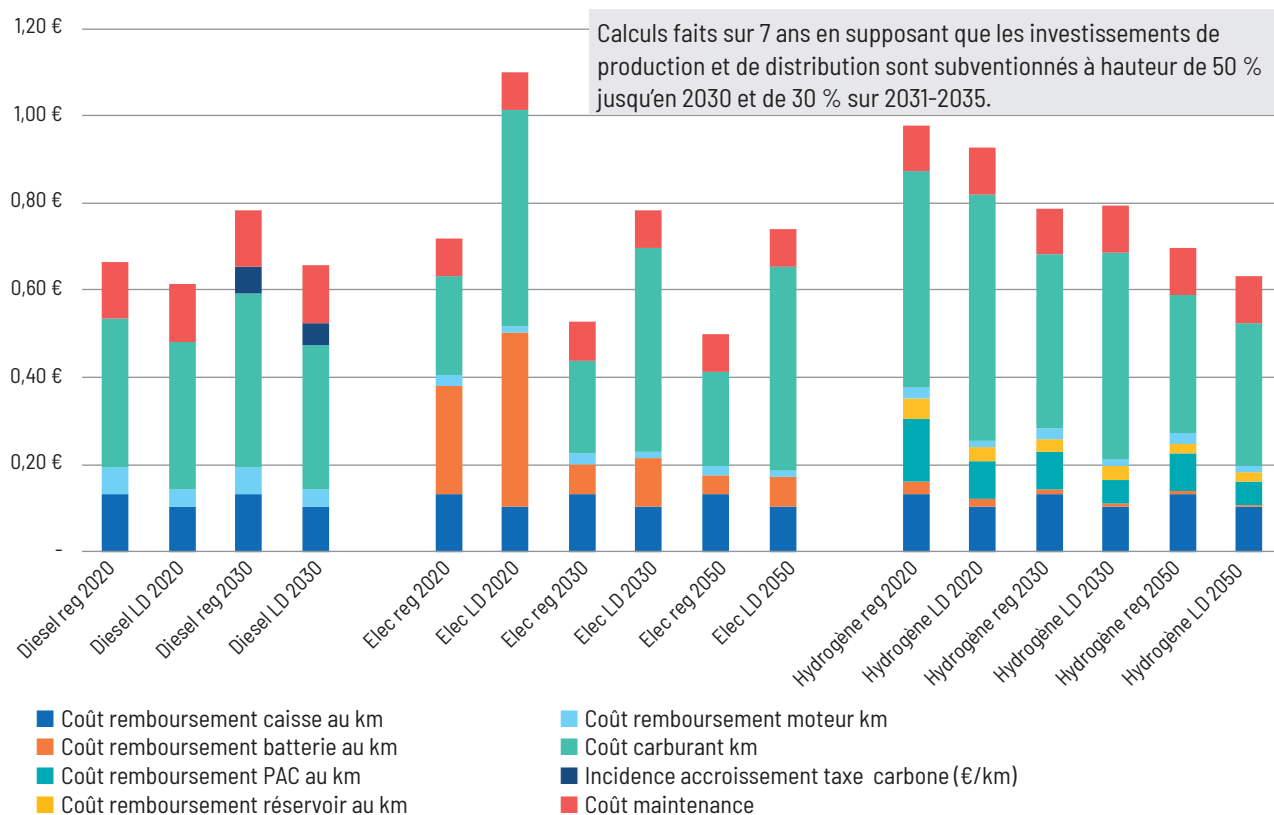
progrès techniques et économiques escomptés et en modélisant la répartition du trafic entre les différentes filières de production et de distribution. Le dialogue avec les entreprises de transport a montré que celles-ci étaient a priori désireuses de sauvegarder leur indépendance en termes d'approvisionnement de leurs flottes mais elles seront, dans un premier temps au moins, dépendantes des hubs qui seront développés avec le soutien des pouvoirs publics ou des collectivités territoriales. Dans un deuxième temps viendra le développement des stations de production/distribution en entreprise et celui de stations de distribution le long des voies rapides.

Sur la base de ces hypothèses, le coût total de possession évoluera comme suit :

Evolution du coût total de possession en €/km pour les différentes motorisations.
Dans chaque colonne, la case correspondant à la solution la plus économique a été tramée en vert.

En €/kg H ₂	Trafic régional			Trafic longues distances		
	2020	2030	250	2020	2030	2050
Camions diesels	0,666 €	0,784 €	-	0,614 €	0,657 €	-
Camions électriques batteries	0,719 €	0,527 €	0,499 €	1,101 €	0,783 €	0,740 €
Camion hydrogène	0,978 €	0,787 €	0,696 €	0,926 €	0,793 €	0,631 €

Décomposition par éléments des coûts de possession des différentes filières de motorisation :
TCO en €/km d'un PL diesel, électrique, hydrogène, en 2020/2030/2050, régional ou longue distance



Ces résultats montrent que, pour les transports régionaux (moins de 500 km), la filière électrique batteries restera la mieux placée quel que soit l'horizon de temps, sauf pour des cas d'usage pour lesquels l'hydrogène aurait un avantage concurrentiel marqué, tel qu'une utilisation 24h/24. Cette filière bénéficiera de la baisse des batteries et de la mise en place d'infrastructures de recharge associées au développement de la mobilité électrique pour les véhicules légers.

Pour les longues distances, par rapport à un camion électrique équipé d'une batterie de 1 050 kWh et effectuant des recharges itinérantes rapides à 350 €/MWh, le camion à hydrogène peut s'imposer si la mise en place des électrolyseurs et des premières installations de distribution bénéficie de subventions et si le coût de l'électricité utilisée pour produire l'hydrogène est modéré (60 €/kWh dans les hubs) mais l'écart ne sera pas forcément décisif : filière batteries et filière hydrogène ont des avantages et des inconvénients et il est possible qu'en fonction des politiques publiques et des percées technologiques, l'une ou l'autre des deux solutions parvienne à s'imposer. Ceci justifie, a posteriori, le

choix des deux scénarios Haut et Bas sans qu'il soit possible de dire aujourd'hui, lequel l'emportera.

Trois *game changers* plausibles permettent d'illustrer ce propos :

- le département de l'énergie américain se fixe comme but de **produire de l'hydrogène décarboné à 1 €/kg à 2030**¹⁹ ;
- l'apparition de **batteries à électrolyte solide** pourrait conduire à des recharges rapides en moins de vingt minutes, ce qui donnerait, sous réserve du prix, un avantage net à l'électricité ;
- le développement et le déploiement de bornes de recharges correspondant au projet du groupement CharIN d'un standard de **recharge de très haute puissance**, le *Megawatt Charging System* (MCS), à des puissances supérieures à 1 MW et sous une tension pouvant aller jusqu'à 1 500 V, permettraient, sous réserve naturellement du prix de la recharge, le développement de poids lourds électriques avec une forte autonomie.

Les conditions du développement : schémas directeurs et corridors de l'hydrogène

L'hydrogène a encore de nombreuses marches à franchir avant de devenir une solution mature pour la motorisation des poids lourds dédiés au transport de marchandises.

Beaucoup de ces marches relèvent de la responsabilité des industriels qui devront mettre sur le marché des équipements plus performants qu'aujourd'hui pour la production électrolytique de l'hydrogène, les piles à combustible, le stockage, la compression, le transport et la distribution de l'hydrogène.

Mais d'autres responsabilités incombent aux pouvoirs publics :

- l'hydrogène livré aux poids lourds ne devra pas être affecté par d'autres taxes que celles pesant aujourd'hui sur l'électricité destinée à l'électrolyse pour demeurer sous des plafonds de prix de l'électricité acceptables. Cette exigence devra être portée au niveau européen dans le cadre de la révision en cours de la directive sur la taxation des produits énergétiques et de l'électricité ;
- pendant une bonne douzaine d'années les investissements de production et de distribution de l'hydrogène devront être soutenus par les pouvoirs publics, à hauteur de 50 % dans les années 2020 et de 30 % dans les années 2030. **L'effort correspondant, réparti sur la période, a été chiffré à 990 millions d'euros dans le scénario Haut et de 415 millions d'euros dans le scénario Bas**, ce qui correspond à un effort relativement modique au regard de son enjeu.

• L'écosystème de production et distribution de l'hydrogène doit dès à présent être conçu de façon rationnelle. L'analyse menée dans l'étude a montré qu'il devrait s'appuyer sur trois pôles :

- › les hubs de grande capacité ;
- › les stations décentralisées, soit multi-usages et réalisées à l'initiative de collectivités locales (les mini-hubs), soit des stations-service situées le long des autoroutes et voies rapides ou à proximité ;
- › les installations dans les locaux des entreprises.

Les hubs seront les plus compétitifs en prix de revient et pourront en conséquence assurer, selon le trafic considéré, environ 30 à 40 % du ravitaillement des poids lourds²⁰. Ils seront probablement une vingtaine, peut-être plus, en fonction du développement des usages de l'hydrogène.

Les entreprises de transport seront amenées à s'équiper au fur et à mesure du développement de la filière. Leurs installations propres compteront pour 25 % en 2030 et 40 % en 2050.

Le complément sera assuré par les mini-hubs territoriaux ou par des stations le long ou à proximité des voies rapides et des autoroutes. Leur nombre à horizon 2050 se situera entre 30 et 100 stations. Si le scénario Haut s'impose, les stations-service dédiées à l'hydrogène se généraliseront le long ou à proximité de toutes les autoroutes et pourront assurer un point de ravitaillement tous les 100 km au plus. Si le scénario Bas l'emporte, ces stations seront localisées uniquement le long des axes les plus fréquentés.

20. Mais il est probable que les camions destinés aux grands transports internationaux ne feront pas le détour pour aller s'approvisionner en hub et préféreront ravitailler sur autoroute ou à proximité immédiate.

Zones de desserte potentielles des hubs hydrogène et segments d'autoroute devant être desservis par des stations décentralisées.



Mais il est essentiel que ces investissements soient coordonnés et planifiés, encore plus qu'on s'efforce de le faire pour les stations de recharge rapide de véhicules électriques le long des autoroutes.

Il est donc proposé que soit dès à présent mis en chantier l'élaboration de schémas directeurs d'implantation des installations de production et de distribution de l'hydrogène destiné aux poids lourds. Des formules de concession ou de partenariat public-privé devront être imaginées car il est peu probable que l'investissement privé soit enclin à anticiper une demande qui mettra plusieurs années à se développer.

Il est donc proposé que soit dès à présent mis en chantier l'élaboration de schémas directeurs d'implantation des installations de production et de distribution de l'hydrogène destiné aux poids lourds.

Une étude de cas a été faite sur les Autoroutes du Sud de la France (ASF) pour lesquelles on dispose d'éléments précis, quoique relativement anciens (2001), sur le trafic de poids lourds et sur sa décomposition en origines et destinations²¹. Cette étude porte sur un triangle autoroutier fortement chargé en trafic poids lourds sur 750 km d'autoroutes. Elle a conduit à distinguer plusieurs types de trafic et à développer une méthodologie permettant d'évaluer les besoins à satisfaire en moyens d'approvisionnement des poids lourds à hydrogène le long des différents tronçons. In fine, cette approche permet de définir le nombre de stations nécessaires et de les positionner de façon sommaire, en complément des autres sources d'approvisionnement et en tenant compte du parc actuel de stations gazole.

Elle conduit aux implantations schématisées par les figures ci-dessous (scénarios Haut et bas), dans lesquelles, pour les horizons 2030 puis 2050, on identifie les stations de distribution qui seront nécessaires en faisant l'hypothèse qu'au-delà d'un volume distribué de 1 200 tonnes d'hydrogène par jour – correspondant à un réapprovisionnement par jour de la station – les stations devront se doter de leurs propres moyens de production d'hydrogène dans une gamme de puissance allant de 5 MW à 20 MW.

Stations hydrogène en 2030 et 2050 en hypothèse basse.



SCÉNARIO HAUT 2030



SCÉNARIO HAUT 2050



SCÉNARIO BAS 2030



SCÉNARIO BAS 2050

21. Meilleure connaissance des trafics poids lourds sur l'axe A7-A9 – Enquête Origine/destination (DRE – ASF – CETE Méditerranée) – Contribution au débat public : https://cpdp.debatpublic.fr/cdpd-vral/docs/pdf/etudes/5. les_etudes_routieres/Meilleure_connaissance_des_trafics_PL_sur_A7_A9.PDF

On y voit que les stations alimentées à partir des hubs joueront un rôle d'amorçage mais qu'assez vite il faudra envisager, dans le scénario Haut comme dans le scénario Bas, des moyens de productions décentralisés dans ces stations avec des puissances allant de 5 à 20 MWe.

Ce type de schéma directeur peut être conçu au niveau régional mais plus valablement au niveau européen car le marché visé est pour une grande part celui des grands transports internationaux. **Dans cette optique, nous proposons que soit portée au niveau européen l'idée de corridors de l'hydrogène consistant à équiper en priorité les grands axes empruntés par les grands transports européens.** Cette réflexion devrait s'inscrire dans le cadre des travaux sur le réseau transeuropéen RTE-T avec comme objectif de permettre aux sociétés de transport d'investir à leur tour dans les camions en hydrogène dès que ceux-ci seront disponibles sur le marché et d'amorcer ainsi la migration des transports lourds vers la solution hydrogène.

La proposition de la Commission européenne de règlement sur les infrastructures de recharge pour carburants alternatifs²², rendue publique le 14 juillet va dans ce sens, puisqu'elle prévoit que les États devront équiper le réseau transeuropéen de transport de stations de distribution d'hydrogène espacés d'au plus 150 km avec une capacité de 2 tonnes/jour pour l'hydrogène gazeux à 700 bars, et de 450 km pour l'hydrogène liquide²³. Elle envisage également que chaque nœud urbain soit doté d'une station de distribution d'hydrogène.

Cette proposition devrait cependant être davantage centrée sur le réseau transeuropéen TRE-T central dont l'équipement en corridors de l'hydrogène pourrait avoir ensuite un effet d'entraînement sur le réseau RTE-global, puis sur les autres axes et sur les autres segments de marché potentiel (véhicules légers).



La proposition de la Commission européenne de règlement sur les infrastructures prévoit que les États devront équiper le réseau transeuropéen de transport de stations de distribution d'hydrogène espacés d'au plus 150 km avec une capacité de 2 tonnes/jour pour l'hydrogène gazeux à 700 bars, et de 450 km pour l'hydrogène liquide²³. Elle envisage également que chaque nœud urbain soit doté d'une station de distribution d'hydrogène.

22. Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on the deployment of alternative fuels infrastructure, and repealing Directive 2014/94/EU of the European Parliament and of the Council, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52021PC0559>.

23. Le cas de l'hydrogène liquide n'a pas été envisagé dans ce rapport. Il pose des problèmes spécifiques. Il n'a pas été considéré que cette solution soit de nature à faciliter le développement de la filière et il faudra veiller à ne pas disperser l'effort d'investissement. Cette solution est néanmoins étudiée par un certain nombre de constructeurs, Daimler Truck AG en particulier. Elle permet, pour des réservoirs de taille comparable de multiplier par un facteur légèrement inférieur à deux, l'autonomie du véhicule par rapport à l'hydrogène comprimé à 700 bars, au prix néanmoins d'une consommation énergétique représentant environ 20 % de l'énergie stockée dans l'hydrogène à 700 bars.

1

Problématique de la décarbonation du secteur du transport de marchandises

Aperçu général

La présente étude traite de la décarbonation du transport routier des marchandises en France, plus particulièrement de la place que pourra occuper l'hydrogène dans la mobilité lourde et des infrastructures de production/distribution qu'il sera nécessaire de mettre en place à horizon 2030/2050 pour assurer le ravitaillement des poids lourds dans des conditions compatibles avec les exigences opérationnelles des entreprises.

Il est fait l'hypothèse que l'impératif de décarbonation du secteur des transports routiers de marchandises se sera imposé à l'horizon 2050 au plus tard, conformément à la stratégie européenne relative à la *Sustainable and Smart Mobility Strategy*, publiée le 9 décembre 2020²⁵ et à la loi sur la lutte contre le dérèglement climatique du 22 août 2021²⁶ dont l'article 103 fixe comme objectif « *la fin de la vente des véhicules lourds neufs affectés au transport de personnes ou de marchandises et utilisant majoritairement des énergies fossiles, d'ici 2040* ». Il n'est pas fait d'hypothèses particulières sur les moyens réglementaires, incitatifs ou financiers qui conduiront à cette décarbonation. Il est simplement supposé que ces moyens seront suffisants pour que la décarbonation s'impose, ce qui conduira bien évidemment les opérateurs, dans un secteur extrêmement concurrentiel, à s'orienter vers les solutions les mieux adaptées sur le plan opérationnel et les plus efficaces sur le plan économique.

Le transfert vers le réseau ferroviaire du fret de marchandises n'est pas traité explicitement dans cette étude. **Ce transfert est souhaitable et il est pris en compte implicitement dans les prévisions de trafic routier de marchandises à horizon 2030 et 2050 qui sont issues des prévisions faites par les pouvoirs publics dans le cadre de l'élaboration de la SNBC (Stratégie nationale bas carbone).** On rappellera cependant que le ferroviaire assure aujourd'hui 8,9 % du transport intérieur terrestre de marchandises en France, contre 89,1 % pour le routier²⁷. Un doublement de la part du ferroviaire, pour autant qu'il soit possible, ne modifierait pas fondamentalement la donne du transport routier.

S'agissant du transport routier, les travaux préliminaires menés au sein d'EdEn, corroborés par ceux du groupe « Motorisation » du ministère de la Transition écologique auquel EdEn a été convié à participer, ont montré que trois familles de solutions étaient aujourd'hui envisageables pour permettre la décarbonation des véhicules de transport de marchandises d'un poids supérieur à 3,5 t :

- **l'utilisation du gaz, fossile tout d'abord (GNV), puis progressivement remplacé par du gaz d'origine renouvelable (bioGNV) ;**

- **l'électrification par batteries ;**

- › Les solutions « *full batteries* » ;

- › L'électrification par batteries, accompagnée d'infrastructures de recharge en continu ;

- **la filière hydrogène.**

Dans les solutions batteries on peut ainsi distinguer les solutions reposant exclusivement sur les batteries (« *full batteries* ») de celles comportant un système de recharge auxiliaire.

À l'exception de la filière GNV, aucune de ces solutions n'est totalement mature sur le plan technique et économique quant à ses applications aux poids lourds. Il subsiste de grosses incertitudes qui conduisent pour l'instant à retenir comme plages du possible des fourchettes assez larges. Les solutions 1 et 2.1 sont les plus avancées et l'on peut estimer à une décennie l'écart entre le développement atteint par la filière batteries et celui de la filière hydrogène. Il est nécessaire d'en tenir compte dans l'analyse de leurs potentiels respectifs.

La limitation de la ressource en biomasse conduit à écarter de cette étude un recours massif aux biocarburants les plus avancés²⁸ qui devront probablement être réservés, dans leur majorité, comme la stratégie de mobilité intelligente et durable de la Commission de décembre 2020 l'envisage, à l'aviation moyens et longs courriers qui est à la recherche de carburant neutre en carbone²⁹ ; les e-fuels pourraient constituer une solution pour l'aviation comme pour les transports lourds, mais sous réserve d'en abaisser drastiquement les coûts de production et de pouvoir accéder à une ressource de CO₂ suffisante, non issue

25. *Sustainable and Smart Mobility Strategy – putting European transport on track for the future*. COM(2020) 789 – Brussels 9.12.2020.

26. LOI n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets <https://www.legifrance.gouv.fr/dossierlegislatif/JORFDOLE000043113774/>

27. Source : Chiffres clés du transport – Edition 2020 (CGDD).

28. Ces carburants sont ceux relevant de l'annexe IX Partie A de la directive 2018-2001 du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables.

29. L'utilisation de l'hydrogène liquide pour ce segment de l'aviation nécessite un redesign complet de l'appareil qui ne peut s'envisager à court terme et se limitera sans doute aux courts et moyens courriers.

de la combustion d'hydrocarbures, ce qui, à défaut, ne conduirait qu'à une décarbonation partielle³⁰. Par souci de simplicité, et parce que l'industrie ne propose pas encore ce type de modèle, cette analyse n'envisage pas non plus le cas de poids lourds hybrides : électricité avec prolongateur à base d'hydrogène, de biocarburants ou de gaz...

L'utilisation du gaz.

Sous la forme de gaz naturel, cette solution a peu d'impact sur la réduction des émissions de CO₂ par rapport au diesel (de l'ordre de 10 à 15 %³¹), mais elle peut progressivement laisser la place au gaz d'origine renouvelable (gaz vert ou biogaz) produit par méthanisation. Selon les calculs de l'IFPEN³², les émissions résiduelles de CO₂ seraient ramenées, en cycle de vie, à environ 20 % de celles d'un véhicule diesel. Toutefois, le risque d'émissions intempestives de méthane reste à évaluer et, le cas échéant, à prendre en compte.

L'utilisation du gaz se développe actuellement dans les poids lourds et la filière GNV peut être considérée comme mature. Deux points doivent cependant être résolus pour que ce développement puisse se renforcer :

- le premier est d'ordre économique : la production du biogaz conduit actuellement à des prix de revient de 90 à 120 €/MWh. Le décret du 21 avril 2020 portant approbation de la PPE envisage un prix de revient du biométhane injecté pouvant descendre à 60 €/MWh en 2030, mais cet objectif demeure ambitieux. Dans un monde neutre en carbone, ce prix, diminué des externalités positives associés à cette production, devrait être répercuté sur le consommateur ;
- le deuxième est celui de la rareté relative de la ressource amont. La CRE, dans un rapport de juillet 2019 sur le verdissement du gaz³³, retient un scénario de développement possible de l'injection de biométhane dans le réseau en 2030 à hauteur de 10 % de la consommation, soit 39 à 42 TWh,



essentiellement en provenance de la filière de la méthanisation, tout en soulignant qu'il s'agit d'une cible ambitieuse correspondant à une multiplication de la production par un facteur 30.

À plus long terme, il est possible que les techniques de pyrogazéification et de power-to-gas permettent de valoriser de nouvelles ressources durables sur le plan de l'environnement sans venir en compétition avec les cultures vivrières.

Mais les usages du biogaz dans les transports routiers resteront, quoi qu'il arrive, en compétition avec la satisfaction des besoins de l'industrie, de la production d'électricité à la pointe et du chauffage, pour les consommateurs qui continueraient à avoir recours au gaz. De plus, ainsi que nous l'avons déjà mentionné, la biomasse agricole, celle issue des cultures intermédiaires en particulier, pourrait être utilisée prioritairement pour la production de carburants durables pour l'aviation (SAF : *sustainable aviation fuels*) plutôt que pour la production de biogaz.

30. Une solution à explorer, tant sur le plan technique qu'économique, consisterait à récupérer le CO₂ produit lors du processus de méthanisation de déchets agricoles (ou organiques).

31. Source : AFGNV : les chiffres clés GNV

32. Il est à noter que dans les hypothèses prises par IFPEN, le biogaz provient majoritairement de déchets agricoles, ce qui permet, d'un point de vue méthodologie ACV, d'avoir des émissions GES plus faibles que si ce biogaz avait été produit à partir de déchets ménagers par exemple.

33. Le verdissement du gaz. <https://www.eclairerlavenir.fr/rapports/rapport-2019-gt1/>

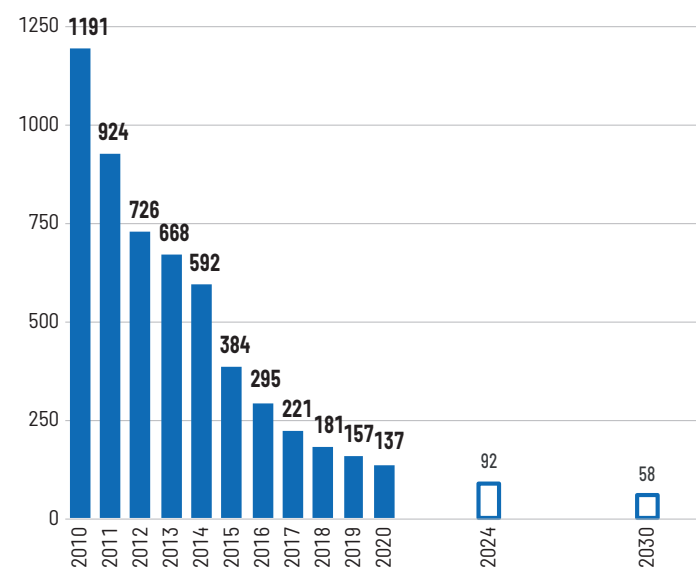
L'électrification par batteries

Données générales

L'électrification par batteries des véhicules de transport de marchandises s'inscrit dans le prolongement direct de l'électrification des véhicules légers. Elle repose sur les mêmes types de batteries (Li-ion dans les années qui viennent) et pourrait concerner, sur la base des technologies actuellement disponibles (batteries et stations de recharge), les poids lourds allant jusqu'à un poids total en charge de 16 voire 26 tonnes.

Dans les usages où elle est possible, l'utilisation directe de l'électricité stockée dans des batteries présente un avantage certain par rapport à l'hydrogène provenant de l'électrolyse de l'eau en termes de performance énergétique, donc de consommation d'électricité et de coût. Ainsi que le souligne l'ADEME³⁴, lorsque l'utilisation de l'électricité à batteries est possible, son utilisation conduit à une consommation d'électricité de 2,5 à 3 fois moindre que le recours à l'hydrogène, ce qui se traduit nécessairement par un coût d'exploitation plus faible pour le poids lourd électrique que pour le poids lourd hydrogène³⁵.

Figure 1 : Évolution du prix des packs de batteries Li-ion pour véhicules légers (en \$/kWh). Source : BNEF (2021)



34. Les références bibliographiques disponibles permettent d'estimer le rendement de la chaîne hydrogène à 25 ou 30 % environ, valeur qui peut varier selon la nécessité ou non de comprimer l'hydrogène avant utilisation. Le stockage par batterie présente un rendement de conversion de l'ordre de 85 %, mais est assujéti à des contraintes de prix, de dimensionnement, de temps de recharge...).

35. En termes de coûts, ce facteur peut en partie être compensé si l'électricité utilisée à des fins d'électrolyse n'est pas assujéti à la TICFE (Taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité) et si le prix de l'électricité est nettement plus élevé sur une borne de recharge rapide que sur une borne de recharge lente.

36. Voir notamment <https://arstechnica.com/cars/2021/08/gm-recalls-every-chevy-bolt-ever-made-blames-lg-for-faulty-batteries/>

Si les progrès des batteries ont été considérables en 10 ans, tant en termes de prix (baisse d'un facteur voisin de 10) que de durabilité et de densité (figure 1), l'électricité pour les poids lourds a néanmoins quelques défis à relever :

- celui du déploiement d'un réseau de bornes de recharge (en dehors des entrepôts de départ ou d'arrivée) permettant de recharger 80 % de la batterie en une durée de moins d'une heure pour une recharge normale et en moins d'une demi-heure pour une recharge rapide. Plus ce réseau sera dense, plus il conduira les transporteurs à s'équiper de batteries de plus petite capacité (moins lourdes et émettant moins de GES lors de leur fabrication) ;
- celui du coût du kWh électrique fourni par les bornes de recharge, en particulier rapides.

La masse de batteries à embarquer pour assurer une autonomie de plusieurs centaines de kilomètres en incluant la climatisation de la cabine peut également constituer un handicap.

Cependant le poids des pièces retirées du véhicule thermique vient en partie compenser celui des batteries et le temps de recharge peut en grande partie correspondre à la pause obligatoire de 45 mn après 4 h 30 de conduite surtout si se développent des chargeurs de 600 kW et plus.

Ce développement suppose, enfin, que les problèmes d'incendie liés à l'utilisation des batteries dans les véhicules électriques soient entièrement résolus, ce qui semble une hypothèse réaliste, même si les déboires récents des batteries LG Chem présentes dans les Chevrolet Bolt de General Motors³⁶ et le rappel massif (plus de 140 000 véhicules) qui s'en est suivi montrent que cette question n'est pas encore parfaitement maîtrisée aujourd'hui.

Le camion électrique à court et moyen rayon d'action (environ 200 km d'autonomie)

Des modèles de poids lourds électriques sont disponibles ou en développement chez tous les grands constructeurs : Renault-trucks, Volvo-trucks, Mercedes-Daimler, Man avec des nouveaux venus tels que E-Force (Suisse) ou Irizar (Espagne).

Tous ces véhicules ont des caractéristiques relativement voisines :

- un poids total en charge de 16 à 26 tonnes ;
- un ou deux moteurs d'une puissance totale allant de 100 à 250 kW ;
- un ou plusieurs packs de batteries d'une capacité totale allant de 100 à 200 kWh ;
- une autonomie de 80 à 250 km ;
- des temps de recharge de l'ordre de 1 à 2 heures sur des bornes au standard européen Combo CCS 2.

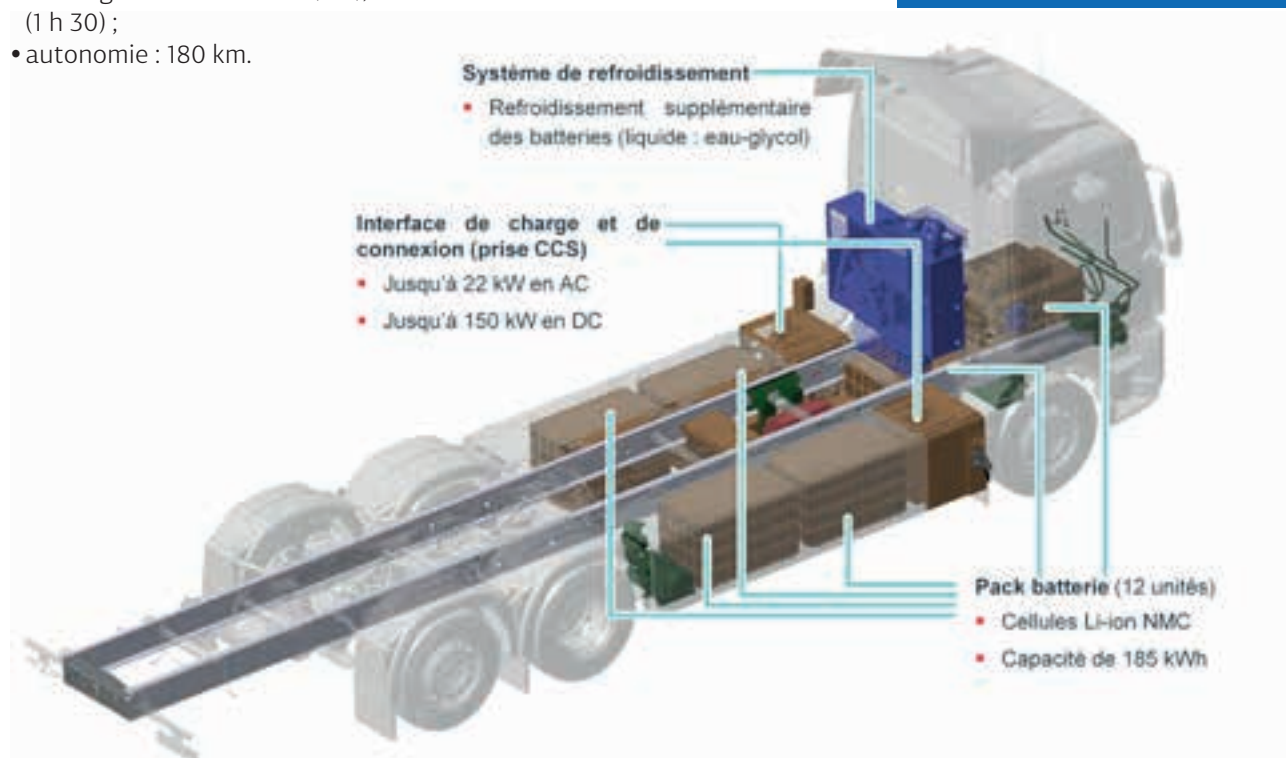
À titre d'exemple, on résume ci-après les caractéristiques principales du véhicule e-TGM en cours de développement chez MAN (figures 2 et 3) :

- poids total autorisé en charge (PTAC) : 26 000 kg ;
- poids châssis cabine : 10 500 kg ;
- moteur électrique synchrone de 264 kW ;
- pack batterie de 185 kWh en 12 unités (masse estimée : 1 500 kg) ;
- recharge : à 22 kW en AC (4 h), à 150 kW en DC (1 h 30) ;
- autonomie : 180 km.



Figure 2 : Camion électrique e-TGM de 26 t de PTAC – MAN (Group Volkswagen).

Figure 3 : Vue d'ensemble de l'e-TGM – Technologie des batteries et chargement.



Ce genre de véhicule est adapté à des transports de marchandises de masse limitée (jusqu'à 10 ou 15 t) mais qui correspondent à la majorité des besoins sur des parcours n'excédant pas 250 km, sauf à envisager une recharge dans la journée. Il est en fait peu probable que la recharge soit usuellement pratiquée en dehors du lieu de stationnement des poids lourds (que ce soit à l'entrepôt de départ ou à celui de de déchargement) : même en recharge rapide sur des bornes au standard Combo CCS 2, le prix en sera jugé trop élevé et la durée nécessaire pourrait atteindre une heure et demie, avec un seul chargeur de 150 kW, ce qui serait en règle générale jugé excessif. Cette durée peut néanmoins être réduite à moins d'une heure en utilisant deux chargeurs en parallèle.

En conclusion, on voit apparaître une catégorie de véhicules électriques batteries adaptés aux transports régionaux avec retour à la base en fin de journée.

Le camion électrique à long rayon d'action (avec une autonomie supérieure à 200 km)

L'extrapolation de ces véhicules vers les tonnages plus importants (44 t) et les très longs trajets (à un ou deux conducteurs) fait débat.

Certains constructeurs s'y préparent et trois développements sont à ce jour identifiés :

- celui envisagé initialement par Tesla d'une batterie de très grande taille (environ 1 000 kWh) permettant d'envisager des trajets d'environ 800 km ;
- celui annoncé plus récemment par Tesla consistant à emporter une plus petite batterie 500 ou 600 kWh, mais nécessitant le déploiement de bornes de recharge ;
- celui enfin consistant à opter pour des batteries de taille encore plus faible et à les recharger grâce à des infrastructures telles que des caténaires installées le long des voies.

Camions à grande autonomie avec des batteries de l'ordre du MWh

Tesla a présenté en 2017 un prototype de tracteur routier de 40 t embarquant une batterie d'une capacité de 1 000 kWh pour une autonomie de 800 km (la consommation estimée serait de 2 kWh par mile). Annoncée initialement pour 2020, ces semis ne sont pas encore disponibles et le modèle opérationnel pose plusieurs questions. Le poids des batteries

(de l'ordre de 6 t pour la version haute³⁷ et de 4,2 t en prenant les caractéristiques techniques des batteries incluses dans le Tesla roadster) pourrait conduire à penser qu'il obère à l'excès la charge utile. Cependant il faut tenir compte du poids des pièces qui pourraient être ôtées d'un poids lourd thermique qui, pour un camion de ce type, pourraient représenter une masse d'environ 3 t³⁸ : le moteur thermique, l'échappement, le réservoir de gazole mais aussi, peut-être, la transmission au sens habituel du terme, en raison de l'intégration des moteurs électriques dans les axes des roues. La réglementation accorde de plus un avantage d'une tonne à des poids lourds dotés de carburants alternatifs.

La question des bornes de recharge est plus difficile à traiter et le temps de charge peut devenir prohibitif pour ce genre de véhicules destinés à rouler pratiquement sans arrêt sur de très longues distances. Tesla a évoqué des chargeurs d'une puissance de 1 MW mais de tels chargeurs ne sont ni disponibles ni même normalisés.

Le groupement dénommé [CharlIN](#), qui rassemble plusieurs constructeurs allemands ainsi que Tesla, a lancé un projet de définition d'un standard de recharge de très haute puissance, le Megawatt Charging System (MCS) sous une tension pouvant aller jusqu'à 1 500 V. Un tel développement a des implications sur les batteries, la dissipation de la chaleur dégagée, les bornes de recharge. S'il arrive à son terme, l'arrivée de tels chargeurs, couplée aux progrès attendus sur la capacité massique des batteries, permettrait à la solution « batteries » de monter en gamme et de conquérir le marché des transports lourds et/ou longues distances. C'est l'enjeu des toutes prochaines années.

Le camion longues distances avec des batteries de l'ordre de 500 kWh

Plus récemment, début 2021, Tesla a annoncé qu'il allait produire une première version de son semi-Truck emportant une batterie de 500 kWh en version de base, pour une autonomie théorique de 480 km (à ramener probablement dans la pratique à 400 km).

L'avantage de ce choix est double :

- cette taille de batterie est compatible avec la durée maximale de conduite d'un chauffeur, fixée à 4 h 30 par la réglementation et au terme de laquelle le conducteur doit marquer une pause d'au moins 45 minutes ;

37. En prenant une densité de 168 Wh/kg.

38. La compensation ne serait donc que partielle et suppose que les moteurs puissent être logés dans les axes des roues.



Figure 4 : Poids-lourd hybride roulant sur l'eHighway près de Darmstadt (Allemagne). © Siemens.

- la recharge peut s'effectuer par deux prises Combo d'une puissance de 250 kW en moins d'une heure (45 minutes) pour 75 % de la batterie : elle ne nécessite donc pas de saut technologique pour les bornes de recharge. Par contre, un déploiement suffisant de bornes est nécessaire.

L'électrification par batteries, accompagnée d'infrastructures de recharge en continu

Pour apporter une réponse aux problèmes de l'autonomie, de la masse de batteries à embarquer et du temps nécessaire à la recharge, des constructeurs ont imaginé des solutions électriques associant les batteries à la recharge en continu le long de certaines voies grâce à des infrastructures appropriées. Une première solution consiste à équiper des tronçons autoroutiers en caténaires auxquelles pourront venir se connecter les véhicules équipés de pantographes. Cette solution est expérimentée en Allemagne (*figure 4*) sur la base de la technologie développée par Siemens Mobility. D'autres expérimentations ont été lancées en Suède et en Californie. Scania (Group Volkswagen) a ainsi équipé certains de ses camions.

Une autre solution, expérimentée dans l'[eRoadArlanda](#) en Suède consiste à installer un rail conducteur dans la chaussée auquel les véhicules viennent se connecter par un sabot. Ce système s'inspire des systèmes de tramways sans caténaire tel que celui installé à Bordeaux.

Ces formules d'hybridation évitent d'avoir à transporter des masses importantes de batteries dans le camion, en assurant son autonomie grâce à un moteur diesel ou à des batteries lorsque l'alimentation électrique n'est plus disponible. On dispose de peu d'informations sur les résultats auxquels ont conduit les opérations pilotes précitées. Outre les difficultés techniques, le problème de la rentabilité des infrastructures se pose à l'évidence. L'un des inconvénients majeurs de cette solution est en effet de se prêter difficilement à une mise en œuvre progressive et synchronisée avec le développement du parc de camions, alors qu'elle ne peut avoir d'intérêt et d'attractivité pour les entreprises de transport que lorsque l'infrastructure est en place sur des distances suffisamment longues. Cette difficulté à gérer la phase transitoire nous conduit à penser que son développement sera compliqué, mais n'est pas à écarter.

La filière hydrogène

Problématique générale

L'idée d'utiliser l'hydrogène comme carburant pour la locomotion des véhicules date du XIX^e siècle, et trouve une nouvelle actualité dans la recherche d'un carburant de substitution face à la raréfaction progressive des ressources en pétrole. Aujourd'hui, c'est bien davantage le caractère décarboné de la filière hydrogène qui justifie l'intérêt qu'on lui porte. Ce caractère décarboné n'est pas intrinsèque à l'hydrogène, même si, à la combustion, il ne dégage que de la vapeur d'eau. En effet, il faut le produire et 99 % de l'hydrogène consommé dans le monde sont aujourd'hui produits par reformage du méthane ou d'autres hydrocarbures, ce qui dégage des quantités considérables de CO₂ puisque la production d'un kg d'hydrogène conduit alors à l'émission de 11 kg de CO₂. Cet hydrogène dit « gris » est cependant, en l'absence de taxe carbone, relativement bon marché – de 1,5 à 2 €/kg à la production – et est largement utilisé à des fins industrielles.

On sait fabriquer de l'hydrogène « bas-carbone » par électrolyse de l'eau, à partir d'électricité elle-même « bas carbone » (d'origine nucléaire ou renouvelable) et on maîtrise aujourd'hui la technique des électrolyseurs, même si le coût d'investissement en reste important (de l'ordre de 1 000 à 2 000 €/kW selon la puissance de l'installation)³⁹. Mais le prix de revient de cet hydrogène « bas carbone » reste aujourd'hui élevé : de l'ordre de 6 à 8 €/kg pour une électricité à 60 ou 75 €/MWh et il faut y ajouter le coût du transport et de la distribution, sous forme liquide ou sous pression, ce qui, « rendu réservoir » l'amène aux environs de 10 à 12 €/kg. C'est trop élevé pour que l'hydrogène puisse pénétrer le marché de la mobilité professionnelle sans aides très substantielles.

L'hydrogène « bas carbone » est en fait une variante de l'utilisation directe de l'électricité, mais alors que l'électricité stockée dans une batterie peut être utilisée directement par un moteur électrique, l'hydrogène doit être stocké dans le véhicule dans un réservoir à très haute pression, ou éventuellement sous forme liquide, avec des contraintes d'utilisation prégnantes, compte tenu de sa faible densité énergétique volumique (le stockage se fait généralement à 700 bars, soit 700 fois la pression atmosphérique).

L'hydrogène issu du réservoir est ensuite consommé dans une pile à combustible embarquée dans le véhicule, qui sert de générateur pour alimenter finalement en électricité le moteur. Une batterie d'appoint reste nécessaire.

La filière hydrogène doit également choisir la forme sous laquelle elle veut utiliser ce gaz :

- hydrogène gazeux à 350 bars, comme dans les bus ou comme dans les camions Hyundai utilisés en Suisse ;
- hydrogène gazeux à 700 bars, pour augmenter la capacité des réservoirs à encombrement équivalent, ce qui est la voie privilégiée actuellement ;
- hydrogène liquide : Daimler Trucks, division camion de Mercedes Benz, envisage, pour sa part, un camion embarquant 2 x 40 kg d'hydrogène liquide pour une autonomie supérieure à 1 000 km⁴⁰.

Le choix de l'hydrogène liquide permet de gagner du volume utile pour le chargement puisque l'hydrogène à 700 bars occupe un volume supérieur d'environ 1,8 à celui de l'hydrogène liquide. Cette réduction de volume a cependant un coût énergétique et financier : l'énergie nécessaire pour compresser l'hydrogène à 200 ou à 700 bars ou pour le liquéfier correspond en effet respectivement à 7 %, 15 % et 35 % de l'énergie ainsi stockée.

Au niveau de la production, le rendement de l'électrolyse ne dépasse pas 50 % actuellement. Il faut purifier l'hydrogène, le transporter et le comprimer à 700 bars. Le rendement de la pile à combustible neuve est de l'ordre de 50 à 55 % et donc, alors que le rendement du transport de l'électricité puis de son stockage dans une batterie se situe aux environs de 85 %, le passage par l'hydrogène fait baisser ce rendement aux environs de 25 à 30 %. Ceci explique que l'hydrogène reste aujourd'hui pour la mobilité un produit cher, peu efficace en termes de rendement de filière et que son utilisation dans les véhicules légers est loin d'avoir trouvé son modèle économique. S'ajoutent à cela des règles d'utilisation assez strictes dont le respect est nécessaire pour assurer la sécurité d'emploi et qui peuvent limiter l'usage fait des véhicules (problèmes du choix des matériaux, de la maintenance, de l'accès aux parkings souterrains et de la circulation dans certains tunnels).

39. Le procédé de fabrication par électrolyse est privilégié par les instances européennes avec la volonté affichée de privilégier « l'hydrogène renouvelable » produit à partir « d'électricité renouvelable ». Cependant l'hydrogène bas carbone peut également être produit à partir de l'électricité d'origine nucléaire, par reformage des hydrocarbures associé à la capture et au stockage du CO₂ ou, dans une perspective plus lointaine, par décomposition directe du méthane.

40. <https://www.futura-sciences.com/tech/actualites/camion-electrique-mercedes-benz-devoile-son-camion-electrique-longue-distance-concept-camion-hydrogene-liquide-83038/>

L'avantage reconnu à l'hydrogène est de permettre d'atteindre une grande autonomie car l'hydrogène a un pouvoir calorifique de 33 kWh/kg, près de trois fois supérieur à celui du gazole rapporté à la masse. Cependant ce pouvoir calorifique rapporté au volume est très inférieur à celui du gazole, même si l'hydrogène est comprimé à 700 bars⁴¹. En outre, l'avantage en termes de capacité massique s'amenuisera au fur et à mesure que les performances des batteries s'amélioreront et que les stations de recharge se développeront.

Un autre avantage opérationnel significatif par rapport à la solution batteries réside dans le temps de remplissage du réservoir d'hydrogène qui, dans le respect des normes applicables (ISO 13985 et ISO 15869), pourrait être ramené à moins de 10 minutes (en fonction de la taille du réservoir). Une étude récente de Transport & Environnement cite une possibilité de débit « à la pompe » allant de 3,6 à 7,2 kg H₂/min⁴².

Au final, il est généralement admis que les débouchés de l'hydrogène dans les véhicules légers resteront limités mais que, par contre, ils pourront être plus importants dans les applications professionnelles, dans le prolongement des applications industrielles et spatiales actuelles.

Il est ainsi possible que les transports lourds et longues distances (les tracteurs de 44 t notamment) constituent un champ d'application privilégié si les camions électriques longues distances ne s'imposent pas, en particulier s'ils ne bénéficient pas d'un réseau de recharge rapide à prix modéré.

Les trains régionaux, aujourd'hui encore à propulsion diesel, constituent un marché qui commence à s'ouvrir dès lors qu'ils parcourent des distances supérieures à 100 ou 200 km⁴³. L'hydrogène pourrait également se développer dans le maritime soit sous forme directe soit sous forme d'ammoniac, s'il parvient à dépasser les réticences des armateurs et si des projets de stations de recharge dans les ports voient le jour.

L'avion à hydrogène ne semble pas hors de portée pour les courts et moyens courriers, mais nécessite des avancées technologiques

notables. Son développement donne lieu à des travaux de recherche importants, notamment sur la gestion de l'hydrogène en milieu diphasique (liquide/gaz), et vise un horizon au-delà de 2035.

Dans le secteur du transport des marchandises, objet de cette étude, l'hydrogène peut donc ouvrir une nouvelle voie de décarbonation, principalement pour les transports sur grandes distances.

L'offre de véhicules à hydrogène

Des offres de poids lourds à hydrogène commencent à apparaître sur le marché, au moins en tant que prototypes et dans le cadre d'opérations pilotes.

Aux États-Unis, on peut mentionner l'offre du constructeur Nikola – qui a défrayé la chronique par suite de comportements douteux – mais qui annonce pour 2024 un véhicule de 40 t, le Nikola Two, doté d'un moteur de 475 kW et offrant une autonomie allant jusqu'à 1 450 km (figure 5). D'autres modèles, moins ambitieux, sont annoncés par le constructeur à plus court terme.

Figure 5 : Le semi-remorque Nikola Two. Source : Nikola Corp.



41. À 700 bars et à température ambiante (20 °C), la densité de l'hydrogène est de 40 g/l soit 1,33 kWh/l alors que le PCI du gazole est environ de 10 kWh/l.

42. <https://www.transportenvironnement.org/publications/comparing-hydrogen-and-battery-electric-trucks>

43. Voir notamment <https://www.lesechos.fr/industrie-services/tourisme-transport/le-train-a-hydrogene-dalstom-fait-ses-premiers-tours-de-rode-en-france-1343666>

Un autre véhicule retient l'attention, celui développé par Hyundai (Corée du Sud) qui fait l'objet d'une opération pilote sur six véhicules en Suisse, entre Zurich et Berne. Ces camions de 36 t de PTAC, dénommés XCIENT, sont dotés de deux piles à combustible de 95 kW chacune et d'une batterie de 73,2 kWh, l'ensemble alimentant un moteur de 350 kW. Les piles à combustible sont alimentées en hydrogène à partir d'un stockage de 34,5 kg d'hydrogène répartis entre sept cylindres logés à l'arrière de la cabine du véhicule (figures 6 et 7). L'autonomie annoncée est de 400 km.

À *contrario*, il est à noter que SCANIA (Group Volkswagen) a annoncé au début de l'année 2021 avoir renoncé au développement de poids lourds à l'hydrogène.

Les poids lourds roulant à l'hydrogène sont aujourd'hui plus coûteux à l'achat que les poids lourds conventionnels mais moins chers que leurs équivalents en batteries. Par contre, en coût total de possession (TCO ou *Total Cost of Ownership*), la comparaison s'inverse, compte tenu des coûts d'usage plus élevés dans la filière hydrogène. Une étude de juin 2020 de *Transport & Environnement* fournit des évaluations intéressantes⁴⁴ : cette question est examinée en détail au chapitre 4.

Cependant, les comparaisons économiques restent empreintes d'une très grande incertitude. Le prix des batteries Li-ion poursuivra très certainement sa décroissance – si l'on juge par celle observée dans le domaine des batteries des destinées aux véhicules légers (figure 1) – et les performances continueront à croître, même si aucune rupture technologique majeure n'est attendue dans la décennie qui vient. On s'attend ainsi à ce que le prix des packs batteries pour les véhicules particuliers soit ramené de 137 \$/kWh en 2020 à 92 \$/kWh en 2024 et 58 \$/kWh en 2030⁴⁵. Pour les camions, l'hypothèse est faite que les packs de batteries verront leur prix passer de 205 €/kWh en 2020 à 82 €/kWh en 2030 et 50 €/kWh en 2050.

Dans le même temps, les industriels de l'hydrogène laissent espérer des baisses de prix radicales sur les électrolyseurs, sur les réservoirs de stockage et encore plus sur les piles à combustible, si elles viennent à être fabriquées en

Figure 6 : Camion Hyundai fonctionnant à l'hydrogène. Source : Hyundai.



Figure 7 : Les sept bonbonnes d'hydrogène fixées à l'arrière de la cabine des camions Hyundai contiennent 34 kg d'hydrogène. Source : Hyundai.



grande série et si leur durée de vie peut être sensiblement accrue⁴⁶. Il a été ainsi supposé que les prix des électrolyseurs de grande capacité (avec la pureté de l'hydrogène exigée par les piles à combustible) passeraient, pour les équipements de grande capacité, de 1 000 €/kW en 2020 à 750 € en 2030 et 375 €/kW en 2050. Le prix des piles à combustibles pourrait passer de 205 €/kW en 2020 à 123 €/kW en 2050 et 82 €/kW en 2050.

Ces perspectives d'évolution des données économiques relatives à la filière hydrogène restent empreintes d'une grande incertitude et cela a évidemment un impact considérable sur l'évaluation du marché potentiel qu'il lui sera possible de conquérir.

44. *Comparison of hydrogen and battery electric trucks – Transport & Environment (June 2020)* https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2020_06_TE_comparison_hydrogen_battery_electric_trucks_methodology.pdf

45. Source : Bloomberg New Energy Finance

46. Il est possible cependant que, en l'absence d'autres alternatives, l'usage de catalyseurs au platine reste un obstacle difficile à franchir.

2

Évaluation du marché potentiel de l'utilisation de l'hydrogène dans le transport de marchandises aux horizons 2030 et 2050

Ce chapitre a pour objet d'estimer quelle pourrait être la quantité d'hydrogène requise, sur le territoire français, par les transports routiers de marchandises, à horizon 2030 et 2050. Cette évaluation prospective retient deux scénarios très différenciés, un scénario Haut et un scénario Bas, qui traduisent l'incertitude dans laquelle on se trouve aujourd'hui quant au développement de l'usage de l'hydrogène dans les transports routiers. Cette incertitude est liée à celle qui entoure les données techniques, elle est corroborée par l'analyse économique faite au chapitre 4 qui ne fait pas apparaître d'avantage économique décisif au profit de la filière hydrogène et ne permet pas de conclure qui, de la filière hydrogène ou de la filière électrique à batteries, sortira vainqueur sur le long terme de la compétition sur le marché du transport lourd à longue distance. Sur le transport régional, l'avantage semble en revanche revenir à l'électrique.

L'évaluation des besoins à satisfaire est ensuite utilisée pour évaluer l'infrastructure de production et de distribution à mettre en place pour assurer l'alimentation des véhicules de transport, compte tenu de leurs habitudes et contraintes d'exploitation.

Hypothèses de trafic

Le chapitre précédent a montré que le choix de la solution technique pour assurer la décarbonation des transports de marchandises dépend de deux paramètres essentiels :

- la distance moyenne journalière parcourue par les camions ;
- la taille des véhicules.

Il n'existe malheureusement pas de statistiques permettant de croiser rigoureusement les deux paramètres mais on peut faire l'hypothèse qu'il existe une corrélation entre les deux facteurs. Les transports régionaux sur des parcours relativement courts vont faire appel à des camions plus légers que les grands transports internationaux qui opèrent sur de longues distances, parfois en régime continu grâce à la présence de deux conducteurs.

Dans ces conditions, il est apparu pertinent de partir des chiffres publiés par le Commissariat général au développement durable en juin 2019⁴⁷ qui fournissent une décomposition du trafic en fonction de la classe de distance en charge (*tableau 1*).

Tableau 1 : Les transports de marchandises selon la classe de distance en charge.
Transport national et international. Source: CGEDD (SDES et enquête TRM) (juin 2019).

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Millions de tonnes-kilomètres								
Compte d'autrui								
Moins de 150 km	35 695	33 785	32 689	31 637	28 062	26 385	26 789	30 139
De 150 km à moins de 500 km	70 666	65 309	65 309	61 663	57 223	57 164	62 708	63 508
À 500 km ou plus	46 107	43 208	41 150	38 914	35 090	36 045	40 984	38 272
Compte propre								
Moins de 150 km	19 653	19 212	20 504	20 586	19 599	19 261	18 304	20 255
De 150 km à moins de 500 km	10 623	9 071	9 770	9 756	10 673	13 596	15 137	17 175
À 500 km ou plus	2 941	1 833	2 288	2 617	2 929	3 361	3 757	3 983
Total								
Moins de 150 km	55 350	52 997	53 193	52 223	47 661	45 646	45 092	50 394
De 150 km à moins de 500 km	81 289	74 381	75 079	71 419	67 895	70 759	77 845	80 684
À 500 km ou plus	49 048	45 041	43 438	41 531	38 019	39 406	44 741	42 256

47. Datalab – CGEDD (SDES) : Les transports routiers de marchandises sous pavillon français en 2018 (juin 2019).

Cette statistique ne prend en compte que le transport sous pavillon français. Selon des experts du Conseil général du développement durable qui ont été consultés, il faut ajouter au trafic total environ 40 % sous pavillon étranger. Ce trafic additionnel se répartirait approximativement de la façon suivante :

- moins de 150 km : 5 %
- de 150 km à moins de 500 km : 15 %
- à 500 km et plus : 80 %

Sur la base de ces hypothèses, le trafic total se répartit conformément au tableau 2 pour l'année 2018 prise comme référence.

Partant de cette référence 2018, il a été supposé, en adoptant les hypothèses du scénario avec mesures supplémentaires, dit scénario AMS⁴⁸, de la SNBC, que le trafic croîtrait, en tonnes-kilomètres, de 5 % d'ici 2030 et de 10 % d'ici 2050. Il en résulte les projections de trafic du tableau 3.

Tableau 2 : Les transports de marchandises selon la classe de distance en charge en incluant le trafic sous pavillon étranger – Estimations pour l'année 2018.

Type de trafic	Pavillon français		Pavillon étranger	Trafic total 2018	
	Millions de tonnes.km	%	Millions de tonnes.km	Millions de tonnes.km	%
Moins de 150 km	50 394	29 %	3 467	53 861	22 %
De 150 à 500 km	80 684	47 %	10 400	91 084	38 %
Plus de 500 km	42 256	24 %	55 467	97 723	40 %
Total	173 334	100 %	69 334	242 668	100 %

Tableau 3 : Projections 2030 et 2050 du trafic de marchandises selon la classe de distance.

Type de trafic	Trafic total en millions de tonnes.km		
	2018	2030	2050
Moins de 150 km	53 861	56 554	59 247
De 150 à 500 km	91 084	95 638	100 192
Plus de 500 km	97 723	102 609	107 495
Total	242 668	254 801	266 935

48. Le scénario « avec mesures supplémentaires », dit AMS, vise à respecter le mieux possible les objectifs que la France s'est fixée en termes d'énergie et de climat, à court, moyen et long terme. Il dessine une trajectoire possible de réduction des émissions de gaz à effet de serre jusqu'à la neutralité carbone en 2050 qui constitue l'objectif structurant du scénario.
<https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/Synth%C3%A8se%20sc%C3%A9nario%20de%20r%C3%A9f%C3%A9rence%20SNBC-PPE.pdf>



Perspectives de consommation d'hydrogène

Ces prévisions de trafic permettent de bâtir des scénarios de développement de l'usage de l'hydrogène dans le transport des marchandises. Deux scénarios très différenciés ont été retenus :

- **un scénario Haut** dans lequel les avantages de l'hydrogène et l'abaissement des coûts d'investissement et d'exploitation lui permettent de s'imposer d'ici 2050 dans le segment des transports correspondant aux trajets de plus de 500 km. L'hydrogène couvre alors 65 % du trafic de ce segment en 2050, les 35 % restant étant assurés par le biogaz et par l'électricité batteries. Dans les segments à plus courte distance, sa pénétration reste minoritaire, voire très minoritaire, la solution batteries étant dominante sur les courts et moyens trajets. Ce scénario ne se déroule pas de façon linéaire. Une dizaine d'années sont a minima nécessaires pour que se mettent en place les infrastructures et que les transporteurs soient convaincus de l'opportunité de passer à la solution hydrogène. On estime qu'en 2030, environ 15 % de la trajectoire menant à l'objectif 2050 pourront avoir été parcourus.

- **un scénario Bas** dans lequel l'hydrogène ne parvient pas à s'imposer de façon dominante, notamment en raison de la montée en puissance de la solution batteries. Dans ce scénario, l'hydrogène plafonne en 2050 à 25 % du marché sur le segment de la longue distance qui lui est le plus favorable. Pour les trajets plus courts, la pénétration est encore plus faible. Comme pour le scénario haut, l'échéance 2030 reste une échéance de validation des solutions et la pénétration de l'hydrogène ne dépasse pas quelques %, quel que soit le segment.

Le tableau 4 résume ces hypothèses.

À partir de ces scénarios, il est possible d'estimer la consommation d'hydrogène qui leur est associée en faisant des hypothèses sur la consommation unitaire des poids lourds. On suppose pour cela que :

- quel que soit le segment, la charge utile des poids lourds sera en moyenne de 10 t en 2030 et de 12 t en 2050, ce qui est conforme aux hypothèses de la SNBC (scénario AMS) ;
- la consommation en hydrogène des camions passera :
 - › pour les segments inférieurs, de 7 kg d'H₂/100 km en 2020, à 6,3 kg en 2030 et 5,6 kg en 2050 ;
 - › pour le segment supérieur de 8 kg d'H₂/100 km en 2020 à 7,2 kg en 2030 et 6,3 kg en 2050.

Compte tenu du PCI de l'hydrogène (33 kWh/kg), ces hypothèses conduisent au tableau 5.

Tableau 4 : Pourcentage de pénétration des solutions hydrogène selon les scénarios.

Type de trafic	Scénario Haut		Scénario Bas	
	2030	2050	2030	2050
Moins de 150 km	2,0 %	10,0 %	1,0 %	5,0 %
De 150 à 500 km	4,0 %	30,0 %	2,0 %	10,0 %
Plus de 500 km	6,0 %	65,0 %	3,0 %	25,0 %
Moyenne	4,4 %	39,7 %	2,2 %	14,9 %

Tableau 5 : Hypothèses d'évolution des consommations unitaires des poids lourds.

Type de trafic	2020		2030		2050	
	Kg H ₂ /100 km	kWh H ₂ /100 km	Kg H ₂ /100 km	kWh H ₂ /100 km	Kg H ₂ /100 km	kWh H ₂ /100 km
Moins de 150 km	7,0	2,31	6,3	2,08	5,6	1,85
De 150 à 500 km	7,0	2,31	6,3	2,08	5,6	1,85
Plus de 500 km	8,0	2,64	7,2	2,38	6,4	2,08

Combinées avec les hypothèses de trafic, ces consommations unitaires conduisent aux consommations d'hydrogène rassemblées dans le tableau 6.

Tableau 6 : Estimation des besoins annuels d'hydrogène pour le transport de marchandises dans le cadre des deux scénarios.

Type de trafic	Scénario Haut				Scénario Bas			
	2030		2050		2030		2050	
	Millions de km	TWh H ₂	Millions de km	TWh H ₂	Millions de km	TWh H ₂	Millions de km	TWh H ₂
Moins de 150 km	113	0,2	494	0,9	57	0,1	247	0,5
De 150 à 500 km	383	0,8	2 505	4,6	191	0,4	835	1,5
Plus de 500 km	616	1,5	5 823	12,1	308	0,7	2 239	4,7
Total	1 111	2,5	8 821	17,6	556	1,2	3 321	6,7

La figure 8 représente l'évolution que pourrait ainsi connaître la consommation d'hydrogène dans les deux scénarios explorés. Le scénario Haut conduirait à une consommation d'hydrogène de 17,7 TWh H₂ en 2050, cependant que le scénario Bas se limiterait à 6,7 TWh H₂.

Ces estimations sont exprimées en TWh d'hydrogène livré aux camions. Si l'on retient comme hypothèse que tout l'hydrogène sera d'origine électrolytique, compte tenu du rendement des électrolyseurs (pris à 50 % en 2020, 55 % en 2030 et 60 % en 2050) et des pertes liées au transport, à la distribution et à la compression de l'hydrogène (supposées égales à 20 %), ces scénarios correspondent à une consommation d'énergie électrique en 2050 de 33,9 TWh électriques en scénario Haut et 12,8 TWh électriques en scénario Bas (tableau 7).

Figure 8 : Évolution des consommations d'hydrogène dans le secteur du transport des marchandises dans les deux scénarios retenus (en TWh d'hydrogène).

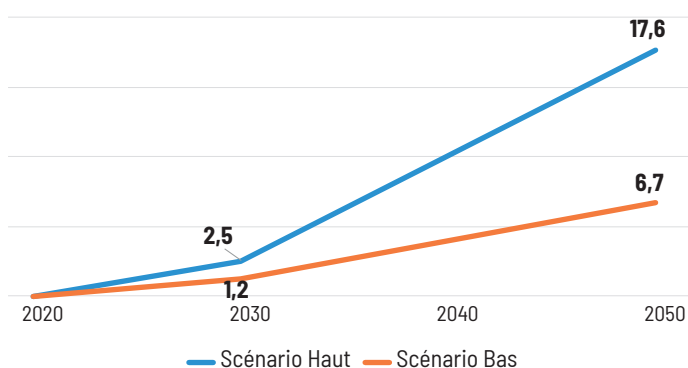


Tableau 7 : Besoins prévisionnels en hydrogène et consommation d'électricité correspondante en 2030 et 2050.

Type de trafic	Scénario Haut		Scénario Bas	
	2030	2050	2030	2050
Nombre de poids lourds roulant à l'hydrogène	14 500	108 00	7 200	40 000
Besoins d'H ₂ (en TWh H ₂)	2,5	17,6	1,2	6,7
Besoins d'électricité (en TWh élec)	5,7	36,8	2,8	13,9
Puissance installée en électrolyseurs nécessaire (MW)	575 MW	3 850 MW	270 MW	1 400 MW

Comparaison avec d'autres études

Les estimations qui précèdent reposent sur des hypothèses fragiles et, s'agissant d'un domaine nouveau, des erreurs en ordre de grandeur sont possibles. Il est donc indispensable de croiser ces estimations avec d'autres.

Étude RTE CPSR

Dans le cadre de la structure de concertation CPSR, RTE a proposé une trajectoire « hydrogène + »⁴⁹ dans laquelle 50 % du segment des tracteurs routiers seraient convertis à l'hydrogène en 2050 et 20 % des transports régionaux et urbains. Il en résulterait alors une consommation d'hydrogène en 2050 de 28 TWh H₂.

En hypothèse basse, RTE a également proposé une autre trajectoire, dite « trajectoire de référence », conduisant en 2050 à une consommation d'hydrogène par les poids lourds de 8 TWh H₂ en 2050 ce qui correspondrait, selon les auteurs, à une hydrogénation de 7 % du parc soit 57 000 véhicules.

Les estimations de la présente étude, menées selon une approche différente, sont globalement en accord avec celle de RTE avec toutefois des prévisions sensiblement plus prudentes dans le scénario Haut.

Étude AFHYPAC de la demande potentielle d'hydrogène renouvelable en 2030

L'AFHYPAC, dans son étude de juillet 2020 sur la demande potentielle d'hydrogène renouvelable et/ou bas carbone en France en 2030⁵⁰, envisage à cet horizon une consommation d'hydrogène par les poids lourds de 85 000 t (soit 2,8 TWh H₂) dont 57 000 t pour les poids lourds de 44 t et 28 000 t pour les poids lourds de 26 t. Cette estimation 2030 se situe un peu au-dessus du scénario Haut de la présente étude.

49. Document de cadrage n°2 : « Trajectoires de développement de l'hydrogène et des couplages entre l'électricité et les réseaux de chaleur – RTE (novembre 2020).

50. https://www.hinicio.com/file/2020/10/Synthe%CC%80se-et-re%CC%81sume%CC%81-exe%CC%81cutif_e%CC%81tude-hydroge%CC%80ne-filie%CC%80res-avales-2030_AFHYPAC.pdf

3

Problématique de l'écosystème hydrogène

Aperçu général

Ayant évalué la demande potentielle en hydrogène du secteur des transports routiers de marchandises, la question se pose de savoir comment cette demande pourra être satisfaite.

La question est très complexe. L'hydrogène doit tout d'abord être produit et il existe pour cela plusieurs filières possibles. Il peut également être importé. Le degré de pureté nécessaire à son utilisation par les piles à combustible doit être respecté.

Il doit ensuite être éventuellement transporté, par camions ou par pipelines à hydrogène (hydrogénoducs).

Il doit enfin être distribué à la bonne pression pour le remplissage des réservoirs des camions. Ceci implique des installations de stockage, de distribution et éventuellement de compression qui ont un impact significatif sur les rendements.

Un aspect fondamental pris en compte dans l'étude est celui de la montée en puissance des installations. Il y a à l'évidence un problème « de l'œuf et de la poule » : les transporteurs ne passeront à l'hydrogène que si des infrastructures appropriées sont en place mais ces infrastructures ne seront engagées que si le marché de l'hydrogène existe c'est-à-dire si les entreprises de transport sont prêtes à passer à l'hydrogène.

La production de l'hydrogène

Aperçu général

Il existe plusieurs filières possibles pour produire l'hydrogène bas-carbone qui sera distribué sur le territoire national :

- production par électrolyse : c'est la voie privilégiée par la politique hydrogène des pouvoirs publics français. Cette production pourra se faire :
 - › de façon centralisée dans des centres de production régionaux (« vallées de l'hydrogène » ou simplement hubs), connectés au réseau de transport ou même directement aux grands moyens de production d'électricité, nucléaires ou renouvelables. Ces hubs desserviront différents marchés : l'industrie, les transports en commun locaux, les poids

lourds, éventuellement les chemins de fer. Il est possible également que des quantités soient réinjectées dans le réseau de gaz naturel. L'avantage des hubs réside dans l'économie d'échelle qu'ils permettent. On admet dans cette étude que la puissance électrique installée dans des hubs se situera au niveau d'une ou de plusieurs centaines de MW électriques. L'hydrogène dédié aux transports et produit dans les hubs pourra être distribué aux camions sur le site même des hubs ou transporté vers des stations de distribution décentralisées.

- › de façon plus décentralisée, par des électrolyseurs de puissance moyenne connectés au réseau de distribution et qui pourront constituer :
 - soit des installations de production et de desserte multi-usage (bus, engins de service, flottes de taxis...), souvent réalisées à l'instigation ou sous la maîtrise d'ouvrage de collectivités locales, comme il s'en construit dès à présent quelques-unes ;
 - soit dans des stations de distribution d'hydrogène positionnées le long ou à proximité des grands axes de circulation. Ces stations décentralisées seront alors dédiées spécifiquement au marché du transport de marchandises ;
 - soit dans les locaux des entreprises de transport. On admet que la puissance électrique installée dans ces stations décentralisées se situera à 5, 10 ou 20 MWe. Leur coût de production sera donc plus élevé que celui des grands hubs mais l'hydrogène n'aura pas à être transporté et les camions pourront venir s'y alimenter directement.

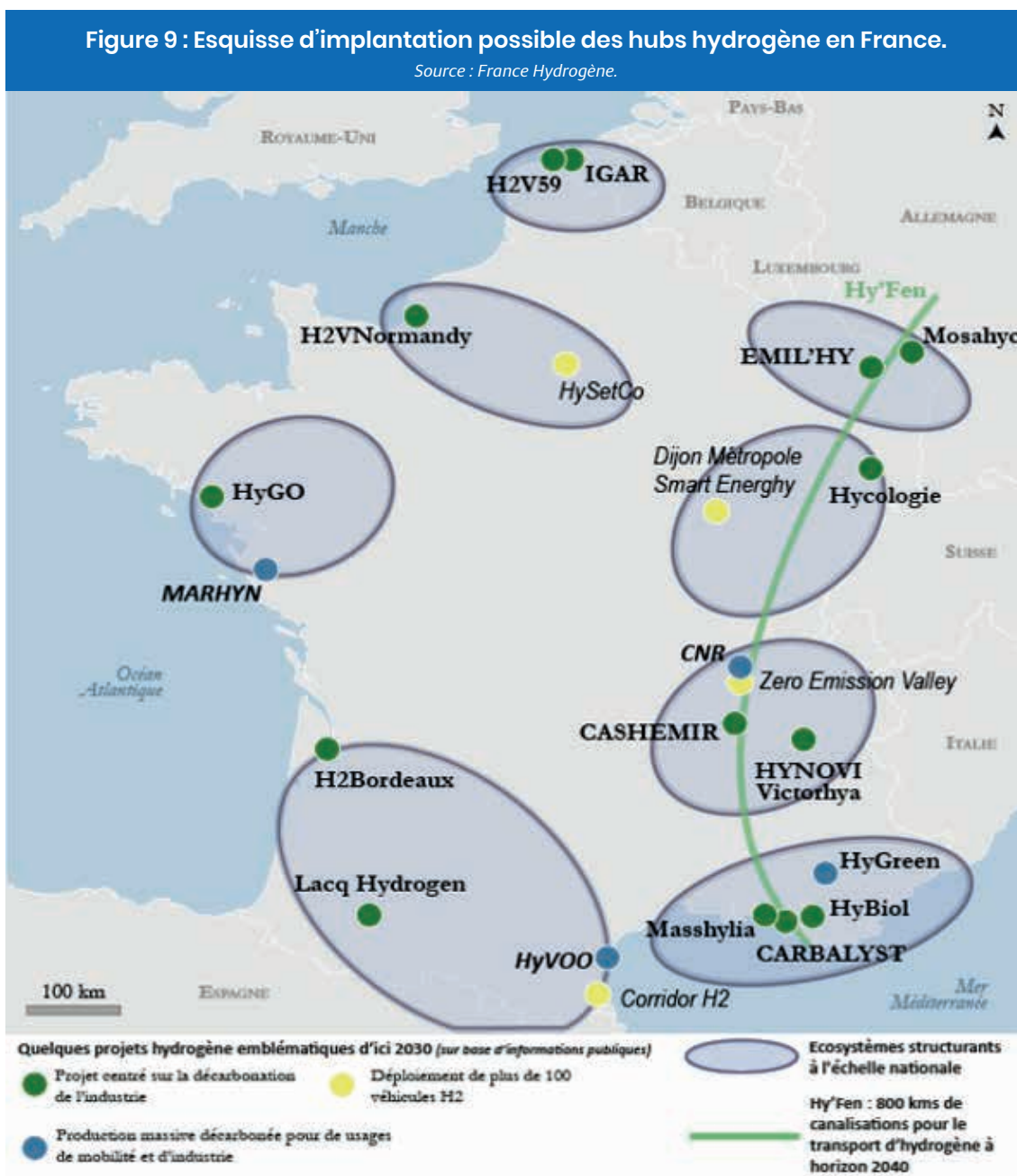
- production par reformage du méthane complété par des systèmes de capture du CO₂ dans le cadre de grands hubs hydrogène qui seront construits, par exemple, sur le site des raffineries actuelles de Fos, de la Basse Seine ou de Donges ;

- importation d'hydrogène ou de composés hydrogénés (ammoniac) à partir de contrées éloignées où l'on pourrait produire de l'hydrogène à partir d'électricité d'origine renouvelable à des prix très compétitifs. Il est en effet envisagé que le prix de revient de l'hydrogène renouvelable produit dans les pays à fort ensoleillement puisse descendre, à la source, en dessous de 1,5 €/kg. Cependant, le transport de l'hydrogène à partir de ces zones éloignées ne peut pas être considéré comme résolu à ce jour, sans oublier les problèmes de nature géopolitique qu'un tel schéma d'approvisionnement peut engendrer. Le port de Rotterdam et les aciéristes allemands Thyssenkrupp Steel and HKM étudient néanmoins un tel projet⁵¹.

51. Voir notamment <https://energynews.biz/big-hydrogen-plans-in-rotterdam/>

S'agissant des hubs de production d'hydrogène bas-carbone, la présente étude se limite à considérer le cas de la production par voie électrolytique. On fait l'hypothèse que les filières alternatives (reformage avec capture du CO₂ ou importation), si elles se développent, conduiront à des coûts comparables à ceux des grands hubs d'électrolyse et avec un positionnement géographique similaire.

La figure 9 donne une esquisse du positionnement possible d'une douzaine de ces hubs, tel qu'il se dégage des divers projets aujourd'hui identifiés.



Le coût de production de l'hydrogène

Faute d'informations plus précises sur l'importation éventuelle d'hydrogène (ou de produits de synthèse assimilables), nous supposons dans ce qui suit que l'hydrogène est en totalité d'origine électrolytique et est produit :

- soit dans des hubs régionaux de grande capacité (de plusieurs centaines de MWe) ;
- soit dans des stations décentralisées (typiquement de 5 à 20 MWe), situées
 - › au niveau de collectivités soucieuses de se doter de tels équipements (souvent pour l'alimentation de leur flotte de transport urbain) ;
 - › ou le long des grands axes de communication ou à proximité ;
 - › ou dans les espaces propres aux transporteurs, là où les poids lourds rentrent le soir, avec des installations de puissance comparables aux stations décentralisées destinées à la recharge itinérante.

La production d'hydrogène dans les hubs bénéficie à la fois d'un coût de l'électrolyseur plus faible et d'un coût de l'électricité plus avantageux.

Prix de l'électricité

Ce dernier point est fondamental. Nous avons supposé de façon prudente, que l'approvisionnement des hubs en électricité pourrait de faire au **prix moyen** de 60 €/MWh (HTVA) sur l'ensemble de l'année⁵². Ce prix inclut la fourniture de l'électricité (sans que l'on discute ici de son origine), la redevance éventuelle de transport si l'électricité n'est pas produite sur place, la taxe intérieure (TICFE) au niveau où elle est actuellement perçue sur les usages « électrolyse »⁵³. Il n'est pas aujourd'hui possible de rentrer plus dans le détail. On peut simplement souligner que si, d'une façon ou d'une autre, il n'était pas possible d'assurer l'alimentation des hubs à un coût au plus égal à ce niveau, l'économie de l'hydrogène électrolytique se trouverait difficile à promouvoir.

Quant aux stations de production décentralisées (stations de distribution ou stations propres aux transporteurs), on a supposé qu'elles pourraient être alimentées en électricité à un prix n'excédant pas

celui des hubs de plus de 15 €/MWh, afin de couvrir les frais d'acheminement additionnels. Ceci conduit par conséquent à un prix d'approvisionnement des stations décentralisées de 75 €/MWh.

Dans le même temps, il a été supposé que l'électricité était fournie aux poids lourds électriques à 100 €/MWh en charge normale dans les locaux des entreprises et à 350 €/MWh en charge rapide le long des autoroutes.

Prix des électrolyseurs et des piles à combustible

L'étude ne fait pas de distinction entre la filière alcaline et la filière par membrane (PEM). La filière alcaline conduit aujourd'hui à des prix de revient inférieurs mais des perspectives de progrès plus importants existent sur la filière PEM.

Par contre, il a été tenu compte du fait que l'hydrogène produit doit être de qualité « transport » ce qui implique un étage de purification qu'on ne retrouve pas nécessairement dans les applications industrielles. Il est estimé que, pour les hubs, le coût d'investissement pourrait décroître de 1 000 €/kW en 2020 à 750 €/kW en 2030 et 375 €/kW en 2050. Pour les stations décentralisées, le coût passerait de 2 000 €/kW en 2020 à 1 000 €/kW en 2030 et 500 €/kW en 2050.

Il a été supposé que le prix des piles à combustible passerait de 205 €/kW installé en 2020 à 123 €/kW en 2030 et 82 €/kW en 2050.

Il a été également tenu compte de la compression dans les hubs, à une pression de 400 bars en 2020 (compte tenu du transport et du stockage actuel à 350 bars) mais qui devra passer à 900 bars, compte tenu de la généralisation du standard 700 bars pour le stockage dans les réservoirs des camions. La compression entraîne des dépenses d'investissement et d'exploitation.

52. Cette hypothèse sur le prix de l'électricité repose sur une fourniture 24h/24 7j/7, hors périodes de pointe, pour assurer un fonctionnement optimal des électrolyseurs, avec un taux de disponibilité de 90 %. Si l'on raisonne sur des coûts marginaux d'électricité renouvelable, le taux d'utilisation des électrolyseurs tombe et le prix de revient se détériore comme le montre l'étude de RTE « La transition vers un hydrogène bas carbone : atouts et enjeux pour le système électrique à horizon 2030-2035 (janvier 2020) » (figure 29, page 61 de la publication citée).

53. La directive européenne 2003/96, en cours de révision, sur la taxation des produits énergétiques et de l'électricité ne s'applique pas à l'électricité utilisée principalement pour la réduction chimique et l'électrolyse (article 2).

Prix de revient de l'hydrogène produit

Le tableau 8 donne l'évolution du prix de revient de l'hydrogène produit, en €/kg à la sortie des électrolyseurs. Il intègre les dépenses de maintenance et a été calculé sur la base d'un taux d'intérêt applicable aux investissements de 4,5 %, en supposant que ceux-ci bénéficieront d'une subvention d'origine publique passant progressivement de 50 % en 2020 à 30 % en 2030 avant de disparaître au-delà⁵⁴.

Ce tableau conduit à une estimation du prix de revient de l'hydrogène électrolytique de 8,13 €/kg sur la base des installations actuelles d'une puissance de 5 à 20 kW et avec une électricité à 75 €/MWh.

Ce prix de revient baissera sous l'effet conjugué de deux facteurs :

- la production d'hydrogène dans des hubs de grande capacité ;
- la baisse attendue du coût des électrolyseurs.

Tableau 8 : Estimation du prix de revient de l'hydrogène à la sortie des électrolyseurs.

Nota : Ce tableau retient une disponibilité des électrolyseurs de 90 %. Les consommations d'énergie liées à la compression sont d'origine ADEME. Dans le cas des stations décentralisées, les coûts d'investissement liés à la compression sont intégrés aux coûts de distribution évalués plus loin.

	Prix de revient de l'hydrogène à la sortie des électrolyseurs Alimentation supposée réalisée à partir du réseau électrique français					
	Hub 2020	Hub 2030	Hub 2050	Station décentralisée 2020	Station décentralisée 2030	Station décentralisée 2030
Coût d'investissement de l'électrolyseur (€/kW)	600,00 €	500,00 €	300,00 €	2 000,00 €	1 000,00 €	600,00 €
Coût d'investissement en compression (€/kW.an)	75,00 €	120,00 €	80,00 €			
Durée de vie des installations	15	15	15	17	17	17
Taux de subvention	50 %	30 %	-	50 %	30 %	-
Taux d'intérêt	4,5 %	4,5 %	4,5 %	4,5 %	4,5 %	4,5 %
Charge annuelle d'amortissement (en €/kW.an)	47,86 €	54,26 €	40,54 €	81,74 €	57,22 €	40,87 €
Coût de maintenance annuel des électrolyseurs (% de l'investissement initial)	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Coût de maintenance annuel de la compression (% de l'investissement initial)	7 %	7 %	7 %			
Coût de maintenance (en €/kW.an)	45,25 €	38,40 €	20,60 €	80,00 €	40,00 €	20,00 €
Prix du MWh d'électricité	60 €	60 €	60 €	75 €	75 €	75 €
Coût de l'électricité électrolyse (en €/kg H₂)	3,96 €	3,60 €	3,30 €	4,95 €	4,50 €	4,125 €
Coût de l'électricité compression (en €/kg H₂)	0,16 €	0,29 €	0,29 €	0,19 €	0,34 €	0,34 €
Nombre de kg d'hydrogène produits par kW d'électrolyseur installé	119	143	155	119	143	155
Prix de revient du kg d'hydrogène sortie électrolyseur y compris marge 20 % (en €/kg)	6,13 €	5,38 €	4,66 €	8,13 €	6,55 €	5,69 €

54. Une telle subvention est nécessaire pour permettre au marché de décoller. Cependant son incidence s'affaiblit au fur et à mesure que le coût des équipements (notamment des électrolyseurs) diminue.

Le différentiel de prix entre le prix de revient de l'hydrogène produit dans les hubs et celui produit dans des stations décentralisées est substantiel. On l'évalue aujourd'hui aux environs de 2,00 €/kg mais il ira en décroissant, ce qui pénalisera moins l'émergence de stations de production décentralisées (figure 10).

Il est à noter que les électrolyseurs sont supposés fonctionner en base, hors périodes de pointe, avec une disponibilité de 90 %. S'ils devaient fonctionner une partie du temps seulement, pour n'utiliser que de l'électricité fournie par des énergies renouvelables, les calculs seraient à aménager en conséquence.

Le paramètre essentiel reste celui du prix de l'électricité. La figure 11 compare les prix de revient auxquels on parvient en sortie de hub avec des prix de l'électricité de 20, 40 ou 60 €/MWh (HTVA).

On voit qu'il faudrait pouvoir disposer d'une électricité à 20 €/MWh tout au long de l'année pour que le prix de l'hydrogène rejoigne celui de l'hydrogène

aujourd'hui produit par reformage du méthane. Cette hypothèse est probablement inatteignable sur le territoire national. Ceci confirme que le recours à l'hydrogène pour décarboner l'économie ne peut pas s'envisager dans un contexte où les solutions hydrogène seraient mises en concurrence avec les solutions hydrocarbures aux prix actuels. Elles ne peuvent s'envisager que dans un corps d'hypothèses où la décarbonation est imposée par voie réglementaire et/ou par l'imposition de taxes carbone permettant d'établir leur équilibre économique.

Nota : Il convient de noter que des projets de hubs de production en Espagne visent, dès les années 2025-2030, des coûts de production aux alentours de 1,8 €/kg H₂, avec des coûts d'investissement aux alentours de 400 €/kW et un coût d'électricité d'origine solaire de 20 €/MWh, avec des puissances de l'ordre de 5 GW solaires, 3 GW d'électrolyseur pour 130 000 t/an d'hydrogène. Ce type de hub n'est pas à écarter mais restera sans doute exceptionnel.

Figure 10 : Évolution du prix de revient de l'hydrogène électrolytique produit dans des hubs et dans des stations décentralisées (en euro par kgd'H₂).

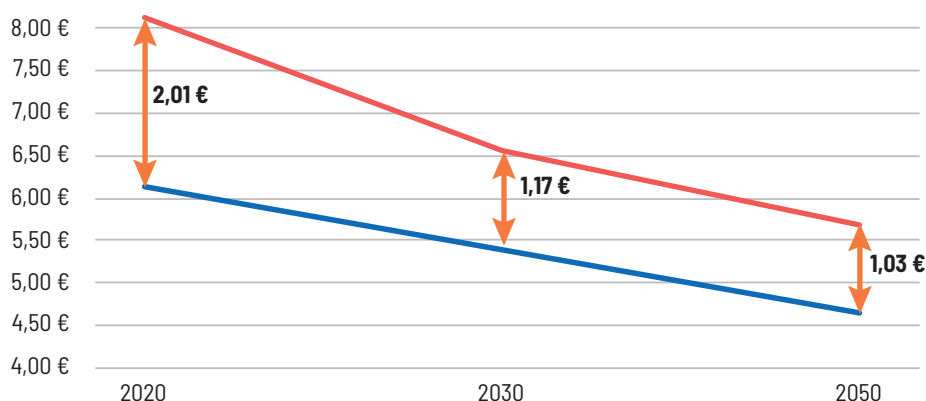
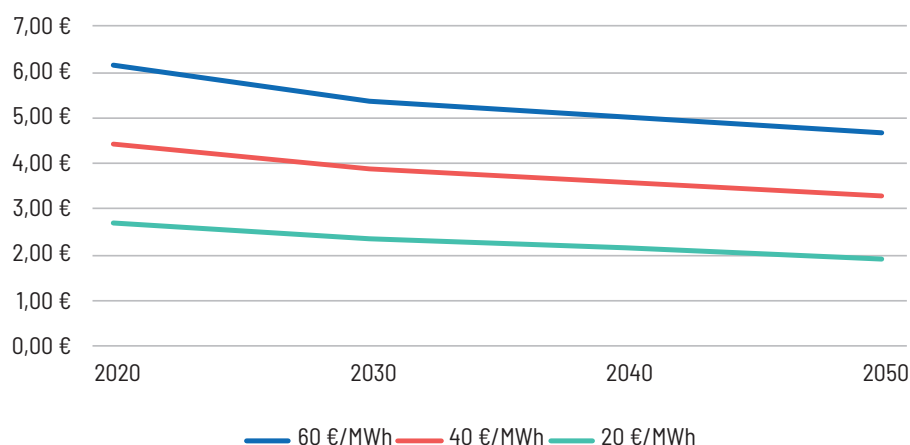


Figure 11 : Prix de revient de l'hydrogène sortie hub (en €/kg) dans différentes hypothèses du prix de l'électricité.



Transport de l'hydrogène

Aperçu général

L'alimentation en hydrogène des flottes de transport de marchandises se fera vraisemblablement par la conjonction de trois canaux :

- l'alimentation au niveau des hubs hydrogène (Fos, Basse-Seine, Dunkerque, Donges, Feyzin et autres sites régionaux esquissés sur la figure 9) où les poids lourds pourront venir « faire le plein ». L'hydrogène y sera produit par de puissants moyens de production ou proviendra de l'importation. Ces hubs, pour trouver leur rentabilité, devront desservir plusieurs marchés : applications industrielles, transports en commun, carburants de synthèse, voire injection dans le réseau de gaz naturel ;
- la production par électrolyse sur le site des transporteurs, notamment là où les véhicules de transport régionaux rentrent le soir ;
- la distribution et éventuellement la production dans des stations décentralisées réalisées à l'initiative de collectivités locales ou implantées le long ou à proximité des grands axes, autoroutiers ou voies rapides.

Un réseau de transport d'hydrogène inter-hubs est envisageable. Certains projets ont été proposés en ce sens au niveau européen⁵⁵. Il ne rentre pas dans le cadre de cette étude de les discuter. On prend comme hypothèse qu'il existera en France un certain nombre de hubs capables de délivrer des quantités importantes d'hydrogène dans les conditions de prix déterminées au tableau 8. Il est vraisemblable que chaque hub sera entouré d'une zone de chalandise, un « hinterland » permettant de desservir les divers clients et en particulier des stations de distribution d'hydrogène pour les poids lourds, pour les bateaux ou pour les trains. Ces centres de distribution pourront être reliés au centre de production par des hydrogénoducs de relativement courte distance.

L'alimentation en hydrogène de centres de distribution plus éloignés, qu'il s'agisse de stations chez les transporteurs ou le long des voies rapides, mérite discussion. Nous ne pensons pas qu'il soit réaliste d'imaginer qu'un réseau de pipelines de transport ou de distribution de l'hydrogène puisse se développer à cette fin. En effet, on voit mal qu'un acteur puisse

investir pour construire un réseau maillé de tuyaux alors que le marché n'a pas encore décollé. Quant à la reconversion du réseau de gaz existant en réseau hydrogène, elle ne semble pas très réaliste car elle pose des problèmes techniques et supposerait que l'on puisse basculer du jour au lendemain de la fourniture de gaz à la fourniture d'hydrogène alors que la conversion de la clientèle se fera de façon progressive. Peut-être sera-t-il possible, en fin de conversion du gaz naturel vers d'autres vecteurs énergétiques, de « récupérer » certaines artères devenues des infrastructures « échouées » mais cette perspective est incertaine et lointaine et elle n'a pas été retenue dans cette étude.

L'alimentation des centres de distribution éloignés des hubs pourra se faire par deux moyens :

- par la route, grâce à des camions spécialement conçus pour le transport de l'hydrogène ;
- par le réseau électrique, en dotant les stations de distribution de moyens propres de production. Elles deviennent alors des stations de production décentralisées dont nous avons esquissé préalablement le profil en supposant qu'elles seraient dotées de moyens de production correspondant à une puissance électrique de 5, 10 ou 20 MW.

Le transport par voie routière coûte cher et ce coût vient s'ajouter à celui de la production. Vaut-il mieux dès lors faire venir l'hydrogène depuis le hub voisin, dont le prix de revient à la production est compétitif mais en supportant alors les charges de transport, ou bien développer un moyen de production locale qui sera plus onéreux mais évitera les coûts de transport ? On voit qu'il existe, en fonction des données économiques, une distance limite au-delà de laquelle la production locale devient plus avantageuse.

Ces aspects sont développés dans les sections qui suivent. On retiendra à ce stade que la production locale n'a pas besoin de se faire dès l'ouverture d'une station décentralisée. Celle-ci peut démarrer son cycle de vie sur la base d'un approvisionnement à partir du hub le plus proche, s'il existe, et ne passer à la production que lorsque les quantités en cause viennent à le justifier. Cette approche permet d'envisager une gestion du transitoire compatible avec les exigences économiques.

⁵⁵. Tel est le cas de onze gestionnaires de réseau de transport de gaz européens qui ont proposé le 17 juillet 2020 un projet de « dorsale européenne pour l'hydrogène ». Ils ont été depuis rejoints par une douzaine d'autres gestionnaires.



Figure 12 : Hydrogénéoduc aux États-Unis. Source : Wikipédia.

Pipelines d'hydrogène ou hydrogénéoducs

La solution par pipeline est certainement celle qui présente le meilleur débit et la meilleure disponibilité. Il existe des hydrogénéoducs destinés à l'alimentation de sites industriels en Allemagne et aux États-Unis (*figure 12*). Elle est technologiquement éprouvée.

Cependant, même si elle est prônée par les opérateurs de réseaux de transport de gaz, elle paraît difficile à généraliser pour la distribution capillaire requise par les transporteurs : le coût de création d'un pipeline neuf nécessite un investissement important, sans compter les délais pour les autorisations et les recours qui ne manqueront pas de survenir.

La transformation d'un gazoduc existant en pipeline à hydrogène impose aussi de s'assurer que le réseau a le niveau d'étanchéité nécessaire et que la demande en gaz actuellement véhiculée par ce pipeline a disparu.

Cette solution sera probablement réservée à la distribution locale autour d'un hub et à quelques interconnexions spécifiques. Des points de prélèvement sur ces hydrogénéoducs permettront le cas échéant d'y brancher des points de distribution.

Transport par camion d'hydrogène sous pression

Par la route ou par rail, les industriels livrent actuellement l'hydrogène gazeux comprimé à 200 ou 220 bars dans des bouteilles cylindriques en acier. Les inconvénients de ce conditionnement sont l'encombrement – seulement 14 kg/m³ à 200 bars à température de 21°C – et le très faible rapport gravimétrique (poids d'hydrogène transporté/poids du contenant, de l'ordre du pourcent).

La tendance est à l'augmentation de la pression dans les réservoirs de transport. Les opérations-pilotes menées actuellement se font avec des camions transportant de l'hydrogène dans des cylindres à 350 bars. La quantité transportée est de 350 kg⁵⁶. La remorque et les cylindres pleins sont connectés au système de distribution d'hydrogène à la station-service. Le transporteur repart avec la remorque qui emporte les cylindres vides. Il n'y a pas de transvasement sur place.

Les progrès réalisés dans le domaine des réservoirs de type composite permettent aujourd'hui le transport de l'hydrogène sous 500 bars dans des véhicules développés dans le cadre du projet européen FCH JU Hydrogen Transport in European Cities (HyTEC) (*figure 13*) avec, dans ce cas, un rapport gravimétrique amélioré par un facteur quatre.



Figure 13 : Camion de livraison d'hydrogène sous 500 bars présenté à Heathrow par Air Product en 2014.

56. Expérimentation Hyundai en Suisse.

À l'horizon 2030, sur la base des indications données par France Hydrogène, on peut prévoir des camions de transport de l'hydrogène à 700 bars, avec un chargement de 1 200 kg. Le coût indiqué est de 350 000 €. Le fonctionnement sera similaire à celui du transport à 350 bars. L'ensemble permettra une diminution significative des coûts de distribution par camion. Cependant, ce type de camion (*figure 14*) reste très massif pour une masse d'hydrogène transportée relativement faible. Nous reviendrons plus loin sur ce point.

À partir des données disponibles, un modèle de coût a été bâti permettant de calculer le coût du transport de l'hydrogène depuis un hub de production vers une station de distribution, en fonction de la distance et aux échéances 2020, 2030 et 2050. Pour cela il a été supposé que le transport se faisait en 2020 par des camions fonctionnant au gas-oil en emportant 350 kg d'hydrogène sous 350 bars. À partir de 2030, on a supposé que des camions seront capables d'emporter 1 200 kg d'hydrogène sous 750 bars. Le tableau 9 résume les coûts auxquels on parvient.

Tableau 9 : Évolution du coût du transport de l'hydrogène depuis un hub de production vers un centre de distribution en fonction de la distance (coût du trajet retour inclus). Les camions de la colonne 2020 sont des camions conventionnels emportant 350 kg d'H₂ sous 350 bars. À partir de 2030, les camions fonctionnent à l'hydrogène et emportent 1 200 kg d'H₂ sous 750 bars.

	Coût du transport de l'hydrogène (€/kg)		
	2020	2030	2050
Coût de la citerne	283 500 €	432 000 €	240 000 €
50 km	0,76 €	0,35 €	0,30 €
100 km	1,32 €	0,63 €	0,53 €
150 km	1,89 €	0,90 €	0,77 €
200 km	2,45 €	1,18 €	1,00 €
250 km	3,02 €	1,46 €	1,23 €
300 km	3,59 €	1,74 €	1,46 €

Hydrogène liquide

Une autre technologie aujourd'hui envisagée est le transport d'hydrogène liquide qui aurait l'avantage de multiplier par 1,8 la quantité transportée par camion sous une pression de 700 bars mais au prix d'une consommation énergétique représentant environ 20 % de l'énergie stockée dans l'hydrogène gazeux à 700 bars. Cette solution est étudiée par un certain nombre de constructeurs, Daimler Truck AG, en particulier. Cependant, il faudra toujours quatre fois plus de camions que pour le transport du gazole, en supposant que les questions techniques et de sécurité soient résolues. Cette solution pourra être considérée le moment venu et permettre de reporter la date à partir de laquelle une installation décentralisée de production devient nécessaire dans une station donnée.



Figure 14 : Transporteur Titan développé par la société Hexagonraufoss.



Figure 15 : Station de recharge de camions à l'hydrogène dans le port de Anvers.

Source : Compagnie maritime belge.

Distribution de l'hydrogène

Aperçu général⁵⁷

Une installation de distribution de l'hydrogène comporte un certain nombre de pistes que peuvent emprunter les camions pour accéder à un *dispenser* qui délivre l'hydrogène dans le réservoir de leur véhicule à la pression voulue. Cette pression est nécessairement supérieure à celle du réservoir du camion. On a vu (page 47) que la transition était amorcée depuis les réservoirs à 350 bars vers des réservoirs à 700 bars. Cependant, il est possible que les transports en commun continuent à utiliser le standard à 350 bars. On a donc supposé que les *dispensers* seraient « dual pressure » permettant de délivrer l'hydrogène aux deux niveaux de pression.

Les *dispensers* sont des équipements onéreux. Il a été supposé que leur coût d'investissement évoluerait comme suit (tableau 10).

Une station de recharge va également comporter une citerne de stockage plus moins importante, en fonction des aléas de la demande à laquelle elle doit répondre. Dans un hub où se côtoient différents utilisateurs, il y aura un certain lissage de la demande. Le volume du stockage rapporté à la capacité de production et de livraison de l'hydrogène y sera moins important que dans le cas d'une station entièrement dédiée aux poids lourds qui devra répondre aux variations du trafic.

Tableau 10 : Évolution du coût des *dispensers* d'hydrogène.

2020	2030	2050
1 600 k€	1 300 k€	900 k€

Tableau 11 : Évolution du coût unitaire des réservoirs.

2020	2030	2050
630 € par kg H ₂	360 € par kg H ₂	200 € par kg H ₂

Le coût unitaire des réservoirs a été supposé évoluer conformément aux données du tableau 11.

Dans le cas où la station décentralisée comporte un électrolyseur dédié à la production locale, il faut prévoir une installation de compression permettant de porter la pression de l'hydrogène au niveau de celle du stockage.

Une station peut comporter plusieurs pistes, chacune équipée d'un *dispenser*. Par contre les équipements de stockage et de compression peuvent être en partie mutualisés.

57. Une description plus détaillée des stations de distribution est donnée aux pages 67 et suivantes.

Détermination du coût de distribution

Le coût de distribution est fonction du nombre de pistes, de la capacité de stockage installée et de la présence ou non d'une installation de compression. Ceci conduit à distinguer trois cas de figure :

- la distribution au niveau du hub avec un stockage équivalent à quelques heures de production ;
- la station de distribution décentralisée sans production propre avec un stockage équivalent à environ une journée de production ;
- la station de distribution décentralisée avec production locale et un stockage équivalent à quelques heures de production.

Pour les hubs et les stations décentralisées dotées de moyens de production en hydrogène, le nombre de pistes à prévoir et le volume du stockage associé sont fonctions du nombre de poids lourds que la station peut alimenter chaque jour, compte tenu de la capacité de production installée, de la taille des réservoirs des camions et du temps moyen de remplissage de ces réservoirs. Il est supposé que la capacité des réservoirs évoluera ainsi qu'il est exposé dans l'encadré 1. Le débit de remplissage est supposé passer de 3,6 kg/min en 2020 à 7,2 kg/min en 2030 et 2050.

Encadré 1 : Contenance des réservoirs d'hydrogène des futurs poids lourds (en kg).

L'autonomie des véhicules, le nombre de pleins journaliers qu'ils seront amenés à réaliser, le nombre de stations à prévoir le long des axes de circulation, sont directement fonction des quantités d'hydrogène que les poids lourds pourront embarquer dans leurs réservoirs.

Sur ce point, il semble que l'espace susceptible d'être alloué au stockage de l'hydrogène dans les véhicules restera fortement contraint. On a vu précédemment que sur les poids lourds Hyundai, il était possible aujourd'hui d'embarquer 34,5 kg d'hydrogène sur lesquels 31 kg sont réellement mobilisables, compte tenu de la nécessité de maintenir un minimum d'hydrogène dans le réservoir pour le maintenir en pression. Dans ces camions, l'hydrogène est stocké sous 350 bars.

À l'avenir, il est possible que l'espace consacré au stockage, après optimisation, puisse être augmenté de quelque 20 %. C'est l'hypothèse, assez optimiste, que nous retiendrons. Par ailleurs, nous supposons que pour les poids lourds longue distance, dès l'horizon 2030, les réservoirs des véhicules permettront un stockage à 700 bars. On supposera en revanche que les réservoirs des véhicules de transport régional (moins de 500 km), le stockage continuera à se faire à 350 bars.

Enfin, on suppose que les véhicules feront le plein au plus tard lorsque, en moyenne, le réservoir est à 10 % de sa capacité nette.

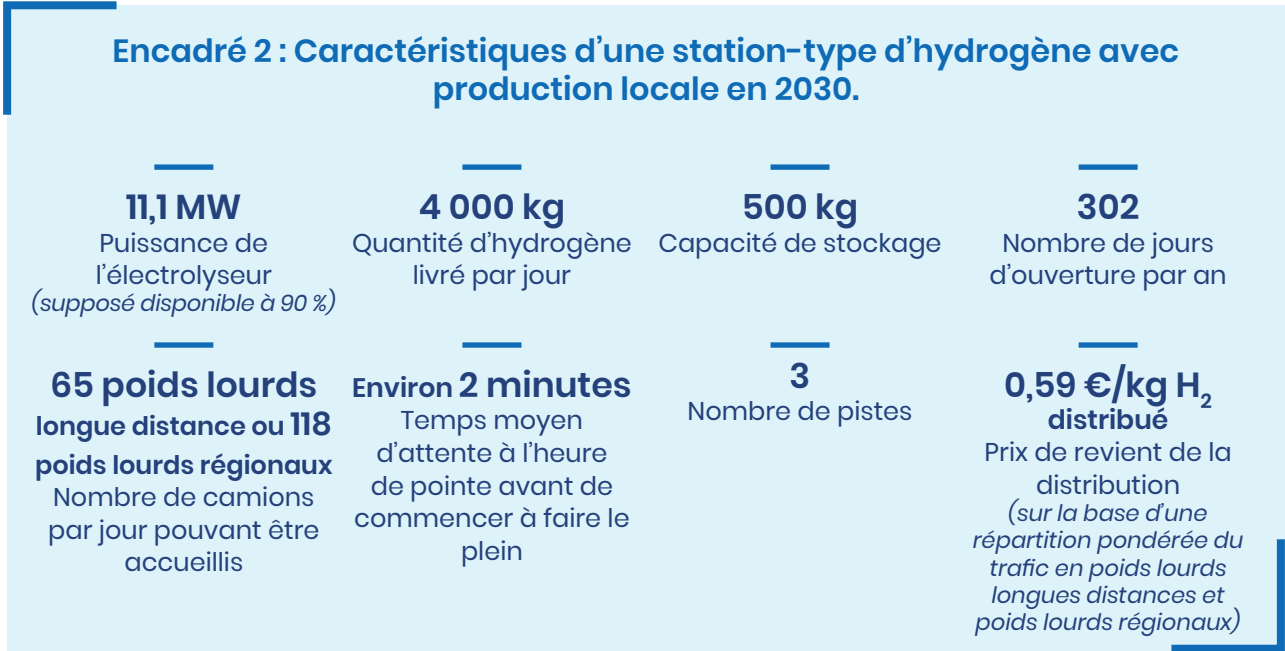
Ceci conduit aux hypothèses du tableau 12.

Tableau 12 : Hypothèses d'évolution de la contenance des réservoirs d'hydrogène des véhicules.

En kg H ₂	Contenance brute			Contenance nette			Masse du plein		
	2020	2030	2050	2020	2030	2050	2020	2030	2050
Moins de 150 km	34,5	41,4	41,4	31,1	37,3	41,4	27,9	33,5	33,5
De 150 à 500 km	34,5	41,4	41,4	31,1	37,3	37,3	27,9	33,5	33,5
Plus de 500 km	34,5	72,0	72,0	31,1	68,4	68,4	27,9	61,6	61,6

Il faut également tenir compte du temps d'attente des poids lourds arrivant en station de façon à le limiter à au maximum quelques minutes. Des calculs de files d'attente ont été faits en supposant que le trafic de pointe des poids lourds était égal à 2,5 fois le trafic moyen.

Ceci conduit, pour une station décentralisée dotée de moyens de production, à une configuration typique en 2030 définie dans l'encadré 2.



La configuration des infrastructures de distribution dans les hubs sera très variable : elle dépendra de la puissance installée mais aussi de la diversification plus ou moins grande des marchés servis à partir du hub et donc de la fraction de la production réservée aux poids lourds. Si cette fraction correspond à une dizaine de MW électriques, l'installation de distribution sera proche de celle de la station décentralisée décrite plus haut.

La problématique des stations décentralisées de pure distribution, c'est dire sans production propre, est différente. En effet, ces stations seront ravitaillées par la route ainsi qu'il est expliqué aux pages 29 et suivantes. Les recharges, si elles sont trop fréquentes, constitueront un obstacle notable à l'exploitation de la station, la station risquant d'être bloquée pendant les opérations de recharge.

Tableau 13 : Évolution du coût moyen de distribution selon les trois modes de distribution.
Nota : La chute du prix de revient observé pour les stations sans production entre 2020 et 2030 s'explique par l'accroissement de la capacité des réservoirs des camions qui permet, tout en restant à une seule piste, d'accueillir plus de deux fois plus de camions.

	Vente directe au hub			Station sans production locale			Station avec production locale		
	2020	2030	2050	2020	2030	2050	2020	2030	2050
Composante distribution dans le prix de revient de l'hydrogène livré (en €/kg H ₂)	0,93 €	0,39 €	0,32 €	1,79 €	0,73 €	0,60 €	0,75 €	0,59 €	0,50 €

Il a donc été considéré qu'un seul ravitaillement par jour était envisageable, ce qui, compte tenu de la capacité des camions de transport d'hydrogène prévus à horizon 2030, conduit à fixer à 1 200 kg/jour la capacité de distribution d'une station à partir de laquelle une production locale doit être envisagée.

Une telle production permet d'accueillir 18 camions de transport longues distances par jour ou 33 camions de transport régional, avec un temps moyen d'attente en station de l'ordre de 3,5 minutes pour une seule piste.

La production de 1 200 kg d'hydrogène par jour correspond à une puissance électrique installée en électrolyseur de 3,3 MW. Dans la pratique, cela veut dire que la solution consistant à alimenter par la route les stations est une solution transitoire correspondant à la montée en régime du système. Une station dont l'utilité sera reconnue, commencera à être alimentée par camions et, quand son débit viendra à dépasser 1 000 kg/jour, elle devra s'équiper d'un moyen de production locale, par exemple d'un

module d'électrolyseur de 5 MW, avant de passer à 10 MW et le cas échéant à 20 W.

Sur la base de ces diverses hypothèses, le prix de revient de la distribution évoluera conformément au tableau 13.

Prix de revient complet de l'hydrogène livré

Synthèse

En agrégeant les trois composantes : production, transport et distribution, on parvient au tableau 14 qui récapitule l'évolution du prix de revient de l'hydrogène, rendu réservoir, selon les trois modes de distribution.

Tableau 14 : Prix de revient de l'hydrogène rendu réservoir dans différents schémas de distribution.
Les cases tramées en vert correspondent aux cas dans lesquels l'approvisionnement pas camion est moins onéreux que la production locale.

En €/kg H ₂	Distance de trans. (km)	2020				2030				2050			
		Prod.	Trans.	Distri.	Total	Prod.	Trans.	Distri.	Total	Prod..	Trans.	Distri.	Total
Production Hub et livraison Hub	-	6,13 €	- €	0,93 €	7,06 €	5,38 €		0,39 €	5,77 €	4,66 €		0,25 €	4,91 €
Production Hub et transport en station de distribution décentralisée non dotée de moyens de production	50	6,13 €	0,76 €	1,79 €	8,68 €	5,38 €	0,35 €	0,73 €	6,46 €	4,66 €	0,30 €	0,60 €	5,56 €
	100	6,13 €	1,32 €	1,79 €	9,24 €	5,38 €	0,62 €	0,73 €	6,73 €	4,66 €	0,53 €	0,60 €	5,79 €
	150	6,13 €	1,89 €	1,79 €	9,81 €	5,38 €	0,90 €	0,73 €	7,01 €	4,66 €	0,76 €	0,60 €	6,02 €
	200	6,13 €	2,45 €	1,79 €	10,38 €	5,38 €	1,18 €	0,73 €	7,29 €	4,66 €	0,99 €	0,60 €	6,25 €
	250	6,13 €	3,02 €	1,79 €	10,94 €	5,38 €	1,45 €	0,73 €	7,56 €	4,66 €	1,22 €	0,60 €	6,48 €
	300	6,13 €	3,59 €	1,79 €	11,51 €	5,38 €	1,73 €	0,73 €	7,84 €	4,66 €	1,45 €	0,60 €	6,71 €
Production et distribution en station décentralisée	-	8,13 €	- €	0,75 €	8,89 €	6,55 €	- €	0,59 €	7,14 €	5,69 €	- €	0,50 €	6,19 €

Ce tableau fait apparaître des prix de revient de l'hydrogène électrolytique rendu réservoir allant de 7,0 €/kg à 11,5 €/kg dans les conditions économiques des années 2020. Ces prix pourraient être ramenés dans une fourchette allant de 5,8 €/kg à 7,8 €/kg à l'horizon 2030 et de 4,9 €/kg à 6,7 €/kg à horizon 2050.

Il doit être noté que ces prix de revient ont été calculés en ajoutant un coefficient de 20 % aux coûts directs, supposé couvrir les frais généraux et la marge commerciale. Pour un opérateur public, ce coefficient semble suffisant pour que l'on puisse considérer que ces prix constituent des prix de vente plausibles. Pour un opérateur privé, il devrait sans doute être majoré.

Il doit également être rappelé qu'il n'a été ajouté à ces prix de revient (qui sont HTVA) aucune autre taxe que celles pesant actuellement sur l'électricité utilisée pour l'électrolyse. Aucune éventuelle taxe intérieure n'a été prise en compte.

Enfin il a été supposé que les investissements pourraient être financés par subvention à hauteur de 50 % dans les années 2020 et de 30 % dans les années 2030.

Arbitrage transport/production décentralisée

Un point important mis en évidence par le tableau 12 est l'arbitrage qui doit être fait entre stations de distribution décentralisées sans production et stations de production décentralisées avec production. En effet, à partir d'une certaine distance, le coût du transport devient supérieur au différentiel de coût entre « production locale » et « production en hub + frais de transport ». Ce différentiel évoluera dans le temps en fonction des conditions économiques. Le tableau 15 et le diagramme qui l'accompagne (*figure 16*) permettent de chiffrer et d'illustrer cette évolution.

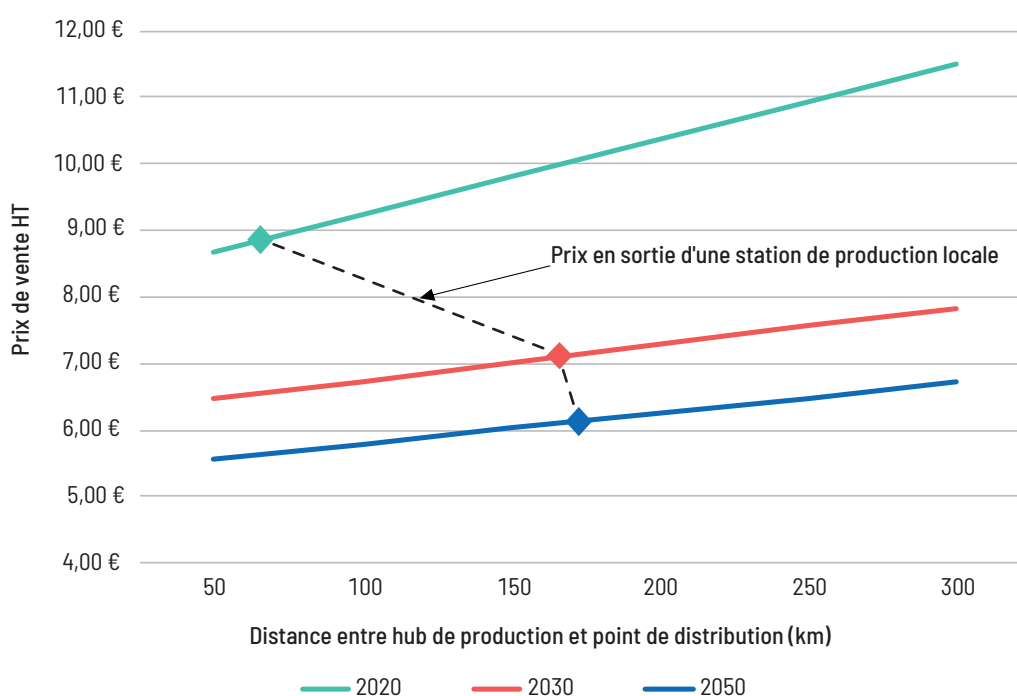
Aujourd'hui le transport est onéreux et il y a donc intérêt à construire des stations produisant de l'hydrogène dès que la distance à un hub excède 50 à 60 km. Mais l'arrivée probable de camions capables de transporter à 700 bars 1 200 kg d'hydrogène, va changer la donne et reporter la limite d'arbitrage au-delà de 150 km.

Il doit cependant être souligné que la raison principale pour laquelle devront être envisagées des productions locales réside dans les contraintes de livraison.

Tableau 15 : Prix de revient de l'hydrogène livré à partir d'un hub comparé au prix de revient de l'hydrogène issu d'une production locale.

En €/kg H ₂	Distance de transport (km)	2020	2030	2050
Production Hub et station de distribution déportée	50	8,68 €	6,46 €	5,56 €
	100	9,24 €	6,73 €	5,79 €
	150	9,81 €	7,01 €	6,02 €
	200	10,38 €	7,29 €	6,25 €
	250	10,94 €	7,56 €	6,48 €
	300	11,51 €	7,84 €	6,71 €
Production décentralisée en station	-	8,89 €	7,14 €	6,19 €

Figure 16 : Prix de revient de l'hydrogène livré à partir d'un hub à différents horizons de temps et positionnement de la ligne d'équivalence avec une production locale.



La capacité de transport d'un camion, même portée à 1 200 kg d'hydrogène, reste relativement faible dans l'optique d'une généralisation de l'usage de l'hydrogène. La citerne nécessaire pour véhiculer 1 200 kg d'hydrogène à 700 bars doit avoir une contenance de 35 000 litres, soit la taille maximale d'un camion-citerne de transport de carburant⁵⁸. Or 35 000 litres de gazole équivalent en PCI à 9 t d'hydrogène. En d'autres termes, au lieu de prévoir, par exemple, la réalimentation d'une station de distribution tous les huit jours, il faudra l'organiser, une fois par jour.

Par ailleurs des contraintes de circulation sur les routes des citernes à hydrogène peuvent surgir. On ne peut pas savoir aujourd'hui comment ces difficultés pourraient se traduire (augmentation des coûts de transport, Interdictions réglementaires...) mais elles pourraient apparaître dès que le transport de l'hydrogène deviendra significatif.

Comme règle du pouce, on a considéré qu'il ne serait pas acceptable de programmer dans une station de distribution plus d'un changement de contenant par jour. On a vu précédemment que la masse d'hydrogène de 1 200 kg correspond à la capacité de production moyenne d'une station équipée d'un électrolyseur de 3,3 MW. Cela donne une idée assez précise du seuil à partir duquel des installations de production décentralisées s'imposeront afin d'accompagner la croissance des besoins des stations de distribution.

La livraison d'hydrogène par la route vers les stations est donc une solution pratique pour gérer la montée en puissance de l'écosystème hydrogène mais n'est pas destinée à se pérenniser si l'usage de l'hydrogène vient effectivement à se développer.

58. Un camion-citerne transporte entre 15 et 35 m³ de gazole – Source : Wikipedia.

4

L'équation économique

Aperçu général

Sur la base des analyses et des calculs qui précèdent, une synthèse a été réalisée visant à comparer les trois motorisations en compétition :

- diesel ;
- batteries ;
- hydrogène ;

pour des poids lourds affectés :

- soit à des transports régionaux (< 500 km) ;
- soit à des transports longues distances (> 500 km).

Cette synthèse a été établie aux différents horizons de temps de l'étude, 2020, 2030, 2050, en tenant compte des perspectives de progrès technique et

d'abaissement des coûts. Ces perspectives sont très limitées dans le cas des camions au gazole, elles sont très importantes, mais évidemment frappées d'une grande incertitude, dans le cas des transports par camions électriques ou à hydrogène. Les principales hypothèses sont réunies dans le tableau 16.

Pour la motorisation diesel, on a supposé que la taxe carbone implicitement contenue dans la TICPE (taxe intérieure sur la consommation de produits énergétiques, ex. TIPP), actuellement bloquée à 44,6 € par tonne de CO₂, serait augmentée de 60 € par tonne de CO₂ à horizon 2030. À l'horizon 2050, la solution diesel n'est plus considérée.

Pour les camions à hydrogène, on a supposé que la majorité des recharges (85 %) se fera, pour le trafic

Tableau 16 : Principales hypothèses retenues pour le calcul des TCO (Total Cost of Ownership) afférant à chaque type de motorisation.

TCO calculés sur 7 ans	2020	2030	2050
Prix des véhicules diesel régionaux	90 000 €	90 000 €	-
Prix des véhicules diesel longues distances	110 000 €	110 000 €	-
Prix des véhicules électriques régionaux	165 000 €	105 000 €	92 000 €
Prix des véhicules électriques longues distances	338 000 €	178 000 €	145 000 €
Prix des véhicules hydrogène régionaux	180 000 €	134 000 €	129 000 €
Prix des véhicules hydrogène longues distances	202 000 €	167 000 €	156 000 €
Prix des batteries	205 €/kWh	82 €/kWh	50 €/kWh
Prix des piles à combustible	205 €/kW	123 €/kW	82 €/kW
Rendement des piles à combustible	50 %	55 %	60 %
Distance parcourue par an par les véhicules régionaux	60 000 km	60 000 km	60 000 km
Distance parcourue par an par les véhicules longues distances	100 000 km	100 000 km	100 000 km

Tableau 17 : Schéma de répartition possible de la recharge des camions à hydrogène entre les différentes filières.

	Trafic régional			Trafic longues distances		
	2020	2030	2050	2020	2030	2050
Recharge dans les locaux de l'entreprise de transport	0 %	20 %	40 %	0 %	30 %	40 %
Recharge dans des hubs	100 %	60 %	40 %	100 %	40 %	30 %
Recharge dans des stations décentralisées	0 %	20 %	20 %	0 %	30 %	30 %

régional, en entreprise, au prix de 100 €/MWh. Le complément se fera en recharge rapide itinérante au prix de 350 €/MWh. Pour le trafic longues distances, on suppose que la répartition est quasiment inversée et que la recharge se fera à 20 % en entreprise et à 80 % en itinérance le long des grands axes.

S'agissant de l'hydrogène, il a été exposé précédemment (page 45) que le ravitaillement des camions pourrait se faire par trois canaux différents. La répartition entre chaque canal évoluera dans le temps en fonction de leur disponibilité et de leur compétitivité. Il a été retenu les clefs de répartition décrites au tableau 17. Il a été supposé que les entreprises de transport n'investiront pas immédiatement en moyens de production mais développeront leurs installations propres lorsque l'intérêt de la filière hydrogène se trouvera confirmé. Il a été supposé également, qu'au départ ce sont les hubs, développés avec le soutien de collectivités, qui permettront d'amorcer le passage à l'hydrogène des flottes de camions. Ces hubs resteront attractifs car ce sont les installations qui permettront de délivrer l'hydrogène au meilleur prix.

Ces hypothèses sont sujettes à caution mais les calculs montrent que les résultats finaux sont peu sensibles à la répartition retenue.

Coût total de possession des différentes filières

Sur la base des hypothèses résumées précédemment, le calcul des coûts totaux de possession (TCO) conduit, pour les différentes filières et pour les trois horizons de l'étude, aux résultats qui sont donnés dans le tableau 18. La décomposition de ces coûts totaux est donnée par la figure 17.

Le tableau 18 fait apparaître quelques conclusions importantes :

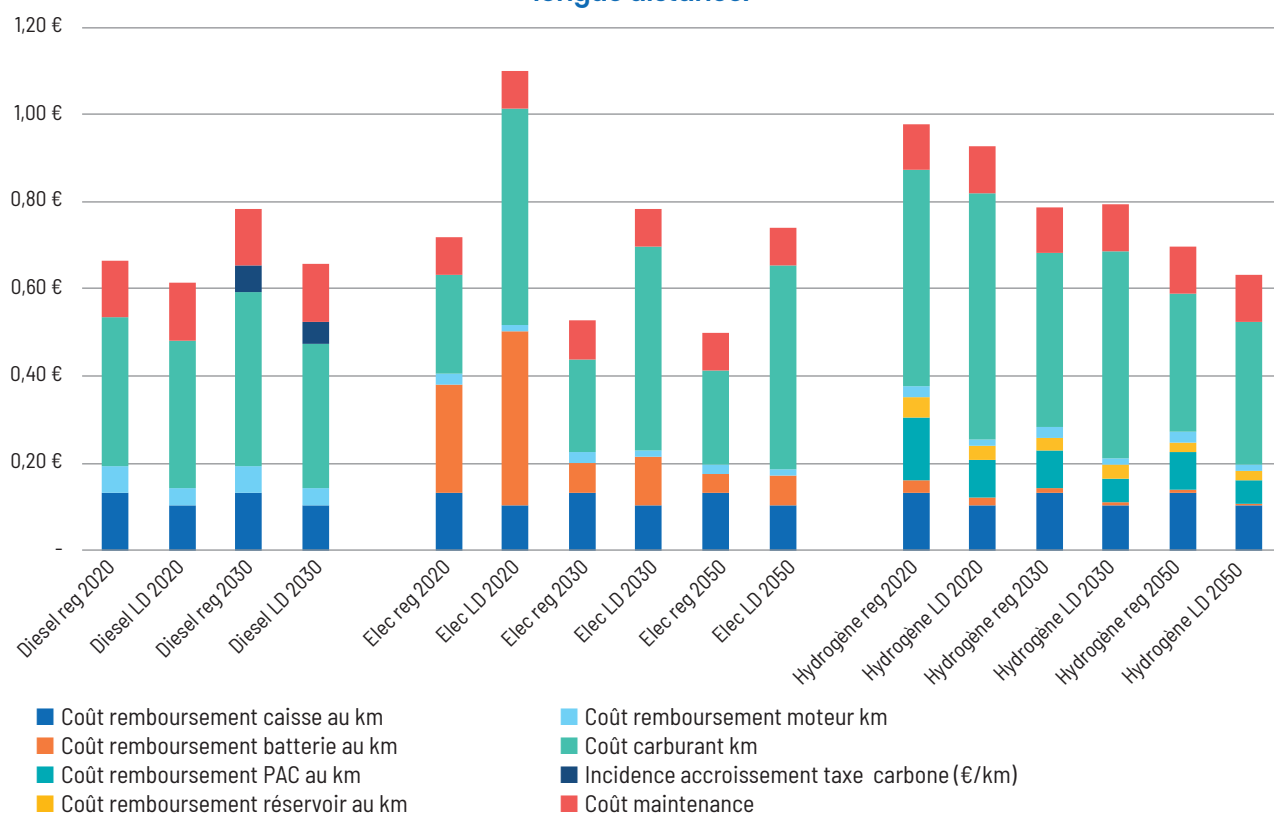
- dans les années 2020, la solution diesel est la plus compétitive ;
- à partir de 2030, la solution électrique est susceptible de s'imposer pour les trafics régionaux. Cette solution, à ce niveau d'exigences, bénéficiera pleinement des développements réalisés pour la motorisation électrique des véhicules particuliers, tant en ce qui concerne le coût des batteries que les infrastructures de recharge qui ne seront pas fondamentalement différentes de celles utilisées pour la mobilité légère.

En 2030, la solution électrique restera plus chère que la solution diesel pour les transports longue distance. La mobilité hydrogène se rapprochera de la compétitivité par rapport à la solution électrique, si elle bénéficie d'un soutien public suffisant. Rappelons que les calculs réalisés supposent que les investissements (électrolyseurs et installation de distribution) seront financés par des subventions publiques à hauteur de 50 % dans les années 2020 et 30 % dans les années 2030.

Tableau 18 : Évolution du coût total de possession en €/km pour les différentes filières.

En €/kg H ₂	Trafic régional			Trafic longues distances		
	2020	2030	250	2020	2030	2050
Camions diesels	0,666 €	0,784 €	-	0,614 €	0,657 €	-
Camions électriques batteries	0,719 €	0,527 €	0,499 €	1,101 €	0,783 €	0,740 €
Camion hydrogène	0,978 €	0,787 €	0,696 €	0,926 €	0,793 €	0,631 €

Figure 17 : Décomposition par éléments des coûts de possession des différentes filières de motorisation : TC0 en €/km d'un PL diesel, électrique, hydrogène, en 2020/2030/2050, régional ou longue distance.



En 2050, la mobilité électrique continuera à s'affirmer pour les trajets régionaux, compte tenu de la poursuite de la baisse du prix des batteries. Par contre, pour les longues distances, par rapport à un camion électrique équipé d'une batterie de 1 050 kWh et opérant des recharges rapides à 350 €/MWh⁵⁹, le camion à hydrogène est susceptible de creuser l'écart et de s'imposer comme la solution dominante pour ce type de transport.

Les résultats qui précèdent peuvent être comparés à ceux publiés par l'association Transport & Environnement dans une étude publiée en juin 2020⁶⁰ qui repose sur les prix européens de l'électricité. Cette étude montre (figure 18) que le coût total de possession du camion électrique resterait nettement moins élevé à 2030 que celui du camion hydrogène y compris sur les longues distances. Le résultat de cette étude s'explique principalement par les coûts retenus :

- 5,40 €/kg pour la fourniture de l'hydrogène, ce qui est un chiffre raisonnablement optimiste, avec un coût d'infrastructure de 3,9 k€ par véhicule et par

an (pour un total de 120 000 km parcourus pour les poids lourds longues distances) ;

- 152 €/MWh pour la fourniture d'électricité avec un coût d'infrastructure de 5,7 k€ pour les poids lourds longues distances).

Ce calcul confirme, s'il en était besoin, que le résultat de telles comparaisons dépend fortement des hypothèses retenues pour le prix des carburants distribués.

Les conclusions restent donc fragiles et les deux scénarios décrits au chapitre 3 ont l'un et l'autre leur vraisemblance. Il doit être rappelé que les calculs effectués supposent qu'aucune fiscalité spécifique ne viendra s'ajouter à celle de l'électricité aussi bien dans la filière hydrogène que dans la filière électrique. Par ailleurs, il n'est pas acquis que les contraintes techniques et de sécurité liées à l'utilisation de l'hydrogène ne viendront pas rendre plus difficile son développement.

Inversement, la filière électrique directe, avec laquelle l'hydrogène sera en concurrence, présente

59. Le coût total de possession est naturellement plus faible pour un poids lourd électrique n'utilisant qu'un seul chauffeur (au lieu de deux), une batterie de 600 kWh (au lieu de 1050 kWh) et des recharges à 1C toutes les 4 h 30.

60. Comparing hydrogen and battery electric trucks,

<https://www.transportenvironment.org/publications/comparing-hydrogen-and-battery-electric-trucks>

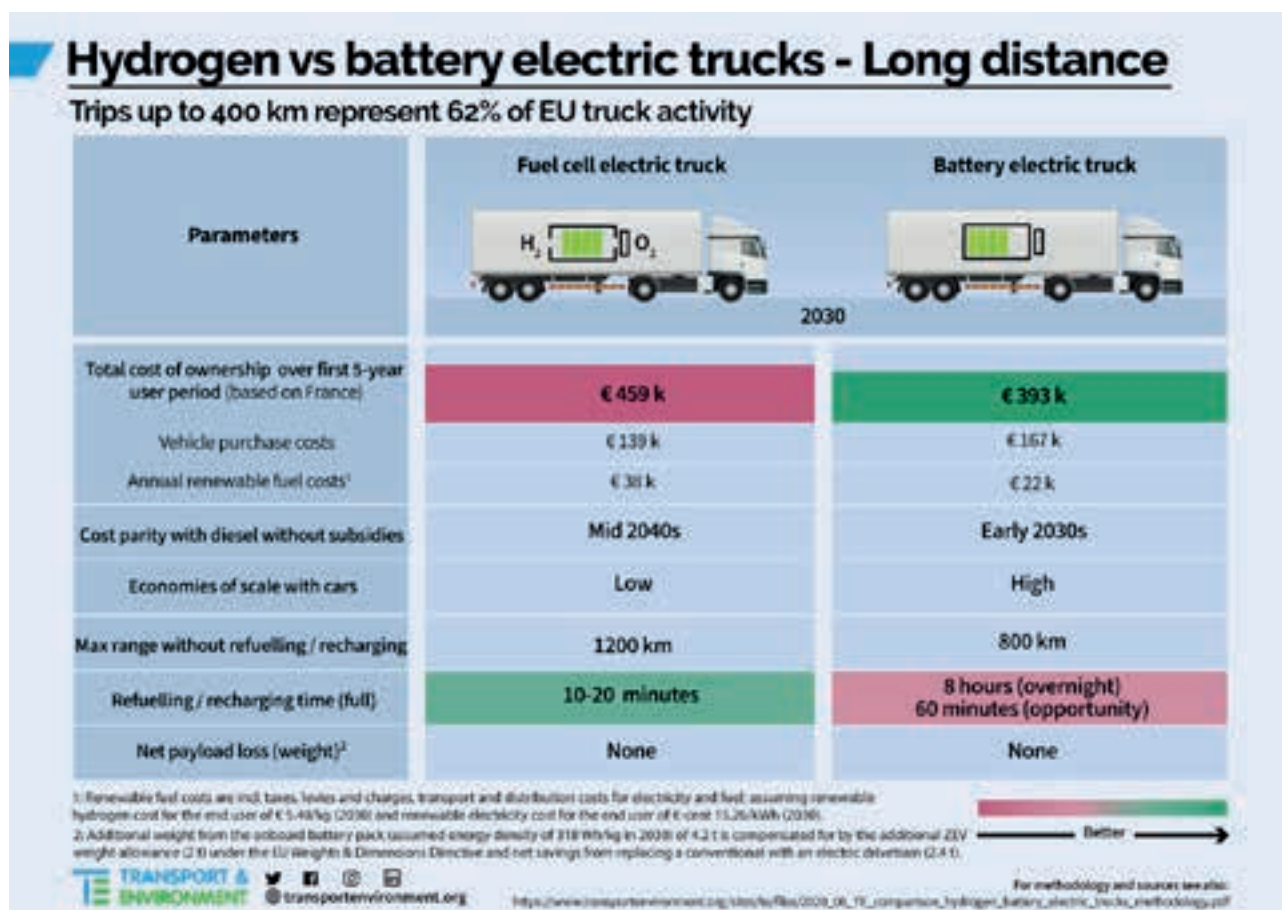


Figure 18 : Comparaison du coût total de possession d'un poids lourd électrique à celui d'un poids lourd comparable à hydrogène. Source : Transport et Environnement (juin 2020).

des inconvénients, notamment la durée requise pour la recharge qui peut être un facteur de moindre compétitivité. Cependant, il est possible qu'elle s'avère compatible avec la durée minimale des repos imposés aux chauffeurs.

Dans les deux cas, les filières ne se développeront que si le niveau de sécurité mis en œuvre est exemplaire : des incendies en fin de recharge sur les poids lourds électriques ou des explosions survenant dans les stations de distribution d'hydrogène pourraient obérer leur déploiement.

La position des entreprises de transport

Aperçu général

Ce sont les entreprises de transport, plus que les pouvoirs publics, qui détermineront de quel côté le fléau de la balance va pencher et la prise en compte de leurs pratiques opérationnelles est essentielle pour comprendre les choix et déterminer

l'infrastructure à mettre en place : l'autonomie va impacter les trajets, la durée de chargement du réservoir va conditionner le dimensionnement des stations de recharge ; la fréquence et l'intervalle entre le remplissage des réservoirs doit être compatible avec le régime des pauses imposées par les réglementations sur le travail des chauffeurs et l'organisation de leurs journées.

La saisonnalité du trafic dans l'année et la variation dans la semaine vont aussi influencer de manière importante le dimensionnement de la station de recharge et du stockage d'hydrogène.

Le monde du transport routier en France est un monde particulièrement éclaté avec beaucoup de petits transporteurs et quelques grosses entreprises qui elles-mêmes sous-traitent beaucoup à de petites entreprises. De plus, la rentabilité du secteur est très faible et ce dernier n'aura pas beaucoup de capacité pour accepter des contraintes de fonctionnement supplémentaires.

Les encadrés 3 et 4 résument les enseignements que l'on peut tirer de l'analyse de deux segments importants du marché.

Encadré 3 : Points clés du transport routier logistique.

Le transport routier de marchandises de type logistique se caractérise par :

- un recours à la sous-traitance très important : au moins un opérateur est passé d'une structure interne à une sous-traitance très majoritaire. Cette sous-traitance se fait au profit de petites ou toutes petites entreprises de transport. Ces dernières n'ont pas l'infrastructure chez elles pour stocker du carburant et font donc le plein dans les stations-service ;
- des déplacements journaliers entre 400 et 500 km en moyenne, et très peu de transports nationaux ;
- les flux internationaux sont relativement faibles et représentent 20 % du chiffre d'affaires ;
- les chauffeurs, qui sont en général seuls, s'arrêtent toutes les 4 heures 30 et le soir. Il faudra pour les transports longue distance que les arrêts pour faire le plein correspondent aux arrêts réglementaires des chauffeurs.

Tout comme pour le transport frigorifique, les marchandises transportées sont globalement plus volumineuses que lourdes. L'adaptation à l'hydrogène devra se faire sans diminuer le volume utilisable.

Encadré 4 : Points clés du transport routier frigorifique et messageries.

Cette partie du transport représente environ 10 % du marché en France et regroupe des sociétés telles que Calberson, STEF, le groupe Le Calvez...

Les poids lourds fonctionnent 24 h/24, six jours sur sept, avec trois chauffeurs qui rentrent à la base tous les jours. Le plein est uniquement fait dans les locaux du transporteur, à chaque retour.

Les trajets sont essentiellement des trajets courts, inférieurs à 400 km, car les marchandises sont regroupées dans des hubs régionaux avant d'être envoyées à leur destinataire. Dans quelques cas, il y a des trajets longs, entre les hubs.

Le froid est fourni par un système séparé avec du gazole non routier. Pour un système hydrogène, il faudra compter avec une surconsommation de 30 à 40 %.

La variation saisonnière est marquée avec un mois chargé à + 30 %.

Enfin, ce secteur est très sensible aux grèves des raffineries et donc la capacité à stocker ou à produire sur place sera essentielle. Aujourd'hui, le carburant est acheté en gros et stocké dans les locaux du transporteur ou dans ceux des sous-traitants. Dans le cas d'un approvisionnement en hydrogène non produit sur place, il faudra conserver 10 jours de consommation et dans le cas d'une production sur place, il faudra envisager au moins 48 heures pour pallier une défaillance.

Les marchandises transportées sont globalement volumineuses et l'élément limitant est la dimension de la cabine. L'adaptation à l'hydrogène devra se faire sans diminuer le volume utilisable.

En synthèse

La profession est prête à évoluer, mais il faudra que les contraintes liées à l'usage de l'hydrogène restent minimales par rapport au fonctionnement actuel (en particulier, les pleins lors des transports longue distance devront pouvoir se faire toutes les 4 heures, ce qui imposera une densité suffisante de stations) et que les conditions économiques donnent un avantage économique net pour l'entreprise de transport. La concurrence des batteries sera forte, d'autant qu'une augmentation du poids du véhicule ne sera pas vue comme rédhibitoire, contrairement à une diminution du volume utile. La bascule se fera en fonction de la disponibilité des infrastructures de recharge ou de plein. Un petit transporteur ayant une cour fermée pourra avoir intérêt à passer à l'électricité et se recharger la nuit, alors que s'il n'a pas cette possibilité, le plein d'hydrogène dans une station proche sera nettement plus pratique.

Les petits transporteurs, qui constituent aujourd'hui la majorité de la profession passeront tardivement à l'hydrogène car ils n'auront pas les moyens d'investir dans des camions à hydrogène ou des camions électriques neufs.

Soutien public nécessaire

Comme ce fut le cas pour le développement des énergies renouvelables, l'utilisation de l'hydrogène dans les transports ne prendra pas son essor sans un soutien public pendant plusieurs années.

Nous avons fait l'hypothèse dans cette étude que les investissements de production et de distribution seraient subventionnés d'abord à 50 % puis à 30 %. Pour en calculer l'impact sur les finances publiques,



on peut supposer que les installations mises en service avant 2031 seront subventionnées à 50 %, celles mises en service de 2031 à 2035 à 30 %.

Rapportés au kW électrique installé, les montants unitaires des investissements de production et de distribution peuvent être évalués comme suit (tableau 19).

Il est possible, pour chaque scénario, de déterminer la trajectoire de montée en puissance de la base installée exprimée en kW électrique. À partir des ratios du tableau 19 et des hypothèses de subventionnement, on en déduit que l'effort de subvention nécessaire, étalé sur une douzaine d'années se situerait aux environs de :

- 990 millions d'euros dans le scénario Haut ;
- 415 millions dans le scénario Bas.

Ces montants, rapportés en effort annuel, sont modiques au regard des enjeux auxquels ils sont attachés.

Tableau 19 : Effort d'investissement nécessaire, en production et en distribution, par kW électrique installé.

	Cas des hubs		Cas des stations décentralisées	
	Avant 2031	2031-2035	Avant 2031	2031-2035
Production	1 000 €/kW	750 €/kW	2 000 €/kW	1 000 €/kW
Distribution	755 €/kW	497 €/kW	664 €/kW	530 €/kW
Total	1 755 €/kW	1 247 €/kW	2 664 €/kW	1 530 €/kW

5

Vers un écosystème de production et de distribution de l'hydrogène

Aperçu général

Nous avons évalué au chapitre 3 les quantités d'hydrogène qu'il faudra produire et distribuer, dans les deux scénarios Haut et Bas, afin d'assurer le ravitaillement des camions de transport de marchandises qui fonctionneront à l'hydrogène. Les évaluations économiques faites au chapitre 5 ont confirmé que ces scénarios étaient plausibles. Au chapitre 4, nous avons analysé les moyens de production et de distribution à mettre en place. Il en est ressorti trois filières de production/distribution :

- production et distribution dans des hubs de grande capacité ;
- production et chargement des camions dans les locaux des entreprises ;
- production et distribution dans des stations décentralisées : stations locales multi-usages (mini-hubs) ou stations-service le long ou à proximité des voies rapides, ces dernières pouvant être alimentées ; dans un premier temps, par camions citernes à partir des hubs les plus proches.

Nous analysons dans ce chapitre la façon dont cet écosystème pourrait s'organiser.

Esquisse d'écosystème de l'hydrogène pour le transport routier

Une première façon de raisonner, très globale mais instructive en ordre de grandeur, consiste à imaginer que les quantités nécessaires soient produites et distribuées par des installations toutes identiques dotées d'électrolyseurs d'une puissance électrique typique de 10 MWe.

On suppose que de telles installations de production fonctionneraient l'équivalent de 328 jours par an (disponibilité de 90 %), en assurant pour un jour plein une production de 118,8 MWh d'hydrogène en 2030 (en supposant un rendement d'électrolyse de 55 %) et de 129,6 MWh en 2050 (rendement d'électrolyse de 60 %).

On suppose que les besoins annuels en hydrogène calculés au tableau 10 seraient répartis sur 220 jours ouvrés. Il est alors possible (tableau 20) d'en déduire le nombre de stations de production/distribution nécessaires pour satisfaire la demande.

On voit ainsi que dans le scénario Haut, il serait nécessaire de disposer de 373 équivalents-stations de 10 MWe réparties de façon judicieuse sur l'ensemble du territoire. Ce chiffre, comparé au réseau des stations gazole AS24 et à la longueur du réseau autoroutier français (13 000 km d'autoroutes et voies rapides), ne fait pas apparaître d'impossibilité. Cependant ce calcul doit être affiné pour tenir compte des trois modes de distribution possible identifiés au paragraphe 6.1. La combinaison du

Tableau 20 : Evaluation du nombre de stations de production/distribution nécessaires dans l'hypothèse où elles seraient le seul canal de recharge des poids lourds.

Type de trafic	Scénario Haut				Scénario Bas			
	2030		2050		2030		2050	
	TWh H ₂ /an	Nb. d'équivalents stations	TWh H ₂ /an	Nb. d'équivalents stations	TWh H ₂ /an	Nb. d'équivalents stations	TWh H ₂ /an	Nb. d'équivalents stations
Moins de 150 km	0,2	5	0,9	19	0,1	3	0,5	10
De 150 à 500 km	0,8	18	4,6	98	0,4	9	1,5	33
Plus de 500 km	1,5	34	12,1	256	0,7	17	4,7	98
Total	2,5	57	17,6	373	1,2	29	6,7	141

Tableau 21 : Répartition en TWh livrés des quantités d'hydrogène délivrées aux camions selon les différentes filières.

Type de trafic	Scénario Haut				Scénario Bas			
	2030		2050		2030		2050	
	TWh H ₂ /an	Nb. de stations	TWh H ₂ /an	Nb. de stations	TWh H ₂ /an	Nb. de stations	TWh H ₂ /an	Nb. de stations
Recharge dans les locaux de l'entreprise de transport	0,6	15	7,1	149	0,2	6	2,7	56
Recharge dans des hubs	1,2		5,8		0,7		2,7	
Recharge dans des stations décentralisées (mini-hubs ou stations-service)	0,6	15	4,7	100	0,2	6	1,3	28
Total	2,5		17,6		1,2		6,7	

tableau 18 avec les hypothèses de répartition du trafic entre filières de rechargement retenues au tableau 15 permet de calculer la répartition des quantités livrées par filière, tableau dont découle une évaluation du nombre de postes de recharge nécessaires, en complément des hubs, dans des mini-hubs locaux, dans les locaux des entreprises de transport ou le long des autoroutes et voies rapides (tableau 19).

Les hubs seront parmi les premiers à se développer, avec les mini-hubs des collectivités territoriales, et pourront assurer, selon le trafic considéré, 30 à 40 % du ravitaillement des poids lourds. Ils seront probablement une vingtaine, peut-être plus, en fonction du développement des usages de l'hydrogène.

Les entreprises de transport seront amenées à s'équiper au fur et à mesure du développement de la filière. Leur poids passera de 25 % en 2030 à 40 % en 2050.

Le complément sera assuré par les mini-hubs locaux multi-usages construits à l'initiative de collectivités territoriales et par des stations-service le long ou à proximité des voies rapides et des autoroutes. Leur nombre à horizon 2050 se situera entre 30 et 100 stations. Si le scénario Haut s'impose, elles se généraliseront le long de toutes les autoroutes et pourront assurer un point de ravitaillement tous les 100 km. Si le scénario Bas l'emporte, ces stations

seront localisées uniquement le long des axes les plus fréquentés.

La carte de la figure 18 montre que si les hubs hydrogène aujourd'hui envisagés se développent comme prévu, leurs zones de chalandise, définie comme l'ensemble des points situés à moins de 100 km, couvriront une large part des grands trajets autoroutiers. Les stations décentralisées pourront être implantées dans les segments plus éloignés ou pour venir renforcer le potentiel de desserte des hubs et des mini-hubs locaux, en évitant notamment aux poids lourds de sortir de l'autoroute et de faire un détour pour aller s'y ravitailler.

Figure 19 : Zones de desserte potentielles des hubs hydrogène et segments d'autoroute devant être desservis par des stations décentralisées.



Encadré 5 : Propriétés de l'hydrogène et remplissage des réservoirs.

L'hydrogène, dans les conditions de recharge des réservoirs s'échauffe lors qu'il se détend, phénomène opposé à ce qu'on rencontre habituellement pour les gaz dans les conditions de la vie quotidienne.

Lorsqu'on remplit un réservoir, il y a une détente qui se produit entre le pistolet d'injection et le réservoir. Cet échauffement peut endommager les réservoirs en matériaux composites. Aujourd'hui, on rencontre des réservoirs en acier pur (type 1), en acier + composite (type 2 et type 3) et en composite pur (type 4). Si ces derniers sont moins répandus en raison de leur maturité moindre, ils pourraient se développer dans les années qui viennent.

Le remplissage d'un réservoir en acier ne nécessite pas de refroidissement particulier. Les types 2 et 3 nécessitent une vérification pour vérifier si le débit de la pompe va ou pas imposer un refroidissement. Le type 4 impose un refroidissement systématique.

Conception d'une station de distribution ou de production d'hydrogène

Station de distribution pure

Dans le cas où l'hydrogène peut être apporté par camion ou par pipeline (même si cette situation sera beaucoup plus rare), seule la ou les unités de distribution sont nécessaires.

Une station de distribution d'hydrogène requiert alors :

- la mise en place d'une zone pour les containers d'hydrogène (zone ATEX) , soit stationnaires soit sous forme de tube trailer ;
- un atelier pour les compresseurs à 800 bars ;
- une unité de production de froid pour refroidir l'hydrogène à -20°C pour les pistes de distribution⁶¹ ;
- un ou plusieurs *dispensers* (pompes) pour remplir les réservoirs. La durée du plein prévue est sensiblement la même que pour un plein de gazole, le nombre de pompes sera donc similaire à celui d'une station gazole ayant la même fréquentation.

L'ensemble représente environ 250 mètres carrés pour un stockage de 1 200 kg et les unités de froid correspondant à trois pistes de distribution.

Le principal point à prendre en charge est le bruit du compresseur, lequel ne doit pas se trouver à plus d'une quinzaine de mètres du *dispenser* (perte de charge). La création d'un mur anti-bruit peut être nécessaire pour isoler la zone.

Sur le plan administratif, en dessous de 100 kg d'hydrogène sur site, aucune autorisation n'est nécessaire. Il devient nécessaire d'établir une simple déclaration jusqu'à 1 000 kg d'hydrogène stocké. Au-delà, il faut réaliser une demande d'autorisation de type ICPE seuil bas dont la durée d'obtention peut atteindre un an. Au-delà de 5 tonnes d'hydrogène sur site, il faut faire une demande d'autorisation ICPE seuil haut.

Production d'hydrogène et installation d'un électrolyseur

La mise en place d'une unité de production d'hydrogène, entre 5 et 20 MWe, nécessite, outre la partie distribution décrite précédemment, l'installation d'un électrolyseur, d'un stockage de l'hydrogène en quantité importante et d'un poste de transformation pour le raccordement au réseau électrique (Enedis ou RTE).

Electrolyseur et stockage sont des zones à risques d'explosion, dites « zones ATEX », qui nécessitent la mise en place d'un périmètre de protection autour. Le stockage a lieu obligatoirement en aérien, contrairement aux cuves de produits pétroliers qui sont en général enterrées.

L'ensemble (hors distribution) représente environ 500 mètres carrés pour un électrolyseur de 20 MWe et le stockage correspondant de 4 t d'hydrogène à 450 bars, une zone propre de 150 m².

Le fonctionnement des électrolyseurs est régulier (plage de fonctionnement entre 20 et 100 % de la puissance nominale). Le soutirage sur le réseau électrique sera constant. On peut aussi adapter la

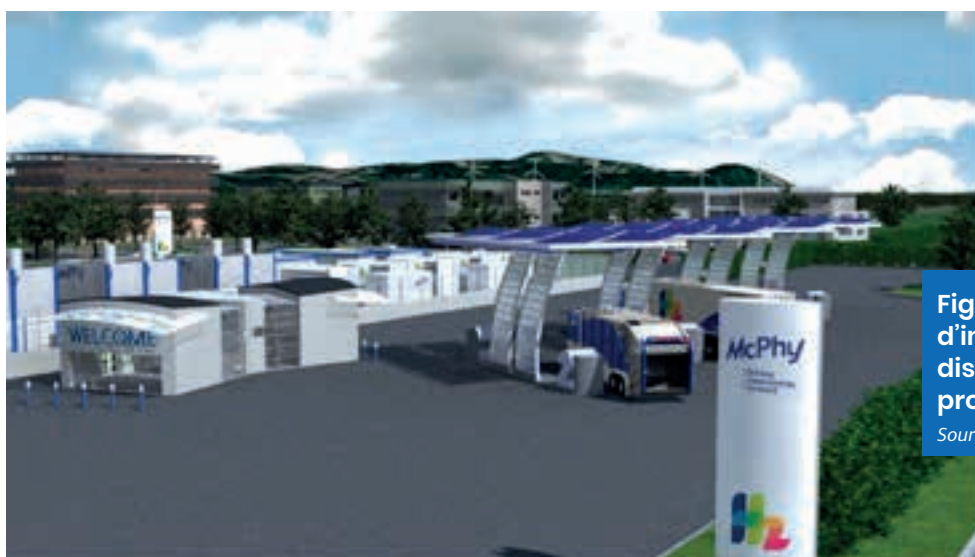


Figure 20 : Exemple d'installation de distribution pour une production de 20 MW.

Source McPhy.

61. Dans la mesure où on ne peut pas imposer un type de réservoir, la station doit être capable de remplir tous les types.



Figure 21 : Exemple d'installation de production 20 MW.

Source Cummins Hydrogenics.

station de production pour qu'elle s'arrête ou diminue sa production lors des pointes de consommation électrique en apportant ainsi une capacité d'effacement non négligeable et d'éventuels revenus complémentaires.

Adaptation d'une station-service existante pour la distribution d'hydrogène

La transformation d'une station-service en station de distribution d'hydrogène ne présente pas de complexité exceptionnelle, au-delà de la disponibilité des mètres carrés nécessaires et de l'isolation phonique des compresseurs. Les pistes existantes pourront éventuellement être adaptées pour distribuer ce nouveau carburant, sans requérir de mètres carrés supplémentaires, s'il est possible d'installer les compresseurs à proximité. À défaut, il faudra en créer de nouvelles.

L'installation d'un électrolyseur et de la zone de stockage va nécessiter un espace pour ces équipements, situés en zone ATEX, dont la taille sera proportionnelle à la quantité et à la pression d'hydrogène stocké. Il faudra aussi planifier le raccordement avec Enedis (ou RTE) et effectuer les déclarations et demandes d'autorisation administrative. Cependant, pour de petites quantités quotidiennes (quelques centaines de kg) il est tout à fait possible de commencer par installer la partie distribution avec livraison en tube trailer et d'évoluer ensuite avec la croissance du trafic, ce qui laissera le temps de planifier l'opération.

Comparaison avec le déploiement d'une infrastructure de recharge électrique

À contrario de l'hydrogène, la recharge électrique rapide pour les poids lourds dure beaucoup plus longtemps et surtout vouloir la piloter dans le temps n'a pas de sens. Le coût du stockage d'électricité (batteries plus électronique de puissance) rend peu réaliste l'idée de pouvoir lisser de manière importante la recharge électrique des camions et adapter la pointe de consommation de la station. La consommation globale de la station électrique sera nettement moins importante que celle de la station hydrogène, mais son impact sur le réseau de distribution sera plus important.

Cas de la Vallée du Rhône

Une étude de cas a été faite sur les Autoroutes du Sud de la France (ASF) pour lesquelles on dispose d'éléments précis, quoique datant de décembre 2001, sur le trafic de poids lourds et sur sa décomposition en origines et destinations⁶². Cette étude, portant sur 750 km d'autoroutes, a conduit à développer une méthodologie permettant d'évaluer les besoins à satisfaire en moyens d'approvisionnement des poids lourds à hydrogène le long des différents tronçons et de positionner de façon sommaire les stations à mettre en place, en complément des autres sources d'approvisionnement.

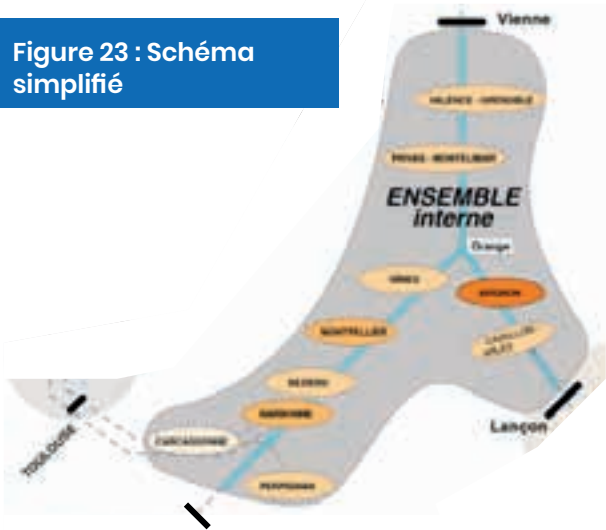
Sur le réseau ASF (figure 22) a été isolé un périmètre simplifié représenté par la figure 23, sur laquelle a été observé un trafic poids lourds moyen de 56 000 véhicules se décomposant conformément au tableau 22, en moyenne sur les quatre jours qu'a duré l'enquête.



Tableau 22 : Répartition du trafic poids lourds en décembre 2001 sur les ASF dans le périmètre de l'enquête.

Type de trafic	Trafic poids lourds journalier
Flux de transit, dont	16 600
International longue distance (> 800 km)	7 600
National moyenne distance (de 300 à 800 km)	9 000
Flux d'échange, dont	25 180
Longue distance (de 500 à 700 km)	3 770
Moyenne distance (de 200 à 500 km)	9 470
Courte distance (moins de 200 km)	11 940
Flux internes	14 190

Figure 23 : Schéma simplifié



62. Meilleure connaissance des trafics poids lourds sur l'axe A7-A9 - Enquête Origine/destination (DRE - ASF - CETE Méditerranée) - Contribution au débat public : <https://cpdp.debatpublic.fr/cdpd-vral/docs/pdf/etudes/5. les etudes routieres/Meilleure connaissance des trafics PL sur A7 A9.PDF>

Pour chaque type de trafic, on connaît la décomposition en origine et destination (par exemple : (Espagne/Portugal) ↔ (Europe Nord et Est) pour le transit ou bien (périmètre d'étude) ↔ (France Ouest) pour les flux d'échange.

Il est dès lors possible d'affecter ces différents flux aux tronçons d'autoroute que les poids lourds doivent emprunter. Les tronçons identifiés sont ceux du tableau 23 qui mentionne leur longueur.

Tableau 23 : Décomposition du périmètre d'étude en tronçons.

Tronçon d'autoroute	Longueur (km)
Vienne-Valence	72
Valence-Orange	101
Orange-Lançon	73
Orange-Nîmes	56
Lançon-Nîmes	82
Nîmes-Narbonne	144
Narbonne-Toulouse	137
Narbonne-Le Perthus	88

Cette réaffectation du trafic par tronçon permet d'en inférer la consommation moyenne d'hydrogène sur chacun des tronçons et donc, en tenant compte du pourcentage de réapprovisionnement fait hors autoroute, d'en déduire ensuite la capacité de distribution d'hydrogène à assurer sur chaque tronçon dans le cadre des scénarios étudiés.

Les chiffres du ministère des Transports montrent un accroissement de trafic de 11 % entre 2001 et 2019 (donc hors impact COVID). L'étude inclut de plus les hypothèses d'évolution du trafic retenues dans le scénario AMS⁶³ de la SNBC, selon lesquelles le trafic croîtrait, en tonnes-kilomètres, de 5 % d'ici 2030 et de 10 % d'ici 2050.

La distribution sera faite par des stations qui seront situées pour certaines à moins de 100/150 km des grands hubs régionaux. Il s'agira, dans ce cas, de pure distribution lorsque la fourniture à assurer n'excédera pas 1 200 kg/j. Au-delà, une capacité de

production devra être installée en station avec une puissance que l'on estime pouvoir aller de 5 MW électriques à 20 MW.

Cette configuration sera évolutive : il y aura relativement peu de stations à horizon 2030, quel que soit le scénario. Leur nombre augmentera avec la demande et la plupart des stations de distribution pure deviendront des centres de production.

Les figures 24 à 27 illustrent cette évolution. Bien entendu le positionnement des stations n'est qu'indicatif et nécessiterait d'être affiné.

Le tableau 24 montre le nombre de camions hydrogène circulant dans les deux sens sur chaque tronçon, déterminé à partir de l'étude précitée de 2001.

Plusieurs points additionnels seraient à prendre en compte :

- la diminution de l'autonomie des camions à hydrogène par rapport aux camions diesel actuels entraînera une augmentation de la fréquence des ravitaillements. Il ne sera plus possible de traverser la France sans faire le plein en cours de route, ce qui va mécaniquement augmenter la fréquentation des stations-service d'autoroute ;
- l'implantation des stations a été uniquement faite sur la base de l'hydrogène consommé sur autoroute. À ce stade, il n'est pas possible de tenir compte d'effets de voisinage où une station-service moins chère pourrait être implantée juste à côté d'une sortie d'autoroute ou située de l'autre côté de la frontière avec un carburant moins cher ;
- de même, le comportement des conducteurs est difficile à anticiper. L'étude tient compte d'un abatement important pour les trajets commençant ou se terminant localement pour intégrer les poids-lourds faisant le plein dans leur entrepôt ou dans une station hors autoroute. De même, il a été supposé que les chauffeurs dont les trajets commencent et finissent localement ne feraient pas le plein sur autoroute. On aurait pu cependant décider, a contrario, que dans une phase de montée en charge avec peu de stations disponibles, les chauffeurs préféreraient faire le plein au passage plutôt qu'un détour de 30 ou 40 km pour aller chercher une station 1 € moins cher au kg ;
- il n'a pas été tenu compte des contraintes éventuelles de raccordement locales aux réseaux électriques Enedis ou RTE. Ce point devrait naturellement être pris en compte dans une étude d'investissement.

63. Le scénario « avec mesures supplémentaires », dit AMS, vise à respecter le mieux possible les objectifs que la France s'est fixée en termes d'énergie et de climat, à court, moyen et long terme. Il dessine une trajectoire possible de réduction des émissions de gaz à effet de serre jusqu'à la neutralité carbone en 2050 qui constitue l'objectif structurant du scénario.



Figure 24 : Stations hydrogène en 2030 en hypothèse haute.



Figure 25 : Stations hydrogène en 2050 en hypothèse haute.



Figure 26: Stations hydrogène en 2030 en hypothèse basse.



Figure 27 : Stations hydrogène en 2050 en hypothèse basse.

Tableau 24 : Nombre de poids lourds circulant dans les deux sens par tronçon et quantité d'hydrogène livré. L'étude tient compte du taux de pénétration par type de transport (longue/moyenne/courte distance) et le volume d'hydrogène vendu intègre aussi un abattement fonction de la possibilité pour le chauffeur de faire le plein en dehors de l'autoroute, plus forte pour un trajet local que pour un transit international.

Tronçon	Longueur (km)	Nb de poids lourds (ref 2001)	Hypothèse basse kg H ₂ achetés par jour		Hypothèse haute kg H ₂ achetés par jour	
			2030	2050	2030	2050
Vienne-Valence	72	19 779	1 827	13 132	3 654	34 533
Valence-Orange	101	23 528	2 922	21 131	5 843	55 272
Orange-Lançon	73	11 449	858	5 860	1 716	15 576
Orange-Nîmes	56	13 451	1 079	7 736	2 159	20 421
Lançon-Nîmes	82	8 023	407	2 733	814	7 010
Nîmes-Narbonne	144	14 945	3 001	22 164	6 003	57 713
Narbonne-Toulouse	137	7 794	1 514	11 213	3 027	29 195
Narbonne-Le Perthus	88	5 042	882	6 734	1 763	17 509

Quelles que soient les incertitudes exprimées ci-dessus, en tenant compte des infrastructures de distribution de carburant déjà en place dont certaines pourraient être reconverties, les figures 22 à 25 montrent que le nombre de stations hydrogène à prévoir n'est pas considérable et que l'implantation d'une infrastructure hydrogène pour les poids lourds est du domaine du possible et du réalisable. Mais elle doit être étudiée et conçue pour répondre à un trafic potentiel – qui doit évidemment être préalablement soigneusement étudié – afin de permettre le développement des véhicules hydrogène. Le risque est que les infrastructures hydrogène se développent de façon désordonnée au gré des initiatives locales en se cannibalisant dans certaines zones, alors que d'autres portions resteraient désertes. Un plan d'ensemble est nécessaire pour assurer la qualité et la disponibilité de service et indispensable pour que le véhicule à hydrogène puisse se développer et jouer le rôle qu'on attend de lui dans la décarbonation de l'économie en anticipation raisonnable du développement du trafic.

Ceci plaide en faveur de la mise au point de partenariats appropriés entre public et privé et de l'établissement de schémas directeurs qui pourront être conçus au niveau régional mais plus valablement au niveau européen car le marché visé est pour une grande part celui des grands transports internationaux. Dans cette optique, nous proposons, en conclusion de la présente étude, que soit portée au niveau européen l'idée de corridors de l'hydrogène sur lesquels se focaliseraient de façon prioritaire et coordonnée les premiers investissements.

6

Conclusion : Schémas directeurs et corridors de l'hydrogène

La présente étude montre que la conversion à l'hydrogène d'un segment important du trafic des poids lourds longue distance dédiés au transport de marchandises peut se révéler pertinente, d'un point de vue économique à partir de 2030, malgré les contraintes propres à l'utilisation de l'hydrogène, à condition d'appliquer scrupuleusement les règles de sécurité nécessaires. Ce segment serait constitué majoritairement des véhicules de transport longues distances réalisant des parcours moyens supérieurs à 500 km. Pour les distances inférieures, la solution batteries l'emportera très vraisemblablement et l'hydrogène ne semble pas pouvoir présenter d'avantage compétitif. Cependant les véhicules équipés à l'hydrogène pour les longs parcours pourront bien entendu assurer également, à l'occasion, des trajets plus courts.

Dans un scénario Haut, la consommation d'hydrogène des poids lourds à hydrogène pourrait atteindre en 2050 17,6 TWh H_2 , entraînant une consommation d'électricité de 36,8 TWh⁶⁴. Dans le cas où la filière hydrogène ne parviendrait pas à s'imposer de façon majoritaire, un scénario Bas a été proposé conduisant en 2050 à une consommation d'hydrogène de 6,7 TWh H_2 et à une consommation d'électricité de 13,9 TWh.

Quel que soit le scénario, la croissance de ces consommations ne sera pas linéaire. La filière H_2 est technologiquement moins avancée que la filière batteries et la mise au point des équipements, électrolyseurs, piles à combustible, réservoirs, compresseurs, *dispensers* et véhicules, y compris pour le transport de l'hydrogène, nécessitera probablement une dizaine d'années de développement. Le marché de l'hydrogène pour les poids lourds demeurera vraisemblablement modeste à l'horizon 2030, d'autant plus que les entreprises de transport ne seront enclines à migrer vers l'hydrogène que si le développement de l'hydrogène leur semble constituer une bonne décision et si les conditions sont réunies leur permettant de réaliser cette mutation dans le respect de leurs pratiques habituelles d'exploitation et sans avoir à encourir des dépenses additionnelles nuisant à leur équilibre économique.

Il est clair que cette mutation ne se fera que si la filière gazole est mise en extinction par la voie réglementaire d'ici 2050. C'est l'hypothèse de base sous-jacente à cette étude qui a d'ailleurs été retenue comme objectif à 2040 par la loi sur la lutte contre le dérèglement climatique. Mais, même dans ce corps d'hypothèses, l'émergence de l'hydrogène par

rapport à la filière batteries n'est pas assurée. Elle ne pourra intervenir que si l'écosystème hydrogène est optimisé de façon à parvenir à l'efficacité maximale permettant d'atteindre des coûts acceptables et aussi proche que possible du seuil de 5 €/kg rendu réservoir (hors TVA)⁶⁵. L'atteinte de cet objectif conditionne la compétitivité de la filière hydrogène sur le segment poids lourds longues distances.

L'optimisation de cet écosystème nécessite que soient correctement articulées les trois filières identifiées dans l'étude pour la production et la distribution de l'hydrogène :

- production et distribution dans des hubs de grande capacité ;
- production et chargement des camions dans les locaux des entreprises ;
- production et distribution dans des stations décentralisées, mini-hubs ou stations-service, ces dernières pouvant être alimentées, dans un premier temps, par camions citernes à partir des hubs les plus proches.

Ces moyens de production et de distribution requièrent des investissements importants que nous évaluons d'ici 2035 aux environs de 2,5 milliards d'euros en scénario Haut et 1 milliard d'euros en scénario Bas. Ces investissements devront être accompagnés et nous avons évalué le montant des subventions nécessaires aux environs de 990 millions d'euros en scénario Haut et 410 millions d'euros en scénario Bas.

Mais il est essentiel que ces investissements soient coordonnés, encore plus qu'on s'efforce de le faire pour les stations de recharge rapide de véhicule électrique sur les autoroutes. Nous proposons donc que soient dès à présent mis en chantier l'élaboration de schémas directeurs d'implantation des installations de production et de distribution de l'hydrogène destiné aux poids lourds.

La mise en place de l'infrastructure de recharge devra obligatoirement précéder l'équipement des sociétés de transport en camions hydrogène. Comme la progression du déploiement des poids lourds hydrogène ne sera pas connue avec exactitude et pourra varier en fonction de facteurs comme la disponibilité des véhicules, **il sera nécessaire que l'État prenne en compte une partie des risques de trafic en**

64. Pour mémoire, la consommation d'électricité en France est stable depuis 2008 et s'établit autour de 473 TWh.

65. Ce seuil de 5 €/kg est cité dans l'étude du Comité de prospective de la CRE, « Le vecteur hydrogène », (juin 2021) comme conditionnant l'essor de l'hydrogène pour la mobilité lourde.



ayant recours à des mécanismes comme la concession ou le partenariat public-privé. Faute de quoi le début du cercle vertueux entre déploiement de l'infrastructure et équipement en poids lourds risque d'être très long, encore plus long qu'il ne l'aura été pour le véhicule électrique.

Les schémas directeurs devront être conçus dans une vision européenne, le marché visé étant pour une grande part celui des grands transports européens. Dans cette optique, nous proposons que soit portée au niveau européen l'idée de corridors de l'hydrogène consistant à équiper en priorité les grands axes empruntés par les grands transports européens.

Cette réflexion devrait s'inscrire dans le cadre des travaux sur le réseau transeuropéen RTE-T avec comme objectif de permettre aux sociétés de transport d'investir à leur tour dans les camions en hydrogène dès que ceux-ci seront disponibles sur le marché et d'amorcer ainsi la migration des transports lourds vers la solution hydrogène.

La proposition de la Commission européenne de règlement sur les infrastructures de recharge pour carburants alternatifs⁶⁶, rendue publique le 14 juillet va dans ce sens, puisqu'elle prévoit que les États devront équiper le réseau transeuropéen de transport de stations de distribution d'hydrogène espacés d'au plus 150 km avec une capacité de 2 t/jour pour l'hydrogène gazeux à 700 bars, et de 450 km pour l'hydrogène liquide⁶⁶. Elle envisage également que chaque nœud urbain soit doté d'une station de distribution d'hydrogène. Le présent rapport tend à préconiser un réseau de stations moins espacées (tous les 100 km), d'une capacité quelque peu supérieure mais localisées en priorité le long de corridors de l'hydrogène calés sur le réseau transeuropéen RTE-T central et en renvoyant à une étape ultérieure la distribution de l'hydrogène liquide. Il est en effet essentiel que soit offert aux entreprises de transport un haut niveau de service sur les grands axes, si l'on veut qu'elles prennent la décision, stratégique pour elles, de passer à l'hydrogène.

66. Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on the deployment of alternative fuels infrastructure, and repealing Directive 2014/94/EU of the European Parliament and of the Council, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52021PC0559>

66. Le cas de l'hydrogène liquide n'a pas été envisagé dans ce rapport. Il pose des problèmes spécifiques. Il n'a pas été considéré que cette solution soit de nature à faciliter le développement de la filière et il faudra veiller à ne pas disperser l'effort d'investissement.

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Évolution du prix des packs de batteries Li-ion pour véhicules légers – Source : BNEF (2021)	26
Figure 2 : Camion électrique e-TGM de 26 t de PTAC – MAN (Group Volkswagen).....	27
Figure 3 : Vue d'ensemble de l'e-TGM-Technologie des batteries et chargement.....	27
Figure 4 : Poids-lourd hybride roulant sur l'eHighway près de Darmstadt (Allemagne) @ Silas Stein/Picture Alliance.....	29
Figure 5 : Le semi-remorque Nikola Two – Source : Nikola Corp.	31
Figure 6 : Camion Hyundai fonctionnant à l'hydrogène – Source : Hyundai.	32
Figure 7 : Les sept bonbonnes d'hydrogène fixées à l'arrière de la cabine des camions Hyundai contiennent 34 kg d'hydrogène – Source : Hyundai.....	32
Figure 8 : Évolution des consommations d'hydrogène dans le secteur du transport des marchandises dans les deux scénarios retenus (en TWh d'hydrogène).....	38
Figure 9 : Esquisse d'implantation possible des hubs hydrogène en France – Source : France Hydrogène.....	41
Figure 10 : Évolution du prix de revient de l'hydrogène électrolytique produit dans des hubs et dans des statons décentralisées.....	44
Figure 11 : Prix de revient de l'hydrogène sortie hub (en €/kg) dans différentes hypothèses du prix de l'électricité.....	44
Figure 12 : Hydrogénoduc aux États-Unis – Source : Wikipédia.....	46
Figure 13 : Camion de livraison d'hydrogène sous 500 bars présenté à Heathrow par Air Product en 2014.....	46
Figure 14 : Transporteur Titan développé par la société Hexagonraufoss.....	47
Figure 15 : Station de recharge de camions à l'hydrogène dans le port de Anvers – Source : Compagnie maritime belge.....	48
Figure 16 : Prix de revient de l'hydrogène livré à partir d'un hub à différents horizons de temps et positionnement de la ligne d'équivalence avec une production locale.....	53
Figure 17 : Décomposition par éléments des coûts de possession des différentes filières de motorisation.	58
Figure 18 : Comparaison du coût total de possession d'un poids lourd électrique à celui d'un poids lourd comparable à hydrogène – Source : Transport et Environnement (juin 2020).	59
Figure 19 : Zones de desserte potentielles des hubs hydrogène et segments d'autoroute devant être desservis par des stations décentralisées.....	66
Figure 20 : Exemple d'installation de distribution pour une production de 20 MW (Source McPhy).....	67
Figure 21 : Exemple d'installation de production 20 MW (source Cummins Hydrogenics).....	68
Figure 22 : Schéma du réseau ASF (Autoroutes du Sud de la France).....	69
Figure 23 : Schéma simplifié.....	69
Figure 24 : Stations hydrogène en 2030 en hypothèse haute.....	71
Figure 25 : Stations hydrogène en 2050 en hypothèse haute.....	71
Figure 26 : Stations hydrogène en 2030 en hypothèse basse.....	71
Figure 27 : Stations hydrogène en 2050 en hypothèse basse.....	71

Liste des tableaux

Tableau 1 : Les transports de marchandises selon la classe de distance en charge. Transport national et international.....	34
Tableau 2 : Les transports de marchandises selon la classe de distance en charge en incluant le trafic sous pavillon étranger – Estimations pour l'année 2018.....	35
Tableau 3 : Projections 2030 et 2050 du trafic de marchandises selon la classe de distance.....	35
Tableau 4 : Pourcentage de pénétration des solutions hydrogène selon les scénarios.....	37
Tableau 5 : Hypothèses d'évolution des consommations unitaires des poids lourds.....	37
Tableau 6 : Estimation des besoins annuels d'hydrogène pour le transport de marchandises dans le cadre des deux scénarios.	37
Tableau 7 : Besoins prévisionnels en hydrogène et consommation d'électricité correspondante en 2030 et 2050.....	38
Tableau 8 : Estimation du prix de revient de l'hydrogène à la sortie des électrolyseurs.....	43
Tableau 9 : Évolution du coût du transport de l'hydrogène depuis un hub de production vers un centre de distribution en fonction de la distance (coût du trajet retour inclus).....	47
Tableau 10 : Évolution du coût des <i>dispensers</i> d'hydrogène.	48
Tableau 11 : Évolution du coût unitaire des réservoirs.....	48
Tableau 12 : Hypothèses d'évolution de la contenance des réservoirs d'hydrogène des véhicules.....	49
Tableau 13 : Évolution du coût moyen de distribution selon les trois modes de distribution.	50
Tableau 14 : Prix de revient de l'hydrogène rendu réservoir dans différents schémas de distribution	51
Tableau 15 : Prix de revient de l'hydrogène livré à partir d'un hub comparé au prix de revient de l'hydrogène issu d'une production locale.	52
Tableau 16 : Principales hypothèses retenues pour le calcul des TCO (<i>total cost of ownership</i>) afférant à chaque type de motorisations.....	56
Tableau 17 : Schéma de répartition possible de la recharge des camions à hydrogène entre les différentes filiales.....	56
Tableau 18 : Évolution du coût total de possession en €/km pour les différentes filiales.....	57
Tableau 19 : Effort d'investissement nécessaire, en production et en distribution, par kW électrique installé	61
Tableau 20 : Évaluation du nombre de stations de production/distribution nécessaires dans l'hypothèse où elles seraient le seul canal de recharge des poids lourds.....	64
Tableau 21 : Répartition en TWh livrés des quantités d'hydrogène délivrées aux camions selon les différentes filiales.....	65
Tableau 22 : Répartition du trafic poids lourds en décembre 2001 sur les ASF dans le périmètre de l'enquête. ...	69
Tableau 23 : Décomposition du périmètre d'étude en tronçons	70
Tableau 24 : Nombre de poids lourds circulant dans les deux sens par tronçon et quantité d'hydrogène livré.	71



équilibre des énergies

Construisons une société énergétique **meilleure**

Association loi de 1901 Équilibre des Énergies
10, rue Jean Goujon - 75008 Paris - France
T. +33 (0)1 53 20 13 70
info@equilibredesenergies.org



equilibredesenergies.org