

RAPPORT

POTENTIEL D'ADOPTION DE L'HYDROGÈNE VERT DANS LE TRANSPORT LOURD ET DE LONGUE DISTANCE AU QUÉBEC



À PROPOS DE CE RAPPORT

Le présent rapport a été préparé par WSP Canada inc. (WSP) pour le destinataire, Propulsion Québec, conformément à l'entente de services professionnels. La divulgation de tout renseignement faisant partie du présent rapport relève uniquement de la responsabilité du destinataire visé. Le contenu et les opinions se trouvant dans le présent rapport sont basés sur les observations et informations disponibles pour WSP au moment de sa préparation. Si un tiers utilise, se fie, ou prend des décisions ou des mesures basées sur ce rapport, ledit tiers en est le seul responsable. WSP n'accepte aucune responsabilité quant aux dommages que pourrait subir un tiers en conséquence de l'utilisation de ce rapport ou à la suite d'une décision ou mesure prise basé sur le présent rapport. Ces limitations sont considérées comme faisant partie intégrante du présent rapport.

L'original du fichier technologique que nous vous transmettons sera conservé par WSP pour une période minimale de dix ans. Étant donné que le fichier transmis au destinataire n'est plus sous le contrôle de WSP, son intégrité n'est pas garantie. Ainsi, aucune garantie n'est donnée sur les modifications qui peuvent y être apportées ultérieurement à sa transmission au destinataire visé.

ÉQUIPE DE RÉALISATION

PROPULSION QUÉBEC

Cédrick Lalaizon, Directeur, Innovation et Expérimentation

INNOVÉE

Alex Champagne-Gélinas, Directeur, Développement Stratégique
Olivier Chaudret, Analyste énergie et transports électriques et intelligents

WSP CANADA INC. (WSP)

Romain Taillandier, Directeur Principal, Services-Conseils en Système de Mobilité

Michel Veilleux, Directeur Principal, Services-Conseils stratégiques – Transport et infrastructure

Camille Bandelier, Consultante principale, Transition énergétique

Shan Campeau, Consultant, Système de mobilité

TABLE DES MATIÈRES

1. INTRODUCTION	6
1.1 Mise en contexte	6
1.2 Objectifs du mandat et méthodologie	7
1.3 Définition du transport lourd	7
1.4 Limites principales	8
2. CONSIDÉRATIONS AUTOUR DE L'HYDROGÈNE	9
2.1. Production d'hydrogène vert au Québec	9
2.2. Véhicules à hydrogène	10
2.3. Infrastructures de distribution et de ravitaillement en hydrogène	13
2.4. Coûts totaux de possession	15
3. ÉTUDES DE CAS	18
3.1. Projets canadiens	18
3.2. Projets internationaux	24
4. AJOUTER L'HYDROGÈNE AU MIX ÉNERGÉTIQUE DU QUÉBEC	28
4.1. Aspects techniques	29
4.2. Aspects économiques	33
4.3. Aspects sociaux	36
4.4. Aspects législatifs et gouvernementaux	38
5. MODÈLE D'AFFAIRES	40
6. CONCLUSION	43

TABLEAUX

TABLEAU 1 : COMPARAISON TECHNOLOGIQUE	11
TABLEAU 2 : PROJETS DE PRODUCTION D'HYDROGÈNE IMPLANTÉS ET ENVISAGÉS AU QUÉBEC, OCTOBRE 2023	19
TABLEAU 3 : ÉLÉMENTS DU PROJET 117 ET STATUT	22

FIGURES

FIGURE 1 : TRAIN ÉLECTRIQUE DU VÉHICULE À BATTERIE	10
FIGURE 2 : ILLUSTRATION DU PROCESSUS DE DISTRIBUTION DE L'HYDROGÈNE DEPUIS UNE SOURCE GAZEUSE	14
FIGURE 3 : ILLUSTRATION DU PROCESSUS DE DISTRIBUTION DE L'HYDROGÈNE DEPUIS UNE SOURCE LIQUIDE	14
FIGURE 4 : COÛT TOTAL DE POSSESSION ACTUEL ET FUTUR DES CARBURANTS ET DES GROUPES MOTOPROPULSEURS	15
FIGURE 5 : FEUILLE DE ROUTE TECHNOLOGIQUE DE L'HYDROGÈNE	16
FIGURE 6 : STATIONS-SERVICE HYDROGÈNE ET USINES DE PRODUCTION EN SUISSE, JUIN 2023	25
FIGURE 7 : MODULE DE TRANSPORT DE L'HYDROGÈNE GAZEUX À 350 BARS	27
FIGURE 8 : EXEMPLE D'UN MODÈLE D'AFFAIRES ENVISAGEABLE POUR LE QUÉBEC	40

1.

INTRODUCTION

1.1. MISE EN CONTEXTE

Le gouvernement du Québec s'est engagé, par son plan pour une économie verte, à réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) de la province de 37,5 % d'ici 2030. En 2020 le transport représentait 44 % des émissions totales, sans compter les polluants atmosphériques (oxydes d'azote et particules fines) émis. Les camions lourds comptaient pour 18 % de la consommation énergétique du secteur au Québec et 24 % au Canada^[1]. Le camionnage lourd représente ainsi un fort potentiel de décarbonation. La stratégie québécoise sur l'hydrogène vert et les bioénergies, dévoilée par le gouvernement le 25 mai 2022, illustre que l'hydrogène vert^[2] peut être une alternative intéressante à considérer. Par ailleurs, la lettre ouverte^[3] soumise en janvier 2022 par Propulsion Québec – grappe industrielle des transports électriques et intelligents au Québec – et InnovÉÉ – plaque tournante de la recherche et développement collaboratif dans les secteurs de l'énergie et des transports électriques et intelligents – indique que l'hydrogène vert pourrait être pertinent pour le transport lourd et de longue distance. C'est dans ce contexte que les parties prenantes du secteur des transports électriques et intelligents se questionnent sur le positionnement à adopter vis-à-vis l'hydrogène vert et l'importance de la place à lui accorder pour le transport lourd et de longue distance.

Ainsi, Propulsion Québec et InnovÉÉ travaillent avec différents partenaires sur la création d'un livre blanc portant sur l'utilisation de l'hydrogène vert dans le transport lourd et de longue distance au Québec pour bien comprendre les opportunités et limites de l'hydrogène dans le secteur du transport. Ce livre est constitué de trois volets :

Le volet 1, complété par l'Institut de Recherche sur l'Hydrogène (IRH), présente une revue de littérature sur le potentiel d'utilisation de la technologie des piles à combustible à hydrogène vert dans le transport lourd routier, en particulier au Québec. C'est dans ce volet que le secteur du camionnage lourd longue distance a été identifié comme l'un des secteurs du domaine des transports et de la logistique où l'hydrogène pourrait être le plus pertinent et avoir le plus grand impact pour lancer la filière de l'hydrogène au Québec.

Le volet 2, rédigé par Amp&Axle Consulting, présente les différentes technologies envisageables pour le secteur et leurs cas d'usage. Une synthèse de ces deux volets est présentée dans ce présent rapport.

Le volet 3, objet du présent rapport, présente la perception des usagers de l'industrie du camionnage lourd pour mieux cerner les besoins et préoccupations pour faire le choix du bon mix énergétique dans la décarbonation de leurs opérations et possiblement favoriser le développement de la filière de l'hydrogène vert au Québec.

[1] Whitmore, J. et P.-O. Pineau, 2023. État de l'énergie au Québec 2023, Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal, préparé pour le gouvernement du Québec

[2] [L'International Renewable Energy Agency](#) définit l'hydrogène vert comme étant de l'hydrogène produit à partir d'électricité renouvelable

[3] [Avis dans le cadre de la consultation sur l'hydrogène vert et les bioénergies](#), Propulsion Québec et InnovÉÉ, 20 janvier 2022

1.2 OBJECTIFS DU MANDAT ET MÉTHODOLOGIE

Propulsion Québec et InnovÉÉ ont mandaté la firme d'ingénierie WSP afin de développer le 3^e volet du livre blanc. Le mandat comprend la revue de cas d'études de projets à succès au Québec et en Europe.

L'objectif de ce rapport est notamment de comprendre les attentes et perceptions des parties prenantes, et la place que l'hydrogène pourrait jouer au sein de leur écosystème. Les discussions avec les parties prenantes ont permis d'identifier les obstacles existants et les conditions de succès à remplir. Ce rapport est ainsi le fruit d'une démarche de concertation avec les acteurs clés du marché, particulièrement les utilisateurs de véhicules lourds et de longues distances.

WSP a ainsi conduit des entrevues individuelles avec des parties prenantes^[4] afin d'identifier leurs enjeux et les besoins respectifs en termes d'opération, d'utilisation et de développement des véhicules lourds à hydrogène et de l'infrastructure associée. WSP s'est également appuyé sur son réseau afin de bénéficier d'expertise internationale du secteur, et sur la revue de littérature réalisée par l'Institut de Recherche en Hydrogène (IRH) pour compléter l'étude.

Par ailleurs, Propulsion Québec et InnovÉÉ ont désigné un comité de pilotage^[5] qui s'est réuni à plusieurs reprises au cours du mandat pour valider la liste des parties prenantes consultées, le guide d'entrevue ainsi que l'élaboration du présent rapport, du début à la fin.

1.3 DÉFINITION DU TRANSPORT LOURD

Au Québec, le transport ou camionnage lourd fait référence à l'acheminement de marchandises, de matériaux, de personnes ou d'équipements, par un véhicule dont le poids nominal brut dépasse les 26 000 lb (camions catégorisés de classe 7) ou 33 000 lb (camions catégorisés de classe 8). En plus du type et de la charge tractée par les véhicules considérés, la distance est également un facteur dimensionnant dans la planification des déplacements.

Dans le cadre de cette étude, il sera essentiellement question de transport par véhicules de classe 8, comprenant principalement les camions semi-remorques, camions-bennes et certains camions-boîtes à double essieu. À noter que certains véhicules-outils ou spécialisés, tels que les camions de pompiers et les camions à ramassage de rebuts, sont également inclus dans cette catégorie, mais ne sont pas étudiés dans le cadre de cette étude. Les véhicules lourds transportant des passagers (autobus, par exemple) sont également exclus de la présente étude, au vu de leur cas d'utilisation différents.

À noter qu'au sein de ce rapport, sauf indication contraire, le terme de « transport » fait référence au transport lourd et de longue distance. L'hydrogène dont le rapport fait référence est sauf indication contraire ou explicite de l'hydrogène vert produit à partir d'électricité de source renouvelable (ex. : hydraulique, éolien, solaire, etc.) ou de biomasse.

[4] Une liste détaillée des parties prenantes est fournie à l'annexe A.

[5] Une liste détaillée des participants du comité de pilotage est disponible à l'annexe B.

1.4 LIMITES PRINCIPALES

Ce rapport présente un travail qualitatif basé sur les informations recueillies lors des entrevues et sur des données publiques, site internet des entreprises, articles scientifiques, etc. Les informations mentionnées au sein de la section sur les véhicules à hydrogène et leur utilisation dans le transport lourd et de longue distance (Section 2) sont issues des volets 1 et 2 du livre blanc, respectivement écrit par l'IRH (en date de décembre 2022) et Amp&Axle (en date de mars 2023) et n'ont pas fait l'objet d'une revalidation exhaustive de la part de WSP (voir rapport en annexe).

Le secteur de l'hydrogène vert étant encore émergent, notamment pour une utilisation dans les transports lourds, les données et faits mentionnés dans le présent rapport sont à mettre en perspective; peu de données sont disponibles publiquement, en particulier pour le Québec, et les parties prenantes ne partagent pas toujours la totalité de leurs informations pour des raisons commerciales de confidentialité. À noter également que l'accès limité à l'information, ainsi que les incertitudes entourant la filière, limitent la capacité des opérateurs de parcs véhiculaires à se projeter avec de nouveaux modèles d'affaires.

Le contexte peut également changer rapidement. Des projets clés au Québec ont été annoncés au cours de ce mandat. L'acquisition de six camions à hydrogène par Harnois Énergie, le projet de démonstration du train Coradia iLint d'Alstom alimenté par de l'hydrogène vert et le projet Trans-Québec offrant un réseau structuré par sept stations de ravitaillements à hydrogène, par exemple, démontre le dynamisme et les changements rapides de ce secteur. Il est donc périlleux de prévoir avec certitude l'évolution du marché, les directions et les décisions que prendront les industries et gouvernements. Il est aussi important de noter que les technologies, leurs avantages, inconvénients et enjeux ont été étudiés en date de ce mandat (2023), et qu'une évolution rapide de ces technologies est possible.

Ce rapport présente des cas d'études québécois et suisse. Ces exemples ne sont pas exhaustifs et ne couvrent en aucun cas tous les projets développés mondialement; plusieurs initiatives sont présentement développées en Amérique du Nord, en Europe, en Australie, etc. Le rapport traite des cas qui semblent les plus adaptés au contexte québécois, avec la meilleure efficacité énergétique et le meilleur potentiel de décarbonation, dans la limite du temps imparti pour réaliser l'étude.

2.

CONSIDÉRATIONS AUTOUR DE L'HYDROGÈNE

2.1 PRODUCTION D'HYDROGÈNE VERT AU QUÉBEC

Il existe différentes techniques de production de l'hydrogène. Un système de couleur est souvent utilisé pour qualifier les différents types de production. On parle, par exemple d'hydrogène noir ou gris pour les hydrogènes produits à partir de pétrole et de gaz et d'hydrogène bleu lorsque la production est couplée à des systèmes de capture du carbone. L'hydrogène vert qualifie les méthodes de production utilisant des sources renouvelables.

La production d'hydrogène vert peut passer par un processus d'électrolyse, qui sépare les molécules d'eau (H₂O) en molécules hydrogène (H₂) et d'oxygène (O) grâce à l'électricité. Ce processus est énergivore, nécessitant entre 43 et 53 kWh pour chaque kilogramme d'hydrogène produit^[6], selon l'efficacité de l'électrolyseur, en plus d'utiliser plus de 18 litres d'eau. Si le courant utilisé provient d'une source d'énergie renouvelable (hydroélectricité, énergie éolienne ou solaire), tous les éléments du cycle de production sont alors à faible empreinte carbone, et l'hydrogène produit peut porter l'appellation d'hydrogène vert. Comme le Québec présente de l'électricité provenant d'un réseau à 95 % hydroélectrique, le procédé par électrolyse constitue un fort potentiel de production. Actuellement, l'hydrogène vert représente environ 2 % de la production mondiale et ses coûts de production sont plus élevés que ceux de l'hydrogène gris produit grâce au vaporeformage du gaz naturel^[7]. Il est à noter par ailleurs que la production d'hydrogène gris consomme plus d'eau que l'électrolyseur. Un bilan global des procédés de génération d'hydrogène permettrait de mieux mettre en perspective la consommation des ressources requises pour la production.

[6] Étude sur le potentiel technico-économique du développement de la filière de l'hydrogène au Québec et son potentiel pour la transition énergétique – Volet B

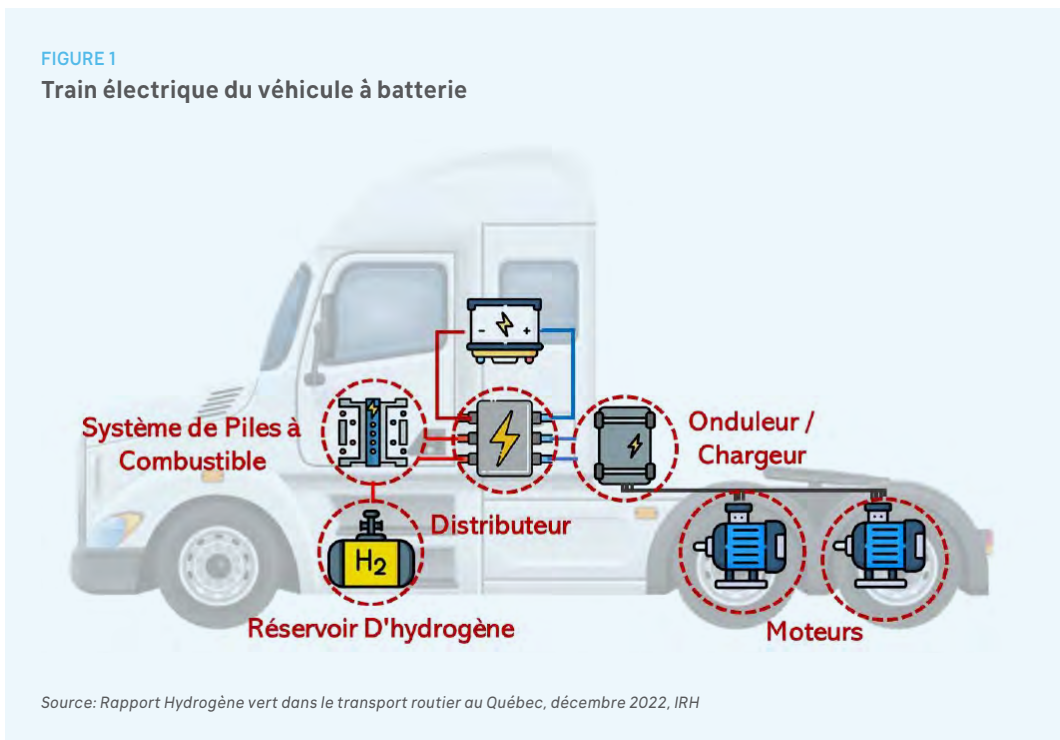
[7] <https://www.quebec.ca/agriculture-environnement-et-ressources-naturelles/energie/production-appvisionnement-distribution/hydrogene-vert#:~:text=L'hydro-q%C3%A8ne%20produit%20porte%20,ceux%20de%20l'hydrog%C3%A8ne%20gris>

Une autre option basse en carbone consiste à produire de l'hydrogène à partir de la gazéification de la biomasse, principalement dans les secteurs forestier, agricole et des matières résiduelles municipales, commerciales et industrielles, dont le Québec produit un potentiel technique de disponibilité calculé d'environ 19,2 millions de tonnes métriques anhydres^[8].

L'utilisation de l'hydrogène pour le transport lourd et de longue distance doit permettre une diminution drastique des émissions de GES pour s'inscrire dans les plans de transition du Québec. Dans ce contexte, il est impératif que l'hydrogène soit produit à partir de sources peu émettrices.

2.2 VÉHICULES À HYDROGÈNE

Le marché actuel se concentre sur deux technologies pour propulser les véhicules à l'aide d'hydrogène. La première technologie repose sur la pile à combustible. Elle est utilisée dans des véhicules entièrement électriques. Une pile à combustible est un dispositif qui convertit l'énergie chimique de l'hydrogène en électricité par la réaction de l'hydrogène et de l'oxygène. Cette électricité est ensuite utilisée soit directement pour alimenter le moteur électrique, soit pour charger une batterie de faible capacité qui est connectée au moteur. Cette dernière configuration permet de maintenir un cycle d'opération optimal pour la pile à combustible et de récupérer l'énergie de freinage, ce qui augmente l'efficacité globale du véhicule. Le sous-produit de la réaction chimique n'est que de la vapeur d'eau. Ainsi, ce type de véhicule n'émet pas de gaz à effet de serre pendant la conduite.



[8] https://cdn-contenu.quebec.ca/cdn-contenu/adm/min/economie/publications-adm/politique/PO_strategie_hydrogene-vert-bioenergies_version-ecran_MEIE.pdf

La deuxième technologie consiste à remplacer, ou adapter, le moteur diesel traditionnel par un moteur à combustion interne d'hydrogène, qui est alimenté par un réservoir d'hydrogène comprimé. Les autres composants principaux du groupe motopropulseur restent les mêmes que pour les véhicules diesel traditionnels. Cette technologie offre la possibilité de bénéficier des avancées technologiques des moteurs à combustion interne, telles que la fiabilité, la durabilité, la chaîne d'approvisionnement existante, les infrastructures de fabrication et de recyclage existantes, ainsi que l'accessibilité financière. Cependant, puisque l'hydrogène subit une combustion, des oxydes d'azote (NOx) sont émis pendant la conduite, ce qui signifie que ce véhicule ne peut pas être qualifié de zéro émission, et la pollution sonore demeure. L'efficacité énergétique, depuis la production de l'énergie jusqu'à la roue, des systèmes ou véhicules fonctionnant à l'hydrogène est également plus faible (30%) que lorsqu'utilisée dans des piles à combustibles (35%) et beaucoup moins que pour de l'électrique par batterie (70-90%).

Pour les deux technologies, lorsque l'hydrogène utilisé pour alimenter le système provient de sources renouvelables, ces technologies peuvent permettre une réduction significative des émissions.

Le **TABLEAU 1** ci-dessous présente les caractéristiques principales des deux technologies, comparées à la technologie des batteries seules, lors de leur intégration dans des camions lourds de classe 8, avec un poids nominal brut supérieur de près de 15 tonnes, soit la majorité des camions de livraison longue distance classiques.

TABLEAU 1
Comparaison technologique ^[9]

	PILE A COMBUSTIBLE	MOTEUR A HYDROGENE	BATTERIES SEULES	DIESEL
CARACTÉRISTIQUES PRINCIPALES	Groupe motopropulseur tout électrique, et donc zéro émission durant la conduite. Utilise l'hydrogène comme source première de carburant.	Groupe motopropulseur à combustion interne, émissions de NOx. Utilise l'hydrogène comme source première de carburant.	Groupe motopropulseur tout électrique, et donc zéro émission durant la conduite. Se décharge lors de la conduite et doit être rechargé régulièrement.	Technologie connue, et améliorée au fil de dizaines d'années.
IMPACT DE L'HIVER EN OPÉRATION	Les piles à combustible sont sensibles au gel ; cependant, le processus de génération d'électricité par les piles à combustible génère de la chaleur qui permet des opérations entre -30 °C et +45 °C sans impact sur les performances.	Peu d'informations disponibles, les caractéristiques de performance des moteurs à hydrogène sont similaires à celles du diesel	Les basses températures entraînent une surconsommation électrique (due au chauffage de la batterie et du véhicule), ce qui impacte la performance des batteries. Il est estimé que pour un camion de 31,9 tonnes, l'autonomie du véhicule diminuera graduellement de 35 % à -20°C. ^[10]	La performance des véhicules diesel en hiver diminue, surtout au démarrage, le temps que le moteur atteigne ses températures d'opération régulières.

^[9] Les chiffres sont basés sur des estimations détaillées dans les revues de littérature effectuées dans le cadre des volets 1 et 2 du livre blanc. Ces informations, non vérifiées par WSP, doivent être utilisées en conséquence, dans le but de démontrer la complémentarité entre plusieurs technologies.

^[10] <https://theicct.org/wp-content/uploads/2021/06/ZETractorTrailers-Working-Paper042019.pdf>

TABLEAU 1

Comparaison technologique (suite)

	PILE À COMBUSTIBLE	MOTEUR À HYDROGÈNE	BATTERIES SEULES	DIESEL
AUTONOMIE ESTIMÉE DU VÉHICULE SOUS OPÉRATION RÉGULIÈRE	Varie entre 800 km et 1600 km.	Potentiellement moins que la pile à combustible car consommation d'hydrogène plus élevée par kilomètre.	Jusqu'à 850 km en conditions optimales avec 900 kWh (Tesla Semi)	Jusqu'à 3 000 km et plus.
QUANTITÉ D'HYDROGÈNE NÉCESSAIRE POUR SE DÉPLACER (KG)	40 kg à 60 kg d'hydrogène pour parcourir 800 km à 1 600 km	53 kg à 80 kg d'hydrogène pour parcourir 800 km à 1 600 km (~1/3 de plus d'hydrogène pour obtenir la même autonomie qu'avec une pile à combustible).	N/A	N/A
CONSUMMATION ÉNERGÉTIQUE ÉQUIVALENTE	3 ^[11] kWh/km	6 – 6.5 kWh/km	1.25 – 1.75 kWh/km Une batterie d'une capacité de stockage de 1 000 kWh permet de parcourir ~800 km.	5.5 – 6 kWh/km
NIVEAU DE MATURITÉ TECHNOLOGIQUE^[12]	NMT 7	NMT 6	NMT 8	NMT 9
TEMPS DE REMPLISSAGE MOYEN POUR ATTEINDRE L'AUTONOMIE MAXIMALE	Entre 20 et 30 minutes	Entre 20 et 30 minutes	Plusieurs heures (en fonction de la batterie et de la puissance du chargeur)	10 minutes
DURÉE DE VIE MOYENNE	5 à 10 ans ^[13] (pile à combustible)	Non-disponible	6 ans (batterie)	10 à 15 ans (moteur)
POIDS DES COMPOSANTS CLÉS (PROJECTION 2030)	1860 kg (moteur, batterie, système pile à combustible et réservoir)	Non-disponible	3 570 kg (moteur et batterie)	1 000 kg (moteur)

[11] <https://theicct.org/publication/fuel-cell-tractor-trailer-tech-fuel-jul22/>[12] <https://ised-isde.canada.ca/site/innovation-canada/fr/niveaux-maturite-technologique>[13] <https://blog.ballard.com/benefits-of-fuel-cells>

Les informations présentées dans le **TABLEAU 1** ci-dessus dressent l'état actuel des technologies à hydrogène et permettent de montrer une complémentarité entre les batteries et l'hydrogène.

VÉHICULES – GRANDS CONSTATS :

- À la lumière de nos analyses, le choix de l'hydrogène avec la technologie de pile à combustible s'avère optimal dans le cas d'utilisation prolongée des véhicules, et lorsque les besoins en transport sont soumis à des contraintes de temps importantes, avec des origines et destinations variées, ne revenant pas systématiquement au même endroit. Un cas d'usage est le transport de marchandises longue distance, compte tenu des conditions de charge utile et d'autonomie pour la rentabilité des opérations de camionnage. Dans ces conditions, interrompre les trajets plus d'une heure toutes les deux à trois heures pour recharger les batteries à une station viendrait réduire l'efficacité opérationnelle du camionnage, un avantage déterminant de la technologie de l'hydrogène^[14] sur la batterie seule.
- La technologie des véhicules électriques à batterie s'avère davantage optimale pour les véhicules légers de type automobile, camionnettes ou fourgon de livraison, transportant des volumes de marchandise plutôt que de masse et dont les besoins en autonomie sont relativement faibles. Pour ces applications la technologie batterie offre une meilleure efficacité énergétique et un meilleur coût d'usage^[15].

2.3 INFRASTRUCTURES DE DISTRIBUTION ET DE RAVITAILLEMENT EN HYDROGÈNE

Il existe deux options principalement considérées et utilisées pour la distribution et le stockage de l'hydrogène aujourd'hui : le transport sous forme de gaz comprimé, et le transport sous forme liquide, grâce à des réservoirs cryogéniques à de très basses températures, soit -253°C. Cette dernière option implique des pertes par évaporation (jusqu'à 1% de l'hydrogène transporté^[16]) dans le réservoir d'hydrogène, en plus d'ajouter un processus de liquéfaction^[17]. Daimler Truck a par ailleurs récemment célébré le premier ravitaillement d'hydrogène liquide au sein d'un camion. Au cours du processus de ravitaillement, de l'hydrogène liquide cryogénique à -253°C fut transféré dans deux réservoirs de 40 kg à bord du véhicule. Grâce à l'isolation particulière des réservoirs, l'hydrogène a pu être maintenu à température pendant une période suffisamment longue, sans refroidissement actif^[18]. Le développement de cette technologie permettrait de réduire le prix des unités de stockage de 35% par rapport au stockage à 350 bars, mais les principaux défis de perte par évaporation demeurent présents.

À bord des véhicules lourds, l'hydrogène se présente plus souvent sous forme gazeuse et comprimée à une pression de 700 bars, correspondant à une densité volumétrique de 20 à 25 g d'H₂/L de réservoir. Cette pression permet de réduire la masse de 23%, lorsque comparé à sa forme gazeuse comprimée à une pression de 350 bars^[19]. Pour ravitailler le véhicule, l'hydrogène est distribué via une station de remplissage. Que l'hydrogène soit initialement sous forme gazeuse ou liquide, il doit être transformé en passant par plusieurs étapes de compression, voire d'évaporation, avant de pouvoir être distribué via des pistolets, tel que présenté par les **FIGURES 3 ET 4** ci-dessous.

[14] Livre blanc sur l'Hydrogène – Volet 2 – Intelligence véhiculaire, Amp&Axle

[15] Livre blanc sur l'Hydrogène – Volet 2 – Intelligence véhiculaire, Amp&Axle

[16] <https://www.osti.gov/etdeweb/servlets/purl/21156693#:~:text=Ceci%20se%20traduit%20par%20des,stockage%20utilis%C3%A9s%20en%20milieux%20confin%C3%A9s.>

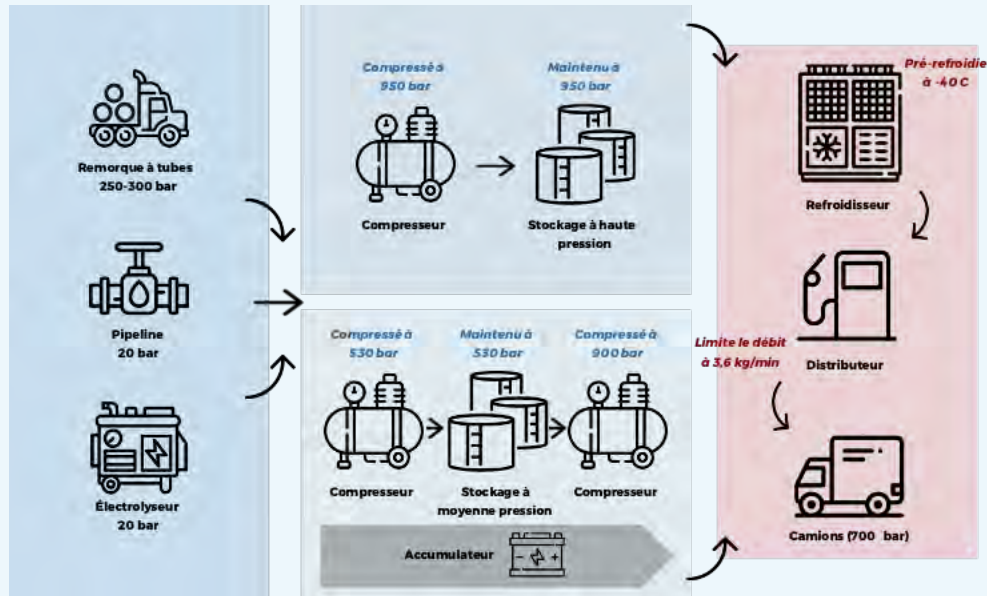
[17] <https://www.mdpi.com/2032-6653/12/3/136>

[18] <https://media.fr.daimlertruck.com/un-jalon-sur-la-route-du-developpement--daimler-truck-teste-un-camion-a-pile-a-combustible-avec-de-lhydrogene-liquide/>

[19] Livre blanc sur l'Hydrogène – Volet 2 – Intelligence véhiculaire, Amp&Axle

FIGURE 2

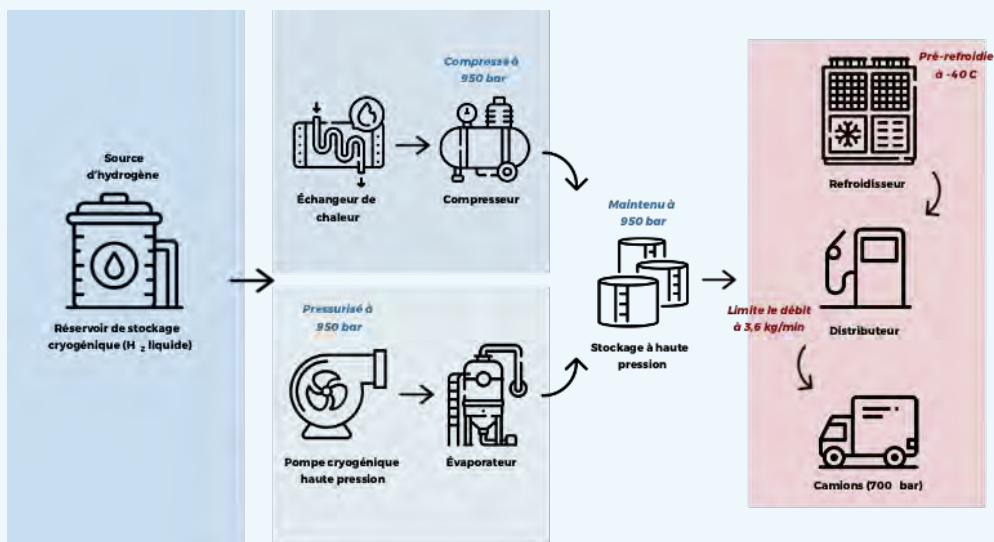
Illustration du processus de distribution de l'hydrogène depuis une source gazeuse



Source: M. Adnan Khan, C. MacKinnon, P. Eng Cameron Young, and Pe. B. David Layzell, "Techno-Economics of a New Hydrogen Value Chain Supporting Heavy Duty Transport," *Transit. Accel. Reports*, vol. 4, no. 5, 2022

FIGURE 3

Illustration du processus de distribution de l'hydrogène depuis une source liquide



Source: M. Adnan Khan, C. MacKinnon, P. Eng Cameron Young, and Pe. B. David Layzell, "Techno-Economics of a New Hydrogen Value Chain Supporting Heavy Duty Transport," *Transit. Accel. Reports*, vol. 4, no. 5, 2022

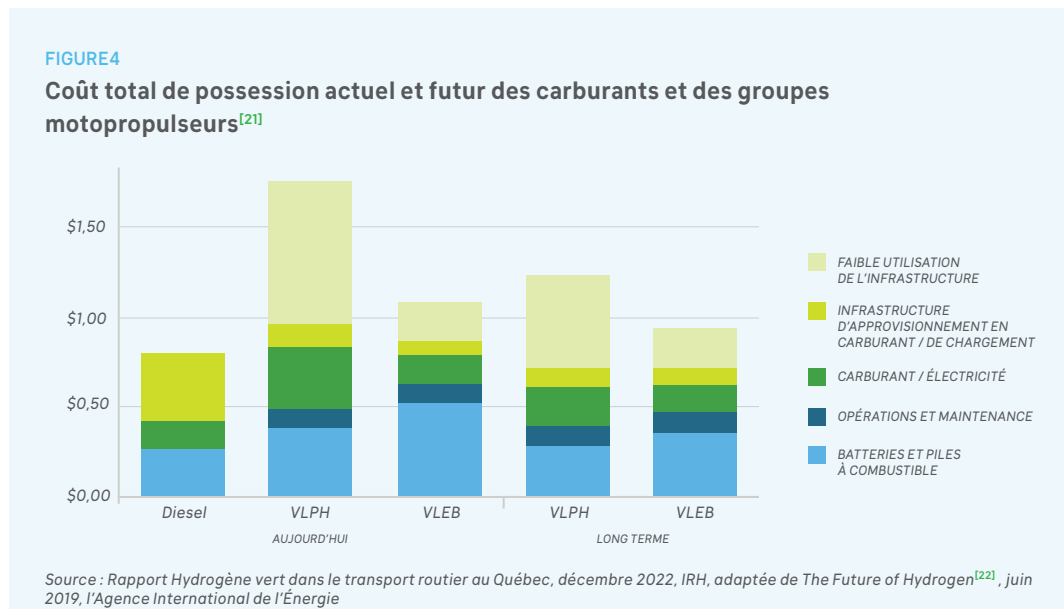
Les systèmes de ravitaillement en hydrogène comprimé à 350 bars et 700 bars sont déjà expérimentés pour les autobus et les automobiles. Le ravitaillement en hydrogène à 700 bars apporte cependant des défis supplémentaires liés aux nécessaires étapes de pré-refroidissement et au débit élevé requis pour une utilisation performante. Le laboratoire NREL, par exemple, a atteint un débit massique moyen de 14 kg/min (21 kg/min en pointe) ouvrant la possibilité d'un remplissage de 60 à 80 kg en moins de 10 minutes.^[20]

Des innovations sont attendues dans le stockage de l'hydrogène. Par exemple, l'hydrogène peut être convertie en ammoniac, lequel peut être utilisé comme vecteur énergétique pour faciliter le transport de l'hydrogène. À destination, l'ammoniac peut être décomposé via un catalyseur pour produire de l'hydrogène et de l'azote. Des recherches sont en cours pour développer des liquides organiques porteurs d'hydrogène qui permettent de stocker l'hydrogène sous forme liquide, avec une densité élevée. Cela faciliterait ainsi son transport et son stockage par rapport au gaz comprimé, tout en évitant les problèmes de toxicité que présente l'ammoniac. Ces procédés diminuent toutefois encore plus l'efficacité énergétique des systèmes fonctionnant à l'hydrogène et ne devrait être privilégiés que dans des circonstances où la densité énergétique relativement faible de l'hydrogène nuit à son utilisation (le transport maritime, notamment).

Par ailleurs, l'hydrogène s'avère être corrosif pour les métaux qui constituent les réservoirs de stockage. Des améliorations technologiques dans les prochaines années sont attendues. De nouveaux alliages de matériaux assurant une meilleure durabilité des réservoirs de stockages sont en voie d'être commercialisés.

2.4 COÛTS TOTAUX DE POSSESSION

Plusieurs facteurs impactent le coût total de possession des différentes technologies, parmi lesquelles la méthode de production d'hydrogène (notamment l'efficacité des électrolyseurs pour l'hydrogène vert), les distances parcourues par les véhicules, les coûts futurs du diesel et de l'électricité, etc. Un rapport préparé par l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) a permis d'estimer les coûts totaux de possession pour les véhicules lourds à pile à hydrogène (noté VLPH dans la figure), les véhicules lourds électriques à batterie (noté VLEB dans la figure) et les véhicules diesel, dont les résultats sont présentés dans la **FIGURE 5** ci-dessous.



[20] Livre blanc sur l'Hydrogène - Volet 2 - Intelligence véhiculaire, Amp&Axle

[21] Les véhicules à combustion interne de l'hydrogène présentent de nombreux avantages en matière de rétrofit et d'intégration de la demande dans le réseau actuel, mais puisque l'hydrogène subit une combustion, des oxydes d'azote (NOx) sont émis pendant la conduite, ne qualifiant donc pas cette technologie de zéro-émission, excluant donc cette technologie de l'analyse du coût total d'acquisition.

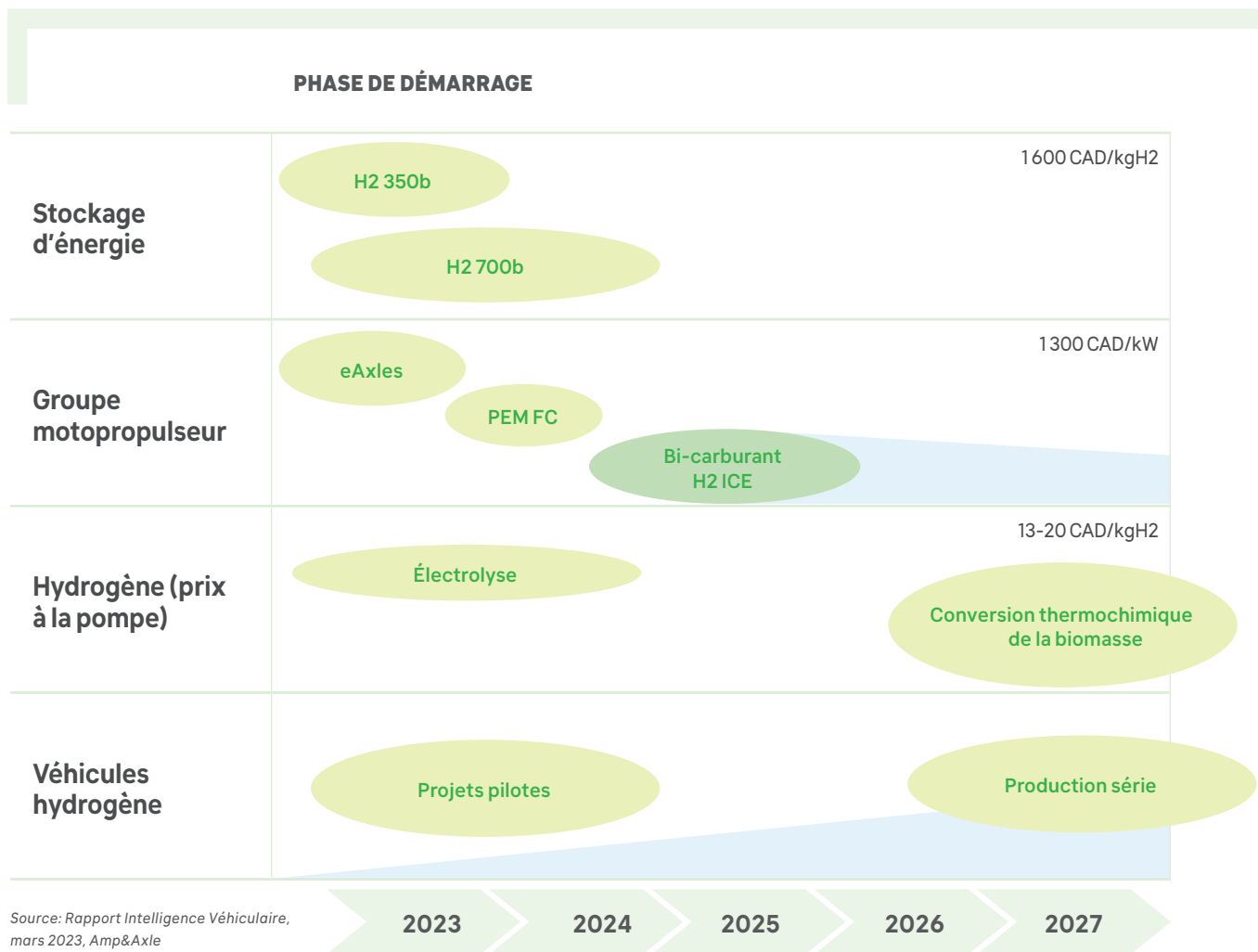
[22] https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf

À court terme, le coût de possession de véhicules à hydrogène demeure élevé en comparaison aux autres options technologiques^[23]. Tel qu'avancé d'ailleurs par la Chaire l'évolution de la maturité de la technologie de l'hydrogène aura rapidement un impact positif sur le coût.

À l'échelle mondiale, on peut s'attendre à ce que le prix de l'hydrogène diminue grâce à d'importants investissements dans la production d'électrolyseurs dont le taux de croissance annuel moyen est estimé à 48 % sur la période 2021-2031^[24]. En effet, la volonté des gouvernements américains et canadiens servira de catalyseur à cette tendance déjà en place. Aux États-Unis, l'*Inflation Reduction Act*^[25] présente des incitatifs qui vont favoriser l'augmentation de l'offre de marché. Le Canada s'apprête également à établir des cibles de vente pour les véhicules lourds, sans compter la confirmation de l'interdiction d'acquérir des véhicules légers à combustion thermique à partir de 2035. L'effet recherché à travers ces mesures incitatives est de changer l'échelle de production de l'hydrogène pour en baisser le coût de production. Il s'agit de passer d'un processus de production de petits volumes à un processus industriel automatisé au fur et à mesure que la demande augmente.

FIGURE 5

Feuille de route technologique de l'hydrogène



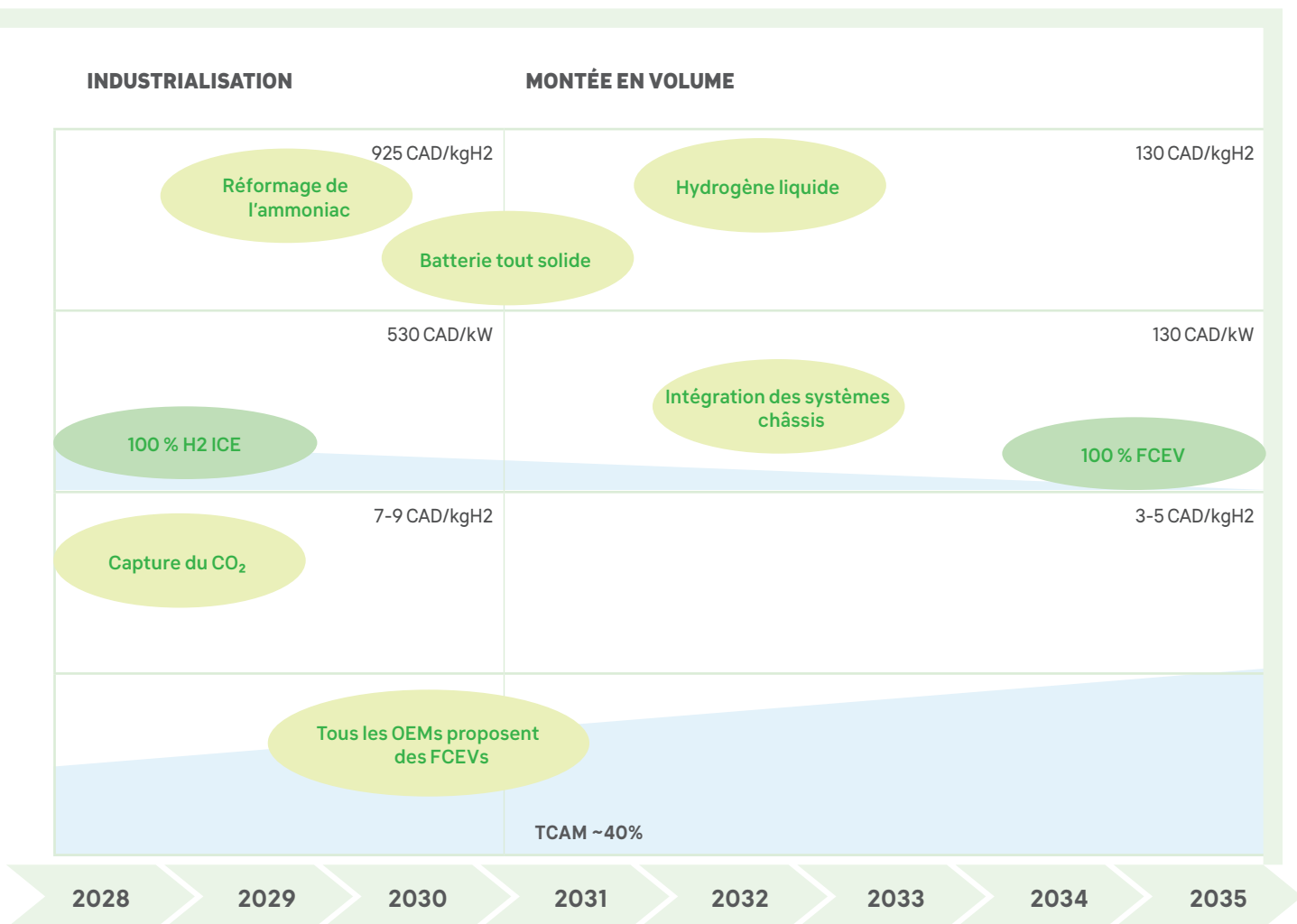
[23] <https://energie.hec.ca/decarbonizing-long-haul-trucking-in-eastern-canada/>

[24] IDTechEx - Green Hydrogen Production: Electrolyzer Markets 2021-2031 - <https://www.idtechex.com/en/research-report/green-hydrogen-production-electrolyzer-markets-2021-2031/807>

[25] La section 4.2.2 explique davantage les retombées positives de cette législation.

Le coût de possession dépend aussi des investissements dans la construction et l'amortissement des infrastructures de remplissage au fur et à mesure que leur usage se démocratise. Ainsi, à plus long terme, tel qu'illustré sur la [FIGURE 5](#) ci-dessus, l'écart entre le coût estimé d'utilisation par kilomètre pour les VLPH et les VLEB aura tendance à se réduire grâce à l'augmentation de la capacité de production des véhicules et de production d'hydrogène.

Si la [FIGURE 5](#) présente le coût total de possession par kilomètre parcouru, il est important de tenir compte toutefois du nombre de véhicules nécessaires pour subvenir aux besoins opérationnels d'un gestionnaire. Afin de maintenir un niveau de service équivalent, il peut être nécessaire de posséder davantage de véhicules électriques pour minimiser les contraintes sur l'autonomie et le temps de recharge par exemple, ce qui impliquerait davantage de chauffeurs, plus d'espace pour les garages, ainsi que des logiciels spécialisés pour gérer la recharge, les pointes de consommation, et les complexités opérationnelles supplémentaires, éléments qui ne sont pas représentés dans la [FIGURE](#) ci-dessus.



H₂: Hydrogène

OEM (Original Equipment Manufacturer): Fabricant d'équipement d'origine

FCEV (Fuel Cell Electric Vehicles): Véhicule électrique à pile à combustible (hydrogène)

PEM FC (Proton-Exchange Membrane Fuel Cells): Pile à combustible à membrane échangeuse de protons

ICE (Internal Combustion Engine): Véhicule à moteur à combustion interne

3.

ÉTUDES DE CAS

De nombreux projets axés sur l'utilisation de l'hydrogène sont à l'étude dans différents pays et plusieurs projets pilotes ont déjà été réalisés. Ceci démontre un engouement croissant pour l'hydrogène vert de manière générale, et une perspective d'application dans le transport lourd et de longue distance.

La section suivante rapporte quelques initiatives notables, autant au Canada qu'à l'international. Il ne s'agit pas ici de dresser une liste exhaustive des projets existants, mais plutôt de présenter les caractéristiques et conditions de succès au développement de ces projets à plus grande échelle, en s'inspirant de projets viables, avec des apprentissages et mesures transférables au contexte québécois.

3.1 PROJETS CANADIENS

Le Canada possède des atouts majeurs dans le domaine de l'hydrogène et une expertise reconnue sur les piles à combustible et les électrolyseurs.

Le Québec dispose d'un des plus gros électrolyseurs à membrane échangeuse de protons au monde, situé à Bécancour. La Chaire de recherche du Canada en production d'hydrogène vert^[26] mène actuellement des recherches de pointe dans le domaine des matériaux et de systèmes en relation avec la sonoélectroanalyse. Ces nouveaux matériaux et voies de traitement permettront de favoriser le développement de dispositifs et de technologies de stockage d'énergie à faibles coûts, performants et durables. De plus, plusieurs centres de recherche se concentrent présentement sur l'hydrogène vert, notamment l'IRH (UQTR), l'Institut national de la recherche scientifique (INRH) et la Chaire de recherche du Canada en catalyse verte et procédés sans métaux (ULaval).

[26] https://oraprdnt.uqtr.quebec.ca/pls/public/gscw045a.afficher_detail_form_reponse?owa_no_site=1733&owa_bottin=&owa_no_fiche=3&owa_no_form_reponse=3160510&owa_aperçu=N&owa_imprimable=N&owa_brouillon=N&owa_fenetre_surqissante=N&owa_lettre=%25&owa_no_page=1



Le projet AZETEC (Alberta Zero Emission Truck Electrification Collaborative)^[27], lancé en 2019, est le premier projet directement lié à la conception, fabrication et tests de deux camions à pile à combustible de classe 8. Ce projet vise à fabriquer deux camions lourds à pile à combustible qui circuleront entre Edmonton et Calgary afin d'évaluer les performances de ces technologies dans des conditions réelles d'exploitation. Cependant, les véhicules étant encore en phase d'essai préliminaire, le suivi de la performance n'a pas débuté. Bien qu'il soit possible de tirer des enseignements des projets pilotes réalisés en Europe, il est crucial de pouvoir **expérimenter ces technologies et applications au Canada et au Québec** afin de comprendre l'impact des trajets longues distances et des conditions climatiques sur ces nouvelles technologies.

En juin 2023, Harnois Énergie^[28] a annoncé le premier projet officiel au Québec relatif à l'utilisation des camions à hydrogène vert, à la suite de la réservation de cinq camions de marque Peterbilt 579 dont la livraison est prévue pour début 2026. Par ailleurs, il est attendu que d'autres annonces liées à l'acquisition de véhicules à hydrogène soient rendues publiques, notamment en lien avec le Projet 117 d'Hydrolux présenté par la suite dans le rapport.

Le **TABLEAU 2** ci-dessous recense les projets connus, en développement et à venir, selon les informations les plus récentes rapportées dans l'édition 2023 de l'État de l'Énergie au Québec^[29], et mise à jour en date d'octobre 2023.

[27] <https://www.eralberta.ca/projects/details/alberta-zero-emissions-truck-electrification-collaboration-azetec/>

[28] <https://harnoisenergies.com/fr/harnois-energies-amorce-la-decarbonation-de-sa-flotte-de-transport/>

[29] https://energie.hec.ca/wp-content/uploads/2023/05/EEQ2023_WEB.pdf

TABLEAU 2

Projets de production d'hydrogène implantés et envisagés au Québec, octobre 2023

PROJETS ET LIEU	TECHNOLOGIE ET CAPACITÉ DE PRODUCTION	PUISSANCE DE L'ÉLECTROLYSEUR OU INTRANTS	STATUT ET DESCRIPTION
Hydrogène vert (électrolyse de l'eau à partir d'électricité 100 % renouvelable)			
STATION HARNOIS, QUÉBEC	Électrolyse de l'eau 200 kg/jour	0,5 MW	En exploitation. Alimente 50 véhicules loués par le gouvernement provincial et la Ville de Québec.
AIR LIQUIDE, BÉCANCOUR	Électrolyse de l'eau 8 200 kg/jour	20 MW	En exploitation. Hydrogène vendu pour commercialisation.
HY2GEN AG – PROJET COURANT, BAIE-COMEAU	Électrolyse de l'eau 237 000 t/an d'ammoniac	280 – 300 MW	À l'étude. Mise en service visée : T1 – T2 2025. Hydrogène vert pour la fabrication d'ammoniac. L'ammoniac sera transformé en nitrate d'ammonium pour le marché des explosifs (secteur minier).
RECYCLAGE CARBONE VARENNES (RCV), VARENNES	Électrolyse de l'eau 34 619 kg/jour	0,5 MW	En exploitation. Alimente 50 véhicules loués par le gouvernement provincial et la Ville de Québec.
GREENFIELD GLOBAL, VARENNES	Électrolyse de l'eau 26 000 kg/jour	60 MW	En développement. Mise en service prévue : 2025. Production d'H ₂ e-méthanol et gaz naturel renouvelables.
ÉVOLUGEN-GAZIFÈRE, GATINEAU	Électrolyse de l'eau 10 000 kg/jour.	20 MW	À l'étude. Hydrogène pour injection dans le réseau de distribution gazier de Gazifère.
HYDROLUX – PROJET 117, VAL D'OR / SAINT-JÉRÔME	Électrolyse de l'eau 2 150 kg/jour par station	5 MW/station	À l'étude. Mise en service visée : 2025. Deux stations de ravitaillement pour le transport lourd. Évaluation de plusieurs stations supplémentaires à travers le Québec
CHARBONE CORPORATION, SOREL-TRACY	Électrolyse de l'eau Phase 1 : 230 kg/jour À terme : 9 000 kg/jour	0,5 MW	À l'étude sur cinq phases La première phase sera de 0,5 MW. Le projet vise un total de 20 MW.
CHARBONE CORPORATION, BAIE COMEAU	Électrolyse de l'eau	0,5 MW	À l'étude. Signature d'un protocole d'entente avec le port et la Ville de Baie-Comeau pour le développement d'une usine de production d'une capacité initiale de 0,5 MW.

TABLEAU 2

Projets de production d'hydrogène implantés et envisagés au Québec, octobre 2023 (suite)

PROJETS ET LIEU	TECHNOLOGIE ET CAPACITÉ DE PRODUCTION	PUISSANCE DE L'ÉLECTROLYSEUR OU INTRANTS	STATUT ET DESCRIPTION
Hydrogène à partir de sous-produits et d'électricité 100 % renouvelable			
AIR LIQUIDE (OLIN), BÉCANCOUR	Électrolyse 2 000 kg/jour	Intrants : chlore-alcali	En exploitation. La quantité d'hydrogène produite varie selon la charge électrique appliquée à l'ensemble du circuit électrolytique de l'usine de chlore-alcali de l'entreprise Olin. L'hydrogène est capté, acheminé et vendu à l'installation d'Air Liquide qui le purifie pour la vente
MESSER CANADA (NOURYON), MAGOG	Électrolyse 14 000 kg/jour	Intrants : chlorate de sodium	En exploitation. Nouryon produit de l'hydrogène gazeux comme sous-produit de l'électrolyse dans le procédé de chlorate de sodium et le vend à Messer qui le purifie et le liquéfie pour la vente. La capacité correspond à celle de Messer. Or, celle de Nouryon, qui n'est pas disponible, serait plus grande.
Hydrogène à partir de matières résiduelles (avec émissions de CO₂)			
H2V ÉNERGIES, BÉCANCOUR	Gazéification et raffinage du gaz de synthèse par torche à plasma 136 986 kg/jour	Matières résiduelles (rejets de bois de déconstruction, écorces, plastiques et papiers non recyclables, etc.)	Projet à l'étude. aMise en service visée : 2025. Production de gaz de synthèse (H ₂ +CO) avec réaction de gaz à l'eau pour produire de l'hydrogène pur. Le projet générera 960 000 tCO ₂ qui devront être revalorisées ou captées et stockées.

TRANS-QUÉBEC 1 PAR HYDROLUX ^[30]

PRÉSENTATION GÉNÉRALE

Le projet Trans-Québec 1 consiste à développer sept stations de ravitaillement en hydrogène vert, initialement sur le corridor de la Route 117, pour permettre de faire du transport interrégional sur un vaste territoire représentant près de 97% de la population québécoise. Ces stations seront situées dans les régions de Val-d'Or, Saint-Jérôme, Lévis, Saguenay, Rivière-du-Loup, Mont-Laurier et Coteau-du-Lac. Le projet est à un stade avancé, cependant, l'octroi des blocs d'énergies – intrant crucial au projet – n'est pas encore confirmé. Les éléments présentés dans le [TABLEAU 3](#) ci-dessous sont déjà sécurisés.

Ce projet utilisera la technologie d'optimisation de la production et distribution d'hydrogène d'Hydrolux, propulsée par l'intelligence artificielle, pour permettre aux stations d'anticiper la demande et de réagir rapidement lors d'événements de pointe de puissance. L'ambition d'Hydrolux est de pouvoir générer 25 % d'économies approximatives sur les coûts d'énergie par rapport au diesel^[31].

TABLEAU 3

Éléments du Projet 117 et statut

ÉLÉMENTS DU PROJET	ÉLÉMENTS DU PROJET
DÉVELOPPEUR	Hydrolux
INVESTISSEUR EN ÉQUITÉ	Chaque station sera sous un modèle de société en commandite
PRÉTEUR	En cours de finalisation
CONTRAT	Ingénierie, Approvisionnement et Construction (EPC)
ÉTUDES D'INGÉNIERIE (FEL 1-2-3)	Tetratec
LETTRES DE SUPPORT ET D'INTENTION	• Lettre de support des municipalités, démontrant une très forte acceptabilité sociale • Plus de lettres d'intention reçues que de capacité totale du projet • Lettre des transporteurs, assurant la viabilité du projet
STATIONS DE RAVITAILLEMENT	• Sites réservés et zonage en cours de finalisation pour les stations de Saint-Jérôme et Val d'Or • Pression de ravitaillement : 350 et 700 bars
CAMIONS	• 20 camions à pile à combustible réservés auprès de Peterbilt et Kenworth (filiales de PACCAR) • Modèle de location pour les clients (détails non communiqués)

Source : Hydrolux

LES STATIONS DE RAVITAILLEMENT

La mise en opération des sept stations de ravitaillement envisagées est prévue être complétée d'ici 2027. Les stations seront espacées, au maximum, de 300 km, ce qui permettra aux camions de se ravitailler bien avant d'atteindre la limite de leur autonomie, soit environ 700 km pour les camions Peterbilt et Kenworth, aussi bien en été qu'en hiver. Hydrolux procède présentement à l'évaluation de plusieurs stations supplémentaires à travers le Québec.

Hydrolux a mis en place une feuille de route de développement de ses stations qui est gouvernée notamment par la disponibilité de la demande énergétique. Les stations seront identiques et chacune sera équipée d'un électrolyseur d'une capacité initiale de 5 MW, puis de 10 MW, afin que la capacité maximale soit atteinte d'ici 2030. Près de 4 tonnes d'hydrogène seront produites quotidiennement à chaque station. Ce total journalier de 4 tonnes permettra de parcourir en moyenne 45 000 km par jour. En octobre 2023, ce projet a été évalué à plus de 350 millions de dollars^[32].

Les stations fonctionneront sur un système de franchise et seront détenues par des compagnies privées. Les stations seront accessibles au public, ainsi tout utilisateur d'un véhicule à hydrogène pourra les utiliser pour se ravitailler. Bien qu'aujourd'hui il n'y ait que peu de commandes officielles de camions à hydrogène, les récentes annonces publiques, dont Harnois Énergies, indiquent un certain engouement pour cette technologie. De plus, de nombreuses entreprises de transport du Québec et des partenaires industriels ont déjà manifesté leur intérêt auprès d'Hydrolux.

Le projet Trans-Québec 1 prévoit stocker sur le site de production une partie de l'hydrogène afin que les stations puissent continuer de répondre à la demande en cas d'urgence, une panne de courant ou des conditions climatiques extrêmes, par exemple. Également, ce projet assurera un prix de production compétitif en minimisant la production en période de pointe. Grâce au système d'optimisation de la production d'Hydrolux, les stations pourront tenir compte de la puissance disponible sur le réseau électrique, réduire le coût de production d'hydrogène et proposer une tarification dynamique selon le cours de l'énergie.

LES CAMIONS À HYDROGÈNE

Pour pallier l'enjeu d'accessibilité aux camions et s'assurer que ses clients auront des camions en temps opportun, Hydrolux a réservé 20 camions lourds à pile à combustible auprès de Peterbilt et Kenworth, et prévoit louer ces camions à ses clients. À noter que la compagnie a fait le choix de se tourner vers de plus importants manufacturiers du marché pour l'approvisionnement en camion afin de limiter les risques financiers.

Les camions réservés devront pouvoir parcourir 1,6 million de km en 3 ans. Il est prévu que la maintenance des camions soit gérée par les manufacturiers, permettant aux utilisateurs de bénéficier de leurs réseaux de concessionnaires déjà existants au Québec. À noter qu'aujourd'hui plusieurs composants du modèle demeurent à être précisés avec son application comme la fréquence, les délais et les coûts de maintenance des camions à hydrogène, mais l'hypothèse de base est que ceux-ci soient moindres que pour leurs homologues au diesel. Par ailleurs, ce sont également Peterbilt et Kenworth qui seront responsables des formations, tant au niveau des concessionnaires, des utilisateurs, que des opérateurs.

[30] À noter que cette section présente les informations disponibles au public, en date d'octobre 2023.

[31] <https://hydrolux.ca/>

[32] <https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/2015550/transport-hydrogene-environnement-valdor>

POUR ALLER PLUS LOIN

Au-delà des réductions de GES favorisées par ce projet, Hydrolux souhaite exercer un fort leadership technique au Québec en production d'hydrogène vert. En impliquant toutes les parties prenantes le long de la chaîne de valeur, ce projet a pour ambition de bâtir l'écosystème québécois requis pour le transport lourd tout en bénéficiant de transferts de technologie de partenaires internationaux impliqués pour développer l'expertise locale.

À ce stade, l'enjeu le plus important rencontré par Hydrolux est l'octroi des blocs d'électricité par le ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie.

Comme Hydrolux a pour objectif de développer d'ici 2030 davantage de stations que celles déjà annoncées, des processus plus agiles seront nécessaires pour faciliter leur mise en place. Des progrès seraient notamment attendus au niveau des délais d'approbation des projets et de leur financement. Il est compréhensible que les délais actuels soient longs, car ce projet est novateur, mais l'entreprise souhaiterait qu'à terme, l'ensemble de la démarche soit facilité par la mise en place de programmes gouvernementaux, notamment pour soutenir la production d'hydrogène, le développement de stations de ravitaillement et l'achat de camions à hydrogène, en complément au programme Ecocamionnage existant par exemple.

3.2 PROJETS INTERNATIONAUX

HYDROSPIDER AG

PRÉSENTATION GÉNÉRALE

Hydrospider AG (Hydrospider) est le fruit d'une collaboration entre trois compagnies : l'entreprise est détenue majoritairement par Alpiq, l'un des principaux prestataires de services énergétiques et producteurs d'électricité, en particulier hydroélectricité, en Suisse, H₂ Energy, présente dans le domaine des solutions à base d'hydrogène et de piles à combustible, et Linde GmbH, leader mondial des gaz industriels et de l'ingénierie.

En juin 2019, la compagnie coréenne Hyundai Motor Company et la compagnie suisse H₂ Energy ont finalisé leur partenariat pour fonder Hyundai Hydrogen Mobility AG (HHM), basé en Suisse. HHM et Hydrospider travaillent aujourd'hui de concert pour développer l'offre de camion à hydrogène en Suisse. Elles ont comme objectif de mettre en circulation près de 1 600 camions à pile à combustible sur les routes suisses au cours des prochaines années.

L'une des raisons pour lesquelles Hyundai a choisi la Suisse pour lancer ce projet provient du contexte économique et réglementaire du pays. En effet, en Suisse, les carburants fossiles sont taxés à la pompe et sur une base annuelle, et ce pour tous les propriétaires de véhicules. Ce qui fait de la Suisse un des rares pays où le modèle économique d'un camion à hydrogène n'est pas tellement différent de celui d'un camion diesel. Tous les véhicules à moteur et remorques qui présentent un poids total de plus de 3,5 tonnes et qui sont utilisés pour le transport de marchandises doivent payer une redevance fédérale^[33]. Celle-ci est calculée en fonction du poids total du véhicule, de sa catégorie d'émission selon les normes d'émission-euro mises en place par l'Union européenne pour les véhicules lourds, et des kilomètres parcourus en Suisse.

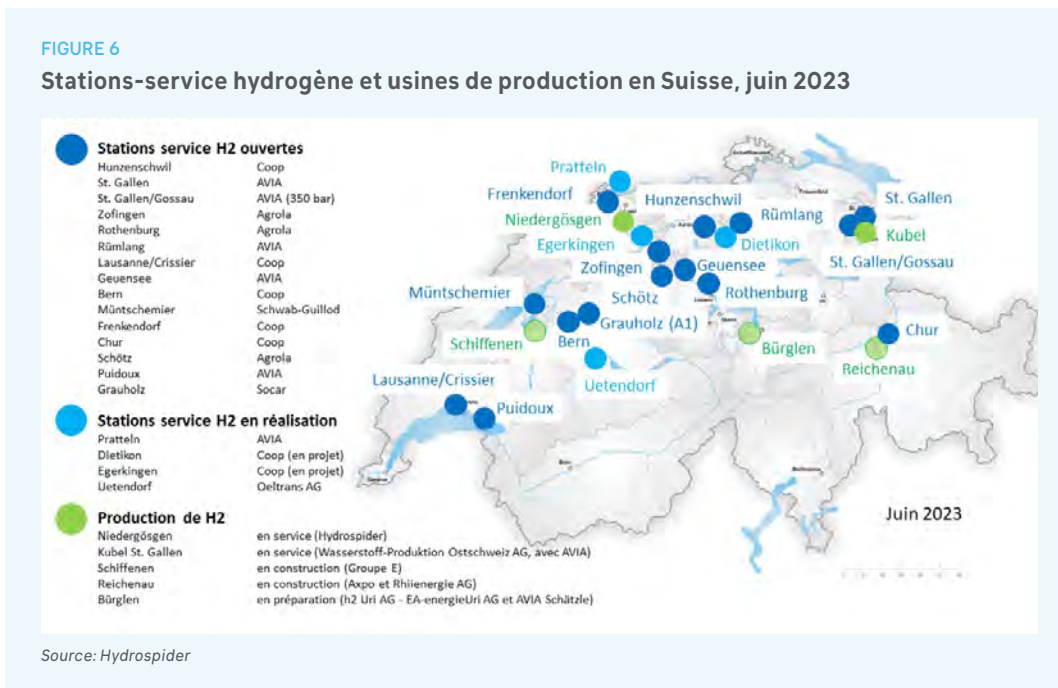
[33] https://www.bazg.admin.ch/bazg/fr/home/informationen-firmen/verkehrsabgaben-und-strassenverkehrsrecht/schwerverkehrsabgaben-lsva-und-psva/lsva_allgemeines_tarife.html

En Suisse, le prix du diesel en 2023 est d'environ 2.95 CAD/L^[34]. En supposant qu'un camion de classe 8 consomme en moyenne 34 L/100 km, parcourir 100 km coûte environs 100 dollars canadiens. Le coût de l'hydrogène, en Suisse, se situe actuellement à environ 16 CAD/kg^[35]. Sachant qu'il faudrait entre 40 et 60 kg d'hydrogène pour parcourir entre 800 et 1 600 km (voir Tableau 1: Comparaison technologique) avec un camion à pile à combustible, parcourir 100 km coûtera, en moyenne, 67 dollars canadiens, soit 33\$ de moins que le diesel.

LES STATIONS DE RAVITAILLEMENT

Les stations de ravitaillement sont exploitées par les partenaires de HHM et détenues par les propriétaires des stations de service traditionnelles existantes. Les stations traditionnelles existantes ont été adaptées pour y ajouter une unité pour le ravitaillement en hydrogène. Le plus gros enjeu rencontré pour rajouter cette unité a été l'espace disponible autour de la station. Une station a toutefois été construite spécifiquement pour distribuer l'hydrogène. Cette station a permis de réduire les contraintes d'espace, mais ajoute différents enjeux en lien avec la sécurité des installations et l'impact environnementale. Si les installations de stockage d'hydrogène ont une capacité supérieure à un certain seuil, dont le seuil est défini à 5 tonnes^[36], de nouvelles règles de sécurité s'appliquent et des études additionnelles sont nécessaires pour s'assurer que le projet présente un risque acceptable selon l'Ordonnance sur la protection contre les accidents majeurs^[37]. Les stations sont publiques et toutes les stations traditionnelles, sauf une, sont équipées d'au moins un pistolet pour les camions et les véhicules privés.

La FIGURE 6 ci-dessous montre les stations opérationnelles et celles à venir, ainsi que les projets de production d'hydrogène, en date de juin 2023. À l'heure actuelle les stations sont localisées le long des grands axes routiers, avec une concentration dans la partie nord de la Suisse, le long des autoroutes. Le réseau est en expansion avec l'objectif d'en avoir partout dans le pays. Les sites de production, en service et en développement, sont également dans le nord du pays et permettent d'approvisionner toutes les stations. À noter que compte tenu de la taille du pays, les sites de production et les stations sont séparés de fait d'au plus 80 km, ce qui facilite grandement la distribution de l'hydrogène.



[34] https://www.shell.ch/fr_ch/automobilistes/carburants-shell/prix-des-carburants-shell.html

[35] https://www.shell.ch/fr_ch/clients-commerciaux/shell-card/durabilite/hydrogene.html#:~:text=Les%20co%C3%BBts%20sont%20comparables%20%C3%A0,de%20couvrir%20environ%20100%20kilom%C3%A8tres

[36] <https://www.bafu.admin.ch/bafu/fr/home/themes/accidents-majeurs/publications-etudes/publications/seuils-quantitatifs-selon-l-ordonnance-sur-les-accidents-majeurs.html>

[37] <https://www.ge.ch/protection-contre-accidents-majeurs#:~:text=L'ordonnance%20sur%20la%20protection,cons%C3%A9quences%20r%C3%A9sultant%20d'accidents%20majeurs>

LES CAMIONS À HYDROGÈNE

HMM met à disposition un parc de camions à hydrogène porteurs qui peuvent être loués selon un modèle de paiement à l'utilisation, voir ci-dessous pour plus de détails. Comme perçue lors des entrevues effectuées au Canada dont il sera question plus loin, un frein majeur des propriétaires de parc de véhicules est la barrière financière à l'entrée. Ainsi avec cette option, les opérateurs de parc de véhicules n'ont pas d'investissement initial majeur et circonscrivent leur prise de risque sur l'exploitation. Les premiers camions ont été mis en circulation en 2019 et 47 roulent actuellement.

Pour un modèle de paiement à l'utilisation, les transporteurs louent les camions à HMM et paient un prix au kilomètre, incluant la valeur de la molécule d'hydrogène. Ils s'engagent sur la durée de location et la distance parcourue. La limite principale de ce système est que le transporteur doit payer les kilomètres sur lesquels il s'est engagé, même s'il ne les a pas parcourus. Les véhicules sont ainsi mis à disposition des transporteurs qui les louent selon l'engagement contractualisé. HMM prend en charge l'ensemble du service, en particulier l'entretien, ce qui décharge le client de toutes les responsabilités liées au matériel et des risques associés, pour se concentrer uniquement sur le transport.

HMM a choisi de proposer ce modèle notamment pour les raisons suivantes :

- N'ayant pas de recul sur la dépression de valeur d'un camion à hydrogène, les utilisateurs ne peuvent se projeter sur sa valeur dans plusieurs années. Le fait de le louer résout l'enjeu de l'investissement.
- Le gouvernement suisse supporte peu la filière hydrogène. Il y a peu de production d'hydrogène en Suisse et le coût reste élevé. Le fait de mettre des camions en location sur le marché permet de rompre l'effet d'attente que vivent les opérateurs, à savoir le fait d'attendre l'instauration d'infrastructures de recharge fiables et le fait d'avoir des camions utilisant ces infrastructures. Les stations se développent pour suivre la demande créée par la mise en circulation des camions. Les camions à leur tour se déploient, car l'infrastructure pour les ravitailler existe et croît.
- Finalement ce modèle permet d'offrir une solution clé en main impliquant l'ensemble des parties prenantes dès le départ. Il sécurise aussi grandement la chaîne de valeur et les investissements initiaux, en assurant l'utilisation des actifs : stations, infrastructures, camions. En priorisant ce modèle d'affaires, HMM sécurise ses opérations et crée sa propre demande.

PRODUCTION D'HYDROGÈNE VERT

Hydrospider produit l'hydrogène vert à partir des actifs hydrauliques de la société productrice d'électricité Alpiq et alimente ensuite les stations de remplissage. L'hydrogène utilisé provient entièrement d'Hydrospider. Cependant, il est également possible d'acheter l'hydrogène à d'autres producteurs, si nécessaire. Pour le moment, tout l'hydrogène est produit à partir d'une seule usine, équipée d'un électrolyseur de 2 MW et située à proximité de la centrale hydraulique de Gösgen. Les 300 tonnes d'hydrogène produites chaque année permettent d'alimenter environ 50 camions, ou 1 700 véhicules passagers. D'autres usines de production seront bientôt opérationnelles, détenues notamment par Hydrospider.

L'hydrogène produit est transporté à 350 bars entre l'usine de production et les stations de ravitaillement dans des modules comme ceux présentés sur la [FIGURE 7](#) ci-après.

FIGURE 7

Module de transport de l'hydrogène gazeux à 350 bars



Source: Hydros spider

SUPPORT GOUVERNEMENTAL

La Suisse n'offre actuellement pas de soutien particulier pour les projets d'hydrogène, en revanche les camions sont exempts de l'impôt et de la surtaxe sur les huiles minérales, appliquées entre autres aux carburants^[38]. Il n'y a pas de programme de subvention, mais des discussions sont en cours à ce niveau. Le gouvernement développe une stratégie sur l'hydrogène et a conscience de l'importance de soutenir les projets, cette stratégie permettra de proposer des mesures destinées à promouvoir le développement de l'hydrogène et à garantir l'approvisionnement de la Suisse en hydrogène, prenant la forme de contributions financières ou non financières encourageant la production, l'importation, le stockage ou la distribution d'hydrogène obtenu par des procédés de production neutres en carbone^[39].

[38] <https://www.bazg.admin.ch/bazg/fr/home/informationen-firmen/territoire-suisse/mineraloelsteuer.html>

[39] <https://www.parlament.ch/fr/ratsbetrieb/suche-curia-vista/geschaefte?AffairId=20223376>

4.

AJOUTER L'HYDROGÈNE AU MIX ÉNERGÉTIQUE DU QUÉBEC

Pour adopter l'hydrogène vert au Québec comme un carburant alternatif fiable et sans-émission, il est nécessaire de faire la démonstration de la pertinence de cette filière dans le secteur du transport lourd. La revue de littérature et les échanges avec les transporteurs ont permis de démontrer qu'il existe un potentiel pour le déploiement de cette énergie au Québec.

Toutefois, l'incertitude quant à plusieurs variables liées à la disponibilité des équipements, au prix de la molécule, l'adhésion de l'industrie ou du développement d'une offre de service adaptée, sont des facteurs qui peuvent être perçus comme des freins à plusieurs égards. Il est clair que les changements technologiques dans les autres méthodes d'alimentation des véhicules électriques telles que l'amélioration de la densité énergétique des batteries, le développement de corridors électriques par induction, rail ou caténaire, l'amélioration des biocarburants, les avancées en électronique de puissance sont tous des facteurs qui pourraient également laisser croire au peu d'intérêt de la filière de l'hydrogène au Québec.

Néanmoins, notre analyse démontre qu'à la lumière des performances technologiques grandissantes, des expériences étrangères et des initiatives lancées au Québec, un potentiel se définit clairement sur des marchés cibles pour le transport des marchandises. Ce constat se confirme avec l'évolution du contexte au Québec, avec les enjeux grandissants de croissance de la demande énergétique et de la disponibilité en électricité hors des grands centres, une ferme volonté des entreprises de transport de faire leur part dans la diminution des émissions des GES pourraient améliorer le potentiel d'application. Dans ce contexte, il est nécessaire pour le Québec de favoriser davantage les projets d'innovations sur une vaste gamme d'initiatives d'électrification dans laquelle l'hydrogène peut occuper une place.

Certes le déploiement d'initiatives et de projets ne peut se faire sans une solide volonté des opérateurs à y contribuer. La très grande majorité des transporteurs interrogés ont adopté un plan de réduction de leurs émissions et considèrent la décarbonation de leurs opérations comme une priorité pour la survie de leur entreprise.

Tel que présenté dans la prochaine section, le résultat des entrevues faites auprès des opérateurs démontre de façon claire et généralisée le manque de connaissances face à la technologie hydrogène, à contrario de la technologie batterie qui a bénéficié d'une large promotion par le gouvernement. Les prochaines sections portent donc sur les principaux aspects : technique, économique, social, législatif et gouvernemental, afin d'établir, en premier lieu, la **perception de l'hydrogène pour les utilisateurs, et en second lieu des pistes d'actions suggérées à mettre en place pour favoriser le déploiement de l'hydrogène au sein du transport lourd et de longue distance au Québec.**

4.1 ASPECTS TECHNIQUES

4.1.1 PERCEPTIONS DES TRANSPORTEURS SUR L'HYDROGÈNE

LIMITES

PERFORMANCE DES CAMIONS ET FIABILITÉ DE LA TECHNOLOGIE

Les rencontres avec les opérateurs ont permis de mieux connaître leurs enjeux. De façon générale, il ressort que la performance attendue des camions doit être équivalente ou meilleure à celle d'un camion diesel. Le profil des routes québécois est unique, et tant qu'il n'y a pas la certitude que les technologies développées soient adaptées au réseau routier, la transition vers cette technologie demeure risquée. Les transporteurs ont généralement une grande aversion au risque. Ils souhaitent planifier leur transition énergétique en simulant leurs opérations avec des données consolidées sur la performance des véhicules à hydrogène et à batterie pour déterminer l'autonomie et la technologie adéquate pour leurs opérations. Le manque d'accès aux données de consommation énergétiques dans un contexte québécois hivernal freine l'adoption des véhicules à hydrogène (et à batterie).

CONTRAINTES DE VOLUME ET DE POIDS

Les transporteurs cherchent à optimiser le chargement transporté, autant en termes de volume que de poids pour rentabiliser au maximum leurs opérations. Ils perçoivent que les camions avec des réservoirs à hydrogène altère l'espace disponible pour le transport de marchandises. Bien que ces réservoirs aient une emprise inférieure à celles des batteries des camions électriques, ils restent à date plus volumineux que les réservoirs à diesel, ce qui réduit l'espace restant pour les marchandises pour certains types de camions classe 8 (camions boîtes et camions utilitaires, notamment). Le poids des camions étant régulé sur les routes québécoises^[40], le poids supplémentaire de la batterie ou de la pile à combustible impacte la capacité de charge utile, et réduit donc la rentabilité des transports.

TRAVAIL EN ENVIRONNEMENT REÇULÉ

Les entreprises ayant des activités dans des milieux très reculés, comme les mines dans le Grand Nord du Québec, rapportent que leur priorité est, avant tout, de décarboner leurs propres opérations et ensuite de se concentrer sur la partie transport dont l'empreinte carbone est moindre comparée au reste de leurs activités. L'énergie renouvelable, pouvant parfois être produite sur place, sera donc utilisée en priorité pour décarboner leurs opérations.

L'approvisionnement en hydrogène est un enjeu important pour les opérateurs se situant dans des régions plus reculées. Pour ceux-ci, l'option de produire de l'hydrogène localement est davantage considérée. Cependant, cette option comporte son lot d'enjeux, que ce soit au niveau de la production et du stockage par son exposition prolongée au grand froid, de l'acheminement de l'énergie renouvelable, des normes entourant la construction d'un poste de production et les délais connexes, etc.

[40] <https://www.transports.gouv.qc.ca/fr/entreprises-partenaires/ent-camionnage/charges-dimensions/Documents/Guide-normes-charges-dimensions.pdf>

UNE CONSOMMATION ÉLECTRIQUE À PRÉSERVER

Les transporteurs sont tout à fait conscients que l'électricité au Québec est une énergie dont la demande va croître significativement au cours des prochaines années avec l'électrification des transports. Leur approche stratégique consiste d'abord à optimiser leur consommation électrique et se disent prêts à favoriser des technologies qui maximisent l'efficacité énergétique de leurs opérations comme le véhicule à batterie. Certains misent davantage sur les progrès technologiques des batteries et l'émergence de modes de recharge dynamiques sur des axes routiers structurants (A20 au Québec et 401 en Ontario par exemple) comme la recharge par caténaire ou par induction pour atteindre leurs objectifs de décarbonation.

La production d'hydrogène est effectivement énergivore. En 2023, le rendement énergétique de la technologie de camion à pile combustible est estimé à 31 %, contre 73 % pour la technologie de camion électrique à batterie (21 % pour un camion diesel). Du fait des quantités limitées d'électricité disponibles aujourd'hui pour de nouveaux projets et usages au Québec, l'octroi des blocs d'électricité est encadré par le gouvernement provincial. Selon la loi du 15 février 2023 visant notamment à plafonner le taux d'indexation des prix des tarifs domestiques de distribution d'Hydro-Québec et à accroître l'encadrement de l'obligation de distribuer de l'électricité, les nouveaux projets d'une puissance égale ou supérieure à 5 MW et les projets visant l'ajout d'une charge de 5 MW et plus à une installation existante, doivent faire l'objet d'une procédure de demande d'autorisation, évaluée selon les critères suivants^[41]:

- Capacités techniques et incidences sur le réseau électrique du Québec
- Retombées économiques
- Impacts environnementaux
- Impacts sociaux
- Développement régional
- Cohérence gouvernementale

Il est à noter que le gouvernement a mis en place des critères spécifiques applicables aux projets d'hydrogène. Celui-ci doit être vert, appliqué à des secteurs jugés prioritaires dont le transport lourd et utilisés localement^[42].

Ainsi, bien qu'il soit techniquement possible de produire de l'hydrogène vert à grande échelle aujourd'hui au Québec, cela reste difficile en pratique du fait de la situation réglementaire actuelle. Il est donc nécessaire de choisir comment allouer l'électricité que possède les opérateurs, entre une électrification directe de leurs actifs ou la production d'hydrogène. À noter qu'il existe d'autres méthodes de production d'hydrogène financièrement plus avantageuses, notamment l'hydrogène gris - représentant environ 95 % de la production mondiale - issus de source fossile. Toutefois, leur pertinence en matière de décarbonation nécessite la capture du carbone émis par le procédé.

MANQUE D'INFRASTRUCTURES DE RAVITAILLEMENT

Au-delà des freins associés à l'efficacité énergétique et les autres limites techniques de l'hydrogène, le manque d'infrastructures et d'accès à des véhicules disponibles commercialement reste un frein majeur au développement de la filière. Pour un opérateur, il est difficile de se projeter sur l'achat de camions à hydrogène sans savoir où, ni comment les ravitailler. Certains transporteurs souhaitent maîtriser la production de l'hydrogène en développant une capacité de ravitaillement et une expertise d'entretien au sein de leurs sites. D'autres préfèrent externaliser ce service et établir des partenariats avec des spécialistes en production et transport d'hydrogène pour se concentrer sur leur métier de logistique. Ces différents points de vue s'expliquent aussi par la nature de leurs opérations (itinéraires entre deux plateformes logistiques internes ou chez des tiers), la taille de la flotte de leurs véhicules (impact de la maîtrise de l'approvisionnement en énergie proportionnel avec la taille du parc) et l'état des infrastructures qu'ils possèdent ou non.

[41] <https://www.economie.gouv.qc.ca/bibliotheques/conformite/autorisation-projet-electrique>

[42] <https://www.economie.gouv.qc.ca/bibliotheques/conformite/autorisation-projet-electrique/criteres-hydrogene>

ATOUTS

PLUS GRANDE AUTONOMIE DES CAMIONS

L'autonomie des camions à hydrogène est perçue par les transporteurs comme largement supérieure à celle des camions électriques à batterie et leur temps de remplissage est beaucoup plus rapide. Il est attendu que les camions à hydrogène puissent répondre à des besoins différents que ceux électriques à batterie, notamment pour tout ce qui est de longues distances ou des véhicules qui doivent fonctionner en continu. Il est d'ailleurs admis d'envisager le camion à hydrogène pour le grand transport routier, et les camions à l'électricité pour les derniers kilomètres. Certains transporteurs relativisent toutefois l'autonomie restreinte des véhicules à batterie et envisagent d'adapter leurs modes opératoires autour de la recharge des véhicules et du report modal vers le rail pour de la longue distance. Ainsi, un chauffeur pourrait effectuer davantage de trajets en boucle vers des terminaux ferrés et rentrer chez lui le soir, ce qui réduit la pénibilité du métier dans un contexte de pénurie de main d'œuvre.

FACILITÉ DE RAVITAILLEMENT

Bien que les réservoirs des véhicules puissent parfois demander des pressions différentes, à l'instar d'une station essence, une station de ravitaillement pour l'hydrogène est perçue comme relativement simple et flexible, ce qui présente un avantage important lorsque les camions ne peuvent rester stationnés trop longtemps.

Tout comme les véhicules électriques à batterie, des normes entourant les spécificités de ravitaillement doivent émerger. Cette standardisation permettra à terme de réduire les coûts d'infrastructure associés.

4.1.2 ACCOMPAGNER L'ÉMERGENCE DE LA FILIÈRE

DÉVELOPPER DE NOUVEAUX BLOCS ÉNERGÉTIQUES ET CLARIFIER LES INTENTIONS RELATIVES À LA GESTION DE L'ÉNERGIE

Le Québec présente l'avantage distinctif de disposer à date d'abondantes ressources en électricité verte (hydraulique, solaire, éolien) et parmi les coûts d'électricité les plus bas en Amérique du Nord. Il serait donc a priori possible de produire de l'électricité renouvelable à bas coût. Comme le paramètre influençant le plus le coût de production de l'hydrogène est le prix de l'électricité, cela rendrait la production économiquement intéressante. Il sera cependant nécessaire de développer davantage de projets d'énergies renouvelables, et ce à prix compétitifs afin de maintenir les prix de l'hydrogène raisonnables. Le dernier appel d'offre d'Hydro-Québec pour 1,5 GW d'énergie éolienne^[43] semble aller dans ce sens, cependant, les projets pour lesquels l'électricité produite sera allouée restent encore à confirmer. Le Québec devra se positionner sur l'utilisation de ces nouveaux blocs d'électricité. Il s'agit ici d'un vrai enjeu de société, des décisions stratégiques quant à l'utilisation de ces blocs seront au cœur des enjeux futurs.

L'octroi des blocs d'énergie est un frein pour plusieurs projets de production d'hydrogène. Le projet Trans-Québec 1 a été annoncé il y a déjà plus d'un an, et est toujours en attente d'approbation par Hydro-Québec et le ministère de l'Énergie. Malgré tout, le projet continue ses développements, mais cette attente face à l'octroi de l'énergie ralentit, voir freine, la mise en place de projets similaires.

Hydro-Québec a partagé son plan d'approvisionnement 2023-2032, présentant les stratégies qui seront mises en place pour répondre à la demande croissante en électricité. Hydro-Québec prévoit une croissance de la demande électrique de plus de 8,9 TWh pour ce qui est des secteurs émergents dont 2,3 TWh pour la production d'hydrogène vert. L'énergie étant la clé de la transition énergétique dans le transport lourd et de longue distance, et ce autant pour les alternatives électriques à batterie que pour l'hydrogène, il sera impératif de s'assurer qu'Hydro-Québec soit en mesure de développer l'offre, et d'octroyer la capacité nécessaire au développement de la filière.

[43] <https://www.hydroquebec.com/achats-electricite-quebec/appels-propositions/2023-01.html>

Il apparaît clair que le gouvernement doit augmenter les allocations à la production d'hydrogène vert, d'abord pour permettre le remplacement des usages industriels et ensuite pour permettre un approvisionnement pour d'autres secteurs de l'économie.

DÉVELOPPER UN RÉSEAU DE STATIONS DE RAVITAILLEMENT

L'approvisionnement en hydrogène présente de enjeux importants, car toute la logistique autour de la production et de la livraison est à retravailler. Quelques utilisateurs ont mentionné le besoin d'avoir des stations de ravitaillement pour leurs besoins individuels, cependant le message général reste la nécessité de développer un réseau de ravitaillement commun pour tous. Le réseau envisagé inclura à terme des stations régulières le long des grands axes routiers, couvrant notamment la région du grand Montréal, de la Ville de Québec et du Saguenay. Ces stations accessibles par les grands axes routiers éviteront les détours, et devront inclure des alternatives géographiques.

L'avantage de mettre en commun les infrastructures plutôt que de les développer sur les terrains privés des entreprises repose dans la mutualisation des coûts, limitant ainsi les investissements initiaux. La distribution de ces stations de ravitaillement devra tenir compte des conclusions de l'analyse du réseau de distribution électrique. En effet, il sera intéressant d'évaluer dans quelle mesure des stations de recharge puissantes pour véhicules lourds à batterie peuvent être installées, notamment dans les régions isolées. Si la faisabilité technique et économique de ces stations n'est pas avérée – renforcer le réseau de distribution électrique pour supporter les méga-chargeurs pourrait être très cher – alors une station de ravitaillement par hydrogène peut constituer une alternative très crédible.

Il faudra également clarifier l'organisation globale de ces stations, autant au niveau du développement qu'au niveau de la gestion des infrastructures de ravitaillement, entre les entités privées, le gouvernement ou les propriétaires des stations-service existantes. La solution pourrait être une combinaison de multiples organisations capables d'investir dans de telles infrastructures. La gestion des délais sera très importante. En effet, comme les premiers camions sont attendus sur les routes du Québec pour 2025-2026 (Hydrolux, Harnois Énergies), il est nécessaire de planifier un réseau de stations dès que possible.

Par l'entremise du Clean Transportation Program^[44], la California Energy Commission investit près de 135 millions de dollars canadiens dans un large portefeuille de projets entourant le transport et les carburants. C'est notamment à travers ce programme que la California Energy Commission a pu investir dans un réseau de stations de ravitaillement publiques. Il y a présentement 54 stations de ravitaillement à hydrogène en Californie, avec plus de 113 stations en développement, toutes à des stades différents, offrant du carburant alternatif à plus de 17 000 véhicules et 66 autobus. La stratégie gouvernementale derrière ce déploiement vient miser sur l'ajout de carburant à hydrogène dans les stations-service existantes, couvrant premièrement les régions du nord, près de San Francisco, et du sud de la Californie près de Los Angeles et San Diego, avec une station entre ces deux régions, afin d'assurer le ravitaillement en chemin. En commençant par ces deux régions, le gouvernement a pu créer un écosystème autour de l'hydrogène, permettant aux utilisateurs de cette technologie de conduire normalement dans ces régions.

Plus la demande et l'intérêt pour cette technologie augmenteront, et plus la capacité et le volume de production des sites augmenteront, baissant ainsi les coûts de production.

DÉVELOPPER UN RÉSEAU DE CONCESSIONNAIRES ET DES OPTIONS CLÉS EN MAIN

La production d'un camion à hydrogène par un manufacturier connu, ayant des concessionnaires au sein de la province et apte à fournir un service après-vente en cas de besoin, augmentera la fiabilité des camions pour les différents opérateurs. Présentement, trop d'inconnus entourent la maintenance des camions à hydrogène.

[44] https://www.apec.uci.edu/PDF_White_Papers/Roadmap_Renewable_Hydrogen_Production-UCL-APEP-CEC.pdf

Pour pallier cet enjeu, le projet **Trans-Québec 1** offre un **service clé-en-main** de location de 20 camions par des manufacturiers connus : Kenworth et Peterbilt. Ces camions seront opérés par les différentes compagnies de transporteurs, mais ceux-ci auront **accès à un service de professionnels** à travers la province, gérant ainsi la **maintenance** et diminuant les risques pour les opérateurs.

Le maillon entre le fabricant et l'utilisateur – le concessionnaire en l'occurrence – est souvent oublié et peu supporté. Les concessionnaires font face à des enjeux de main-d'œuvre qualifiée et ne sont pas éligibles aux subventions pour des camions démonstrateurs ou des infrastructures de recharge (pour les véhicules électriques à batterie). Ultimement, puisque c'est le concessionnaire qui vendra le camion aux utilisateurs et qui sera responsable du service après-vente, il est nécessaire de les supporter et de les former sur ces nouvelles technologies.

Dans ce contexte, **les modèles d'affaires basés sur des offres clés-en-main et de locations** sont, présentement, les modèles d'affaires les plus attrayants. Deux options sont possibles, une première serait que les distributeurs louent les camions, offrant un support au long de la chaîne de valeur, dont la maintenance notamment. Une deuxième option serait que l'achat du véhicule inclurait l'approvisionnement. Variantes qui permettraient aux opérateurs d'apprivoiser la technologie et le réseau avant de prendre le risque d'acquérir les véhicules à grands frais.

4.2 ASPECTS ÉCONOMIQUES

4.2.1 PERCEPTIONS DES TRANSPORTEURS SUR L'HYDROGÈNE

LIMITES

LE COÛT ÉLEVÉ DES CAMIONS LIMITE LA COMPÉTITIVITÉ, PRIORITÉ DES OPÉRATEURS DE FLOTTES

La volonté de décarboner les activités est présente dans l'industrie du camionnage, mais ultimement c'est l'aspect économique qui prévaut lorsque les compagnies doivent prendre des décisions. Les arguments évoqués reviennent à la règle du plus bas soumissionnaire et des marges de profit déjà minces. Le coût élevé des camions représente l'une des limites majeures actuelles au développement de la filière. Le coût d'acquisition des camions à pile à combustible a été évalué, en 2022, à 2,5 fois plus élevé que son homologue au diesel^[45]. Ainsi, tant que l'utilisation du diesel demeurera moins chère que l'hydrogène, la transition vers des camions à faibles émissions, et l'hydrogène en particulier, restera un enjeu pour des raisons de compétitivité.

CONTEXTE ÉCONOMIQUE DÉFAVORABLE ET PAS ENCORE D'ÉCONOMIE DE COÛTS

Les coûts, notamment ceux associés au transport, ayant déjà significativement augmenté avec la pandémie et l'inflation, il est difficile pour les utilisateurs de camions lourds de justifier de nouvelles augmentations des prix par une baisse de réduction des émissions de GES. Par ailleurs, le marché étant encore jeune et peu mature, les coûts demeurent très élevés.

ATOUTS

Des compagnies se spécialisant dans la rénovation d'équipements (retrofit) des camions actuels vers un hybride hydrogène-diesel – moteur à combustion double hydrogène-diesel, ou hydrogen-diesel dual fuel engine (H2DF) – gagnent en popularité sur le marché. Ces compagnies présentent l'option de modifier les moteurs des véhicules présents actuellement au sein du parc, pour y ajouter un moteur à combustion hydrogène. Les coûts initiaux d'investissement sont bas, cet ajout permet de s'initier aux modèles d'opérations du camion à hydrogène. Les transporteurs n'avaient pour la plupart pas connaissance de cette alternative.

[45] IFPEN, ADEME, « Tranphlym » Transport lourds fonctionnant à l'hydrogène, 2022.

4.2.2 ASSURER LA PÉRÉNITÉ ÉCONOMIQUE ET FINANCIÈRE DE LA FILIÈRE

METTRE EN PLACE UN SUPPORT FINANCIER DURABLE

Afin que la filière de l'hydrogène dans le transport lourd et de longue distance puisse se développer, il sera nécessaire de mettre en place un support financier, et ce, jusqu'à ce que le volume d'offres et de demandes croisse et qu'il soit possible de réaliser des économies d'échelle. Les premiers opérateurs qui adopteront cette technologie nécessiteront davantage de support pour contrer un manque de fiabilité inhérent aux premières itérations de la technologie.

À L'ACHAT DES CAMIONS

La différence de coût entre un camion à hydrogène et un camion diesel est importante; rendant cette différence difficilement supportable par les opérateurs de parc de véhicules. Cette différence est encore plus importante pour les petites entreprises de transports, qui auront plus de difficultés à supporter le coût d'investissement^[46]. Davantage de subventions gouvernementales seront donc nécessaires afin que le système proposé soit équitable pour toutes les compagnies. Selon la banque de données des statistiques officielles sur le Québec, près de 170 000 camions ou tracteurs routiers pour une utilisation institutionnelle, professionnelle ou commerciale étaient en circulation 2021^[47], chiffre en constante augmentation au cours des dix dernières années.

Il est également primordial de revoir la durée des subventions afin qu'elles puissent couvrir la période de transition jusqu'à la matérialisation des économies opérationnelles. Sans quoi, le jour où les subventions cesseront, la perte de compétitivité résultante pour les camions à hydrogène fera en sorte que les transporteurs devront transférer ce coût à leurs clients. L'aide financière mise en place devra donc être disponible à long terme.

Le programme gouvernemental Écocamionnage propose notamment une aide financière représentant 50 % des dépenses admissibles et pouvant atteindre un montant maximal de 175 000 \$ pour un véhicule lourd. Cette aide financière est basée sur le surcoût que représente l'achat de ce type de véhicule par rapport au coût d'un véhicule conventionnel. Bien que ce programme puisse aider à diminuer les barrières à l'entrée financière de la transition, les modalités, soit 50% des dépenses admissibles jusqu'à concurrence de 175 000\$, sont trop contraignantes pour favoriser l'adoption de cette technologie par les opérateurs. Sans mentionner le fait que le budget total du programme est limité et donc, rapidement utilisé.

SUR LE COÛT DE LA MOLÉCULE D'HYDROGÈNE

Il existe à date seulement une station de remplissage à hydrogène dans la province, opérée par Harnois Énergie à Québec. Les médias rapportent que le prix de vente du kilogramme d'hydrogène serait de 10 CAD^[48] pour ravitailler des véhicules légers à l'inauguration du site en 2019. En septembre 2023, le kilogramme d'hydrogène était vendu à 19 CAD. Ce prix est toutefois à relativiser car selon le seuil de production minimal, la tarification de l'électricité pourrait décroître (tarif Hydro-Québec M vers tarif L). La capacité de stockage, opposable au coût de transport, est également un effet de levier pour optimiser le coût de production.

Bien que l'électricité au Québec soit parmi les moins chères en Amérique du Nord, le coût de production de l'hydrogène reste élevé, 40l de diesel équivaut à 8.5kg d'hydrogène pour un semi-remorque à pile à combustible effectuant 100km^[49], un litre de diesel est évalué à environ 2\$^[50] en 2023. On peut estimer que le coût de production de l'hydrogène se situe autour de 10 CAD/kg pour que la filière soit compétitive. Il faudrait ainsi qu'une partie subséquente du coût de la molécule soit subventionnée pour pallier la différence avec le diesel.

[46] Le top 10 des plus grandes entreprises de camionnage au Québec présente entre 1 000 et 12 000 camions motorisés (tracteurs et camions). Ensuite, le nombre de véhicules au sein du parc descend sous les 1 000 véhicules. <https://www.transportroutier.ca/top-25-quebec/>

[47] <https://bdso.gouv.qc.ca>

[48] <https://www.lesoleil.com/2019/01/17/une-premiere-station-de-ravitaillement-a-hydrogene-au-quebec-dici-trois-semaines-8a60bb093d5652fe5ef9697910378a80/#:~:text=Harnois,naturelles%20-Canada%C2%BB%2C%20explique%20M>

[49] Livre blanc sur l'Hydrogène – Volet 2 – Intelligence véhiculaire, Amp&Axle

[50] https://fr.globalpetrolprices.com/Canada/Quebec/diesel_prices/

Un programme d'aide gouvernemental sous forme de prêt favorisant l'adoption de la technologie hydrogène devrait considérer l'ensemble du coût de possession du véhicule : le surcoût à l'achat du véhicule à hydrogène et le surcoût de carburant hydrogène. En misant sur l'accompagnement du développement de la production d'hydrogène, une industrialisation de la production des véhicules et du carburant fera chuter les coûts au fur et à mesure que la demande croît. Avec l'augmentation attendue du prix du diesel, il y aura éventuellement un point de bascule à partir duquel l'hydrogène sera économiquement plus intéressant. C'est à ce moment-là que le prêt commencerait à être remboursé.

La banque d'infrastructure du Canada propose ce type de prêt pour l'électrification des autobus en soutenant le surcoût à l'achat du véhicule^[51] et le coût de l'infrastructure de recharge. L'avantage toutefois avec cette technologie est que les coûts opérationnels sont de 40% à 50% inférieurs à ceux d'un véhicule thermique, ce qui permet de se projeter immédiatement sur un plan de financement soutenable dans le temps.

À titre d'exemple, l'Inflation Reduction Act, officialisée par le gouvernement américain en 2022, est l'investissement climatique le plus important de l'histoire des États-Unis, conçu pour mobiliser des capitaux privés afin d'atteindre les objectifs fixés en matière de climat et de renforcer la croissance à long terme. Le crédit d'impôt 45V touchant la production d'hydrogène a été introduit par cette loi. Il accorde jusqu'à **4 CAD\$/kg d'H₂** produit aux projets dont l'intensité carbone sur le cycle de vie est inférieure à 0,45 kgCO₂e/kg H₂. Cette loi est particulièrement importante dans le contexte américain, où plus de 12 millions de tonnes d'hydrogène sont produites chaque année, avec une intensité carbone d'environ 10 kgCO₂e/kg H₂. Ce crédit d'impôt permet non seulement de réduire les émissions provenant de l'hydrogène produit, mais également de diminuer les risques financiers des nouveaux projets et de développer de nouvelles façons de produire de l'hydrogène propre en réduisant leur taxe carbone^[52].

Une autre option complémentaire serait d'avoir des tarifs préférentiels dans les stations, similaires au modèle d'affaires actuel pour les grands consommateurs de carburants fossiles, bénéficiant de rabais à la pompe.

Le succès des schémas d'aide passe résolument par la stimulation de la demande avec le postulat que l'offre suivra. Il est dans la très grande majorité des cas recommandé de financer l'utilisateur plutôt que le producteur. L'utilisateur va ultimement favoriser le développement de tout le reste de la chaîne de valeur.

POUR LE DÉVELOPPEMENT D'INFRASTRUCTURES ET DE STATIONS DE RAVITAILLEMENT

Les investissements initiaux pour développer de nouvelles stations sont conséquents. Plusieurs facteurs peuvent impacter les coûts initiaux pour les stations; il est cependant estimé qu'une station produisant plus de 1 500 kg d'hydrogène par jour nécessite plus de 6,9 millions de dollars canadiens en investissement^[53]. En fonction de la nature des projets, la construction d'une nouvelle station n'est pas forcément la meilleure option et parfois, l'ajout d'une unité d'hydrogène à une station existante est une option intéressante. C'est également le cas pour les infrastructures de maintenances existantes, qui devront être adaptées à ces nouvelles technologies.

C'est notamment le modèle priorisé par Hydros spider AG, qui propose des unités pour le ravitaillement en hydrogène adjacent aux stations de ravitaillement traditionnels, exploités par leurs partenaires. Des stations de productions sont situées de façon centrale pour subvenir aux besoins en hydrogène aux stations.

Par ailleurs, si le support financier de la filière de l'hydrogène présente certaines limites, une autre option serait de pénaliser le diesel par la mise en place de taxes, de quotas, ou encore la nécessité d'aller chercher des crédits-carbone.

[51] <https://cdn.cib-bic.ca/files/Investment/FR/Initiative-AZE-06-2022.pdf>

[52] <https://breakthroughenergy.org/news/45v-tax-credit/>

[53] Melania, Penev, National Renewable Energy Laboratory, 2013 "Hydrogen Station Cost Estimates"

4.3 ASPECTS SOCIAUX

4.3.1 PERCEPTIONS DES TRANSPORTEURS SUR L'HYDROGÈNE

LIMITES

MYTHES ENTOURANT LA SÉCURITÉ

L'hydrogène est encore méconnu du grand public, parfois même rattaché au désastre d'Hindenburg de 1937. En effet, nombre d'utilisateurs de camions soulèvent que cette option n'est pas sécuritaire, en partie du fait des risques d'inflammabilité.

L'hydrogène est inflammable, cependant cette technologie demeure sécuritaire lorsqu'utilisée et manipulée adéquatement. Ses propriétés chimiques la rendent même plus sécuritaire que les carburants usuels, notamment, l'hydrogène est quatorze fois plus léger que l'air, lui permettant de se disperser rapidement. À titre comparatif, le propane et les vapeurs d'essence sont plus lourds que l'air et s'ils sont libérés, ils s'accumulent au niveau du sol, où toute ignition présente un danger évident^[54]. Par ailleurs, le lithium utilisé pour les batteries électriques est également inflammable et risque de provoquer des feux explosifs, dont une réaction en chaîne où une cellule en combustion entraîne la combustion de la cellule voisine. Finalement, les camions sont aujourd'hui construits avec des matériaux difficilement inflammables, et des mesures de sécurité appropriées, dont de la ventilation et des détecteurs de fuites, sont mises en place.

RESPONSABILITÉS SUPPLÉMENTAIRES

L'adoption de la technologie à hydrogène créera davantage de responsabilités pour les opérateurs, qui devront maîtriser cette nouvelle technologie tout en maintenant les opérations conventionnelles. Par ailleurs, les contremaîtres chargés de la répartition des trajets pour les camions devront inclure des paramètres de localisation des stations de ravitaillement. Ces ajouts complexifient les modèles existants et présentent de nouveaux enjeux d'optimisation de la logistique.

4.3.2 SUPPORTER LA RÉUSSITE DE LA FILIÈRE

ENCOURAGER LA COLLABORATION ENTRE LES PARTIES PRENANTES

La clé du succès d'un projet réside en grande partie dans la collaboration entre les parties prenantes impliquées au projet. Il est primordial qu'elles travaillent ensemble au développement du projet afin de partager le risque, et qu'il ne soit pas entièrement porté par l'utilisateur des camions. Ces discussions doivent regrouper toutes les parties de la chaîne de valeur, incluant les fournisseurs d'hydrogène, manufacturiers, utilisateurs, concessionnaires, et gestionnaires des infrastructures de ravitaillement. Sans une action concertée, un acteur isolé aura beaucoup de mal à franchir les différents obstacles qui se dressent devant lui.

À titre d'exemple, le projet de démonstration du train à Hydrogène à Charlevoix à l'été 2023 a été le fruit d'une étroite collaboration entre le manufacturier du train Alstom, le producteur d'hydrogène Harnois, l'opérateur du chemin de fer de Charlevoix Groupe le Massif et le gouvernement du Québec. En établissant dès le départ les conditions du déploiement de ce projet de démonstration, les parties prenantes rassemblées ont pu convenir de leur intérêt dans le projet et de leur exposition au risque avant de se lancer dans l'aventure.

Le rassemblement de l'industrie composant toute la chaîne de valeur du camionnage lourd autour de pôles de développements et d'expérimentation est ainsi déterminante pour transformer ces initiatives à plus grande échelle, objectif recherché pour pérenniser le développement d'une nouvelle filière sur l'hydrogène pour le camionnage.

[54] <https://blog.ballard.com/hydrogen-safety-myths>

De plus, ces initiatives espérées devront s'étendre au-delà du Québec et les parties prenantes devront se concerter avec d'autres provinces canadiennes et états américains afin que les utilisateurs de camions qui font des trajets hors de la province ne soient pas restreints au Québec. Le gouvernement pourrait amorcer les conversations et faire évoluer ces discussions par phase selon les avancements respectifs de chaque province et état.

ACCROITRE LA TRANSPARENCE ET RENFORCER LA COMMUNICATION

L'hydrogène souffre encore d'un certain scepticisme général, notamment dû à la déperdition énergétique dans la chaîne de production depuis la source électrique jusqu'à la roue. Cette technologie présente beaucoup d'appréhension et sa nouveauté technologique peut impacter la perception de sécurité. La filière étant peu mature, peu d'informations et de retours d'expérience sont actuellement disponibles publiquement. Pour contribuer à l'adoption de cette nouvelle technologie, mieux informer la prise de décision et diminuer le risque face à l'inconnu, il est impératif d'aider l'accès aux comparatifs et aux retours d'expérience.

La mise en place d'un forum de discussion qui permettrait aux différentes parties prenantes, et en particulier aux utilisateurs de camions, d'interagir entre eux et de partager leurs expériences aiderait grandement l'écosystème.

DÉVELOPPER DES FORMATIONS STANDARDISÉES

À ce jour, il n'y a pas de formation proposée au Québec sur l'opération de camions à hydrogène, que ce soit la conduite, la maintenance et la gestion de parc de véhicules. La réglementation actuelle ne fournit pas de directives quant à la formation requise pour les employés conduisant un camion à hydrogène ou en charge du ravitaillement. Il est donc nécessaire de mettre en place des formations, répondant aux standards de l'industrie, et permettant aux employés d'avoir un cadre sur l'utilisation des nouvelles technologies et de travailler de façon sécuritaire. Des séances d'informations, plus spécialisées pour les opérateurs de parcs de véhicules, mais aussi générales à destination du grand public devront aussi être fournies pour pallier les enjeux d'acceptabilité sociale.

Des relations avec des centres collégiaux de transfert technologique, par exemple l'Institut du Véhicule Innovant, qui réalise de la conversion de véhicules, dont à hydrogène, pourrait constituer un partenariat stratégique intéressant pour établir ce genre de formation.

Les formations pourront être dispensées par des organismes externes aux opérateurs de parc de véhicules et aux concessionnaires, servant de lien entre les opérateurs et les manufacturiers, avec du contenu fourni par ces derniers. Le gouvernement, ou des associations comme l'association du camionnage seraient des parties prenantes nécessaire.

4.4 ASPECTS LÉGISLATIFS ET GOUVERNEMENTAUX

4.4.1 PERCEPTIONS DES TRANSPORTEURS SUR L'HYDROGÈNE

LIMITES

ADAPTER LES INFRASTRUCTURES AUX NOUVELLES NORMES ET RÉGLEMENTATIONS

Les infrastructures existantes, notamment les garages de maintenance, doivent être adaptées pour respecter les nouvelles normes gouvernementales, notamment les réglementations entourant les risques élevés d'incendie et d'explosion, les réglementations dans le domaine des installations sous pression, qui ne sont pas adaptées à ce jour aux particularités des installations à hydrogène, le Code canadien d'installation de l'hydrogène (CCIH)^[56], etc. Le risque d'apparition de nouvelles législation spécifiques à l'hydrogène pourrait engendrer des coûts supplémentaires pour les transporteurs, si ceux-ci ont déjà procédé à des changements sur leurs infrastructures avant l'adoption de ces normes.

POSITIONNEMENT GOUVERNEMENTAL

Bien que le Québec soit enclin à stimuler des projets de démonstration sur la décarbonation du transport lourd, l'image renvoyée par le gouvernement n'indique pas un contexte politique favorable à l'hydrogène selon les opérateurs. Devant cette position gouvernementale incertaine, les entreprises de camionnage n'osent pas s'engager. Le retard face à ces nouvelles technologies que prend le Québec ne permet pas le climat d'adoption que souhaite les opérateurs.

4.4.2 STRUCTURER LA FILIÈRE

ENCOURAGER LES PROJETS PILOTES ET FACILITER LE DÉVELOPPEMENT DE PROJETS

Pour assurer un développement confiant de la filière, il sera nécessaire de mettre en place un financement gouvernemental pour faciliter les projets pilotes. La création de ces projets et zones de tests provoquera un effet accélérateur et aidera à créer la demande, permettant d'élaborer davantage le réseau de ravitaillement, tout en permettant aux manufacturiers de tester la technologie dans différentes conditions, sur différents trajets et types de véhicules.

Des procédures devront aussi être mises en place pour accélérer les processus de développement des projets, que ce soit au niveau de l'octroi des permis ou des autorisations gouvernementales. Les processus à couvrir incluent les usines de production d'hydrogène, mais également les stations-service. Le cadre réglementaire devra aussi être adapté pour s'assurer qu'il couvre bien toutes les spécificités des projets d'hydrogène pour le transport lourd et de longue distance.

CLARIFIER LE MESSAGE GOUVERNEMENTAL ET SE COORDONNER AVEC D'AUTRES PAYS

Si l'hydrogène devait se développer dans le secteur du transport, il serait impératif que le gouvernement se positionne clairement sur ses ambitions et démontre une stratégie gouvernementale allant dans ce sens, incluant des actions et des engagements précis.

Il est nécessaire d'instaurer une feuille de route de développement de l'hydrogène, en incluant des cibles précises, les moyens pour s'y rendre, les parties prenantes responsables et un horizon temporel. Ce plan devrait courir au-delà de 5 ans afin d'attirer et de conforter les investisseurs.

En observant les gouvernements européens ou le gouvernement américain, avec la mise en vigueur de l'Inflation Reduction Act en 2022, par exemple, il est évident que des politiques favorisant l'adoption des camions à hydrogène

[56] <https://www.rbg.gouv.qc.ca/domaines-d'intervention/gaz/les-exigences-de-qualite-et-de-securite/reglementation-applicable-a-lhydrogene/>

pour le transport lourd et de longues distances sont déjà adoptées, faisant de ces endroits des marchés intéressants pour les manufacturiers. Ceux-ci ont notamment besoin d'une masse critique pour se lancer dans un marché; faute de positionnement clair, le Québec passera après la Californie, qui présente déjà des objectifs agressifs pour décarboner le transport lourd et de longue distance^[57]. Il est donc urgent que la province renforce l'adoption de la transition énergétique via des normes ou réglementations qui renforceront sa position et accéléreront le mouvement.

INSTAURER DES NORMES POUR LE DÉVELOPPEMENT DES PROJETS À HYDROGÈNE

Les normes mises en place dans d'autres juridictions avec lesquelles le Québec a des échanges commerciaux impacteront les pratiques en vigueur dans la province. Le Pacte vert de l'Union Européenne, par exemple, visant l'écologisation du transport de marchandises^[58] implique que les ports devront proposer des installations répondant aux besoins des camions lourds et bateaux. Les ports de destination devront suivre le mouvement et mettre en place le nécessaire pour répondre aux besoins de leurs clients s'ils ne veulent pas les perdre.

Des normes devront être mises à jour concernant la sécurité des installations, l'aspect environnemental, l'aspect technique, comme la distance entre les différents carburants entreposés et/ou les limites du terrain par exemple, ainsi qu'au niveau de l'offre dont le débit et la pression. Ces normes devront également être unifiées, tant au niveau canadien qu'américain, afin de faciliter les processus de conformité pour les utilisateurs ayant des opérations dans différentes provinces et états.

À la suite des projets d'implantation de l'hydrogène en Suisse (**Hydrospider AG**, notamment) il a été demandé au gouvernement de travailler sur l'**harmonisation des cantons**, afin d'**uniformiser** les stratégies différentes pour en faire une vision commune, facilitant l'implantation des projets d'hydrogène. Cette situation est applicable au Canada, où les différentes provinces développent leur propre stratégie et leur projet de façon autonome et indépendante, et où des **normes communes à l'échelle nationale, et internationale** seraient bénéfique pour la mise en place de projets.

[57] Advanced Clean Fleets Regulation (ACF) approuvé par le CARB (California Air Resources Board): *Drayage trucks will be required to start transitioning to zero-emission technology beginning in 2024, with full implementation by 2035*

[58] https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/fr/IP_23_3767

5.

MODÈLE D'AFFAIRES

Le modèle d'affaires présenté dans cette section repose sur les aspects à considérer pour assurer le développement de la filière. Celui-ci s'inspire également de projets canadiens et internationaux pertinent dans un contexte québécois.

FIGURE 8

Exemple d'un modèle d'affaires envisageable pour le Québec

PRODUCTION D'HYDROGÈNE

- Définir le modèle de production, privé ou publique.
- Baliser l'octroi des blocs énergétiques et considérer des critères de capacité, additionnalité, simultanéité et géographie.

STATIONS DE RAVITAILLEMENT

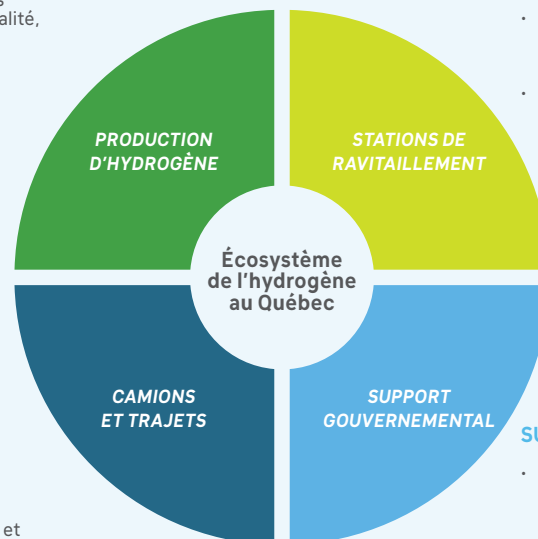
- D'abord concentrer l'offre de service en hubs de ravitaillement pour ensuite l'élargir le long de villes importantes pour le transport lourd.
- Développer un réseau de stations le long de corridors routier à grande densité.
- Travailler avec les provinces et les états voisins pour permettre des déplacements en dehors du Québec

CAMIONS ET TRAJETS

- Cibler les camions de Classe 8 (33 tonnes et plus)
- Définir des trajets cibles, longs et récurrents, facilitant le choix du positionnement des stations de ravitaillement.
- Étudier la possibilité d'un modèle de location de camions de type «clé-en-main», pour réduire les barrières à l'entrée.

SUPPORT GOUVERNEMENTAL

- Mettre en place des normes pour favoriser la transition vers une mobilité durable.
- Supporter financièrement toute la filière de l'hydrogène, par des subventions ou des crédits d'impôts.



PRODUCTION D'HYDROGÈNE

Les retours d'expériences en Europe indiquent que le modèle d'affaires le plus pertinent aujourd'hui d'un point de vue économique, qui s'applique aux juridictions européennes et répond aux attentes locales, est un modèle centralisé. Dans ce modèle, les usines de production d'hydrogène alimentent plusieurs stations de ravitaillement, contrairement au modèle décentralisé où les électrolyseurs sont construits directement sur le site des stations. La situation au Québec étant différente, il se peut qu'un modèle centralisé soit plus économique, notamment pour des petites capacités de production. Il sera aussi nécessaire d'aborder la question à savoir s'il est privilégié d'avoir des sites de production seulement pour le transport lourd, ou si la production pouvant avoir plusieurs utilisations (stockage d'énergie, utilisation industrielle, etc.) permettrait de diversifier les champs d'action de l'hydrogène.

L'accès à de l'énergie renouvelable restera au cœur des enjeux pour la transition et l'avenir de l'hydrogène vert repose en grande partie sur ce point. En l'absence d'électricité disponible au Québec, un modèle s'inspirant de ce qui se fait en Europe^[59] peut être envisagé, où le bloc est octroyé sous réserve que certains critères soient satisfaits, notamment:

- Additionalité : utiliser des capacités nouvellement installées et non les capacités existantes;
- Corrélation géographique : l'électricité est produite dans une zone géographique proche, qui peut être définie comme le Québec, pour éviter le recours à des contrats d'achat étranger (Power Purchase Agreement).

Il faut ici mentionner que ce modèle est pertinent dans le cadre européen, mais que d'autres modèles, non étudiés dans ce rapport, pourraient être plus adaptés pour le Québec.

STATIONS DE RAVITAILLEMENT

En se basant sur les modèles américains, européens, comme la Californie et la Suisse, et sur le projet Trans-Québec 1, soutenu par les discussions entretenues auprès des opérateurs, il serait intéressant de prioriser d'abord les stations de ravitaillement au sein des grandes villes du Québec, et lier ces villes par des stations de ravitaillement le long de la route les connectant. Dans un second temps, le gouvernement pourrait imposer le développement d'un réseau de stations le long de corridors routiers structurants, avec une station tous les 200 km par exemple, tel que pratiqué en Europe. Les utilisateurs seraient ainsi rassurés par la présence de stations disponibles le long des routes qu'ils planifient d'emprunter. Les axes Gatineau-Montréal-Québec-Saguenay; Montréal-Val d'Or et Québec-Rimouski permettraient de couvrir une bonne partie de la province et de rejoindre l'Ontario. Parallèlement, le Québec devra travailler avec les provinces et les états voisins pour ne pas limiter les trajets à la province et permettre des déplacements en dehors du Québec.

Développer des stations de ravitaillement sur les sites des utilisateurs nécessite en revanche un investissement initial en capital élevé, et est donc moins intéressant économiquement. Comme ce modèle ne répondrait qu'aux besoins d'un nombre limité d'utilisateurs, cette option n'est pas recommandée avant qu'un réseau de stations communes ne soit développé. Dans le cas de la Californie, les stations de ravitaillement en hydrogène sont ajoutées aux stations existantes, plutôt que d'en développer de nouvelles.

CAMIONS ET TRAJETS VISÉS

Les camions de classe 8 (plus de 33 tonnes, charge incluse) seraient la cible idéale pour l'hydrogène. D'autres classes pourraient aussi être intégrées afin d'augmenter le volume de véhicules et la demande en hydrogène, par exemple:

[59] [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2023/747085/EPRS_BRI\(2023\)747085_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2023/747085/EPRS_BRI(2023)747085_EN.pdf)

- Camions de classe 2, pour lesquelles l'autonomie de la batterie ne suffit pas, cet ajout augmenterait significativement le volume de véhicules vendus utilisant les bornes de recharge;
- Les véhicules adaptés roulant continuellement, l'électrification n'est donc pas une solution envisageable dû au temps de recharge.

Les camions visés auront des trajets ciblés et récurrents afin que les parcours soient prévisibles et qu'il soit plus facile de développer des stations de ravitaillement sur leur route. De plus, la priorité sera mise sur les longs trajets, là où le camion électrique ne peut répondre au besoin.

Pour les opérateurs présentant des activités dans des secteurs isolés, il serait pertinent d'envisager des technologies transitoires (retrofit des camions diesels) afin de mitiger le risque associé à l'approvisionnement. Il serait également intéressant, lorsque possible, d'envisager la valorisation des ressources produites (fibre de bois, par exemple), afin de produire leur propre hydrogène vert, par biomasse.

Le prix à l'achat des camions est encore trop élevé pour que les utilisateurs, notamment les plus petites entreprises de transport, en fassent l'acquisition. Un modèle de location de camions de type « clé-en-main », incluant la maintenance et le service après-vente, serait une bonne solution pour permettre à la filière de se développer et permettre aux utilisateurs de tester leurs produits. Les camions seraient possédés par des entreprises privées, par exemple des manufacturiers, et leur utilisation pourrait être facturée sur la base des distances parcourues, en plus d'un frais annuel d'inscription.

SUPPORT GOUVERNEMENTAL

Le gouvernement devra mettre en place des normes pour forcer la transition vers une mobilité plus durable pour le transport lourd et de longue distance. Ces normes devront être accompagnées d'un plan de mise en œuvre, autant temporel, que géographique et financier.

En Europe, par exemple, l'hydrogène a été introduit au sein du règlement AFIR^[60] (Regulation for the Deployment of Alternative Fuels Infrastructure). Ce règlement, adopté en juillet 2023, impose le déploiement de stations tous les 200 km le long d'un réseau central européen d'ici fin 2030^[61]. Il encadre aussi les appels d'offres nécessaires et propose un système de financement. Compte tenu des coûts actuels, la mise en place de tels normes et règlements doit être financièrement supportée par le gouvernement. En parallèle, des subventions ou des crédits d'impôt sur le prix d'achat de l'hydrogène devront être proposés pour supporter la filière.

RÔLE DE L'ÉCOSYSTÈME

Les différentes parties prenantes de la chaîne de valeur devront collaborer sur un plus grand nombre de projets afin de démontrer les possibilités de la technologie et sa fiabilité. Cela renforcera également l'acceptabilité sociale.

Cela peut passer par des projets pilotes impliquant utilisateurs, manufacturiers et spécialistes des stations-service, mais aussi par des groupes de travail et des comités opérationnels. Ces rencontres devront regrouper des entreprises et organismes de toute la chaîne de valeur afin qu'ils puissent échanger sur leurs expériences, leurs bonnes pratiques et leurs défis. Des enjeux de confidentialité freinent aujourd'hui les parties prenantes à communiquer, mais l'implantation d'un groupe d'échange ouvert contribuera grandement au développement de la filière. Des organismes à but non lucratif, tel que Propulsion Québec peuvent aider de ce côté, en facilitant les rencontres et les mises en relation.

[60] https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_23_1867

[61] [pdf \(europa.eu\)](#)

6.

CONCLUSION

La stratégie québécoise sur l'hydrogène vert et les bioénergies, publiée en 2022, souligne l'alternative prometteuse que peut présenter l'utilisation de l'hydrogène vert afin de décarboner le secteur du transport lourd et de longue distance. Une alternative qui ne se place pas en compétition avec la filière de la batterie, mais plutôt dans des créneaux complémentaires moins pertinents pour la batterie et où le diesel domine. L'absence de solutions technologiques matures pour le transport lourd et de longue distance contribue notamment à la pertinence de la démonstration de la filière à hydrogène; la revue littéraire et les discussions avec les transporteurs ont permis de démontrer qu'il existe un potentiel pour le déploiement de cette technologie au Québec. Cependant, le manque de connaissances face à cette technologie demeure.

LES CAMIONS À HYDROGÈNE NE DOIVENT PAS ÊTRE VUS COMME UNE ALTERNATIVE AUX CAMIONS ÉLECTRIQUES, MAIS PLUTÔT COMME UNE OPTION COMPLÉMENTAIRE.

Les véhicules à hydrogène sont souvent comparés aux véhicules électriques à batterie, créant une compétition entre ces deux technologies. Sachant que la consommation énergétique de véhicules à batterie est sensible aux écarts de température et au dénivelé des routes (contexte particulièrement applicable au Québec), la planification des itinéraires de longue distance représente un enjeu d'autonomie avec la capacité actuelle des véhicules à batterie. L'hydrogène devrait être privilégié pour les trajets longues distances, lorsque l'autonomie des camions électriques n'est pas suffisante. De plus, l'implantation de stations de ravitaillement en hydrogène dans les régions isolées et proches des grands axes est une option envisageable quand la puissance électrique locale ne peut répondre à la demande requise par des mégas chargeurs, ou que le temps de recharge constitue un enjeu pour les opérations. Dès lors, l'hydrogène apparaît comme une alternative au véhicule à batterie pour la décarbonation du camionnage lourd quand les trajets opérés dépassent les conditions techniques d'électrification (autonomie, puissance de recharge requise et temps de recharge).

LA PERFORMANCE ET LA FIABILITÉ DES CAMIONS DANS UN CONTEXTE DE MARCHÉ COMPÉTITIF DES TRANSPORTEURS RETARDENT LA TRANSITION.

La compétition entre les transporteurs les pousse à optimiser constamment les charges et trajets de leurs camions pour maintenir la viabilité financière de leur entreprise. Il est ainsi primordial que les camions à hydrogène présentent une performance équivalente aux camions diesel et que la technologie soit fiable. Bien que la volonté de décarboner les activités fassent l'objet de stratégies affirmées par les dirigeants des compagnies de transport, la dimension économique demeure prépondérante dans la prise de décisions. Ainsi, tant que l'utilisation du diesel sera moins chère que l'hydrogène, la transition vers le zéro-émission, et l'hydrogène en particulier, restera un enjeu, car les compagnies s'exposent à une perte de compétitivité et hypothèque leur avenir à court terme.

LE MANQUE D'ÉNERGIE, DE CAMIONS ET DE STATIONS DE RAVITAILLEMENT ET LES COÛTS ÉLEVÉS PEUVENT DISSUADER LES INVESTISSEURS.

Les quantités limitées d'énergie disponibles pour de nouveaux projets créent une incertitude face à l'octroi d'un bloc d'électricité pour un projet d'hydrogène. De plus, les camions à hydrogène sont encore peu disponibles sur le marché. Les utilisateurs doivent ainsi passer commande entre 2 et 3 ans avant la livraison du véhicule et la capacité de production de ces véhicules est très limitée. Les conditions économiques autour de l'adoption de l'hydrogène sont également une limite majeure au développement de la filière. En effet, le coût à l'achat d'un camion à hydrogène est supérieur à celui d'un camion diesel ou électrique à batterie, le coût actuel de l'hydrogène est lui le double du diesel. Dans un contexte aussi compétitif que le transport de marchandise, une action gouvernementale est donc attendue pour lever ces barrières à l'adoption en favorisant des prêts financiers permettant de compenser les écarts de coûts avec le camionnage diesel actuel. Dès lors qu'une masse critique de véhicules à hydrogène en opération sera atteinte pour pérenniser une demande en hydrogène, les coûts d'acquisition et d'opération deviendront soutenables sans intervention du gouvernement. L'atteinte de cette masse critique demeure toutefois dépendante du coût du carburant diesel et de celui de l'électricité.

DÉVELOPPER DES PROJETS PILOTES, FACILITER L'OCTROI DE PERMIS ET BÉNÉFICIER D'UN SOUTIEN AFFIRMÉ DU GOUVERNEMENT POUR STRUCTURER LA FILIÈRE.

Les utilisateurs ont besoin de tester la technologie, mais aussi d'identifier ce qui répond le mieux à leurs besoins avant d'investir dans des flottes. De nombreuses compagnies ont mentionné leur appétit à tester et se faire leur propre opinion à la lumière de la variété de leurs opérations. Les projets pilotes constituent des tremplins efficaces vers l'adoption de la technologie. En dépit des stratégies et programmes en place au Québec, le positionnement gouvernemental vis-à-vis de la filière reste relativement flou pour les parties prenantes, ce qui crée une certaine réticence à l'investissement. Il est important que le gouvernement clarifie ses ambitions sur le développement de la filière, de la production à l'utilisation. L'octroi de blocs électriques pour la production de l'hydrogène est une condition nécessaire à la production. Ceci implique une vision consolidée du gouvernement sur la demande totale en électricité requise pour contribuer à décarboner l'économie québécoise. Par ailleurs, le développement des projets d'hydrogène est long et souvent en décalage avec les enjeux de décarbonation et les objectifs des entreprises. L'élément le plus chronophage concerne généralement les permis de construction. Il est donc important d'accélérer les processus d'octroi des permis, que ce soit pour le développement des stations de ravitaillement ou le développement d'usines de production d'hydrogène, afin que toute la chaîne de valeur puisse avancer de concert.

Il est également pertinent de noter que la présente analyse se concentre sur l'applicabilité de l'hydrogène dans le domaine du transport. Il est important de soutenir les utilisations dans les autres domaines que le transport, de manière à ne pas favoriser ce secteur au détriment des autres. Davantage d'études pour cibler les domaines connexes seront nécessaires.

DES MODÈLES D'AFFAIRES À ESSAYER AVEC LA PLANIFICATION DES INFRASTRUCTURES DE PRODUCTION, STOCKAGE ET DISTRIBUTION

Les camions de classe 8 constituent une cible idéale, avec des trajets ciblés, conséquents et récurrents afin que les parcours génèrent une demande prévisible, ce qui facilitera le déploiement des premières stations de ravitaillement sur les axes routiers achalandés au Québec.

Un système de location, rendant le camion à hydrogène financièrement plus accessible aux opérateurs devrait être encouragé pour favoriser son adoption.

Le développement des usines de production sera à adapter selon la capacité des usines. Un modèle centralisé, où les usines alimentent plusieurs stations-service, semble plus viables économiquement dans le contexte européen, mais pour de petites usines,

En parallèle, un modèle décentralisé de production d'hydrogène, avec des électrolyseurs directement sur le site des stations, apparaît comme plus adapté du Québec. Des analyses plus approfondies devront toutefois confirmer cette direction, au fur et à mesure que la production croît et que le coût associé diminue.

Dans tous les cas, le réseau de stations devra être développé le long de corridors routiers structurants, avec une station tous les 200 km, comme on le voit en Europe par exemple. Les axes Gatineau-Montréal-Québec-Saguenay; Montréal-Val d'Or et Québec-Rimouski permettraient de couvrir une bonne partie de la province et de rejoindre l'Ontario. Parallèlement, le Québec devra travailler avec les provinces et états voisins pour permettre des déplacements propulsés à l'hydrogène vert hors Québec.

ANNEXES

PARTIES PRENANTES CONSULTÉES –
ENTREVUES TÉLÉPHONIQUES

Canadian Tire
 Glencore Canada
 Groupe Bellemare
 Groupe Gilbert
 Groupe Morneau
 Groupe Robert
 Groupe Somavrac
 Harnois Énergies
 HTEC
 Hydrolux
 Hydro-Québec
 Hydrospider
 Lhyfe
 Loblaw
 Metro
 Nouveau Monde Graphite
 PACCAR
 Port de Montréal
 Produits Forestier Résolu
 Purolator
 SAQ
 TFI International

PARTIES PRENANTES CONSULTÉES –
PRIORISATION DES CRITÈRES DE DÉVELOPPEMENT

Ballard
 Charbone
 Énergie Sonic
 Energir
 First Hydrogène
 Glencore Canada
 Groupe Bellemare
 Groupe Morneau
 Groupe Somavrac
 Harnois Énergies
 HTEC
 Hydrogène Québec
 Hydrolux
 Hydro-Québec
 Hydrospider
 Hyzon Motors
 Institut de recherche sur l'hydrogène (IRH)
 Institut du véhicule innovant (IVI)
 Metro
 Nouveau Monde Graphite
 PACCAR
 Produits Forestier Résolu
 Purolator
 SAQ
 Toyota

MEMBRES DU COMITÉ DE PILOTAGE

Cédrick Lalaizon – Propulsion Québec

Alex Champagne-Gélinas – Innovée

Olivier Chaudret – Innovée

Loïc Boulon – Université du Québec à Trois-Rivières

Sébastien Comazzi – Bureau du développement de l'hydrogène vert et des bioénergies (BDHVB), Ministère de l'économie, de l'innovation et de l'énergie (MEIE)

Mathieu Payeur – Bureau du développement de l'hydrogène vert et des bioénergies (BDHVB), Ministère de l'économie, de l'innovation et de l'énergie (MEIE)

Philippe Tanguy – HTEC

Ivette Vera Perez – The Canadian Hydrogen and Fuel Cell Association

LIVRE BLANC

VOLET 1

Revue de littérature IRH
Hydrogène vert dans
le transport lourd routier
au Québec

Hydrogène vert

dans le transport lourd routier au Québec

Décembre 2022



Hydrogène vert

dans le transport lourd routier au Québec

Auteurs

Daniela Bellon Monsalve, Ph.D. (C)

Institut de recherche sur l'hydrogène

Ahmed Hourri, Ph.D.

Institut de recherche sur l'hydrogène

Loïc Boulon, Ph.D.

Institut de recherche sur l'hydrogène

Remerciements

Nous tenons à exprimer notre sincère gratitude envers MITACS, INNOVÉE et PROPULSION QUÉBEC pour leur soutien financier, qui a rendu possible la réalisation de cette étude.

Décembre 2022



TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION.....	1
1. ÉTAT DE L'ART ET INITIATIVES EXISTANTES DANS LE MONDE.....	6
1.1. SOMMAIRE DE L'ÉTAT ACTUEL DE LA PRODUCTION ET DE L'UTILISATION MONDIALE DE L'HYDROGÈNE.....	6
1.1.1. La production d'hydrogène.....	6
1.1.2. L'utilisation de l'hydrogène dans le secteur des transports	8
1.2. ÉTAT DE L'ART DE LA TECHNOLOGIE.....	10
1.2.1. Le moteur à combustion interne diesel dans les véhicules routiers lourds.....	13
1.2.2. La batterie électrique dans les véhicules routiers lourds.....	14
1.2.3. La pile à combustible à hydrogène dans les véhicules routiers lourds.....	16
1.2.4. Comparaison véhicules lourds diesel (VLD), à batterie électrique (VLEB) et véhicules lourds à pile à combustible à hydrogène (VLPH)..	18
1.2.5. Coût total de possession	21
1.3. PROJETS D'ESSAI ET DE DÉMONSTRATION DANS LE MONDE.....	38
2. L'HYDROGÈNE AU CANADA ET QUÉBEC	43
2.1. LA PRODUCTION DE L'HYDROGÈNE.....	44
2.1.1. Potentiel de la production d'hydrogène par électrolyse au Québec	47
2.1.2. Potentiel de la production de l'hydrogène par biomasse au Québec	49
2.2. INFRASTRUCTURES D'HYDROGÈNE.....	49
2.2.1. Quelle pression de stockage en hydrogène pour les camions lourds	52
2.3. PROJETS ACTUELS ET FUTURS.....	53
2.3.1. Initiatives au Canada.....	53
2.3.2. Initiatives au Québec	54
3. SECTEUR DES TRANSPORTS AU QUÉBEC.....	56
3.1. ÉVOLUTION DU SECTEUR DU TRANSPORT	56

3.2.	CONSOMMATION D'ÉNERGIE.....	57
3.3.	ACTEURS PRINCIPAUX AU CANADA ET AU QUÉBEC	60
4.	L'HYDROGÈNE POUR LES VÉHICULES LOURDS AU QUÉBEC	62
4.1.	CONSIDÉRATIONS TECHNIQUES ET OPÉRATIONNELLES.....	62
4.1.1.	Opérations dans des conditions climatiques de froid extrême.....	62
4.1.2.	La production d'hydrogène.....	64
4.1.3.	L'infrastructure du réseau de distribution	64
4.2.	ÉVOLUTION DU CADRE RÉGLEMENTAIRE	67
4.3.	OPPORTUNITÉS ET BARRIÈRES À LA MISE EN ŒUVRE.....	68
5.	CONCLUSIONS.....	73
	RÉFÉRENCES.....	76
	ADDENDUM : MOTEUR THERMIQUE À HYDROGÈNE ET L'HYDROGÈNE LIQUIDE.....	81

LISTE DES FIGURES

Figure 1. Domaines d'applications attendus des véhicules électriques à batterie (VEB) et des véhicules à pile à combustible (VPH) dans le futur transport routier.....	3
Figure 2. Production de l'hydrogène dans le monde en 2020 et 2021.	7
Figure 3. Consommation de l'hydrogène dans le transport routier par segment de véhicules (2019-2020).....	8
Figure 4. Comparaison de la masse des composants de différentes technologies pour un tracteur semi-remorque	12
Figure 5. Estimation du poids de la tare d'un véhicule lourd à pile à combustible et diesel, parcourant 1000 km avec une charge utile de 17 tonnes. Une efficacité énergétique de $2,2 L_{\text{Diesel}}/100 \text{ km}$ et de $8 \text{ kg}_{\text{H}_2}/100 \text{ km}$ est assumée.....	12
Figure 6. Système de propulsion des véhicules diesel conventionnels.	13
Figure 7. Propulsion électrique de véhicules à batterie.....	15
Figure 8. Train électrique de véhicules à batterie.....	17
Figure 9. Comparaison du niveau de maturité des technologies à batterie et des piles à combustible pour les camions lourds.	19
Figure 10. Coût d'acquisition d'un camion selon le Tableau 2 en 2020.....	24
Figure 11. Coût d'acquisition d'un camion selon le Tableau 2 en 2025.	24
Figure 12. Évolution des prix moyens des grands consommateurs d'énergie (¢/kWh)	29
Figure 13. Coût total de possession actuel et futur des carburants et des groupes motopropulseurs.....	31
Figure 14. Réductions de coûts estimées pour les composants des camions tracteurs à pile à hydrogène en 2030 et la composition estimée des coûts en 2030	32

Figure 15. Itinéraires de livraison d'H ₂ depuis une installation de production centralisée jusqu'aux SRH : A) H ₂ comprimé par tubes trailers, B) H ₂ liquide par camions C) H ₂ comprimé par pipelines	34
Figure 16. Coût du ravitaillement en H ₂ (C\$/kgH ₂) pour les différentes chaînes d'approvisionnement..	36
Figure 17. Coûts d'investissement des SRH en fonction de la capacité.	37
Figure 18. Déploiements mondiaux de camions VLPH (effectifs ou prévus).	38
Figure 19. Étude de cas 1 : itinéraire long courrier avec des camions 40 t ..	41
Figure 20. Étude de cas 2 : itinéraire moyen/long courrier avec des camions 27 t	41
Figure 21. Étude de cas 3 : itinéraire de distribution régional avec des camions 18 t	42
Figure 22. Potentiel de production d'hydrogène du Canada	43
Figure 23. Production d'hydrogène au Québec selon la source d'intrant, 2021	46
Figure 24. Projection de croissance de la demande en hydrogène	46
Figure 25. Étude de sensibilité de coûts de production de l'hydrogène vert pour les technologies alcalines et PEM (\$ US)	48
Figure 26. SRH par région et rapport entre les véhicules électriques à pile à combustible et les SRH.....	50
Figure 27. Évolution du nombre de camions et de voitures vendus (gauche) et des dépenses liées aux ventes de véhicules (droit) au Québec, 1990 à 2020.....	56
Figure 28. Évolution de la consommation d'énergie par mode de transport au Québec, 1990 à 2019.	57
Figure 29. Impact de l'hydrogène vert sur la réduction d'émissions de CO ₂ - Secteur transport.....	60
Figure 30. Comparatif des différents modes de propulsion des camions .	62

Figure 31. Stratégie de déploiement des stations H ₂	66
Figure 32. Évolution du cadre réglementaire dans le secteur du camionnage au Québec, 2013-2021	67
Figure 33. Trois axes et six objectifs pour décarboner, innover et rayonner.	68
Figure 34. Accélérateurs et barrières pour le déploiement des camions H ₂	69
Figure 35. Vue d'ensemble des obstacles pour les VLPH et priorité pour la R&D à court terme	70
Figure 36. Constats et recommandations	72
Figure 37. Constats et recommandations	72

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1. Avantages et désavantages des trois groupes motopropulseurs	20
Tableau 2. Coût d'acquisition du véhicule selon à la technologie	22
Tableau 3. Modèles de tracteurs à pile à hydrogène disponibles dans le commerce et annoncés.	25
Tableau 4. Coût des principaux composants de chaque technologie.	25
Tableau 5. L'effet du coût du gaz naturel et de l'échelle de production (tH ₂ /jour) sur le coût de la production d'hydrogène bleu..	27
Tableau 6. Coûts de l'électrolyseur PEM.	28
Tableau 7. L'effet du coût de l'électricité et des heures de fonctionnement annuel (hrs/an) sur le coût de la production d'hydrogène vert.....	28
Tableau 8. Modèles de camions électriques à pile à combustible pour poids lourds.....	40
Tableau 9. Production d'hydrogène au Québec, 2021.....	45
Tableau 10. Installations d'hydrogène électrolytique au Canada.....	47
Tableau 11. stations de ravitaillement d'hydrogène au Canada	51
Tableau 12. Production d'hydrogène à venir, au Québec.	54
Tableau 13. Évolution distances parcourues et consommation de carburant du parc de véhicules au Québec, 1990 à 2019.....	58
Tableau 14. Nombre total de VPH pouvant être alimentés par les deux projets en cours au Québec.....	59

INTRODUCTION

Les émissions de gaz à effet de serre (GES) contribuent de manière significative au changement climatique, à la pollution locale et atmosphérique et aux effets négatifs sur la santé. Au Canada, le secteur du transport (routier, aérien, maritime et ferroviaire) représente la deuxième source d'émissions de GES, représentant 24 % des émissions totales au niveau national avec 159 mégatonnes d'équivalent dioxyde de carbone (Mt d'éq. CO₂) émises en 2020. De ces émissions, les véhicules lourds alimentés au diesel (VLD) pour le transport des marchandises sont responsables de 36 % avec 58,5 Mt d'éq. CO₂ [1]. Le Canada, possède un parc de plus de 2 millions de véhicules lourds, avec une augmentation annuelle moyenne d'environ 2 % [2]. Pour sa part, la province de Québec figure parmi les 5 premiers émetteurs au Canada, avec une contribution totale de 76,2 Mt d'éq. CO₂ en 2020 [3], dont les transports représentent 32,6 % (29,4 Mt d'éq. CO₂), et les VLD sont responsables de 12,8 % des émissions totales de la province (9,8 Mt d'éq. CO₂) [4].

D'un autre côté, afin de respecter son engagement en vertu de l'accord de Paris, soit de réduire les émissions nationales de GES de 40 à 45% par rapport au niveau de 2005 d'ici 2030, avec un engagement d'atteindre la carboneutralité en 2050, le Canada a publié le 29 mars 2022, *le Plan de réduction des émissions pour 2030* [5]. En plus des mesures de réductions des GES dans tous les secteurs, ce Plan lance une stratégie intégrée visant à réduire les émissions des véhicules moyens et lourds (VML), de façon que les véhicules à zéro émission (VZE) représentent 35 % des ventes totales des VML d'ici 2030. Le Québec a aussi établi son plan concernant sa politique - cadre en matière d'électrification et de changement climatique. Son *Plan pour une économie verte 2030 - Plan de mise en œuvre 2022-2027* [6], visait dans sa première version de 2021-2026 à réduire les émissions du transport

globales de GES du Québec de 37,5 % par rapport aux niveaux de 1990 d'ici 2030. Dans sa version récente de 2022-2027, ce *Plan* rehausse les ressources destinées à l'électrification des camions, des parcs de véhicules commerciaux et des autobus. Ce Plan prévoit aussi d'injecter des investissements supplémentaires de 46,4 millions de dollars dans le programme Écocamionnage, pour atteindre un total de 246,3 millions de dollars sur cinq ans, en appui à l'électrification, l'efficacité et la conversion vers les carburants moins émetteurs de GES dans le secteur du camionnage.

Actuellement, le marché émergeant des véhicules lourds zéro émission ; i.e. à l'échappement, dans ses divers segments de camions et d'autobus, est constitué principalement des véhicules électriques à batterie et des véhicules à pile à combustible alimentée en hydrogène [7]. Ces deux types de technologies sont extensivement comparées dans la littérature [8]. Les batteries sont des dispositifs de stockage d'énergie, tandis que les piles à combustible sont des dispositifs de conversion d'énergie qui utilisent généralement l'hydrogène pour le stockage d'énergie.

Les piles à combustible utilisant l'hydrogène et les batteries sont souvent perçues comme des technologies concurrentes. Toutefois, les forces et les faiblesses relatives de ces technologies suggèrent cependant qu'elles devraient jouer des rôles complémentaires [9]. Les véhicules électriques à batterie présentent une efficacité énergétique globale supérieure mais leur faible densité énergétique actuelle implique un pack de batteries lourd et encombrant pour les trajets longs, ce qui les rend parfaitement adaptés aux véhicules légers parcourant des trajets courts [10]. D'un autre côté, l'hydrogène peut stocker plus d'énergie en moins de poids, ainsi le véhicule électrique à hydrogène représente la solution, zéro émission à l'échappement, la plus proche du diesel sur le plan opérationnel (autonomies et temps de recharge) [11], [12]. En ce sens, elle est capable

d'adresser l'ensemble des segments d'usages du transport de marchandises, en complémentarité avec l'électrique à batterie qui peut répondre aux besoins les moins contraints. En particulier, lorsque les contraintes logistiques sont fortes (kilométrage élevé, forte charge utile nécessaire, temps limité pour la recharge etc.), l'électrique à hydrogène est la solution zéro émission la plus adaptée.

Sur la base des différences dans leurs caractéristiques techniques, l'opinion dominante est que les véhicules à pile à combustible à hydrogène sont mieux adaptés au transport lourd pour des longues distance ainsi qu'à d'autres véhicules utilitaires, tandis que les véhicules à batterie sont plus adaptés aux véhicules légers et transport à courte distance [11], [13] comme illustré à la Figure 1.

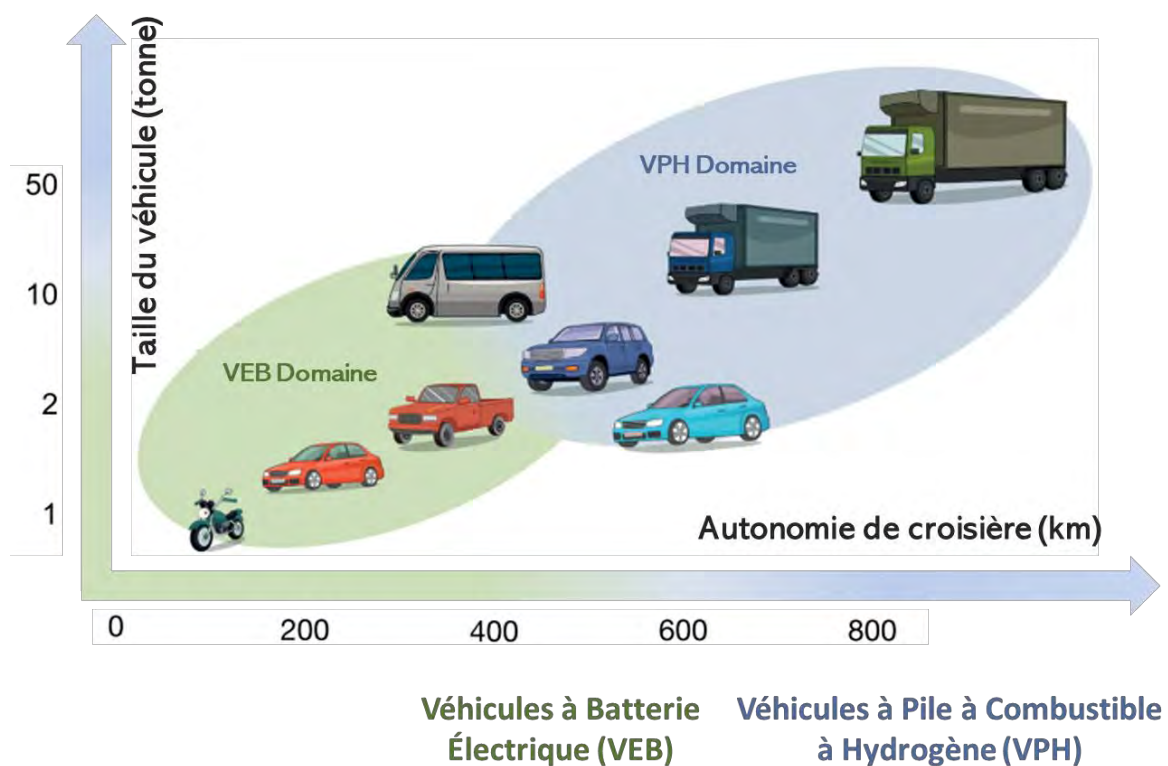


Figure 1. Domaines d'applications attendus des véhicules électriques à batterie (VEB) et des véhicules à pile à combustible (VPH) dans le futur transport routier. Adapté [13].

Le rôle de l'hydrogène en tant qu'outil clé de décarbonation fait l'objet d'un intérêt international important. L'hydrogène est un gaz incolore, inodore, non toxique et inflammable. L'hydrogène est un vecteur énergétique sans carbone qui peut être produit à partir de diverses matières premières, dont l'eau et l'électricité, des combustibles fossiles (comme le gaz naturel et le pétrole brut), la biomasse, et peut être obtenu aussi à partir de procédés industriels comme sous-produit. L'hydrogène peut être converti en électricité grâce à une pile à combustible aussi bien dans des applications mobiles, comme les véhicules, ou stationnaires comme des génératrices pour divers applications; il peut également être brûlé pour produire de la chaleur ou être utilisé comme matière première dans une large gamme de procédés chimiques et industriels [14].

Les procédures les plus répandues aujourd'hui pour la production de l'hydrogène sont : le vaporeformage qui permet de récupérer l'hydrogène présent dans le méthane et l'électrolyse qui permet d'isoler l'hydrogène des molécules d'eau grâce à l'utilisation d'énergie électrique. Une palette de couleurs est souvent utilisée pour représenter l'hydrogène selon les différentes voies de production en fonction de leurs matières premières/intrants et de leur intensité carbonique estimée [14]. Parmi les plus usuelles on distingue : (i) l'hydrogène gris, qui est produit à partir de combustibles fossiles et dont les émissions de dioxyde de carbone ne sont pas captées ; (ii) l'hydrogène bleu, qui est produit de manière similaire à l'hydrogène gris, à la seule différence que les émissions de dioxyde de carbone sont captées et stockées; et enfin (iii) l'hydrogène vert, qui utilise des sources d'énergie renouvelables, sans aucune émission dans l'environnement. Si ce dernier représente l'idéal dans le processus de production de l'hydrogène, il est très coûteux en raison du prix des technologies associées à sa production ; cependant, on peut s'attendre à ce que, grâce à la réduction des coûts de la technologie des électrolyseurs et

à la baisse du coût des énergies renouvelables (<30 USD/MWh), l'hydrogène vert puisse être compétitif par rapport au diesel dès 2030 [15].

L'objectif général de ce travail est de réaliser une revue de la littérature sur l'état de l'art concernant le potentiel d'utilisation de la technologie des piles à combustible à hydrogène vert dans le transport lourd routier, et d'identifier les travaux et les conclusions qui pourraient s'appliquer à l'écosystème Canadien et plus particulièrement Québécois. Dans ce contexte, cette étude sera limitée aux véhicules routiers de classe 8 qui représentent dans la classification nord-américaine la catégorie la plus lourde et comprends les véhicules avec un poids nominal brut (PNBV) de plus de 33 000 lb (14 969 kg). Généralement, les semi-remorques opèrent entre 40 000 lb (18 144 kg) et 80 000 lb (36 287 kg). En 2020, on dénombre 162 064 véhicules lourds de classe 8 en circulation au Québec avec une croissance de 17,3% depuis 2015 [16].

1. ÉTAT DE L'ART ET INITIATIVES EXISTANTES DANS LE MONDE

1.1. SOMMAIRE DE L'ÉTAT ACTUEL DE LA PRODUCTION ET DE L'UTILISATION MONDIALE DE L'HYDROGÈNE

1.1.1. La production d'hydrogène

Selon le rapport *Global Hydrogen Review 2022* [17] publié par l'agence International de l'énergie (IEA), la production de l'hydrogène est presque entièrement obtenue à partir des combustibles fossiles. En 2021, la production mondiale totale était de 94 millions de tonnes d'hydrogène (Mt H₂) avec des émissions associées de plus de 900 Mt CO₂. L'utilisation du gaz naturel sans capture et séquestration du carbone était la principale voie et représentait 62% de la production totale [17]. L'hydrogène obtenu comme sous-produit du reformage catalytique du naphta dans les raffineries du pétrole représentait 18%. L'hydrogène produit à partir du charbon, surtout en Chine, compte pour 19% et l'utilisation du pétrole, en quantité limitée, produisait moins de 1% [17].

La Figure 2 montre la production de l'hydrogène dans le monde. La production avec des émissions faibles; i.e. hydrogène vert et bleu, était moins de 1 Mt H₂ (0.7%) en 2021. Cette quantité était obtenue principalement à partir des combustibles fossiles avec capture et séquestration du carbone, avec seulement 35 kt H₂ issue de l'électrolyse de l'eau. Bien que très faible, la quantité d'hydrogène obtenue par électrolyse de l'eau a augmenté de près de 20 % par rapport à 2020. Cela reflète un déploiement croissant des électrolyseurs [17]. Dans ce sens, si tous les projets annoncés ou en phase de réalisation pour la production de l'hydrogène avec des faibles émissions se concrétisent, la quantité d'hydrogène pourrait atteindre plus de 24 Mt en 2030 [17].

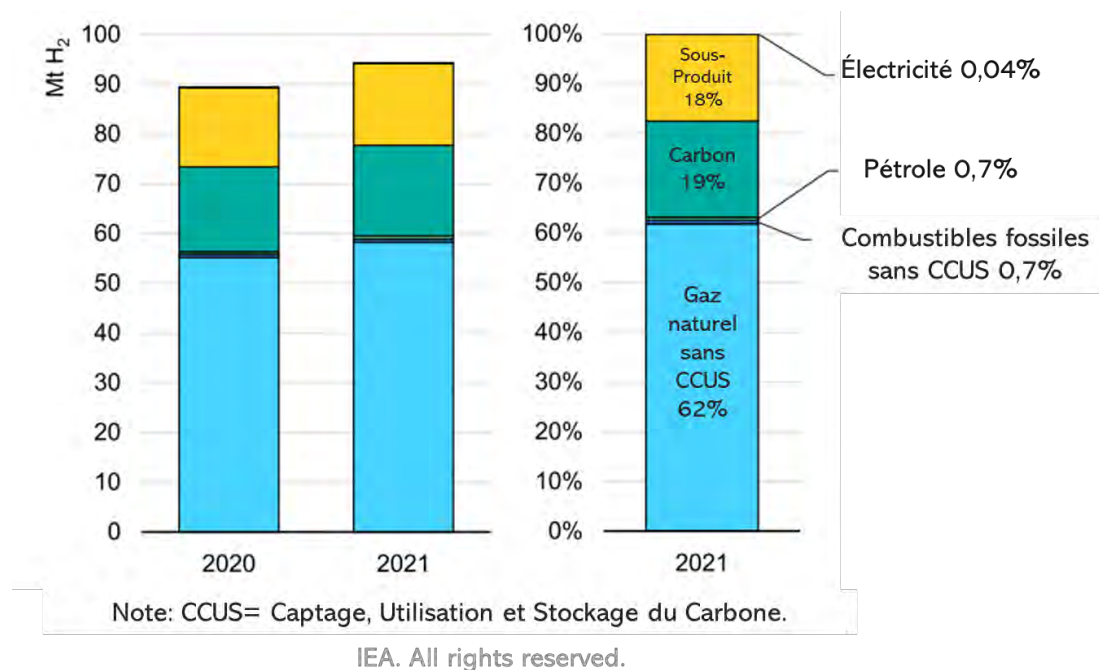


Figure 2. Production de l'hydrogène dans le monde en 2020 et 2021.
Adapté [17].

La demande en hydrogène reste concentrée dans les applications traditionnelles telles : le raffinage du pétrole qui a atteint son maximum d'utilisation avec 40 Mt H₂ en 2018 avant de subir une baisse d'environ 2 Mt en 2020 à cause du ralentissement de l'activité économique dû au Covid (les estimations d'utilisation pour 2021 sont d'environ 41 Mt); la synthèse de l'ammonique avec 34 Mt, et la production du méthanol avec 5 Mt. La pénétration de l'utilisation de l'hydrogène reste très limitée dans les nouvelles applications telles les industries lourdes comme la réduction directe du fer (DRI : Direct Reduction of Iron), les transports, l'électricité et les bâtiments, qui n'a atteint qu'environ 40 kt H₂ ce qui ne représente que 0,04 % de la demande mondiale en hydrogène [18] en 2021. L'essentiel de cette demande est concentré dans le transport routier, qui a connu une augmentation significative de 60% du fait du déploiement accéléré des véhicules électriques à pile à combustible à hydrogène, notamment des poids lourds à pile à combustible en Chine [18].

1.1.2. L'utilisation de l'hydrogène dans le secteur des transports

La demande d'hydrogène dans les transports a totalisé plus de 30 kt en 2021, soit 60% de plus que l'année précédente. En pourcentage de la demande totale en hydrogène, le transport ne représente que 0,03%, et en proportion de la demande en énergie totale pour les transports, l'hydrogène ne représente que 0,003 % [17].

Les véhicules routiers constituent la principale source de demande en hydrogène dans le secteur des transports. Comme le montre la Figure 3, les autobus et le secteur des véhicules commerciaux (camions légers, moyens et lourds) consomment la majeure partie de l'hydrogène en raison de leur kilométrage significatif annuel et poids élevés. Le nombre de camions lourds à hydrogène a augmenté de manière significative en 2021 (plus de 60 fois par rapport à 2020). En 2021, la demande en hydrogène des véhicules commerciaux a dépassé pour la première fois celle des autobus, atteignant 45 % de la demande totale en hydrogène dans le secteur des transports [17].

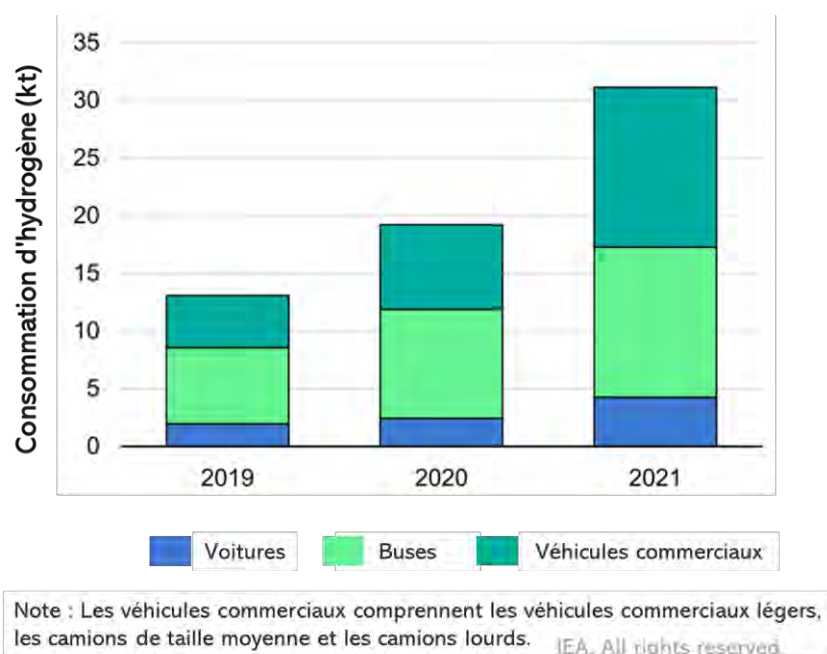


Figure 3. Consommation de l'hydrogène dans le transport routier par segment de véhicules (2019-2020). Adapté [17].

En ce qui concerne le secteur ferroviaire, le déploiement des trains à hydrogène reste très limité avec une consommation de moins 0.1 kt H₂ en 2021. Néanmoins, en août 2022, un premier train de voyageurs d'une flotte prévue de 14 trains à piles à combustible à hydrogène a été déployé en Allemagne (Basse-Saxe) [17]. Pour les secteurs de transport maritime et aérien, et malgré quelques démonstrations sporadiques, les technologies pour l'utilisation de l'hydrogène ne sont pas aussi matures que pour secteurs routiers et ferroviaire. Toutefois, il y a un intérêt pour l'utilisation de l'hydrogène et ses carburants synthétiques dérivés tels l'ammoniac et le méthanol pour un certain nombre de projets et de commandes de navires pouvant être opérationnels dans le futur. Il existe également un certain nombre d'entreprises, dont Airbus, qui développent des avions à hydrogène, bien que la commercialisation n'aurait probablement lieu qu'après 2030 [17].

Selon le scénario des politiques déclarées (STEPS : Stated Policies Scenario), l'Agence International de l'Énergie (IEA) prédit que la demande en hydrogène pour l'utilisation dans les transports pourrait atteindre 0,7 Mt d'ici 2030. La majeure partie de cette demande concernera le transport routier, surtout que de plus en plus de camions à hydrogène seront déployés. Dans ce scénario, il y a une faible pénétration de l'hydrogène dans les autres modes de transport, principalement le transport maritime (à la fois sous forme d'hydrogène et de carburants dérivés de l'hydrogène). Dans un autre scénario à savoir, le scénario des engagements annoncés (APS : Announced Pledges Scenario), la demande d'hydrogène atteindrait près de 8 Mt d'ici 2030, dont plus de 60 % dans le transport maritime [17].

1.2. ÉTAT DE L'ART DE LA TECHNOLOGIE

Aujourd'hui, la plupart des véhicules lourds routiers utilisent le carburant diesel ; cependant, son niveau d'émissions de gaz à effet de serre est élevé. Par conséquent, deux grandes stratégies de réduction des émissions des VLD ont été mises en évidence : l'augmentation des niveaux d'efficacité opérationnelle des VLD conventionnels [19], ou l'utilisation de systèmes de propulsion alternatifs. Dans le cadre de cette dernière option, une série de systèmes de propulsion alternatifs ont été explorés, notamment le biodiesel, les batteries, le Gaz Naturel Comprimé , les moteurs à combustion interne à hydrogène et les piles à combustible à hydrogène [20]. Dans cette section, nous nous limiterons aux Véhicules Lourds à Pile à Combustible à Hydrogène (VLPH) avec une comparaison sommaire de ceux-ci avec les Véhicules Lourds Électriques à Batterie (VLEB) et Véhicules Lourds Diesel (VLD).

Les VLPH sont l'une des technologies les plus prometteuses, avec des avantages uniques tels qu'un temps de recharge court, une longue autonomie, une puissance élevée et de bonnes performances du véhicule ; en outre, ces véhicules sont alimentés en hydrogène qui est converti en énergie électrique et ne nécessitent donc pas de moteur à combustion interne, ce qui rend leurs émissions presque nulles, dépendamment de la source de production de l'hydrogène (combustibles fossiles ou ressources renouvelables).

En ce qui concerne les Véhicules Électriques à Batterie (VEB), la baisse substantielle du coût des batteries lithium-ion et leur introduction sur les marchés de divers types de véhicules, ainsi que le développement accéléré de l'infrastructure de recharge a fait en sorte que cette technologie a connu une expansion rapide dans le secteur des transports; et sachant que les coûts actuels des véhicules légers équipés de piles à combustible et ceux

purement électriques équipés de batteries sont estimés être proches de la parité pour une conduite similaire, l'absence d'infrastructure de ravitaillement en hydrogène a fortement limité l'adoption des piles à combustible pour les véhicules légers [21]. En outre, si le développement des piles à combustible pour les véhicules légers est en cours depuis plus de vingt ans, leur utilisation dans les véhicules lourds n'a reçu une attention significative que récemment. Cette évolution est due à plusieurs facteurs, notamment aux progrès uniques accomplies aussi bien en terme de puissance concernant les performances des piles à combustible, qu'en terme d'énergie embarquée concernant les réservoirs de stockage d'hydrogène avec un surpoids beaucoup plus faible que celui des batteries lithium-ion pour une énergie équivalente [21].

D'un point de vue énergétique, les VLEB sont plus efficaces que les VLPH; toutefois, pour une même longue distance parcourue, cet avantage, pour les VLEB est handicapé en raison du poids élevé de la batterie. Ce qui signifierait une réduction de la capacité de charge utile pour les camions, d'où une augmentation du coût d'exploitation. À titre d'exemple, la Figure 4 présente des projections pour 2023 et 2030 de la masse des différents composants de propulsion embarqués, nécessaires pour une autonomie de 500 km, pour un tracteur semi-remorque Diesel, à pile à combustible à hydrogène et électrique à batterie [22]. La Figure 5 présente également une autre comparaison pour une autonomie de 1000 km, où le carburant est considéré comme faisant partie du poids du véhicule. Dans ce cas, pour un VLPH alimenté par 80 kg d'hydrogène avec une autonomie de 1000 km, et une charge utile de 17 tonnes, la différence de poids serait proche de 7% (~500 kg) par rapport à un VLD [15].

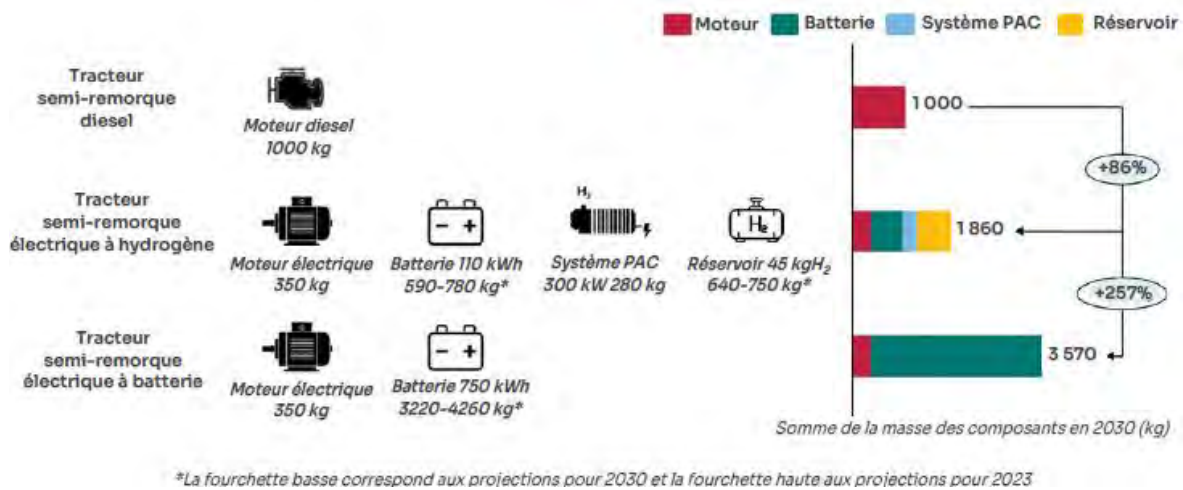


Figure 4. Comparaison de la masse des composants de différentes technologies pour un tracteur semi-remorque [22].

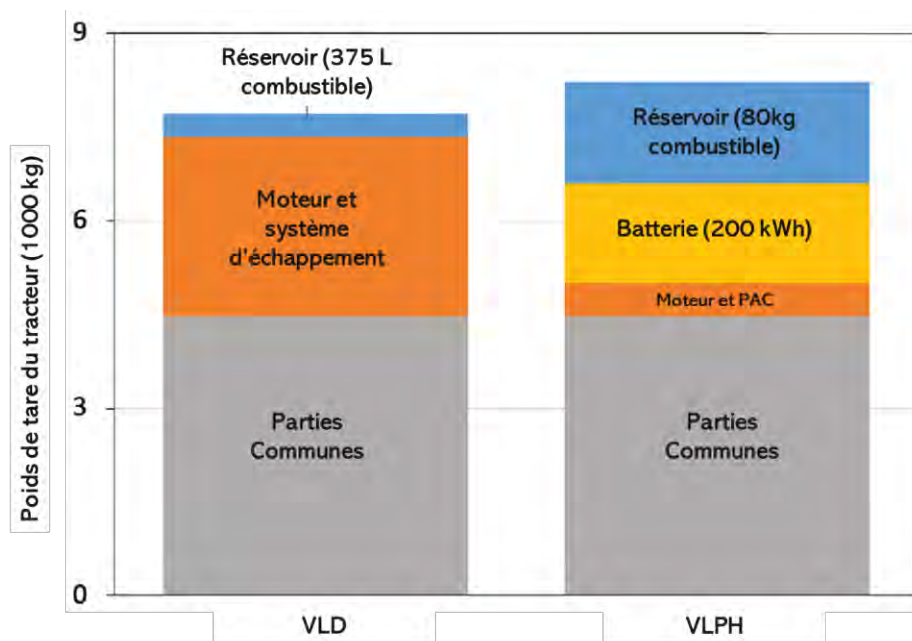


Figure 5. Estimation du poids de la tare d'un véhicule lourd à pile à combustible et diesel, parcourant 1000 km avec une charge utile de 17 tonnes. Une efficacité énergétique de 2,2 L_{Diesel}/100 km et de 8 kg_{H₂}/100 km est assumée. Adapté de [15].

Bien que le poids du système de propulsion du VLPH soit proche de celui des VLD, il est important de préciser que, comme le rapport entre le poids

du système de stockage (réservoir et combustible) et celui du carburant est très élevé pour l'hydrogène (19 kg de poids du réservoir pour 1 kg d'hydrogène stocké dans ce cas d'étude à 350 bar), toute augmentation de la capacité de stockage de l'hydrogène aurait un impact important sur le poids de tare du véhicule [15].

Dans les sections qui suivent, nous allons décrire et comparer les 3 types de propulsions pour les véhicules routiers lourds, à savoir : les VLD, les VLEB et les VLPH.

1.2.1. Le moteur à combustion interne diesel dans les véhicules routiers lourds

L'abondance des ressources en pétrole et leur faible coût, ainsi que le fait que le diesel a un contenu énergétique supérieur de 10 à 15 % à celui de l'essence, des taux de compression plus élevés et donc un meilleur rendement, font du diesel le carburant le plus populaire à ce jour pour les véhicules lourds. La Figure 6 montre une configuration classique de groupe motopropulseur diesel, qui comprend principalement le moteur, l'embrayage et la transmission.

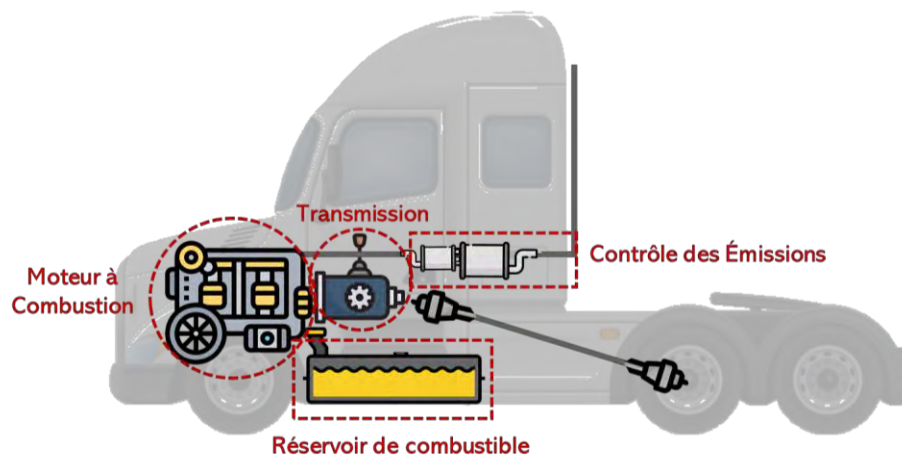


Figure 6. Système de propulsion des véhicules diesel conventionnels.
Adapté de [23].

Bien que l'autonomie d'un VLD classique puisse varier en fonction de facteurs tels que la charge utile du véhicule et le carburant qu'il peut transporter, le kilométrage moyen par gallon de carburant est de 10,4 km/gallon, et la flotte type transporte 2,1 millions de tonnes de marchandises sur 16 millions de km par an. Si l'on considère qu'un VLD peut transporter en moyenne entre 150 et 300 gallons de carburant, l'autonomie se situerait entre 1500 et 3100 km sans arrêts de ravitaillement. De même, le temps de ravitaillement d'un camion de 300 gallons est d'environ 15 minutes [19].

En outre, des études ont montré que ces véhicules peuvent émettre environ 63,4 g de CO₂e/tonne-km, pour un chargement moyen de 16 tonnes ; de plus, compte tenu de l'énergie spécifique du carburant diesel (42,9 MJ/kg), le rendement énergétique du réservoir à la roue est d'environ 23 %. Cependant, comme les avantages opérationnels et le coût sont plus importants, l'infrastructure pour les véhicules diesel est répandue et disponible presque partout dans le monde [15].

À cet égard, les récents développements technologiques pour les véhicules lourds à moteur diesel se sont concentrés sur la réduction des émissions et l'amélioration de l'efficacité grâce à différentes stratégies qui n'impliquent pas d'investissements dans les infrastructures.

1.2.2. La batterie électrique dans les véhicules routiers lourds

Les recherches sur l'impact des poids lourds sur l'environnement ont abouti à la mise au point de prototypes de poids lourds électriques à batterie, particulièrement adaptés aux applications sur courtes distances. La Figure 7 donne un aperçu des principaux composants du groupe motopropulseur VLEB, qui se compose du bloc de batteries, de l'onduleur et des moteurs électriques, ce qui en fait un système de propulsion beaucoup plus simple que les moteurs diesel [15]. Par ailleurs, les batteries

lithium-ion représentent l'un des types de batteries les plus développés à ce jour, en raison de leur rendement énergétique élevé et de leur longue durée de vie [19].

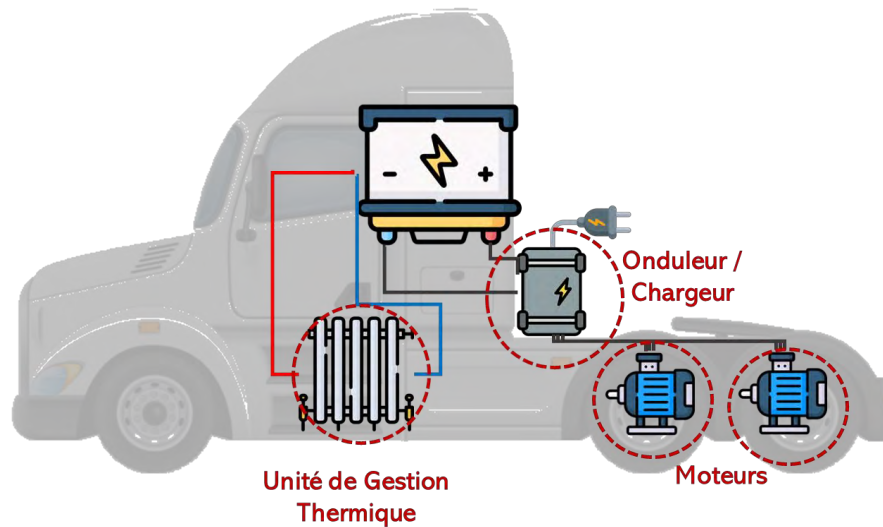


Figure 7. Propulsion électrique de véhicules à batterie. Adapté de [23].

Bien que les VLEB représentent une alternative intéressante pour décarboner le secteur du transport routier lourd, l'une des principales contraintes est la faible densité énergétique des packs de batteries actuels par rapport au diesel, ce qui implique un pack de batteries lourd et encombrant pour des trajets plus longs [15]. L'autonomie d'un véhicule dépende du type de batterie et du poids du véhicule, à titre d'exemple la référence [24] décrit les besoins en énergie d'un camion de classe 8 (poids de 36 Tonne) pour un parcours de 500 miles. Pour une telle distance, les besoins de consommation en carburant s'élèvent en moyenne à 282 L ou 2820 kWh. En supposant une efficacité thermique due au freinage par récupération, une plus grande efficacité due à une meilleure conception (comme l'aérodynamisme du véhicule) et une efficacité élevée de la batterie par rapport au moteur), la demande en énergie finale est réduite à environ 950 kWh pour les VLEB. En ce sens, la batterie devrait stocker au moins 1000 kWh d'énergie et peser au moins 5,5 Tonne contre 1,3 Tonne

pour un moteur diesel typique pour le même camion. L'énergie spécifique d'une batterie a augmenté ces dernières années, passant de 110 Wh/kg en 2010 à 250 Wh/kg en 2020, avec une projection pouvant atteindre 450 Wh/kg en 2030. Pendant la même période, la densité énergétique des batteries a passé de 310 Wh/L en 2010 et 580 Wh/L aujourd'hui et projetée être à 1100 Wh/L en 2030 [25].

L'efficacité moyenne du réservoir à la roue pour un BEV peut se situer entre 64,4 % et 86 %, selon le type de batteries, la friction du groupe motopropulseur, les résistances électriques, entre autres [26]. De plus, la durée de vie moyenne d'une batterie de VEB est de 6 ans, mais pour atteindre la parité avec les moteurs diesel classiques, elle devrait être de 10 à 15 ans [19].

D'autre part, il faut tenir compte du temps de charge des batteries qui, pour un camion de classe 8, nécessitent un chargeur de niveau 3 avec des puissances supérieures à 25 kW pour lequel le temps de charge moyen est de 20 h pour une batterie de 1000 kWh [19]. Les technologies actuelles se concentrent assidûment sur le développement des charges rapides. La technologie actuelle pour les véhicules personnels a la capacité de charger à 50 kW [27] et pour les véhicules industriels, la recharge atteint des puissances de plus d'1 MW [28].

1.2.3. La pile à combustible à hydrogène dans les véhicules routiers lourds

Une pile à combustible est un dispositif qui convertit l'énergie chimique de l'hydrogène en électricité et en chaleur, et qui produit de la vapeur d'eau comme sous-produit [19]. Lorsque l'hydrogène utilisé pour alimenter le système provient de sources renouvelables - appelé hydrogène vert - et compte tenu du fait que cette technologie ne nécessite pas de combustion pour la production d'électricité, elle est considérée comme respectueuse de l'environnement, avec zéro émission.

Le fonctionnement de ce type de technologie est conceptuellement simple : la pile à combustible la plus courante est la pile à membrane échangeuse de protons (PEMFC), dans laquelle les protons sont séparés des électrons dans l'hydrogène à l'anode, les protons sont conduits à travers la membrane vers la cathode, où ils réagissent avec l'oxygène ambiant et produisent de la vapeur d'eau ; pendant ce temps, les électrons sont conduits à travers le circuit pour alimenter les moteurs électriques ou charger la batterie du véhicule [19].

La Figure 8 présente de manière schématique les principaux composants d'un véhicule à hydrogène. Leur fonctionnement est très similaire à celui des véhicules électriques à batterie. La principale différence étant que la batterie est remplacée par une pile à combustible, qui utilise l'hydrogène embarqué comme carburant [11]. Toutefois, étant donné que les deux technologies intègrent le freinage par récupération qui augmente l'efficacité énergétique, et que la pile à combustible a besoin d'énergie pour démarrer, les véhicules électriques à pile à combustible utilisent également des batteries.

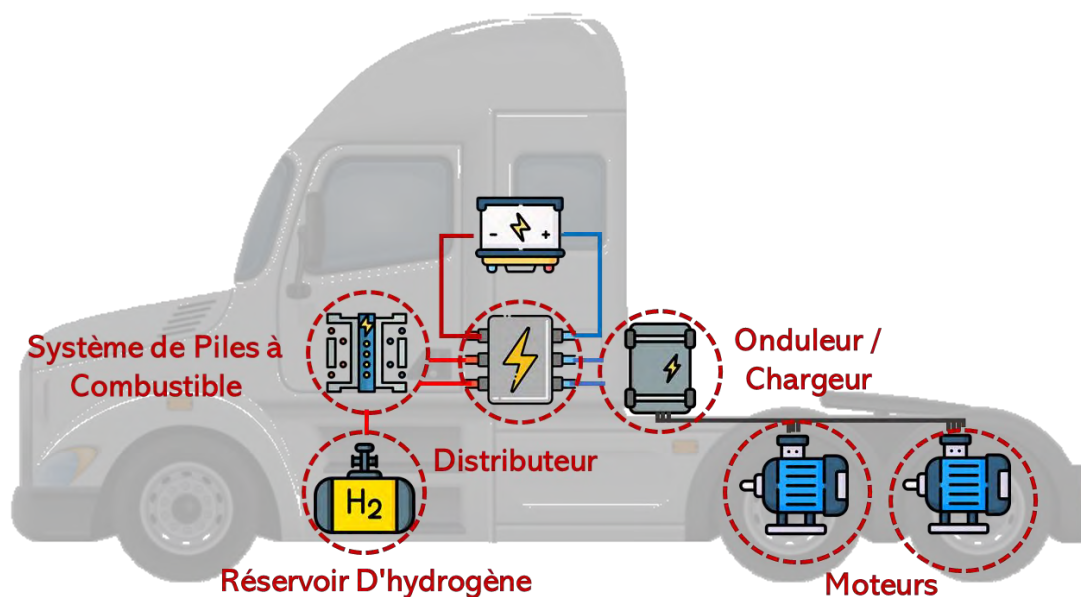


Figure 8. Train électrique de véhicules à batterie. Adapté de [23].

Comme pour les véhicules diesel, l'autonomie d'un véhicule lourd à pile à combustible dépendra principalement de la charge utile du véhicule et de la quantité d'hydrogène qu'il peut stocker à bords. Le kilométrage moyen par kilogramme d'hydrogène consommé se situe entre 8,8 et 14,8 km/kg [29]. En ce sens, un camion à pile à combustible pourrait parcourir entre 800 et 1600 km en utilisant entre 40 et 60 kg d'hydrogène et ceci en une seule séance de ravitaillement [30]. Les temps de ravitaillement en hydrogène sont plus proches de ceux du carburant diesel, avec un total d'environ 16 minutes [19]. L'énergie spécifique de l'hydrogène est d'environ 32 702 Wh/kg ou approximativement 120 MJ/kg [31].

En ce qui concerne la durée de vie de la pile à combustible pour les applications des véhicules lourds, il est prévu qu'elle puisse fonctionner 2500 h [32].

À cet égard, les principaux obstacles à la mise en œuvre de cette technologie résident dans l'infrastructure presque inexistante, le coût élevé du carburant à la pompe et le coût d'investissement des véhicules. C'est pourquoi les principaux développements technologiques récents ont porté sur l'augmentation de la durée de vie de la membrane des piles à combustible, la réduction du coût de la production d'hydrogène, et l'amélioration des systèmes de stockage de l'hydrogène [19].

1.2.4. Comparaison véhicules lourds diesel (VLD), à batterie électrique (VLEB) et véhicules lourds à pile à combustible à hydrogène (VLPH)

Comme on l'a observé, les moteurs à combustion interne alimentés au diesel ont un avantage sur les technologies des batteries et des piles à combustible lorsqu'on analyse des aspects tels que l'autonomie, le déploiement de l'infrastructure et les cycles de vie ; cependant, la nécessité pressante de prendre des mesures afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre a conduit à une évolution rapide des technologies alternatives

[11]. À cet égard, les technologies des piles à combustible pour les applications de véhicules lourds se sont révélées être une alternative à faible émission, avec une grande flexibilité opérationnelle qui permet de parcourir de longues distances, tout en présentant un temps de ravitaillement compétitif avec le diesel [33]. La Figure 9 présente une comparaison entre les systèmes VLEB et VLPH qui tient compte de deux éléments clés : le niveau de préparation technologique de chaque technologie, mesuré sur une échelle allant de l'idéation à la pleine utilisation commerciale et la disponibilité actuelle des infrastructures de recharge et de ravitaillement, ce qui permet d'obtenir une vue globale de l'état de l'art de chaque technologie.

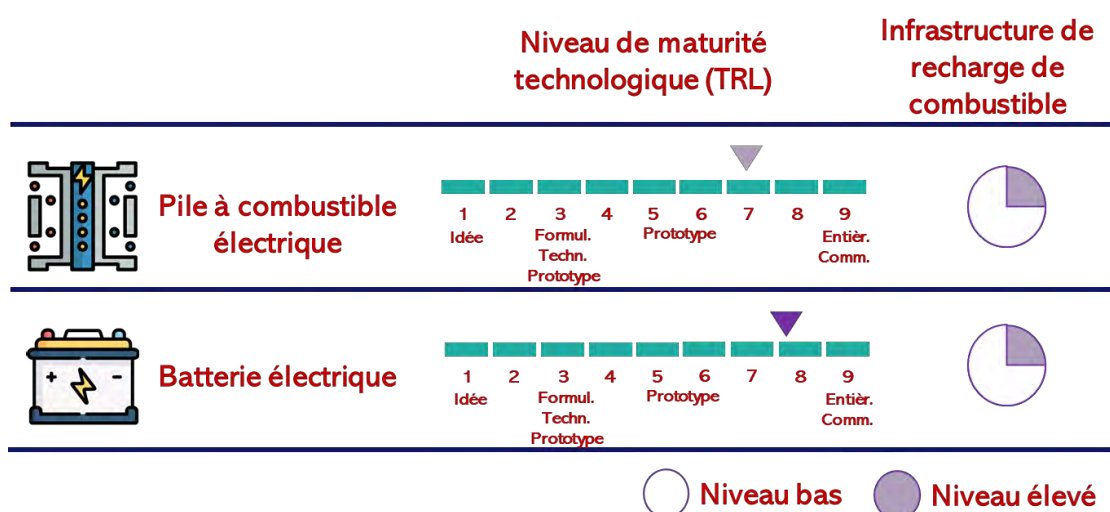


Figure 9. Comparaison du niveau de maturité des technologies à batterie et des piles à combustible pour les camions lourds. Adapté de [33].

La commercialisation des VLPH n'en est qu'à ses débuts, avec des coûts élevés pour les véhicules et le carburant, ainsi qu'un manque d'infrastructures de ravitaillement. La situation est similaire pour les technologies à batterie, où les principales limites sont le poids et le coût des batteries, ainsi que les temps de ravitaillement. Néanmoins, les véhicules lourds électriques à batterie bénéficient de l'expérience de l'industrie en

matière d'applications pour véhicules légers qui sont mieux établis dans des environnements opérationnels [33].

Finalement le Tableau 1 ci-dessous présente une comparaison des trois technologies avec une description sommaire de certains avantages et désavantages [19].

Tableau 1. Avantages et désavantages des trois groupes motopropulseurs.
Adapté de [19], [34].

Technologie	Avantage	Désavantage
Diesel	Coût du véhicule le plus bas	Hautes émissions de gaz à effet de serre
	Aucun investissement en infrastructure requis.	
	Longue portée et charge utile élevée.	Source de pollution atmosphérique locale (fortes émissions de gaz d'échappement).
	Temps de ravitaillement en carburant plus rapide que celui des VLEB.	
	Omniprésence des sources d'approvisionnement.	
Batterie	Marché important avec des pièces et des véhicules largement disponibles.	Faible efficacité énergétique.
	Réduit les émissions de gaz à effet de serre.	Investissement nécessaire dans l'infrastructure.
	Zéro pollution atmosphérique locale (pas d'émissions de gaz d'échappement).	Coût du véhicule plus élevé que le VLD.
	Coûts de ravitaillement et d'entretien inférieurs à ceux des véhicules à moteur à combustion interne.	Temps de recharge long.
	Efficacité énergétique supérieure à celle des véhicules à moteur à combustion interne.	Autonomie limitée.
	Moins d'investissements dans l'infrastructure que pour les véhicules à pile à combustible.	Poids et taille du chargement limités en raison de la taille de la batterie.
	Réduit les émissions de gaz à effet de serre.	Coût initial élevé de l'hydrogène.
Pile à combustible	Zéro pollution atmosphérique locale (pas d'émissions de gaz d'échappement).	Difficile à transporter (Basse température, haute pression, fuites).
	Efficacité énergétique supérieure à celle des moteurs à combustion interne.	Nécessité d'un développement important de l'infrastructure.
	Temps de ravitaillement plus rapide que pour les VLEB.	Coût du véhicule le plus élevé par rapport au diesel ou à la batterie.

Technologie	Avantage	Désavantage
	Énergie spécifique élevée.	Développement lent des véhicules pile à combustible.

1.2.5. Coût total de possession

Étant donné que les camions de classe 8 sont principalement utilisés pour des applications commerciales, indépendamment des avantages environnementaux qu'ils apportent, ils doivent être compétitifs sur le marché en termes de coût. Différents indicateurs peuvent être analysés pour définir la viabilité économique d'une technologie spécifique sur le marché ; toutefois, pour l'étude de cas spécifique, l'indicateur du coût total de possession (TCO) sera utilisé. Cet indicateur comprend les coûts directs et indirects liés à la possession et à l'utilisation du véhicule, ce qui englobe les principaux coûts économiques tels que le coût d'acquisition initial du véhicule, le coût du carburant, ainsi que les coûts d'exploitation et d'entretien [35]. Dans ce qui suit, le prix rapporté dans la littérature pour les différents composants du TCO est décomposé, pour finalement présenter le TCO estimé pour chacune des technologies analysées (VLD, VLEB et VLPH).

1.2.5.1. Coût d'acquisition du véhicule.

Le prix de détail reporté des camions électriques à batterie et à pile à combustible varie considérablement en fonction du cas d'utilisation et des hypothèses sur les coûts des composants individuels. Le Tableau 2, adapté de [36], résume la littérature récente sur le prix de détail des camions zéro émission VLEB, VLPH ainsi que ceux des VLD. Les études rapportées par cette référence ont mis l'accent sur les camions long-courriers américains de classe 8 et leurs tracteurs long-courriers équivalents de classe 5 en Europe. Les tracteurs de classe 8 aux États-Unis et leurs camions long-courriers équivalents européens de classe 5 peuvent également être classés comme cabine de jour ou cabine couchette. Bien que toutes les

études ne fournissent pas d'informations à cet égard, l'autonomie reportée peut servir d'indicateur, car les cabines couchettes couvrent des autonomies plus élevées.

Tableau 2. Coût d'acquisition du véhicule selon à la technologie [36].

Région	Classe	Technologie	Spécification en 2020	Autonomie ¹	Prix détail (USD) ²	
					2018-2020	2025
U.S.	Camion tracteur classe 8	Batterie	Batterie: 2,200 kWh	750 miles	\$816,000	\$423,000 (2025)
		Batterie	Batterie: 1,436 kWh	500 miles	\$579,000	\$316,000 (2025)
		Pile à combustible	Pile: 303 kW	750 miles	\$386,000	\$258,000 (2025)
		Pile à combustible	Pile: 303 kW	500 miles	\$329,000	\$241,000 (2025)
		Diésel	Moteur: 317 kW	-	\$165,000	\$175,000 (2025)
	Classe 8 cabine de jour (day cab)	Batterie	Non disponible	250 miles	\$536,200	\$248,200 - \$398,500 (2025)
		Pile à combustible		250 miles	\$312,700	\$198,900 - \$248,100 (2025)
		Diésel		-	\$122,300	\$123,700 - \$129,300 (2025)
	Classe 8 cabine couchette (sleeper cab)	Batterie	Batterie: 1,470 kWh	500 miles	\$949,400	\$416,400 - \$693,400 (2025)
		Pile à combustible	Non disponible	-	\$359,500	\$233,200 - \$288,900 (2025)
		Diésel			\$143,500	\$146,100 - \$149,700 (2025)
	Camion tracteur classe 8	Batterie	Batterie: 510 kWh	180 miles	\$474,900	\$196,000 (2030)
		Pile à combustible	Pile: 175 kW	180 miles	\$629,100	\$227,600 (2030)
		Diésel	Moteur: 350 kW	-	\$134,000	\$146,400 (2030)
	Camion tracteur classe 8	Batterie	Batterie: 797 kWh	180 miles	\$210,600	\$145,000 (2030)
		Batterie	Batterie: 1,062 kWh	180 miles	\$246,400	\$159,000 (2030)
		Pile à combustible	Non spécifié	-	\$125,000	Non disponible
	Camion tracteur classe 8	Batterie	Batterie: 2,244 kWh	300 miles	Non disponible	\$585,000
		Pile à combustible	Non spécifié	600 miles		\$249,900
		Diésel	Moteur: 300 kW	-		\$134,000
Europe	Camion tracteur long courrier Class 5	Batterie	Batterie: 1,354 kWh	600 km	€ 385,000	Non estimé
		Pile à combustible	Pile: 343 kW	600 km	€ 330,000	
		Diésel	Moteur: 343 kW	-	€ 150,000	
	Camion tracteur	Batterie	Batterie: 1,187 kWh	800 km	€ 417,300	€ 145,300 (2030)

Région	Classe	Technologie	Spécification en 2020	Autonomie ¹	Prix détail (USD) ²	
					2018-2020	2025
	long courrier Class 5	Pile à combustible	Pile: 240 kW	800 km	€ 391,800	€ 157,100 (2030)
		Diésel	Moteur: 350 kW	-	€ 105,500	€ 115,300 (2030)

¹ L'autonomie indiquée est l'autonomie maximale par application de camion, telle que rapportée par chaque étude. Elle est utilisée comme point de référence pour estimer la taille de batterie nécessaire.

² Le prix de détail des camions zéro émission est très sensible à la taille du groupe motopropulseur et à l'autonomie quotidienne maximale que le système de stockage d'énergie peut supporter.

Les coûts représentés dans le Tableau 2 sont indiqués dans la Figure 10 pour 2020 et la Figure 11 pour 2025, en fonction de la gamme de véhicules par technologie. Les couleurs dans la légende des figures représentent les différentes sources de référence, telles que le National Renewable Energy Laboratory (NREL), Argonne National Laboratory (ANL), etc. ; de même, les données pour le VLEB sont représentées par la figure carrée, tandis que les données pour le VLPH sont représentées par le losange.

Pour les camions électriques à batterie, le prix de détail dépend principalement de l'autonomie, car les besoins énergétiques quotidiens plus élevés nécessitent une batterie embarquée plus grande, ce qui entraîne un coût plus élevé de la batterie et un prix de vente global plus élevé, car le bloc-batterie est le composant embarqué le plus cher du camion. En revanche, les prix des camions à pile à combustible sont moins sensibles à l'autonomie ; cela dépend principalement de la puissance de leur unité de pile à combustible, qui est le composant embarqué le plus coûteux du camion. La taille du système de piles à combustible en termes de puissance n'est pas directement liée à l'autonomie, mais à la demande de puissance du camion dans les conditions de conduite prévues.

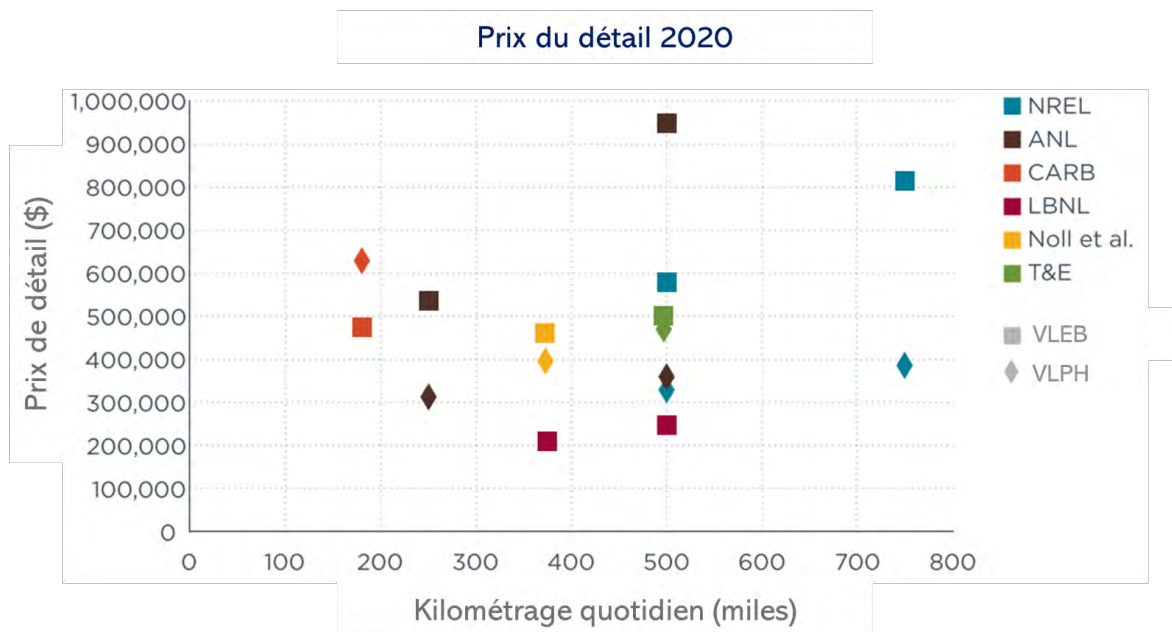


Figure 10. Coût d'acquisition d'un camion selon le Tableau 2 en 2020.
Adapté [36].

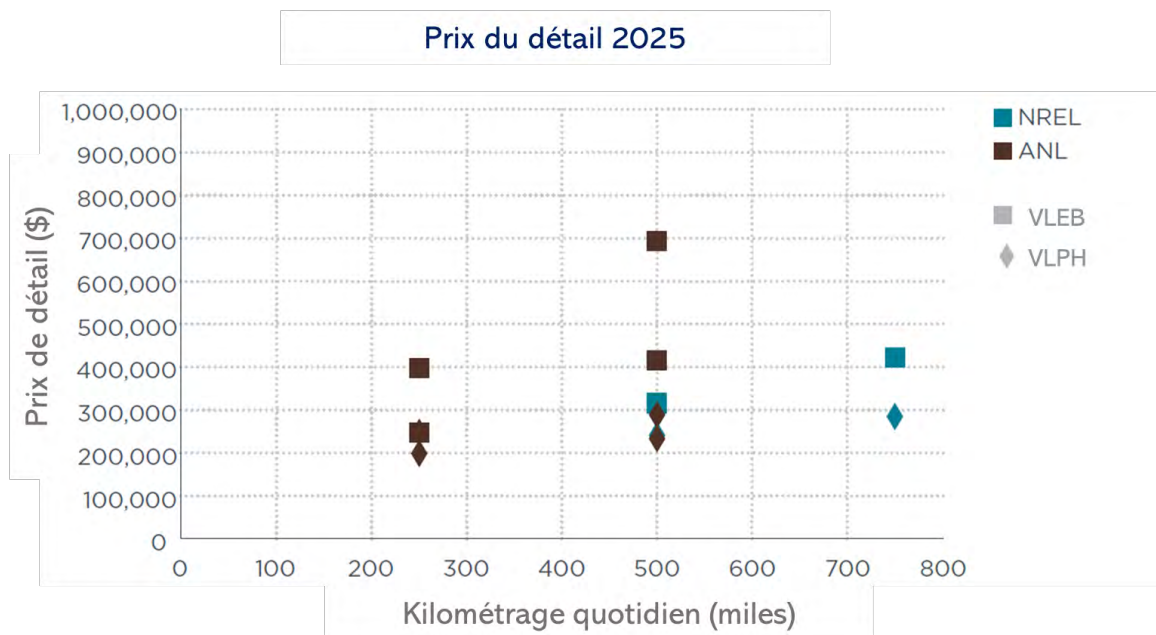


Figure 11. Coût d'acquisition d'un camion selon le Tableau 2 en 2025.
Adapté [36].

Le Tableau 3 résume certains des modèles de tracteurs à pile à hydrogène disponibles dans le commerce et annoncés en Amérique du Nord et en Europe.

Tableau 3. Modèles de tracteurs à pile à hydrogène disponibles dans le commerce et annoncés. Adapté de [36].

Modèle	Pile à combustible (kW)	Batterie (kWh)	E-drive (kW)	Taille et technologie des réservoirs H ₂	Disponibilité commerciale
Hyundai Xcient	180	72	350	31 kg – 350 bar	Aujourd'hui
Hyzon Hymax 450	240	140	450	65 kg – 350 bar	2023
Daimler-GenH ₂	300	70	460	80kg liquide H ₂	2027

1.2.5.2. Coût des composants clés.

Comme pour le coût d'acquisition des véhicules, le coût de chacun des composants clés de la technologie (batterie, pile à combustible, etc.) varie sensiblement par rapport aux projections des auteurs au fil des ans. Le Tableau 4 résume les différentes valeurs rapportées dans la littérature.

Tableau 4. Coût des principaux composants de chaque technologie.

Composant	Prix de vente (USD)		Référence
	2020/2022	2025/2030	
Moteur thermique	23 \$/kW	-	[2]
Moteur électrique	25 \$/kW	-	[2]
Pile à combustible	400 \$/kW -1250 \$/kW	240 \$/kW -80\$/kWh ¹	[2], [36], [37]
Système de stockage H ₂	500 \$/kg - 1600 \$/kg	700\$/kg -9 \$/kg H ₂ Stocké	[36], [37]
Batterie	200 \$/kWh -130 \$/kWh	125 \$/kWh -80 \$/kWh	[2], [25]
	225 \$/kWh ²	150 \$/kWh-100 \$/kWh	[36]
	500 \$/kWh ³	380 \$/kWh -280 \$/kWh	[36]

¹ Objectif du Département de l'Énergie des États-Unis (DOE) pour 2030.

² Batteries pour le stockage

³ Batteries pour l'alimentation

1.2.5.3. Coût de l'énergie.

Le coût de l'énergie étant l'une des principales sources de coût dans le fonctionnement d'un véhicule, il est de la plus haute importance dans le

calcul du TCO. En outre, selon le type de carburant utilisé pour alimenter le VLD (diesel, électricité ou hydrogène), les coûts seront plus ou moins élevés [38].

La variation du prix des combustibles fossiles dépend de différentes variables telles que le marché (offre et demande), les aspects géopolitiques, les politiques gouvernementales, entre autres. De même, le prix de l'hydrogène pour alimenter les VLPD dépendra de différents facteurs, tels que les sources et les processus de production, les méthodes de distribution, etc. [38].

- **Production de l'hydrogène bleu à partir du gaz naturel**

Lorsque l'énergie pour alimenter le système provient de l'hydrogène bleu, son coût dépendra principalement des prix du gaz naturel. Selon une étude récente, , le coût de la production d'hydrogène bleu dans les grandes installations de production centralisées ($\geq 300 \text{ tH}_2/\text{jour}$) est $<1,70 \text{ C\$/kgH}_2$ lorsque les prix du gaz naturel sont $\leq 4 \text{ C\$/GJNG}$ [38]. Par conséquent, si les prix du gaz naturel augmentent, on peut s'attendre à une augmentation du coût de la production d'hydrogène bleu. Le Tableau 5 présente l'effet du coût du gaz naturel sur la production d'hydrogène bleu, en considérant deux échelles de production différentes. Il est important de noter que grâce à la maturité des technologies de vaporeformage, même dans les scénarios de petites échelles de production ($<100 \text{ tH}_2/\text{jour}$), et avec des coûts de gaz naturel élevés (9-15 C\$/GJ), le coût de la production d'hydrogène bleu se situerait entre 3,5 et 4,0 C\$/Kg H_2 , étant compétitif avec le coût de la production d'hydrogène vert, comme on le verra ci-dessous.

Tableau 5. L'effet du coût du gaz naturel et de l'échelle de production (tH₂/jour) sur le coût de la production d'hydrogène bleu. Adapté [38].

Échelle de production	Prix du gaz naturel (C\$/GJ)	LCOH ¹ (C\$/kg H ₂)
Production à grande échelle par vaporeformage (400 tH ₂ /jour)	Moyenne entre 2015-2021	2
	2030	4
	Long Terme	6
Production à petit échelle par vaporeformage (100 tH ₂ /jour)	Moyenne entre 2015-2021	9
	2030	12
	Long Terme	15

¹Coût Actuel Moyenne Actualisé de L'hydrogène (Levelized Cost of Hydrogen -LCOH)

- Production de l'hydrogène vert

En comparaison, lorsque l'énergie pour alimenter le système est de l'hydrogène vert, le coût de production est influencé par divers facteurs techniques et économiques comme le coût de capital (CAPEX) de l'électrolyseur, son efficacité de conversion, et principalement aux coûts de l'électricité pour le processus d'électrolyse, puisque, à titre d'exemple, une augmentation du prix de l'électricité de 20 à 100 C\$/MWh peut augmenter le Coût Actuel Moyenne Actualisé de L'hydrogène (*Levelized Cost of Hydrogen -LCOH*) de deux à trois fois, indépendamment du coût de l'électrolyseur [38].

Le Tableau 6 présente les valeurs actuelles et estimées du coût d'investissement, du rendement, du coût d'exploitation et de la durée de vie d'un électrolyseur PEM[39]. Le Tableau 7 présente également l'effet du coût de l'électricité (C\$/MWh) et des heures de fonctionnement annuel (heures/an) sur le coût de la production verte d'H₂ pour un électrolyseur PEM de 4,2 MW [38].

Tableau 6. Coûts de l'électrolyseur PEM [38].

Électrolyseur PEM	2019	2030	Long terme
CAPEX [C\$/kWe] ¹	1180	920	590
Efficiences (PCI) [%] ²	64	69	74
OPEX annuel [% du CAPEX] ³	1.5	1.5	1.5
Durée de vie [hrs]	95000	95000	100000

¹ CAPEX représente les coûts du système. Les unités sont des dollars canadiens par kilowatt électrique. ² PCI= pouvoir calorifique inférieur (Low Heating Value LHV). ³ OPEX= dépenses opérationnelles.

Tableau 7. L'effet du coût de l'électricité et des heures de fonctionnement annuel (hrs/an) sur le coût de la production d'hydrogène vert. Adapté [38].

	Prix de l'électricité (C\$/MWh)	LCOH ⁵ (C\$/kg H ₂)
Réseau électrique à faible teneur en carbone ¹ .	Actuel ³	90
	2030	60
	Long Terme ⁴	30
Énergie renouvelable dédiée à l'énergie éolienne ² .	Actuel ³	40
	2030	30
	Long Terme ⁴	30

¹ Heures de fonctionnement annuel de 6000 h/an. ² Heures de fonctionnement annuel de 3000 h/an. ³ La date de publication de ce rapport est 2022. ⁴ À l'avenir, lorsque le marché sera mature. ⁵ Coût Actuel Moyenne Actualisé de L'hydrogène (Levelized Cost of Hydrogen -LCOH).

Si le coût de l'énergie a un impact important sur le coût de la production d'hydrogène vert, il est important de considérer que les grandes ressources hydroélectriques font des provinces comme le Québec un choix stratégique pour une source d'électricité à faible teneur en carbone et moins chère. La Figure 12 présente une comparaison du prix moyen de l'énergie pour les gros consommateurs des grandes villes canadiennes (avant taxes), de 2018 à 2022, où il est évident que le coût de l'énergie à Montréal est parmi les plus bas pour toutes les années d'analyse, avec une augmentation non représentative de 5,18 ¢/kWh en 2018 à 5,33 ¢/kWh en 2022 ; tandis qu'en 2022, des villes comme Calgary et Edmonton auront les coûts énergétiques les plus élevés, soit 13,16 ¢/kWh et 14,08 ¢/kWh, respectivement [40].

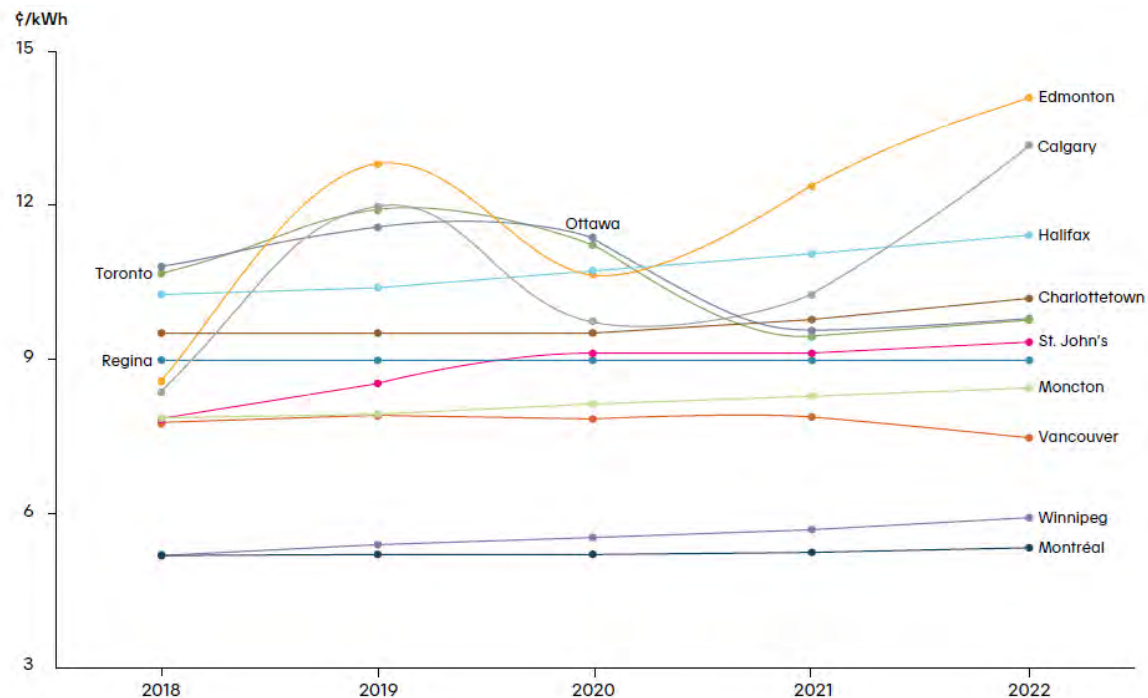


Figure 12. Évolution des prix moyens des grands consommateurs d'énergie (¢/kWh) [40].

1.2.5.4. Autres coûts.

Dans le cadre du coût total de possession, il est important de prendre en compte d'autres coûts, tels que les coûts de maintenance et d'assurance. Toutefois, en raison de la non-commercialisation de la technologie, aucune donnée dans ce sens n'est disponible. Cependant, plusieurs auteurs s'attendent à ce que les coûts d'entretien des VLEB et des VLPH soient inférieurs à ceux des véhicules à moteur Diesel, car leur conception est plus simple, avec moins de pièces mécaniques sensibles à la friction et une quantité réduite de fluides [15]. Des auteurs comme Loska *et al.*, 2022 [2], supposent des coûts de maintenance et d'assurance de 0,07 \$/km et 1,5 % du prix de vente par an pour les véhicules VLEB, tandis que pour les VLPH, ils sont estimés de 0,13 \$/km et 3 % du prix de vente par an pour respectivement. Cependant, d'autres auteurs établissent les coûts de maintenance comme étant compris entre 50 et 65% des coûts de maintenance des véhicules diesel. D'autre part, un autre élément du coût

de maintenance est le remplacement de la pile à combustible et de la batterie, en raison de leur durée de vie. En effet, le coût de remplacement d'une pile à combustible de 308 kW serait d'environ 190 USD/kWh (pour une production de 1.000 piles à combustible) ; de même, le coût de remplacement des batteries des VLEB est estimé à 200 USD/kWh [15].

1.2.5.5. Coût total de possession.

Comme on peut le constater, les coûts d'acquisition et d'opération des véhicules à technologie zéro émission sont nettement plus élevés que ceux des camions diesel ; ceci est surtout dû au fait que ces véhicules sont encore en phase de développement et l'infrastructure qui leur est associée est pratiquement inexistante. En outre, bien qu'il soit actuellement difficile de parvenir à un consensus parmi l'ensemble de la communauté académique, les valeurs estimées et les projections indiquent que, pour les applications camions routières lourdes à longue distance, les véhicules VLPH présentent la plus grande faisabilité en termes économiques et opérationnels.

D'autre part, il est important de souligner le poids des prix des intrants comme le gaz naturel et l'électricité sur le prix du carburant hydrogène dans le calcul du TCO. Il est également important de souligner le fort potentiel de la province de Québec pour la production d'hydrogène vert, compte tenu du faible prix de l'électricité.

Les différentes considérations relatives au coût d'acquisition du véhicule, à l'entretien et au carburant permettent de déterminer le coût total de possession TCO (Total cost of Ownership) et d'établir une comparaison avec les autres technologies, comme le montre la Figure 13. Bien que différents auteurs aient présenté des résultats et des méthodes de calcul du TCO différents, un consensus s'est dégagé sur le fait que les VLPH auront des

TCO plus élevés que les VLD et électriques à batterie à court terme ; cependant, un consensus s'est également dégagé sur le fait qu'à moyen et long terme, les VLPH atteindront la parité, avec même des TCO inférieurs à ceux du diesel [15].

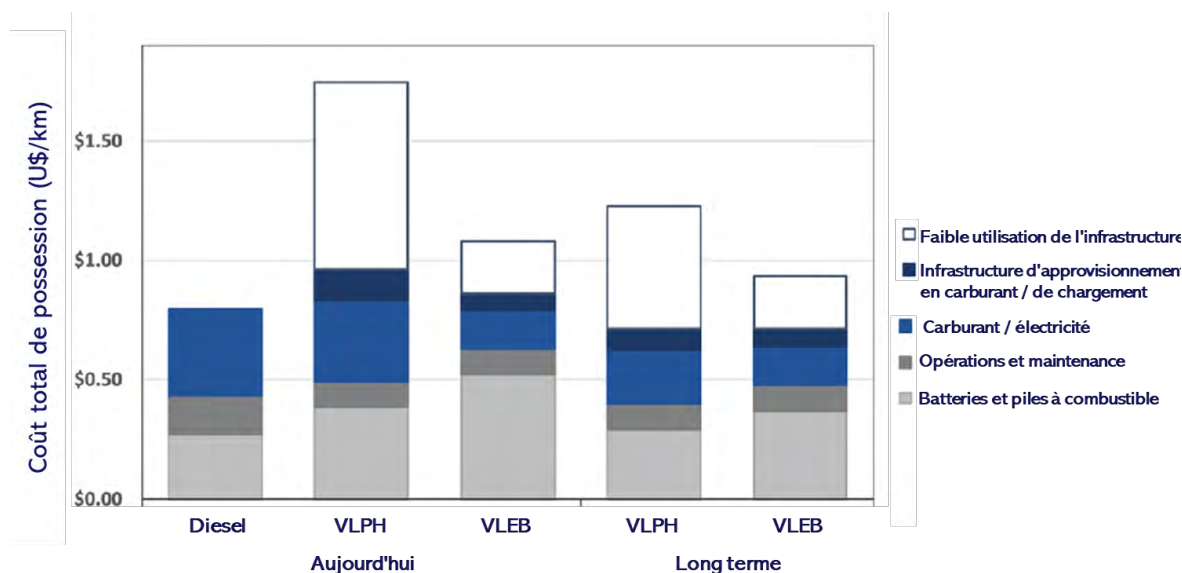


Figure 13. Coût total de possession actuel et futur des carburants et des groupes motopulseurs. Adapté [15].

D'autre part, si le TCO est un outil important pour l'analyse comparative, son utilisation comporte un risque, notamment lorsque les coûts variables, tels que le carburant ou la maintenance, qui sont les principaux facteurs d'un avantage TCO avec un coût d'actif important. À cet égard, diverses stratégies ont été mises de l'avant pour réduire les coûts associés à la technologie, comme les innovations dans de nouveaux modèles d'affaires, comme celui proposé par Nikola Motor Company, ou le véhicule lourd est proposé en location à ses clients avec un taux fixe par kilomètre qui comprend le coût du camion, du carburant et de l'entretien [15].

En outre, pour le cas spécifique des VLPH, des réductions des coûts du système de propulsion par pile à combustible ont été estimées, notamment la réduction de la teneur en métaux du groupe du platine,

l'utilisation de plaques bipolaires et de revêtements optimisés pour la durabilité des piles à combustible, et l'utilisation d'une couche de diffusion de gaz et d'électrodes pour une connectivité accrue. Selon les estimations, ces améliorations, ainsi que l'augmentation du volume des ventes de systèmes de piles à combustible pour véhicules commerciaux dans le monde, devraient permettre de réduire les coûts globaux de 23 % entre 2025 et 2030, comme le montre la Figure 14 [36].

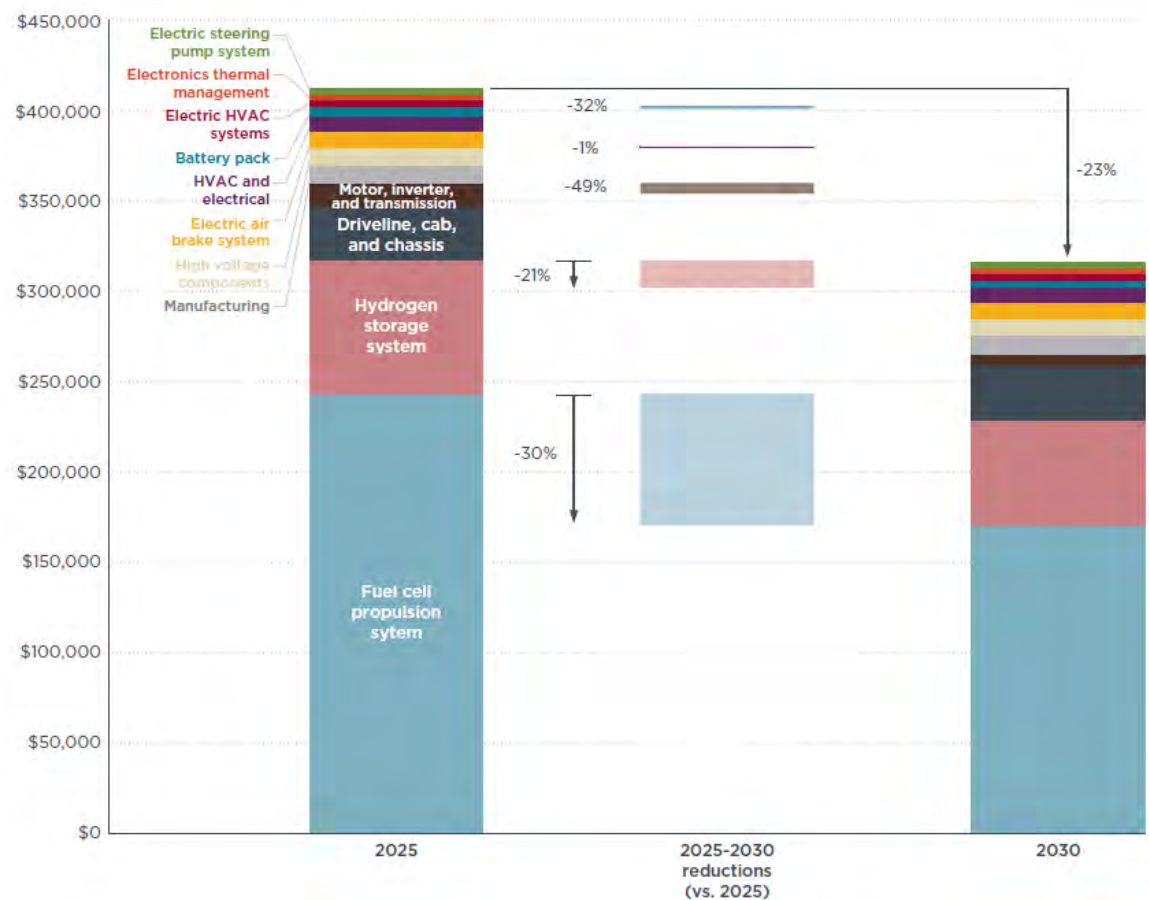


Figure 14. Réductions de coûts estimées pour les composants des camions tracteurs à pile à hydrogène en 2030 et la composition estimée des coûts en 2030 [36].

1.2.5.6. Coût de l'infrastructure.

Pour établir un système énergétique où l'hydrogène est un combustible d'utilisation finale, il est nécessaire d'établir des chaînes

d'approvisionnement qui le rendent disponible à un prix raisonnable le long des routes empruntées par les véhicules lourds. Dans ce sens, nous pensons qu'une étude spécifique à l'écosystème Québécois est recommandée afin d'évaluer et de comparer les faisabilités économiques des réseaux de distributions d'hydrogène selon divers scénarios où les sites de production sont centralisés et/ou décentralisés incluant la production sur le site des stations-services.

Selon une récente étude Canadienne [38], qui présente la conception et les analyses technico-économiques pour de nouvelles chaînes de valeur pour la livraison d'hydrogène depuis les sites de production centralisés jusqu'aux stations-service prenant en charge les véhicules utilitaires lourds, y compris les camions, les bus et les trains. Selon les auteurs de ce rapport, bien que les conclusions présentées par cette étude devraient être pertinentes pour toute région du Canada intéressée par la production d'hydrogène avec des émissions faibles de GES, les paramètres choisies pour cette étude sont propres à la région d'Edmonton en Alberta (Edmonton Région Hydrogen Hub) ou des stations de ravitaillement en hydrogène (SRH) de tailles différentes (0.4, 2 ou 8 t H₂) ont été évaluées à des distances de 5, 40 et 300 km d'un site de production d'hydrogène centralisé. La figure 15 résume les scénarios étudiés qui incluent deux modes de production ; i.e. hydrogène vert et hydrogène bleu, et trois différentes chaînes d'approvisionnement aux stations de ravitaillement : (i) l'hydrogène comprimé dans des tubes trailers (TT) transportées par camion jusqu'aux stations ; (ii) l'hydrogène liquide (LH₂) dans des réservoirs cryogéniques transportés par camion jusqu'aux stations ; et (iii) l'hydrogène comprimé dans des pipelines jusqu'aux stations. Le coût de ravitaillement en hydrogène à la station-service comprend : (i) tous les coûts associés à la production à partir des intrants ; (ii) les coûts associés aux traitement/transformation

(*processing* peut inclure: purification, compression, liquéfaction) et à la livraison aux stations-services, et (iii) le coût de la station de ravitaillement.

Les coûts de traitement/transformation et les coûts de livraison dépendent de l'échelle, de la distance, et de la technologie utilisée pour transporter l'hydrogène tandis que le coût de la station de ravitaillement lié au mode de livraison et à la taille de la station.

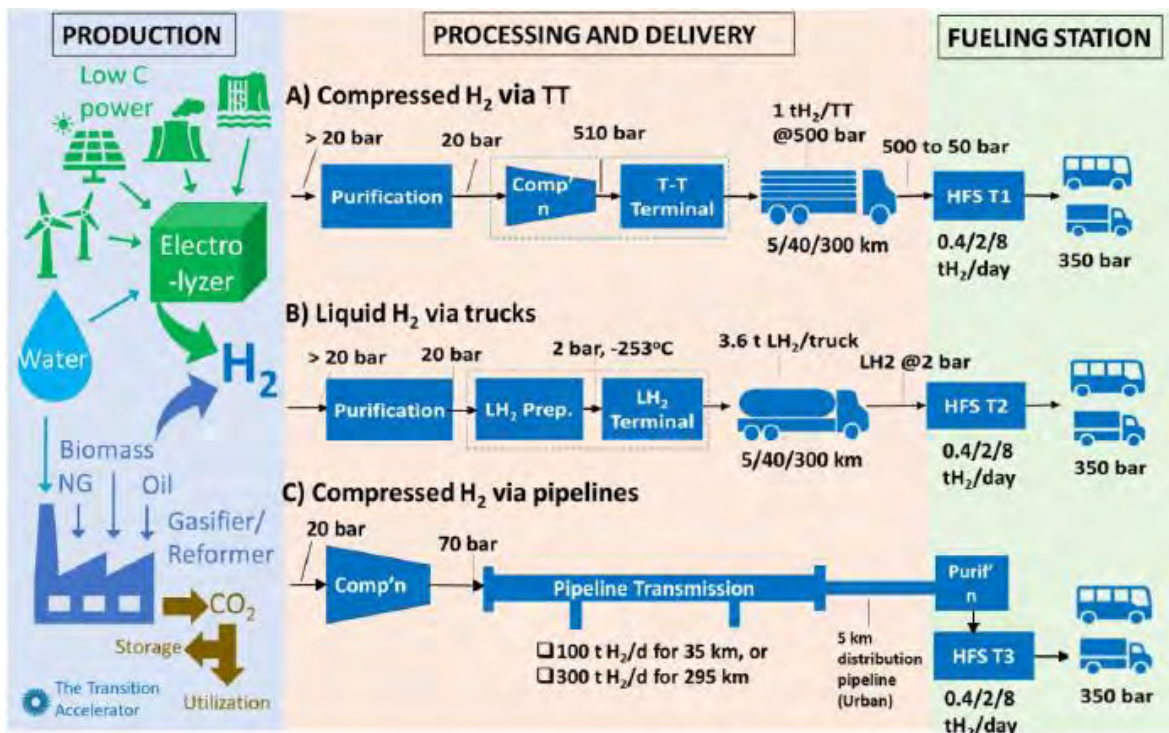


Figure 15. Itinéraires de livraison d'H₂ depuis une installation de production centralisée jusqu'aux SRH : A) H₂ comprimé par tubes trailers, B) H₂ liquide par camions C) H₂ comprimé par pipelines [38].

Les principaux résultats sont présentés à la Figure 16, qui montre que, dans une économie de l'hydrogène parvenue à maturité, en tenant compte des économies d'échelle, le coût total estimé du ravitaillement en hydrogène devrait être compétitif par rapport au diesel pour le transport lourd, entre 5 et 8 C\$ kgH₂ ou entre 35 et 56 C\$/GJ H₂. En outre, pour atteindre cet objectif, les conclusions générales de cette étude sont réparties comme suit [38] :

- **Coûts de de la production :** Afin d'obtenir un coût de ravitaillement en hydrogène compétitif avec celui en diesel, les coûts de production devraient être inférieurs à 3 C\$/kgH₂. Les coûts de la production de l'hydrogène vert dépendent des coûts et de la disponibilité quasi continue de l'électricité de l'électricité à faible teneur en carbone. Avec le coût actuel des électrolyseurs, et si l'électricité à faible teneur en carbone est disponible ≥68% du temps, l'hydrogène vert peut être produit à faible coût (< 30 C\$/MWh). D'un autre côté, la production de l'hydrogène bleu via le vaporeformage du méthane représente l'option la moins chère (<1.8 C\$/kgH₂) pour une province comme l'Alberta qui dispose du gaz naturel à faible coût et de la géologie nécessaire pour le stockage du carbone.
- **Coûts des traitements/transformations et de la livraison :** Dans les premiers stades de développement du marché à faible demande (<1 tH₂/station/jour), la livraison d'hydrogène gazeux sous pression via des remorques à tubes (tube trailers) a plus de sens pour les courtes distances, tandis que la livraison de l'hydrogène à l'état liquide est plus attractive pour les distances supérieures à 300 km. Dans un marché mature, l'approvisionnement par pipeline des grandes stations de ravitaillement (≥2 tH₂/jour) représente le scénario présentant les coûts d'approvisionnement les plus bas (<1 C\$/kgH₂) et ceci dans le cas où une demande globale importante existe (~1 tH₂/jour par km de pipeline) ce qui permettra d'amortir le coût des pipelines de transport.
- **Coûts des stations de ravitaillement:** Ces coûts sont très dépendants du mode de livraison (Tube trailers (TT), réservoirs d'hydrogène liquide (LH₂) ou pipeline), il convient de noter que le déploiement de grandes stations de ravitaillement (≥2 tH₂/jour), combiné à une utilisation élevée, peut entraîner des coûts de stations de

ravitaillement de 1,5 à 3 \$CAN/kgH₂ selon la méthode d'approvisionnement.

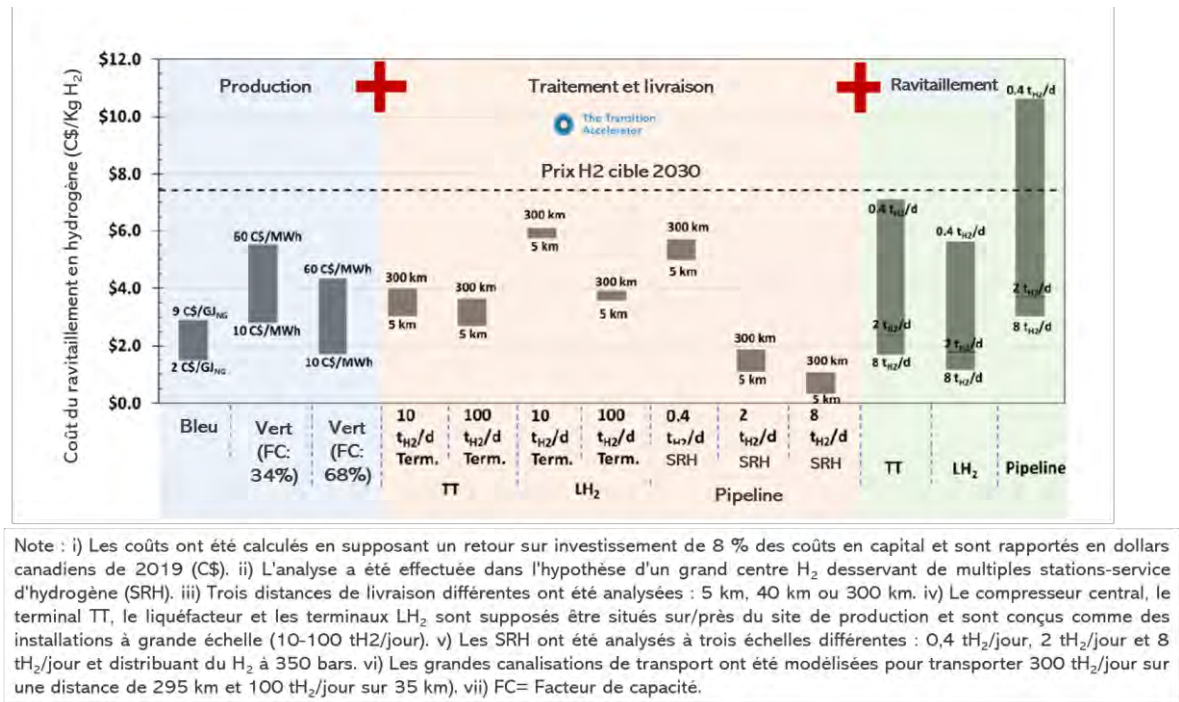


Figure 16. Coût du ravitaillement en H₂ (C\$/kgH₂) pour les différentes chaînes d'approvisionnement. Adapté [38].

Il est important de mentionner que le coût réel de la construction d'une station de ravitaillement en hydrogène varie considérablement d'un pays à l'autre, principalement en raison de différences concernant les exigences en matière de sécurité et d'autorisation [39]. Toutefois, Il y a de fortes économies d'échelle. Augmenter la capacité de 50 à 500 kgH₂/jour seraient susceptibles de réduire le coût spécifique (c'est-à-dire le coût d'investissement par kg d'hydrogène distribué) de 75 %. Des stations de plus grande capacité allant jusqu'à quelques 1 000 kgH₂/jour sont prévues, en particulier pour les applications lourdes, et celles-ci offrent un potentiel pour d'autres économies d'échelle [39]. Il est également possible de réduire les coûts grâce à un passage à plus d'options d'approvisionnement avancées (telles que la très haute pression ou l'hydrogène liquide) et grâce

à la mise à l'échelle dans la fabrication de produits de stations-service (via la production de masse de composants, tels que les compresseurs) [39].

La Figure 17 présente une estimation du coût d'investissement des stations de ravitaillement en hydrogène, en fonction de la capacité de livraison par jour. Les couleurs de la légende de la figure représentent différentes sources de référence, telles que le *National Renewable Energy Laboratory (NREL)* ou l'*Agence internationale de l'énergie (IEA)*. Cette figure montre que les coûts d'investissement des stations vont de 0,6 à 2 millions d'USD pour les stations dont la pression d'hydrogène à la pompe est de 700 bars, et 0,15 à 1,6 million d'USD pour les stations dont la pression d'hydrogène à la pompe est de 350 bars ; en outre, les valeurs extrêmes inférieures correspondent à une capacité de livraison de 50 kg d'hydrogène par jour, tandis que la valeur extrême supérieure correspond à une capacité de livraison de 1 300 kg d'hydrogène par jour [39].

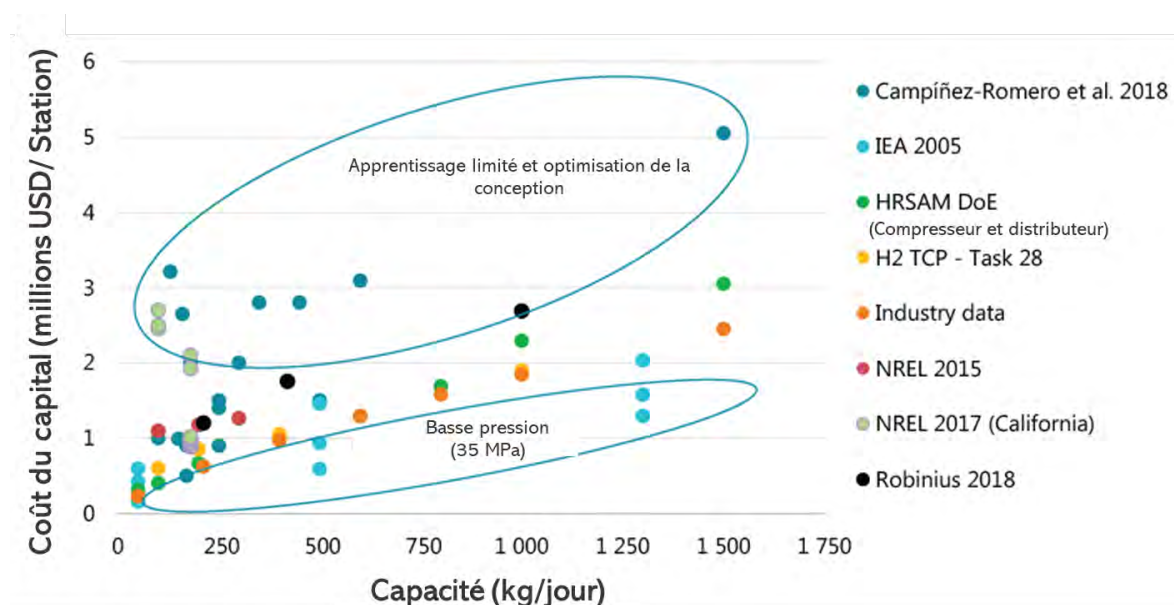


Figure 17. Coûts d'investissement des SRH en fonction de la capacité.
Adapté [39].

1.3. PROJETS D'ESSAI ET DE DÉMONSTRATION DANS LE MONDE

Pour dépasser le stade de la démonstration et atteindre des niveaux de production permettant la commercialisation de véhicules lourds à émissions nulles, les gouvernements et les entreprises doivent collaborer pour élaborer et mettre en œuvre des projets pilotes. La Figure 18 présente les projets les plus pertinents au niveau international, spécifiquement pour le cas du VLPH de classe 8, qui sont en cours de planification, en cours ou terminés. Il est important de noter que la mise en œuvre de ces projets est le résultat du travail conjoint des fournisseurs d'infrastructures, des fabricants de pièces détachées, des entreprises de gros et de détail et des gouvernements [41].

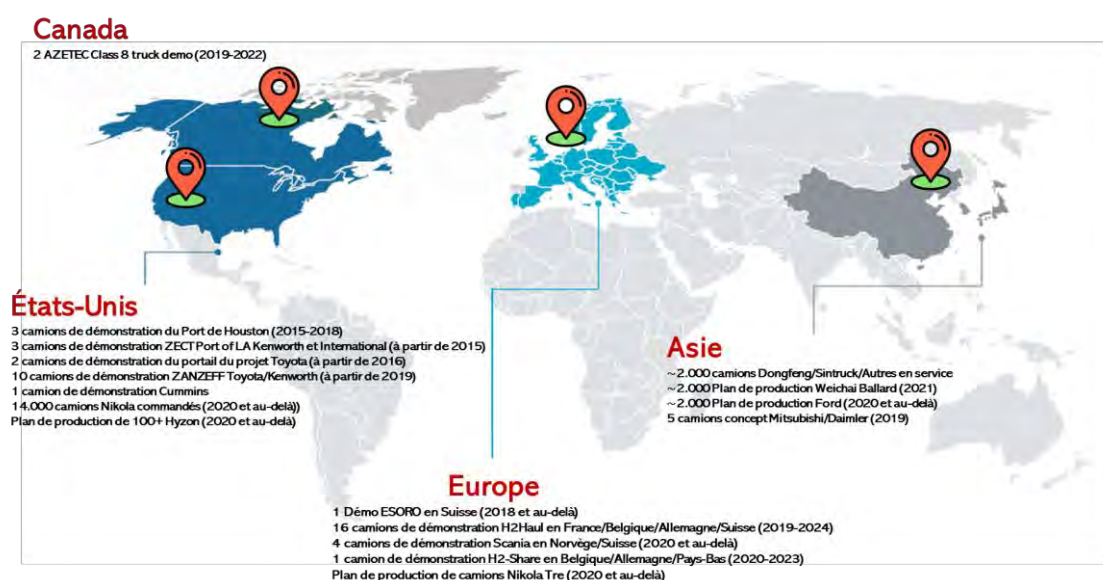


Figure 18. Déploiements mondiaux de camions VLPH (effectifs ou prévus).
Adapté de [15].

Les projets de démonstration aux États-Unis ont été caractérisés principalement par la coopération entre des entreprises telles que Nikola Motors et Kenworth, ainsi que par un fort soutien du gouvernement aux investissements dans l'économie de l'hydrogène. C'est ainsi que le département de l'énergie américain (DOE) soutient, entre autres, les

projets suivants : i) H₂@Scale 2019, doté de 31 millions d'USD ; ii) les technologies de pointe pour les véhicules, doté de 133 millions d'USD (2020) ; iii) la recherche sur la technologie des poids lourds et des véhicules hors route, doté de 51 millions d'USD, dont 28,5 millions d'USD consacrés à la technologie des poids lourds à hydrogène et aux systèmes de ravitaillement en hydrogène (2019). Les principaux projets aux États-Unis sont situés dans les régions de Californie notamment à Los Angeles et aussi à Houston au Texas. Le projet le plus prometteur est celui de Nikola Motors, qui a reçu plus de 14.000 commandes pour son modèle de camion Nikola Two VLPH de classe 8, dont la production à l'échelle commerciale devrait débuter en 2023 [15].

Les projets européens ont donné un coup de fouet au secteur, au point que l'on prévoit que plus de 1,7 million de VLPH pourraient être en circulation d'ici 2050, ce qui représente jusqu'à 25 % de la flotte en Europe. L'Europe a investi environ 1,33 milliard d'euros de fonds de recherche et de développement Horizon 2020 entre 2014 et 2020, ce qui a conduit au déploiement de plus de 190 projets pour stimuler une économie européenne de l'hydrogène, dont 60 projets et 926 millions d'euros d'investissements ciblés dans les véhicules et les infrastructures de hydrogène [15]. De même, l'un des projets réels les plus représentatifs en Europe est l'essai de véhicules à zéro émission en Suisse, qui a débuté en 2020 avec une flotte de 47 camions Hyundai XCIENT à hydrogène. Ces camions ont récemment réussi à accumuler 5 millions de km en conditions réelles sur les routes suisses, marquant ainsi une étape importante pour les camions à hydrogène fournissant ainsi un exemple clair de l'écosystème requis pour la transition vers les véhicules lourds à hydrogène [42], [43].

Enfin, les projets en Asie représentent également un leadership important pour le secteur, car ils ont déployé des stratégies axées sur le développement et la mise en œuvre des VLPH. Il s'agit notamment de

projets tels que les subventions accordées en Chine pour les camions ou les bus à hydrogène, allant de 48.000 à 79.000 dollars par véhicule, et l'établissement des plans d'action comprenant une feuille de route technologique pour la production d'environ 3.000 véhicules commerciaux à pile à combustible à hydrogène (camions et bus) [15]. Parmi les projets les plus prometteurs figurent ceux de JMC (une société de Ford Motor Company) et de la coentreprise Ballard Weichai, qui prévoient produire 2.000 camions de classe 8 chacun.

Le Tableau 8 énumère les principaux projets annoncés par les différentes marques du secteur, en particulier pour les modèles de camions électriques lourds à pile à combustible.

Tableau 8. Modèles de camions électriques à pile à combustible pour poids lourds [17].

Marque	Modèle	Portée (km)	Année de disponibilité
Hyundai	XCIENT	400	2019
Hyzon	Hymax	400-680*	2021
Hyzon	FCET 8	800	2021
Dayun	E8	310	2021
Dayun	E9	430	2021
Skywell	TP11	500	2021
FAW	J7	700	2022
Feichi	FSQ4250	500	2022
King Long	KLQ4250FCEV3	510	2022
SAIC	CQ1180FCEVEQ	-	2022
Shaanxi	X5000	-	2022
Dongfeng	LZ5180	460	2022
Hyundai	HDC-6	1280	2023
Kenworth	T-680	480	2023
Nikola	Tre	800	2023
Nikola	Two	1450	2024

* Les portées sont données pour les configurations de 24, 46 et 70 tonnes.

- **Consommation moyenne d'une flotte de VLPH**

En 2020, une étude européenne [33], a examiné 3 cas d'utilisation de petites flottes de VLPH en s'appuyant sur des informations relatives à des

itinéraires réels. Les figures suivantes résument les caractéristiques des camions, les parcours journaliers, la consommation de la flotte.

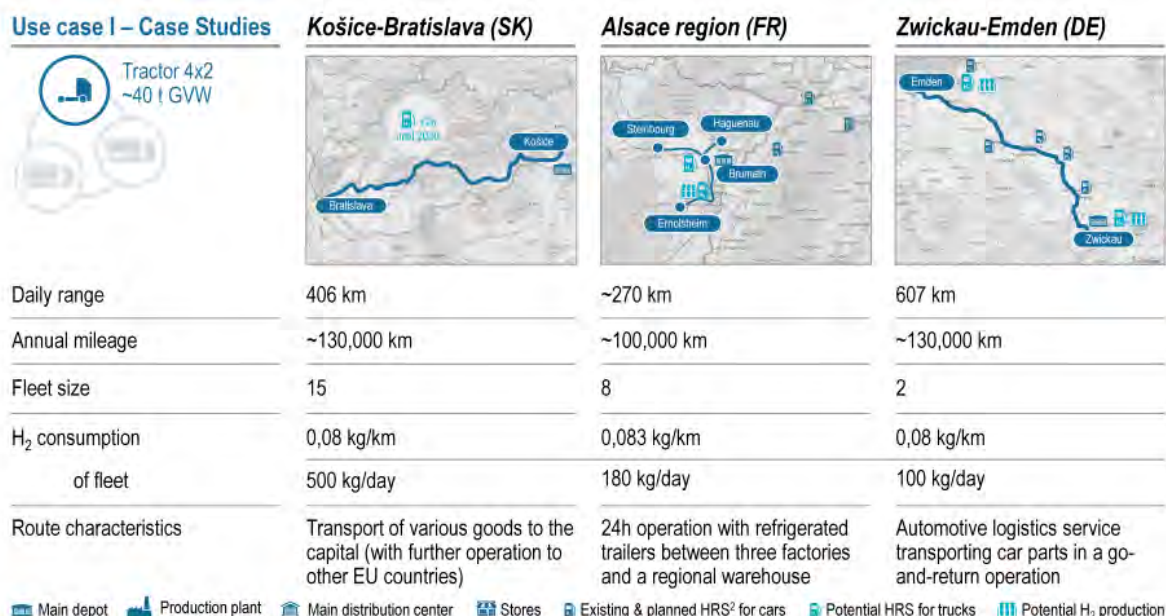


Figure 19. Étude de cas 1 : itinéraire long courrier avec des camions 40 t [33].

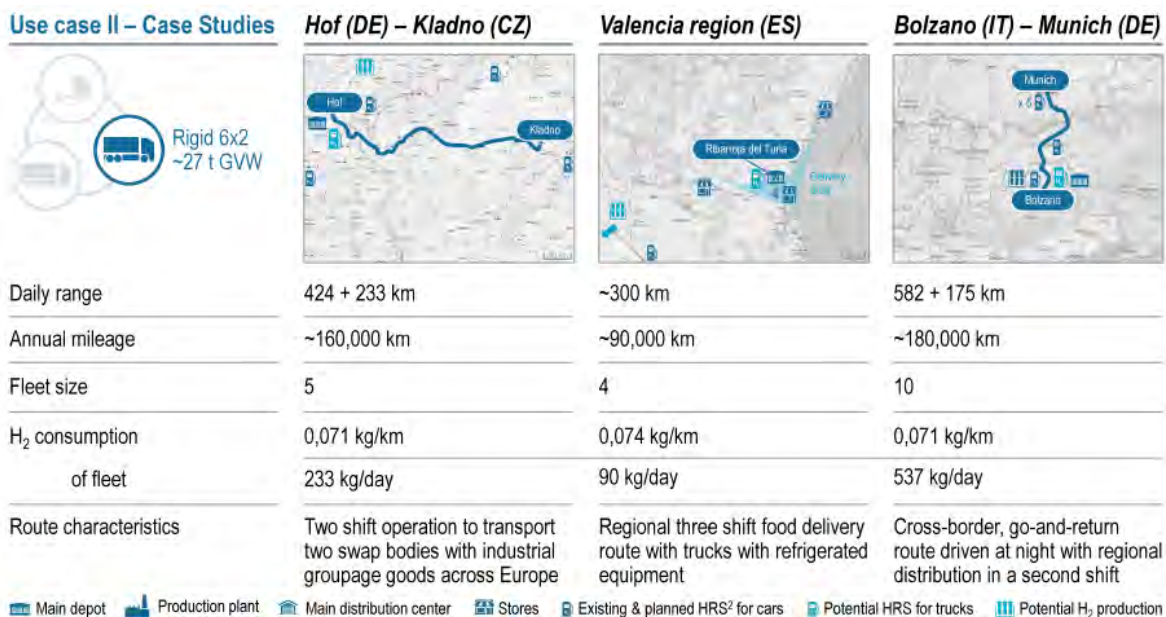


Figure 20. Étude de cas 2 : itinéraire moyen/long courrier avec des camions 27 t [33].

Use case III – Case Studies



Daily range

Annual mileage

Fleet size

H₂ consumption

of fleet

Route characteristics

Hatfield (UK)



200 km

~75,000 km

6

0,066 kg/km

80 kg/day

Closed loop multi-drop transport delivering clothing and home goods to the client stores

Leoben-Göss region (AT)



~76 km (on average)

5,000-25,000 km

10

0,066 kg/km

50 kg/day

Milk run distribution from a regional brewery to outlets in the same district

Flen-Stockholm (SE)



260 km

65,000 km

10

0,069 kg/km

18 kg/day

Refrigerated trucks transport food from the production site to the capital (secondary outbound)

Main depot
 Production plant
 Main distribution center
 Stores
 Existing & planned HRS² for cars
 Potential HRS for trucks
 Potential H₂ production

Figure 21. Étude de cas 3 : itinéraire de distribution régional avec des camions 18 t [33].

2. L'HYDROGÈNE AU CANADA ET QUÉBEC

Sur le plan international, le Canada est considéré comme un pays stratégique pour la production d'hydrogène à faible teneur en carbone et à un prix compétitif. De plus, lors de l'atelier sur l'hydrogène organisé par *Ressources Naturelles Canada* à Ottawa en 2019, quatre sources principales de production d'hydrogène dans le pays ont été envisagées : le reformage à la vapeur du gaz naturel, le gaz de synthèse, l'utilisation des surplus d'électricité nucléaire et l'utilisation de l'hydroélectricité et des éoliennes [44]. La Figure 22 présente le potentiel de production d'hydrogène au Canada par province, selon la source de production.

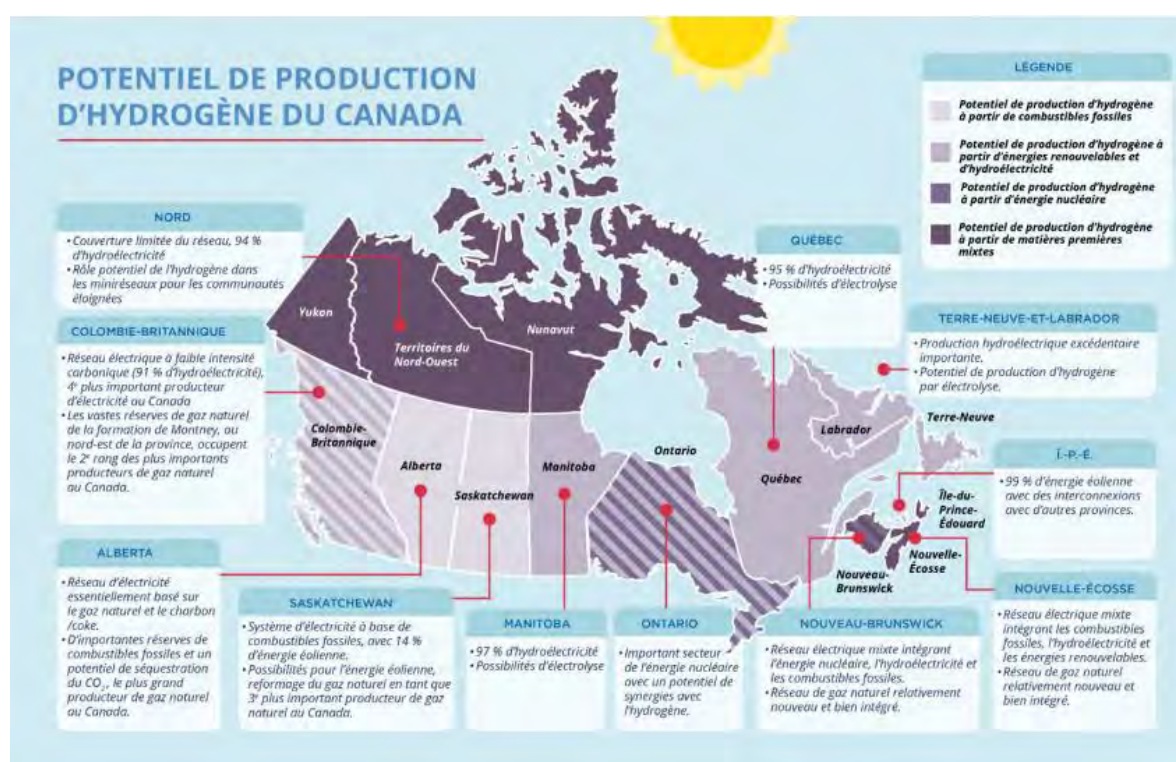


Figure 22. Potentiel de production d'hydrogène du Canada [45].

La province de Québec se positionne comme l'une des provinces où l'énergie hydroélectrique est la plus élevée et où les coûts de l'électricité

sont les plus bas par rapport aux autres provinces. Grâce à ses abondantes ressources en hydroélectricité et en biomasse, elle offre de nombreuses possibilités à explorer pour la production d'hydrogène à partir de différentes technologies, comme l'électrolyse de l'eau pour produire de l'hydrogène vert, ou encore le reformage du méthane pour produire de l'hydrogène bleu [44].

Le chapitre ci-dessous présente le paysage actuel de l'hydrogène au Canada, et plus particulièrement dans la province de Québec.

2.1. LA PRODUCTION DE L'HYDROGÈNE

Selon le rapport *Étude sur le potentiel technico-économique du développement de la filière de l'hydrogène au Québec et son potentiel pour la transition énergétique -Volet A* [46], la production d'hydrogène au Canada est estimée à ~1,8 MT/an (excluant l'autoproduction des raffineries et incluant la production d'ammoniac). De même, la production d'hydrogène au Québec est estimée à ~100kT/an, dont seulement ~12kT/an d'hydrogène commercial, produit par deux entreprises : Messer (anciennement Linde) située à Magog, et Air Liquide située à Bécancour. Messer produit ~5,06 kTH₂/an et Air Liquide ~7,1 kTH₂/an [47]. De plus, les deux raffineries de la province produisent ~90 kTH₂/an pour alimenter leurs propres procédés, de sorte que ~106 TH₂/jour sont fournis par la raffinerie Suncor et ~150 TH₂/jour par la raffinerie Valero. À cet égard, le Québec produit environ 0,1 % du marché mondial [46]. Le Tableau 9 résume les projets actuels de production d'hydrogène au Québec, selon les informations les plus récentes rapportées en 2022 par l'étude "*État de l'énergie au Québec*" [47].

Tableau 9. Production d'hydrogène au Québec, 2021 [48].

	Lieu	Technologie	Intrants ou puissance de l'électrolyseur	Description
Hydrogène vert (électrolyse de l'eau à partir d'électricité 100 % renouvelable)				
Air Liquide	Bécancour	Électrolyse	Eau ; 20 MW	-
Station Harnois	Québec	Électrolyse	Eau ; 1 MW	Alimente 50 véhicules appartenant au gouvernement provincial et à la Ville de Québec.
Hydrogène à partir de sous-produits et d'électricité 100 % renouvelable ¹				
Air Liquide (Olin)	Bécancour	Électrolyse	Chlore-alcali	Le volume d'H ₂ généré varie selon la charge électrique appliquée à l'ensemble du circuit électrolytique de l'usine de chlore-alcalis de l'entreprise Olin. L'H ₂ est capté, acheminé et vendu à l'installation d'Air Liquide qui le purifie pour la vente.
Messer Canada (Nouryon)	Magog	Électrolyse	Chlorate de sodium	Nouryon produit de l'H ₂ gazeux comme sous-produit de l'électrolyse dans le procédé de chlorate de sodium et le vend à Messer qui le purifie et le liquéfie pour la vente.
Hydrogène gris (hydrocarbures avec émissions CO ₂)				
Air Liquide	Bécancour	Reformage du méthane	Gaz naturel	-
Suncor	Montréal	Reformage du méthane	Gaz naturel	-
Valero	Lévis	Reformage catalytique	Naphte lourd	Reformage servant à améliorer l'octane du naphte dont la réaction chimique produit de l'H ₂ .

¹ Il existe au Québec d'autres producteurs d'hydrogène comme sous-produit de la réaction d'électrolyse dans des procédés industriels qui peut être revalorisé (ex., Erco Mondial à Buckingham, Chemtrade et Westlake à Beauharnois).

D'autre part, selon la même étude [48], il n'existe pas de recensement officiel des projets hydrogène au Québec ; cependant, avec les informations existantes, il a été estimé qu'en 2021, 91% de l'hydrogène produit dans la province était de l'hydrogène gris, à partir de gaz naturel et de naphta lourd, comme le montre la Figure 23.

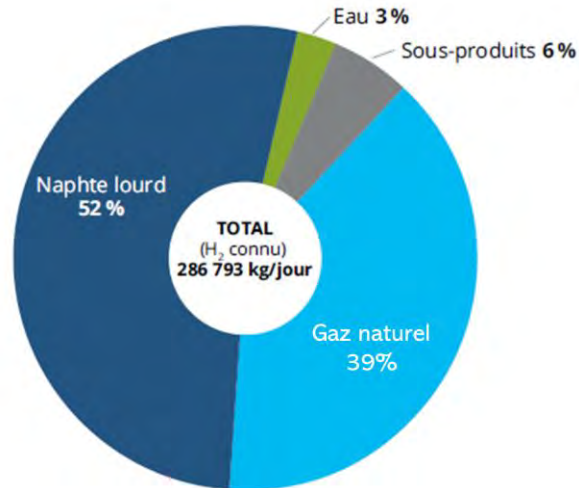


Figure 23. Production d'hydrogène au Québec selon la source d'intrant, 2021 [48].

La Figure 24 présente une projection de la demande mondiale d'hydrogène jusqu'en 2050. En se basant sur la part de marché actuelle du Québec en matière d'hydrogène et sur les informations de la figure, il serait nécessaire de construire une capacité de production supplémentaire comprise entre 30 kT/an et 500 kT/an d'ici 2050, ce qui correspond à une demande d'électricité comprise entre 1,79 TWh et 29,9 TWh [47].

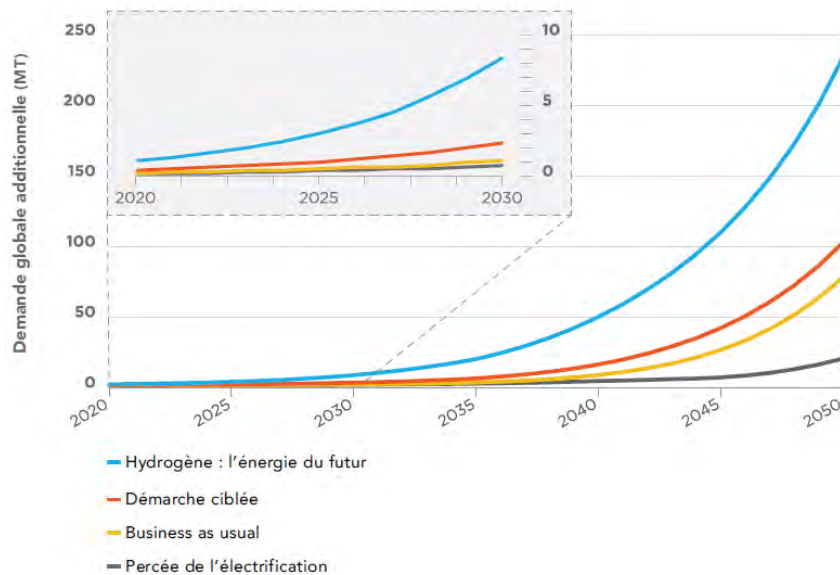


Figure 24. Projection de croissance de la demande en hydrogène [47].

2.1.1. Potentiel de la production d'hydrogène par électrolyse au Québec

à titre de référence, la production d'un kilogramme d'hydrogène nécessite 55 à 60 kWh d'électricité et 10 à 14 litres d'eau, ce qui implique que si l'on considère une usine comme celle du complexe de la Romaine (8 TWh/an), il serait possible de produire ~140 kT d'hydrogène vert [46]. Compte tenu de la ressource hydroélectrique du Québec, ainsi que du faible coût de l'énergie, la possibilité de produire de l'hydrogène par électrolyse pendant les périodes de faible consommation est une opportunité intéressante pour la province. Cette stratégie permettrait une meilleure adéquation entre l'offre et la demande en produisant de l'hydrogène, en le stockant et en l'utilisant pendant les pics de consommation, ce qui réduit les pertes d'énergie et permet de mieux répondre aux fluctuations [49].

Au niveau national, plusieurs projets de production d'hydrogène vert utilisant l'électrolyse de l'eau ont été développés au cours des deux dernières décennies, comme le montre le Tableau 10. Il est important de considérer que la poursuite du déploiement industriel et l'augmentation de la production engendreraient une courbe d'apprentissage plus rapide, permettant de mieux répondre aux obstacles actuels à la commercialisation et aux coûts d'installation [50].

Tableau 10. Installations d'hydrogène électrolytique au Canada [50].

Nom du projet	Début	Fin	Technologie	MWél ¹
Air Liquide Bécancour	2020	-	PEMC ²	20
Markham Energy Storage, Ontario	2018	-	PEMC	2.5
Enbridge P2G Toronto	2017	2017	PEMC	2.0
Raglan Nickel Mine	2015	2020	AEC ³	0.315
Ramea Wind-Hydrogen-Diesel Project	2011	-	AEC	0.162
HARP System, Bella Coola	2010	-	AEC	0.320
Wind-H2 Village Prince Edward Island	2009	2011	AEC	0.300
IRENE System	2007	2009	AEC	0.006
Laboratory Plant HRI Québec	2001	-	AEC	0.005

¹ Mégawatts électriques, ² L'électrolyse alcaline, ³ L'électrolyse à membrane échangeuse de protons.

Alors que le coût de la production d'hydrogène a été abordé dans le chapitre 1 du présent document, la Figure 25 résume les résultats des travaux rapportés par [47] sur l'étude de sensibilité des coûts de production d'hydrogène vert pour les technologies alcalines et PEM¹. Cette étude considère dans les deux premiers cas, le tarif L² d'Hydro-Québec pour la période d'analyse. Si l'on compare ces coûts au coût actuel de la production d'hydrogène par reformage (2-3 USD\$/kg sans taxe sur le carbone et sans capture du carbone), le potentiel économique à long terme de la production d'hydrogène vert dans la province de Québec est évident [47].

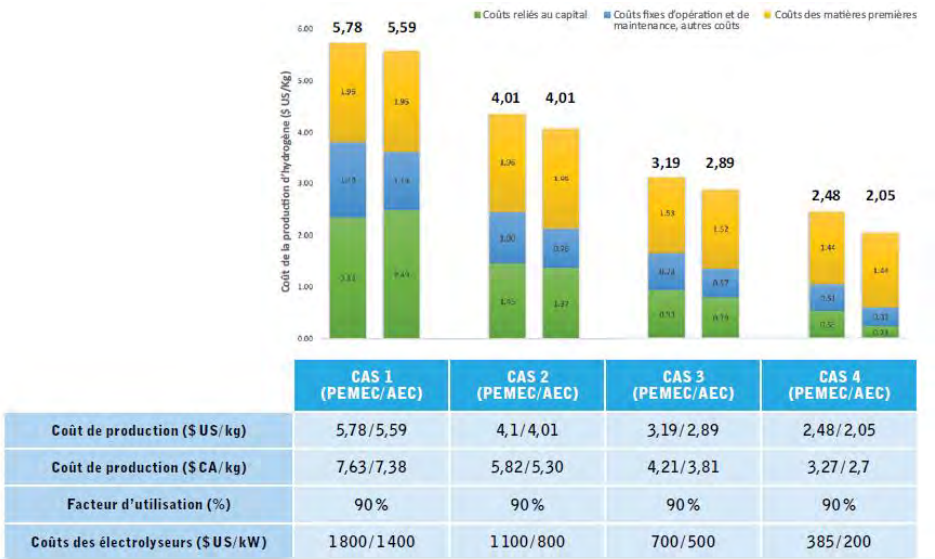


Figure 25. Étude de sensibilité de coûts de production de l'hydrogène vert pour les technologies alcalines et PEM (\$ US) [47].

¹ « Cas 1: ventilation caractéristique des CAPEX et des éléments de coûts liés à l'exploitation, la maintenance et les matières premières sur le coût de l'hydrogène pour un coût d'électrolyseur de 1 800 et 1 400 \$ US/kW pour le PEMEC et l'AEC respectivement, pour un coût de l'électricité de 4,5 ¢ CA/kWh. Cas 2: on fait appel à un électrolyseur moins cher, ce qui démontre les avantages d'une réduction des CAPEX. Cas 3: suppose un électrolyseur à CAPEX faible, la disponibilité d'électricité à faible coût, soit 3,5 ¢ CA/kWh. Cas 4: réduction du coût du capital obtenue pour des raisons telles que des matériaux de construction à faible coût, des changements dans les procédés de fabrication, etc.» [50].

² « Le tarif L s'applique dans le cas d'un abonnement annuel dont la puissance souscrite est de 5 000 kilowatts (kW) ou plus, et qui est lié principalement à une activité industrielle. Avec les options d'électricité interruptible pour la clientèle du tarif L, Hydro Québec vous accorde des crédits lorsque vous réduisez votre consommation d'électricité sur demande. Cette option a été créée pour assurer un équilibre entre l'offre et la demande d'électricité au Québec » [67].

2.1.2. Potentiel de la production de l'hydrogène par biomasse au Québec

le Québec présente également un fort potentiel de production d'hydrogène à partir de la biomasse, étant donné qu'il dispose de ~6,5 millions de tonnes de résidus forestiers par an [49], avec un coût de production compris entre 4,4 et 4,6 USD\$/kg H₂, selon une étude technico-économique [51]. De plus, comme le rapporte [52], la province pourrait produire environ 50 000 T/an d'hydrogène décarboné, avec seulement 59 MW d'énergie électrique, ce qui représente entre 5,0 et 5,5 moins d'énergie que le procédé d'électrolyse, pour la même quantité d'hydrogène. De même, en considérant le taux L d'Hydro-Québec pour le coût de l'électricité, [52] indique que même l'hydrogène décarboné à partir de la biomasse pourrait être produit à un coût déployé (qui comprend la production, le stockage et le transport éventuel) compris entre 3,52 et 4,94 CAD\$/kg H₂.

Cependant, la durabilité associée aux processus qui utilisent la biomasse pour produire de l'énergie est toujours en discussion, étant donné l'impact de cette ressource sur l'environnement. Selon [52], le Québec ne pourrait remplacer que 20% des combustibles fossiles consommés sur son territoire par de l'hydrogène issu de la biomasse.

2.2. INFRASTRUCTURES D'HYDROGÈNE

L'un des points clés du déploiement de l'hydrogène dans le secteur du transport lourd est la mise en place de stations de ravitaillement en hydrogène à des endroits stratégiques du pays. La Figure 26 présente l'évolution du nombre de stations de ravitaillement en hydrogène dans le monde (à gauche), ainsi que le rapport entre le nombre de véhicules électriques à pile à combustible et le nombre de stations de ravitaillement en hydrogène (à droite). À partir de là, il est possible d'observer comment le

nombre de stations dans le monde est passé d'environ 700 en 2021 à environ 975 à la fin du mois de juin 2022 [17]. Une réduction du rapport entre les véhicules à hydrogène et les stations de ravitaillement en hydrogène est également évidente pour des pays comme la Chine et la Corée, grâce au déploiement rapide des stations de ravitaillement. Toutefois, dans des pays comme les États-Unis, le déploiement des stations de ravitaillement a été plus lent que le nombre de voitures à hydrogène mises sur le marché. À l'échelle mondiale, on dénombre actuellement environ 60 VPH par SRH [17].

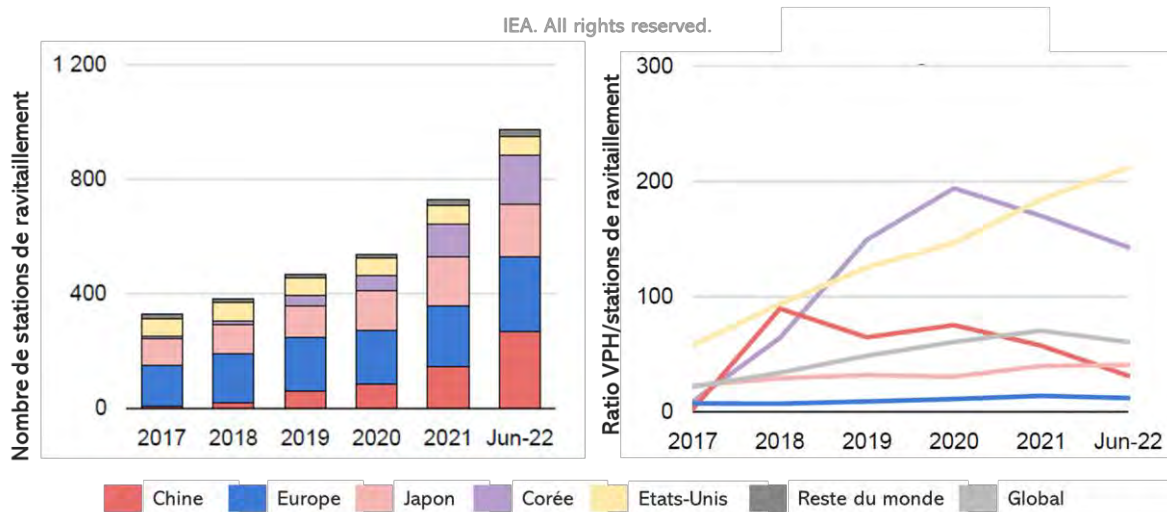


Figure 26. SRH par région et rapport entre les véhicules électriques à pile à combustible et les SRH. Adapté de [17].

Le prix du ravitaillement en hydrogène est sensible au taux d'utilisation des stations. Ainsi, un ratio de 10 voitures par station indique que les stations ne fonctionnent que 10 % du temps (en supposant une taille de 50 kg H₂/jour) [39]. Cela implique un prix élevé de l'hydrogène (15-25 USD\$/kg H₂), si les coûts associés à l'installation et au fonctionnement des stations de ravitaillement en hydrogène (SRH) devaient être amortis par les ventes [39]. En ce sens, plus l'utilisation des SRH est élevée, plus le prix de l'hydrogène est bas [39].

Selon le dernier rapport du Ministère Américain de l'Énergie, il existe actuellement environ 61 stations d'hydrogène en Amérique du Nord (États-Unis et Canada), dont 54 sont situées aux États-Unis et 7 au Canada [53]. Le Tableau 11 résume les stations situées au Canada, dont 6 sont ouvertes au public, et seulement 1 est située au Québec.

Tableau 11. stations de ravitaillement d'hydrogène au Canada [53].

Province	Entreprise	Localisation	Pression	Remarques
Colombie-Britannique	HTEC - Hydrogen Technology & Energy Corporation	8686 Granville St Vancouver, BC V6P 5A1	700 bar	Ouvert en 2018. Entièrement opérationnel. Disponible pour tous les clients.
Colombie-Britannique	HTEC - Hydrogen Technology & Energy Corporation	4505 Canada Way Burnaby, BC V5G 1J9	700 bar	Ouvert en 2019. Actuellement non disponible ¹ .
Colombie-Britannique	HTEC - Hydrogen Technology & Energy Corporation	4001 Quadra St Victoria, BC V8X 1K1	700 bar	Ouvert en 2020. Approvisionnement limité. Disponible pour tous les clients.
Colombie-Britannique	HTEC - Hydrogen Technology & Energy Corporation	2501 Westview Dr North Vancouver, BC V7N 3W9	700 bar	Ouvert en 2020. Entièrement opérationnel. Disponible pour tous les clients.
Québec	Esso Harnois Groupe Pétrolier -HTEC ²	5105 boul. Wilfrid-Hamel Ville de Québec, G2E 2G8	700 bar	Disponible pour tous les clients.
Ontario	Hydrogenics	220 Admiral Blvd Mississauga, ON L5T 2N6	700 bar	Disponible uniquement pour un certain sous-ensemble de clients.

¹ Selon les informations rapportées par le HTEC sur son site web, en novembre 2022 [54]. ² Deux stations HTEC-Harnois de ravitaillement, avec une capacité de stocker environ 150 kg d'hydrogène venant de production hors site, sont en construction à Dorval et Québec [48].

Bien qu'il n'y ait pas de consensus actuel entre le nombre de véhicules à hydrogène circulant actuellement dans le pays, [50] rapporte qu'en 2018 au Canada, il y avait 17 FCEV légers, 1 camion, 2 bus et plus de 400 chariots

élevateurs ; tandis que [55] rapporte en 2020 l'existence de seulement 89 véhicules à hydrogène sur les routes du pays, contre 193 000 véhicules électriques ou hybrides. Ce qui est certain, en revanche, c'est que le seul chiffre officiel rapporté est l'achat de 50 Toyota Mirai par le gouvernement du Québec en 2018, première province à proposer les véhicules à hydrogène de cette marque [56], [57].

De plus, bien que le coût d'investissement des stations de ravitaillement en hydrogène soit généralement élevé (voir la section 1.2.5.6. *Coût de l'infrastructure*, du présent document), il a été estimé que plus de 400 SRH sont nécessaires pour une flotte d'un million de VPH, en supposant un ratio SRH/véhicule similaire à celui de la flotte actuelle de voitures à essence [39]. Cela représenterait un investissement initial de l'ordre de 0,5 à 0,6 milliard de dollars (USD), ce qui implique la nécessité d'une intervention du gouvernement par le biais de différentes politiques et stratégies pour promouvoir l'utilisation de cette technologie dans le secteur [39].

2.2.1. Quelle pression de stockage en hydrogène pour les camions lourds

Au Canada, les protocoles et les normes des stations-service sont actuellement établis par CHIC (Canadian Hydrogen Installation Code) ou NFPA-2, ainsi que SAE J2601-2. Ce dernier a développé des normes et protocoles pour les autobus à piles à combustible à hydrogène avec des réservoirs d'hydrogène de 350 bars. Cependant, les normes spécifiques aux camions de classe 8 sont inexistantes ainsi que les protocoles pour le stockage dans des réservoirs avec une pression plus élevée de 700 bars qui pourrait être souhaitée pour augmenter l'autonomie des véhicules lourds. Pour corriger cette lacune, un consortium composé de Nikola Motor Company, Hyundai, Air Liquide, Shell et Nel Hydrogen a convenu de travailler ensemble pour accélérer la normalisation des technologies de ravitaillement en hydrogène à grande capacité [15].

2.3. PROJETS ACTUELS ET FUTURS

2.3.1. Initiatives au Canada

Des entreprises canadiennes telles que Ballard Power Systems et Hydrogenics (acquise par Cummins) ont représenté le pays sur le marché international grâce à leurs initiatives dans le développement de technologies de production d'hydrogène, de piles à combustible et, plus récemment, aux projets qu'elles ont menés pour le déploiement de technologies VLFP dans différents pays. Toutefois, en ce qui concerne les initiatives mises en œuvre dans le pays, elles peuvent être résumées en trois grandes catégories : (i) la première, par le biais d'une expérimentation précoce de camions et d'autobus à pile à combustible, où 20 autobus fonctionnant avec des piles à combustible conçues par la compagnie Ballard ont été déployés lors des Jeux olympiques d'hiver de 2010 à Whistler en Colombie Britannique, (ii) la seconde, appelée « Greening The Fleet Initiative de Purolator », où, en partenariat avec Hydrogenics, Ressources naturelles Canada et Industrie Canada, le premier fourgon de livraison à pile à combustible a été intégré à Toronto. Ce projet comprenait une station de ravitaillement de 350 bars avec une production d'hydrogène sur site d'une capacité de 70 kg/jour [58] ; et iii) le projet AZETEC (Alberta Zero Emission Truck Electrification Collaborative), lancé en 2019, qui est le seul projet directement lié à la conception et à la démonstration de deux camions VLPH de classe 8 [15].

Ce dernier projet vise à développer deux camions lourds à pile à combustible qui circuleront entre Edmonton et Calgary. Le projet favorise la mobilisation d'environ 20 millions de tonnes-km de fret [33], avec environ 500.000 km parcourus entre juillet 2021 et décembre 2022 [59]. En outre, ce projet proposait une infrastructure de ravitaillement en hydrogène générée par Praxair Services Canada Inc. et tirant parti de l'infrastructure pétrolière et gazière existante. L'investissement est de 15 millions de dollars

canadiens, dont 7,3 millions proviennent de l'agence provinciale Emissions Reduction Alberta (ERA) par le biais du programme BEST Challenge. Enfin, ce projet est mené par l'Alberta Motor Transport Association [60].

2.3.2. Initiatives au Québec

Plusieurs projets sont prévus dans la province de Québec, non seulement en ce qui concerne la production d'hydrogène, mais aussi son utilisation et sa mise en œuvre dans le secteur des transports. Le Tableau 12 présente un résumé des projets en matière de production d'hydrogène vert dans la province de Québec.

Tableau 12. Production d'hydrogène à venir, au Québec [44].

Localisation	Porteurs projet	Technologie et capacité production	Investissement	Marché cible	Date de mise en service
Sorel-Tracy	Charbone Coporation, Port de Baie-Comeau et la Ville De Baie-Comeau.	Électrolyseur 0.5 MW - 230 kg/jour débutant	-	-	2022
Gatineau	Gazifère et Evolugen	Électrolyseur 20MW - 3kT/an	50 millions \$	Injection réseaux gaziers	2023-2024
Varennnes	Recyclage carbone varennnes (RCV), Suncor, Promen, Shell, avec appuis des gouvernement du Canada et du Québec	Électrolyseur 88MW - 11kT/an	200 millions \$	Usine de biocarburant de Recyclage Carbone Varennnes (RCV)	Fin 2023
Varennnes	Hénergia (co entreprise entre Greenfield, et Hy2Gen)	Électrolyseur de 30MW (extension à 80MW en 2024) - ~9kT/an à terme en 2024	250 millions \$ (2024)	Méthanol vert et GNR	Fin 2024 (80 MW)
Bécancour	H2 V Énergie	Gazéification par torche à plasma - 50kT d'H ₂ par an	1,3 milliard \$	-	Projet à confirmer

Outre les projets de production d'hydrogène, certains projets d'infrastructure au Québec offrent une possibilité d'intégration de

l'hydrogène comme source d'énergie dans le secteur des transports, ainsi qu'une opportunité économique intéressante pour la province. Parmi ceux-ci, on peut citer le futur tramway de Québec et, éventuellement, le train à haute fréquence dans le corridor Québec-Windsor [56]. Parmi les autres projets, on peut citer celui d'Air Liquide qui prévoit d'exporter une partie de l'hydrogène qu'il produit au Québec vers le marché américain (Massachusetts, Connecticut, Rhode Island, New York, Delaware et New Jersey), où au moins une douzaine de stations de ravitaillement et deux centres de distribution d'hydrogène sont prévus, en construction ou déjà en service [56].

3. SECTEUR DES TRANSPORTS AU QUÉBEC

3.1. ÉVOLUTION DU SECTEUR DU TRANSPORT

Selon la Société de l'Assurance Automobile du Québec (SAAQ), il y avait près de 6,7 millions de véhicules sur les routes du Québec en 2020, dont 162 064 camions lourds de classe 8 [16]. En 2015, la catégorie de véhicules la plus vendue correspond aux camions (qui comprennent les monospaces, les SUV et les fourgonnettes) ; de même, le montant des dépenses dans cette catégorie s'élève à ~12,5 milliards de dollars, (~3,7 fois plus que la catégorie des véhicules personnels ~3,4 milliards de dollars) [48], comme le montre la Figure 27. De même, en ce qui concerne les véhicules électriques, il est important de noter que si ce secteur a connu une croissance depuis 1990, celle-ci n'a été que de 7% jusqu'en 2020, contre 71% pour les camions, ce qui implique que pour chaque véhicule électrique, 15 camions ont été vendus [48].

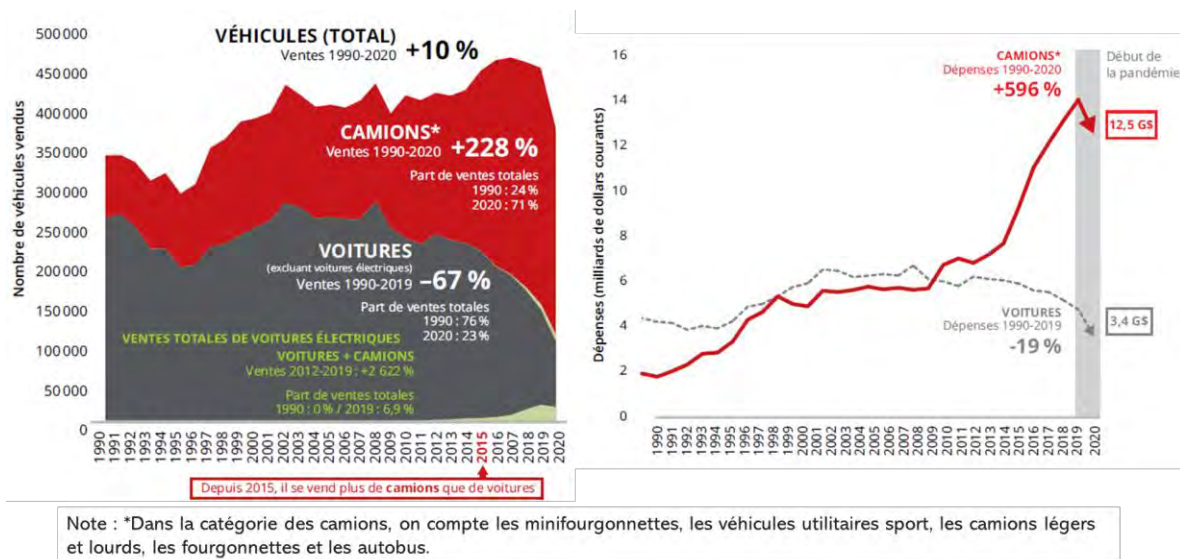
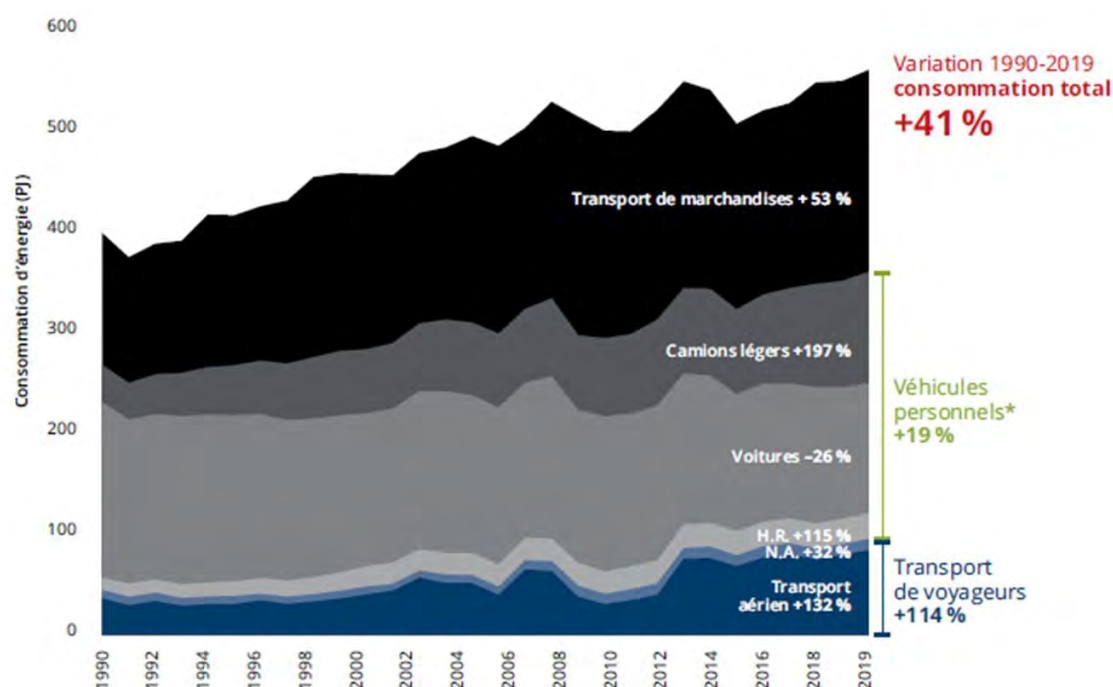


Figure 27. Évolution du nombre de camions et de voitures vendus (gauche) et des dépenses liées aux ventes de véhicules (droit) au Québec, 1990 à 2020 [48].

3.2. CONSOMMATION D'ÉNERGIE

Sur la consommation totale d'énergie du Québec en 2019, environ 28 % est attribuée au secteur des transports, et 97 % de cette consommation provient des produits pétroliers [48]. La consommation totale d'énergie par le secteur des transports au cours des deux dernières décennies dans la province a augmenté de 41%, dont le transport de marchandises a connu une forte croissance (53%) par rapport aux véhicules personnels (19%) entre 1990 et 2019 [48], comme le montre la Figure 28.



Note: « H. R. » = Véhicules hors route. « N. A. » = Transport non aérien de voyageurs. *Inclut les motocyclettes

Figure 28. Évolution de la consommation d'énergie par mode de transport au Québec, 1990 à 2019 [48].

Selon un rapport récent [48], le transport de marchandises par camion (lourd, moyen et léger) et le transport de passagers par avion représentent 86% de l'énergie totale utilisée dans le secteur du transport commercial (~295 PJ).

Le Tableau 13 présente l'évolution de la consommation moyenne de carburant par type de véhicule, où l'on constate une amélioration du rendement énergétique depuis 1990, les poids lourds consommant actuellement un tiers de carburant en moins [48]. De même, le tableau montre également la distance moyenne parcourue, où il est évident que, bien qu'il y ait eu une réduction de 8% pour les véhicules consolidés pour le transport de marchandises, les distances parcourues par les poids lourds ont représenté une augmentation de 61%, principalement en raison de la mondialisation et du commerce électronique [48].

Tableau 13. Évolution distances parcourues et consommation de carburant du parc de véhicules au Québec, 1990 à 2019 [48].

	Distance moyenne parcourue (km) 2019	Évolution 1990-2019	Consommation moyenne de carburant (l/100 km) 2019	Évolution 1990-2019
Personnel	13.786	-21%	9,3	-17%
Voitures	13.035	-25%	8,3	-19%
Camions légers	15.054	-17%	10,4	-15%
Marchandises	28.691	-8%	19,6	-29%
Camions légers	21.073	-16%	10,5	-15%
Camions moyens	21.956	-2%	19,9	-28%
Camions lourds	94.679	61%	28,5	-33%

Toutefois, en ce qui concerne la consommation moyenne d'hydrogène comme carburant pour différents types de véhicules, , un véhicule léger Toyota Mirai peut consommer entre 0,76 et 1 kg d'hydrogène par 100 km, un bus entre 8 et 14 kg par 100 km, un camion entre 7,5 et 15,7 kg par 100 km et un train entre 25 et 30 kg d'hydrogène par 100 km [46]. Il est important de noter que la consommation d'hydrogène dépendra de différents facteurs, tels que le poids des marchandises transportées ou le nombre de passagers dans le véhicule, la topographie du terrain, la vitesse du véhicule, les besoins en chauffage ou en climatisation, entre autres [56].

Également, il est difficile de calculer la quantité d'hydrogène supplémentaire qui devra être produite pour répondre aux besoins de

l'industrie des transports, car, outre les facteurs décrits ci-dessus, il est également important de considérer le taux de pénétration de la mobilité hydrogène et son évolution à un moment donné [46]. Toutefois, pour mettre en perspective la consommation d'hydrogène, le Tableau 14 présente le nombre potentiel de véhicules qui pourraient être alimentés par deux projets en cours au Québec : la SRH d'Harnois, qui produit 200 kg d'H₂/jour, et les unités d'électrolyse d'Air Liquide à Bécancour, d'une capacité de 8 T/jour [47].

Tableau 14. Nombre total de VPH pouvant être alimentés par les deux projets en cours au Québec [47].

Production d'H ₂ (T/an)		Consommation d'H ₂ (T/an)		Nombre de véhicules desservis
Harnois + Air Liquide	3.073	Véhicule privé	0,099	31.313
		Taxi	0,456	6.789
		Autobus	4,8	646
		Camion de classe 8	10	310

De même, la Figure 29 présente l'impact de l'utilisation d'un électrolyseur de 10 MW pour la production de l'hydrogène vert, avec une consommation électrique de 84,97 GWh/an, sur la réduction des émissions de CO₂ spécifiquement dans le secteur des transports. On peut observer une réduction potentielle des GES entre 14,8 kT/an et 43 kT/an, selon le type de véhicule. Aussi, cela impliquerait une réduction de la consommation d'essence de 18,7 ML/an pour les taxis ou de 5,61 ML/an dans le cas du diesel [47].

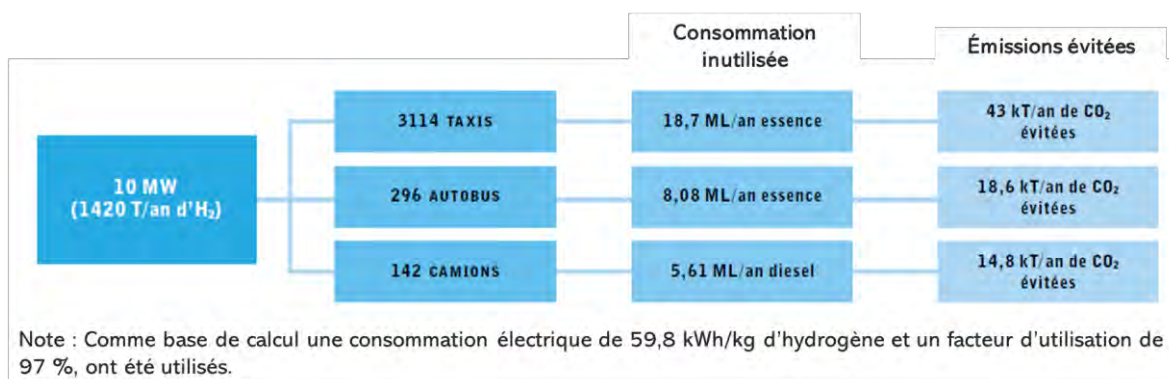


Figure 29. Impact de l'hydrogène vert sur la réduction d'émissions de CO₂ -Secteur transport [47].

Dans ce contexte, en supposant que si l'on voulait remplacer tous les carburants consommés en 2020 au Québec (~369 000 barils/jour) par de l'hydrogène (avec un taux de conversion de 47,3 kg H₂/baril), il serait nécessaire de produire 17 454 T/jour d'hydrogène (6,37 MT/an). En tenant compte de l'efficacité des moteurs et des piles à combustible, cela nécessiterait une capacité d'électrolyse de ~34 GW et une consommation d'énergie de ~300 TWh (presque deux fois la production d'Hydro-Québec), avec un investissement nécessaire de ~47 milliards de dollars [47].

3.3. ACTEURS PRINCIPAUX AU CANADA ET AU QUÉBEC

Le Canada a un grand potentiel pour le déploiement des véhicules à émissions nulles, principalement en raison de deux facteurs : i) il a un avantage en termes de R&D de la technologie des piles à combustible à hydrogène pour les véhicules, considérant qu'en 2018, il comptait le plus grand nombre d'installations de recherche sur l'hydrogène et les piles à combustible dans le monde et avait déployé le plus grand nombre de projets de démonstration ; et ii) en 2019, il représentait environ 2,3 % de la production mondiale de poids lourds (y compris toute la production de

véhicules et pas seulement la production de véhicules à émissions nulles) et 7 % de la production de véhicules commerciaux légers [61].

Le pays compte également des entreprises qui se consacrent à la fabrication de différents composants de véhicules et de piles à hydrogène pour les véhicules moyens et lourds, ce qui les positionne comme des acteurs clés de la décarbonisation du secteur. Au Québec, par exemple, l'entreprise Lion se spécialise dans la conception, la construction et l'assemblage de composants pour les véhicules électriques, y compris les châssis, les batteries et les carrosseries pour les autobus scolaires électriques, les minibus pour les besoins du transport urbain et les camions urbains tels que les collecteurs d'ordures [61]. Il convient également de citer des entreprises telles que le groupe NFI (anciennement New Flyer), situé à Winnipeg, qui se concentre sur la fabrication d'autobus urbains et d'autocars électriques ; ElectroVaya, située en Ontario, qui fabrique des batteries au lithium-ion pour les autobus électriques, les chariots élévateurs et les camions de livraison ; Loop Energy et Ballard Power Systems, établies en Colombie-Britannique, qui se spécialisent dans la fabrication de piles à hydrogène pour les véhicules moyens et lourds [61].

Dans l'ensemble, l'avantage du Canada dans la R&D de la technologie des piles à combustible à hydrogène pour les véhicules lui confère un avantage en matière d'innovation dans la production de véhicules à zéro émission [61].

4. L'HYDROGÈNE POUR LES VÉHICULES LOURDS AU QUÉBEC

4.1. CONSIDÉRATIONS TECHNIQUES ET OPÉRATIONNELLES

4.1.1. Opérations dans des conditions climatiques de froid extrême

La Figure 30 résume les principales considérations techniques des différents modes de propulsion des camions.

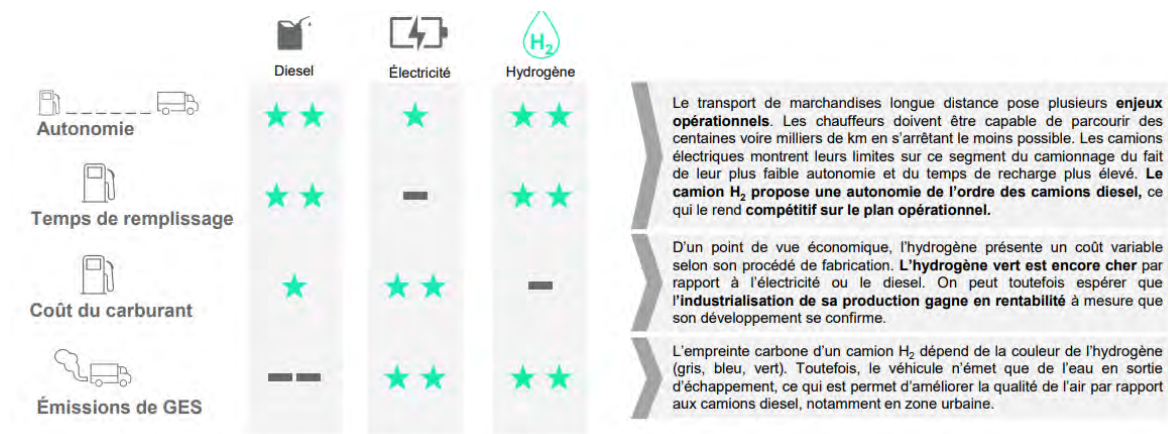


Figure 30. Comparatif des différents modes de propulsion des camions [62].

Cependant, l'un des points qui distingue le Québec du reste du monde est le paramètre que doivent respecter les véhicules lourds lorsqu'ils circulent dans des conditions de froid extrême. Il s'agit non seulement de la nécessité de démarrer et de fonctionner à basse température, mais aussi de prendre en compte les niveaux de risque qui doivent être atténués, comme la corrosion des équipements de stockage due à l'utilisation de sel pour dégivrer les voies, qui pourrait déclencher de l'électricité statique [63].

En ce qui concerne le premier aspect, il est nécessaire de reconnaître que les opérations par temps froid sont une réalité et le groupe motopropulseur alternatif doit pouvoir démarrer et fonctionner à des températures très basses. Les piles à combustible sont sensibles au gel ; cependant, le

processus de génération d'électricité par les piles à combustible génère de la chaleur qui permet des opérations entre $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$ et $+45\text{ }^{\circ}\text{C}$ sans impact sur les performances. Cette chaleur résiduelle peut également être utilisée pour garder la cabine du véhicule au chaud [15]. Pour un démarrage rapide à des températures au-dessous de zéro, les fabricants des piles à combustible comme la compagnie Canadienne Ballard ont introduit des kits, tels que des résistances chauffantes raccordables et un système de démarrage automatique des piles à combustible programmable, qui empêcheront celles-ci de geler en permettant un démarrage immédiat à des températures aussi basses que $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ [35]. Actuellement, les modifications apportées à la conception de la pile ont permis un démarrage à froid à partir de $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$ et les objectifs de développement visent des démarrages à froid aussi bas que $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ [15]. Les systèmes de pile à combustible par temps froid ont été démontrés sur des bus à Whistler, Oslo et Aberdeen ; cependant, ils n'ont pas été testés dans des applications de camions ou même dans des conditions météorologiques plus extrêmes que l'on peut observer au Canada [15].

En ce qui concerne le deuxième aspect, des rapports tels que [15], [63] indiquent la nécessité d'éloigner les équipements des zones où des matériaux corrosifs peuvent être présents ou, au contraire, d'éviter l'application de sel ou la distribution de gravier à proximité des stations.

Dans ce contexte, d'un point de vue technique et en tenant compte du fonctionnement à basse température, la décarbonisation du transport routier lourd passe inévitablement par une conversion à l'électricité et à l'hydrogène [62]. Cependant, les contraintes opérationnelles tendent à favoriser les camions à hydrogène, dont les caractéristiques de performance sont similaires à celles du diesel [62]. Toutefois, il est clair que les gouvernements doivent investir dans des projets pilotes et de démonstration pour les applications des poids lourds afin de permettre un

déploiement plus rapide des VLPH, ainsi que dans des projets axés sur la mise à l'échelle de l'infrastructure de production et de ravitaillement en hydrogène vert afin qu'il soit économiquement compétitif [47].

4.1.2. La production d'hydrogène

Le déploiement de l'infrastructure de l'hydrogène pour le secteur des véhicules lourds pour le transport des marchandises devrait envisager la mise en œuvre de projets axés sur la production d'hydrogène vert, pour laquelle le Québec est stratégiquement positionné, grâce à ses ressources hydroélectriques abondantes et au faible coût de l'électricité, qui est l'un des principaux avantages de la province.

Il est également important de noter que l'une des principales mesures de la province pour la production d'hydrogène est l'allocation de 15 millions de dollars pour soutenir le développement de l'industrie de l'hydrogène vert par le biais du programme Technoclimat. De même, pour promouvoir la demande d'hydrogène vert, le gouvernement a élaboré le projet de loi 97 visant à modifier la Loi sur l'efficacité énergétique et les normes de conservation de l'énergie pour certains produits, qui devrait porter le seuil minimal d'hydrogène dans le réseau de gaz naturel renouvelable à 5 % d'ici 2025 et à 10 % d'ici 2030 [64].

4.1.3. L'infrastructure du réseau de distribution

La décarbonisation du secteur des véhicules lourds par l'hydrogène vert est conditionnée par d'autres facteurs tels que l'infrastructure du réseau de distribution, qui doit être établie en accord avec les différentes parties prenantes (entreprises de transport, entreprises de production d'hydrogène, etc.) [47].

À cet égard, deux stratégies opposées ont été proposées [47] : la première, axée sur la mise en place d'un réseau territorial avec des SRH (comme dans le cas de l'Allemagne, du Japon et de la Corée), et la seconde, une approche pôle (HUB), basée sur la construction de quelques SRH à forte capacité, concentrés géographiquement, généralement au niveau des villes (comme dans le cas de la France et de Londres). La deuxième option est une stratégie de centralisation (un seul point de production et de ravitaillement en hydrogène), qui comprend l'approvisionnement des flottes captives, où une petite infrastructure de production et de distribution serait construite, évitant la construction de grands SRH difficiles à rentabiliser en raison du faible nombre actuel de véhicules à hydrogène [47].

Par ailleurs, la Figure 31 présente les résultats de simulation d'une stratégie de déploiement des SRH [62], qui considère deux scénarios : i) Les États-Unis et les provinces voisines ont adopté l'hydrogène comme carburant du camionnage au même niveau que le Québec; et ii) les États-Unis et les provinces voisines n'ont pas adopté l'hydrogène comme carburant du camionnage au même niveau que le Québec. Les principaux résultats comprennent : i) la priorisation de la construction de stations dans les régions de Montréal et de Québec, et pour les régions plus éloignées comme la Gaspésie, la Côte-Nord et l'Abitibi-Témiscamingue, l'installation des SRH relativement éloignées les unes des autres ; ii) l'importance de privilégier l'utilisation de l'hydrogène dans l'ensemble du réseau plutôt que la monétisation ; iii) l'importance de tenir compte de l'adoption des camions par les provinces/États voisins, car cela influencerait la demande d'hydrogène et le déploiement des stations [62].

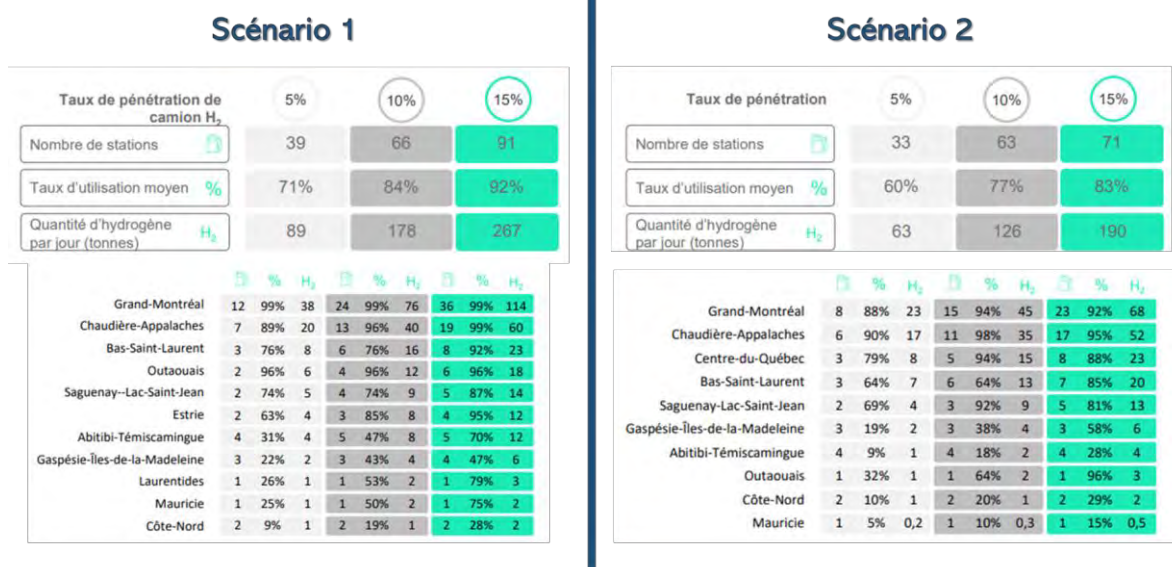


Figure 31. Stratégie de déploiement des stations H₂ [62].

Le nombre de camions et de stations au Québec et au Canada est encore peu développé ; des stratégies progressives de déploiement sont donc nécessaires. La création de grappes d'entreprises permettrait de partager les risques économiques de la conversion à l'hydrogène, et une fois la rentabilité et la maturité atteintes, les stations H₂ pourraient être plus spécifiques à chaque type d'utilisation. Les stratégies de déploiement comprennent [62]. :

- 2020-2025 : création de clusters régionaux intégrant l'ensemble de la chaîne de valeur à grande échelle.
- 2025-2030 : Expansion des centres, connexion des couloirs et développement de nouveaux centres.
- 2030-2050 : Déploiement pancanadien complet, et commerce et coopération interprovinciaux.

4.2. ÉVOLUTION DU CADRE RÉGLEMENTAIRE

La Figure 32 présente l'évolution du cadre réglementaire dans la province en ce qui concerne le transport routier, défini par le gouvernement fédéral, mais soutenu par le gouvernement provincial, de 2013 à 2021, où l'on constate un contexte réglementaire de plus en plus structuré, avec un accent sur la transition énergétique.

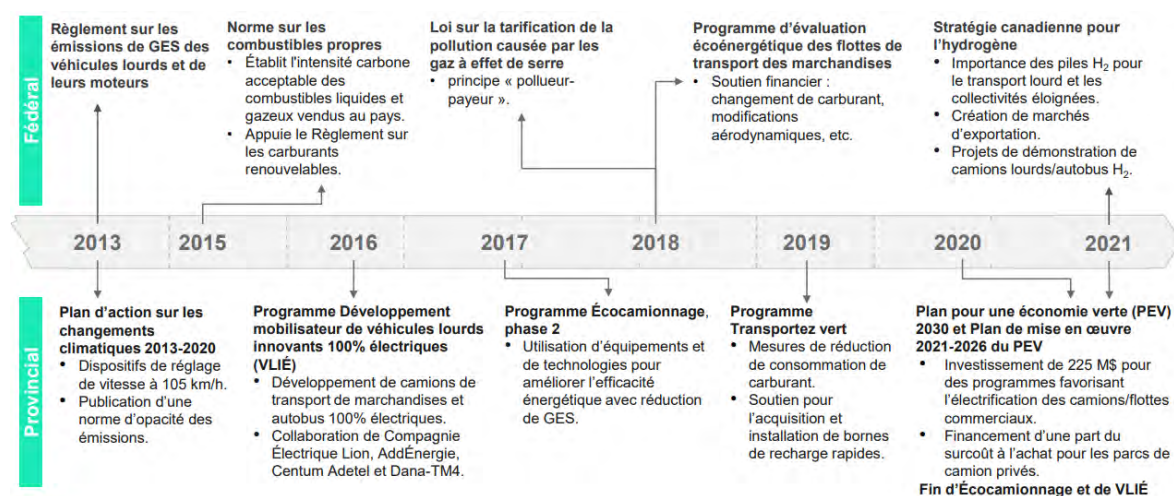


Figure 32. Évolution du cadre réglementaire dans le secteur du camionnage au Québec, 2013-2021 [62].

De plus, il est nécessaire d'ajouter la "Stratégie québécoise sur l'hydrogène vert et la bioénergie", qui a été récemment publiée par le gouvernement du Québec dans le but de créer un cadre cohérent et un environnement favorable pour accélérer la production, la distribution et l'utilisation de l'hydrogène vert et de la bioénergie. Cette stratégie est divisée en 3 axes principaux, et chacun d'entre eux a deux objectifs, comme le montre la Figure 33. Le premier axe correspond à l'environnement commercial, qui vise à développer l'infrastructure de production et de distribution, ainsi qu'à accroître la demande d'hydrogène vert. Le second correspond à la connaissance et à l'innovation, axé sur le développement des capacités de recherche, industrielles et de main-d'œuvre. Et le troisième correspond à la

collaboration, l'information et la promotion, axée sur la mobilisation des acteurs nationaux et internationaux, ainsi que du secteur public et privé, pour participer au déploiement de l'hydrogène et le soutenir [65].

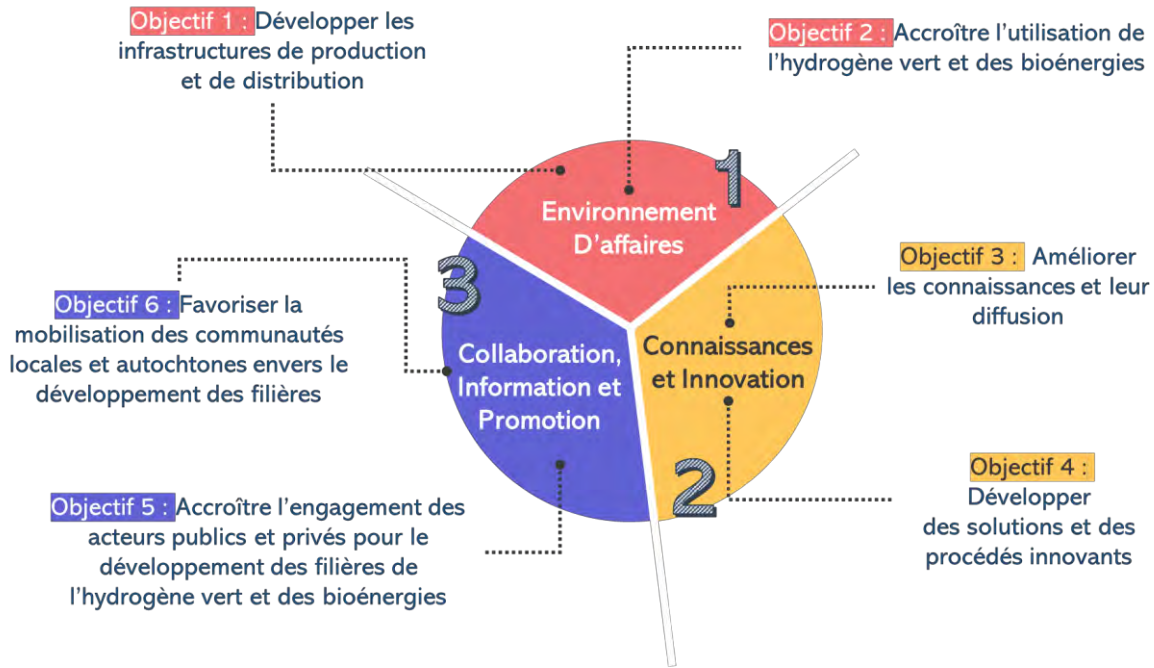


Figure 33. Trois axes et six objectifs pour décarboner, innover et rayonner.
Adapté de [65].

4.3. OPPORTUNITÉS ET BARRIÈRES À LA MISE EN ŒUVRE

À un niveau international, on peut observer l'amélioration de la fonctionnalité technique et opérationnelle des véhicules à hydrogène, le déploiement des infrastructures de ravitaillement, le bénéfice pour les producteurs grâce au soutien des gouvernements en termes de politiques, de cadres réglementaires et de financement de la recherche et de l'innovation [66]. Cependant, le rythme de la transition vers les véhicules à hydrogène est encore très lent, étant donné les obstacles marqués tels que le coût d'acquisition, l'autonomie limitée par rapport aux véhicules à moteur diesel, ainsi que l'insuffisance des infrastructures de ravitaillement [66]. La Figure 34 résume les principaux obstacles et opportunités pour le

déploiement des camions à hydrogène sous l'angle technique, environnemental, économique et politique.

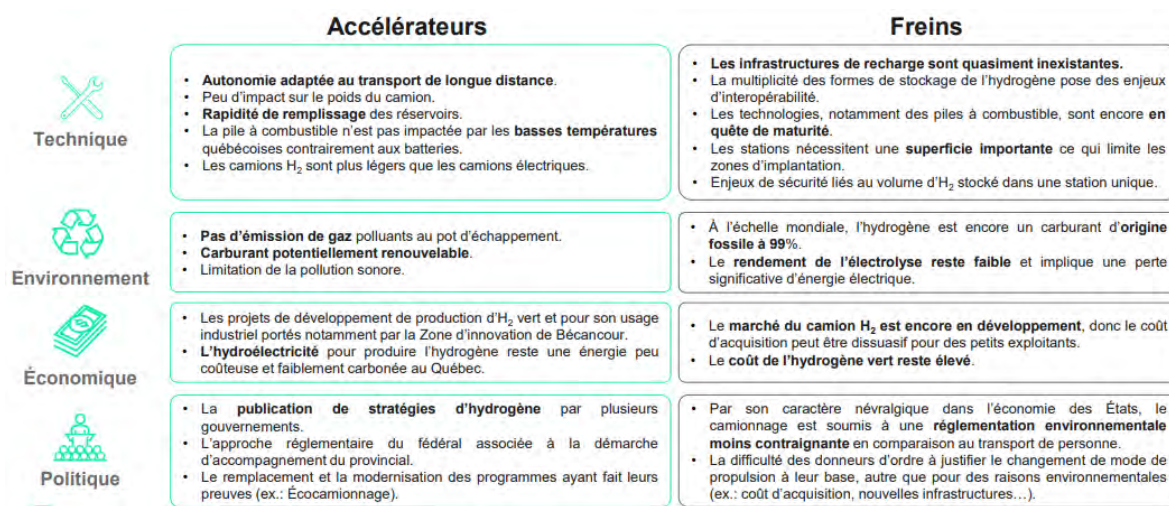


Figure 34. Accélérateurs et barrières pour le déploiement des camions H₂ [62].

L'hydrogène vert et la technologie associée pour son utilisation dans les poids lourds longue distance au Québec présentent des avantages évidents par rapport à d'autres modes de propulsion, et la province dispose d'opportunités supplémentaires telles que de faibles coûts énergétiques et des ressources hydroélectriques abondantes ; cependant, son déploiement nécessite de relever des défis fondamentaux similaires aux défis internationaux, tels que la production d'hydrogène vert, la maturité commerciale des véhicules et l'investissement massif dans l'infrastructure de distribution de l'hydrogène [62]. La Figure 35 présente les obstacles à l'adoption généralisée des véhicules à hydrogène en termes de priorité à traiter à court terme. Douze obstacles technologiques et dix obstacles non technologiques sont identifiés [33].

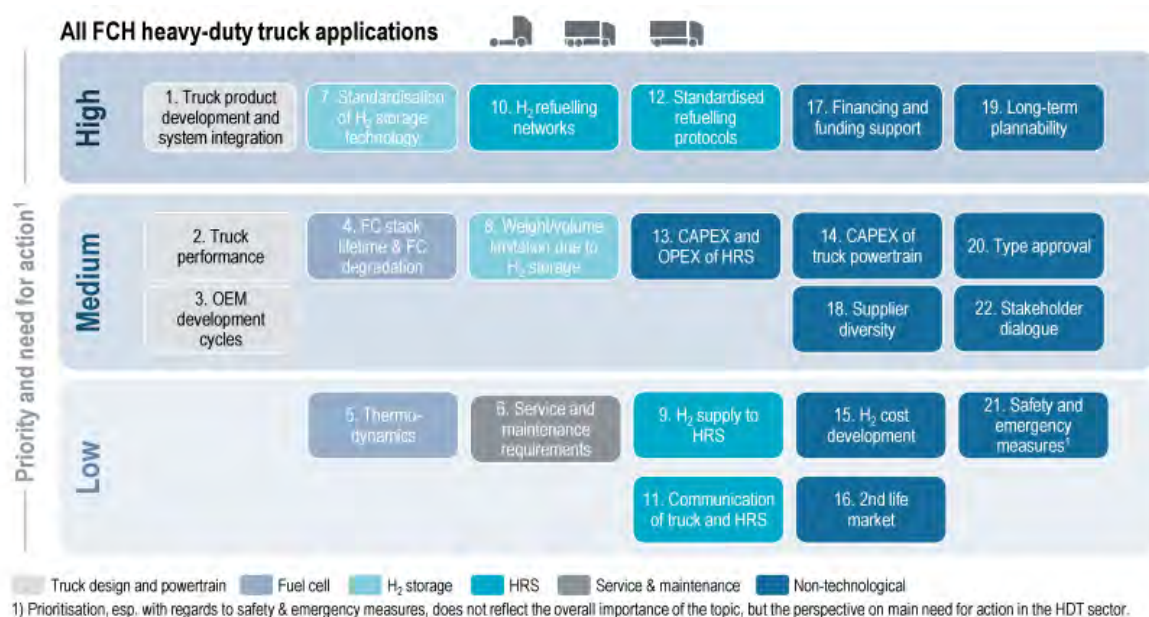


Figure 35. Vue d'ensemble des obstacles pour les VLPH et priorité pour la R&D à court terme [33].

Les obstacles technologiques sont associés aux défis techniques et au potentiel d'optimisation tout au long de la chaîne de valeur, tels que la conception des camions et du groupe motopropulseur, la résolution des problèmes spécifiques aux piles à combustible, le stockage de l'hydrogène à bord du véhicule, l'infrastructure de ravitaillement en hydrogène et les obstacles aux services de maintenance [33]. L'intégration et la normalisation des composants dans l'architecture existante des camions, la normalisation de la technologie de stockage de l'hydrogène à bord des véhicules, le déploiement de réseaux interconnectés de ravitaillement en hydrogène et l'établissement de protocoles de ravitaillement sont prioritaires à court et moyen terme [33].

Les obstacles non technologiques portent sur les aspects économiques, politiques, sociaux et juridiques, tels que les régimes de financement et les incitations spécifiques, l'articulation entre les réglementations, les codes et les normes applicables aux poids lourds, la garantie d'une planification

politique pour la "technologie de pointe de l'avenir" et les projets d'éducation sociétale pour l'acceptation de la technologie [33]. De même, il est nécessaire de donner la priorité à des aspects tels que le financement et le soutien à la commercialisation des technologies et des composants des véhicules, l'incitation politique à long terme et la planification technologique par le biais de stratégies nationales et provinciales, ainsi que des réglementations articulées, des protocoles standardisés et des processus de sécurité normalisés [33].

Dans ce contexte, s'il reste des obstacles technologiques et non technologiques à surmonter pour accélérer la mise sur le marché des VLPH, aucun d'entre eux ne constitue un obstacle au développement du marché [33]. Ainsi, les stratégies d'orientation pour le développement du secteur doivent intégrer le capital physique et intellectuel existant (brevets, savoir-faire) des fabricants, ainsi que recevoir l'impulsion des gouvernements fédéral et provinciaux concernant l'adoption des véhicules à hydrogène, considérant que pour des raisons économiques et politiques, l'augmentation de la part de marché des véhicules à émission zéro et l'expansion de la capacité industrielle nationale vont de pair [66].

En ce sens, le fait d'attirer des partenaires internationaux, de jouer un rôle actif dans le renforcement des capacités, de définir des mécanismes de soutien financier, d'établir des cadres stratégiques compatibles avec d'autres objectifs politiques et industriels, ainsi que de tirer parti d'avantages tels que les ressources minérales, les capacités d'exploitation minière, de traitement et d'électrochimie nécessaires à la fabrication de batteries, ainsi que les forces en matière d'assemblage de véhicules, de main-d'œuvre qualifiée et de capacité de R+D, permettrait au Canada et au Québec d'accélérer le développement des VLPH [66].

Finalement, les Figures 36 et 37 présentent un résumé des conclusions et recommandations les plus importantes concernant les opportunités et les obstacles à la mise en œuvre de la technologie dans le secteur du transport routier lourd, du point de vue juridique, politique, financier, de l'approvisionnement, de la distribution et du transport.

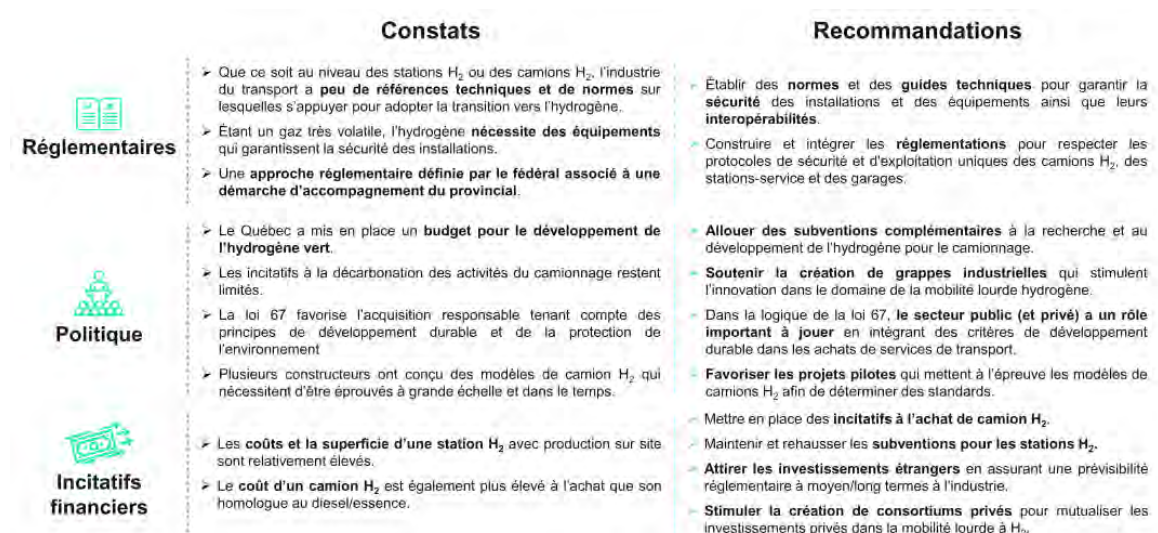


Figure 36. Constats et recommandations [62].

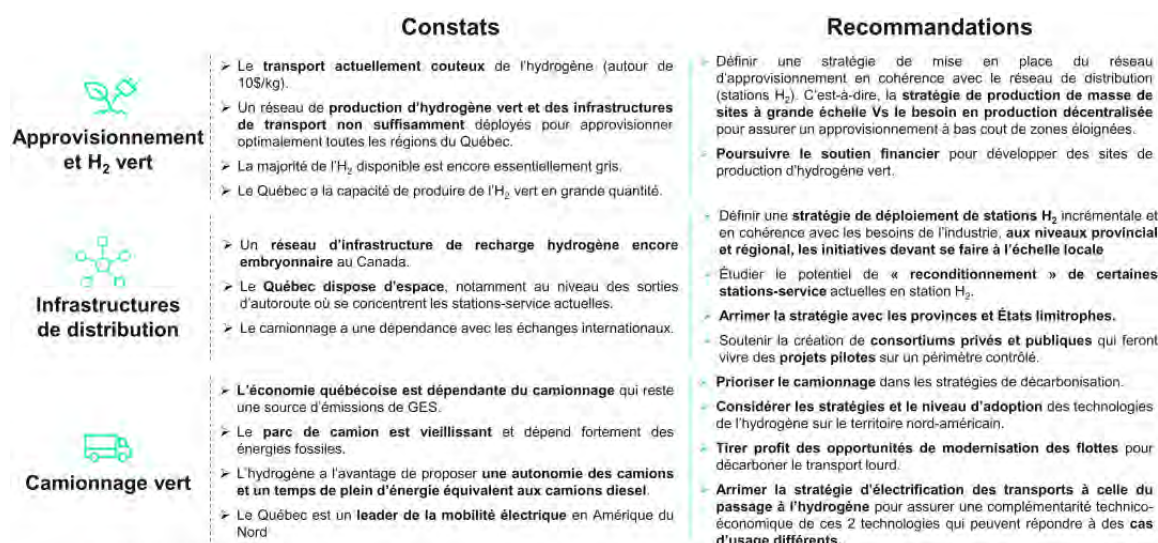


Figure 37. Constats et recommandations [62].

5. CONCLUSIONS

Cette revue de la littérature a exploré l'utilisation potentielle de la technologie des piles à hydrogène vert dans le transport routier lourd au Québec, plus précisément dans les véhicules lourds de classe 8, en se concentrant sur l'identification des éléments qui devraient être considérés dans l'écosystème canadien et provincial. Dans la perspective de la transition des systèmes énergétiques projetés vers la réalisation des objectifs en matière de réduction des gaz à effet de serre, de nombreuses études menées par des institutions publiques et privées confirment l'importance et l'urgence de la décarbonisation du secteur des transports, par l'intégration des technologies BEV ou VPH. De même, on constate de grands progrès scientifiques en termes de conception et d'utilisation des technologies, ainsi que l'intérêt global des économies pour la mise en œuvre de projets et de programmes de démonstration en la matière.

Ce document s'est attaché à donner un relevé des développements les plus récents rapportés dans la littérature, tant sur le plan technique qu'économique, au niveau international, national et provincial. Cela a permis d'identifier que, bien que le Canada et le Québec aient montré un intérêt pour les projets de déploiement de l'hydrogène (production et utilisation), il reste encore beaucoup de chemin à parcourir en termes de définition de stratégies et de politiques d'investissement pour la mise en œuvre de projets pilotes, et la consolidation de cette industrie. Les projets de démonstration dans la province sont presque inexistants, alors que les projets de production et de distribution d'hydrogène vert se limitent principalement à des annonces par l'industrie de projets futurs. Dans le cas du déploiement du secteur des transports, aucun projet d'implantation de véhicules lourds à hydrogène n'existe actuellement au Québec.

D'autre part, il est important de reconnaître qu'il existe des interconnexions complexes entre les systèmes d'approvisionnement et les secteurs de la demande, et que celles-ci exercent une influence majeure sur la voie de la décarbonisation. Dans le cas du secteur du transport routier lourd au Québec, il s'agirait de mener des études en ce qui concerne les faisabilités économiques concernant les différents scénarios quant à l'établissement d'une infrastructure de production et ravitaillement en hydrogène. Il s'agit aussi de mener des projets de démonstration à petite et grande échelle afin de préparer le déploiement massif futur de la technologie.

Par ailleurs, bien que les contraintes opérationnelles du secteur du transport lourd privilégient l'hydrogène par rapport à d'autres moyens de propulsion pour les camions de classe 8, la transition réussie de l'ensemble du secteur nécessite une synergie avec les VEB pour assurer la complémentarité technique et économique de ces deux technologies, qui répondent à des cas d'utilisation différents [15].

Le déploiement de l'hydrogène vert et des véhicules à hydrogène nécessite sans aucun doute un soutien des pouvoirs publics à différents niveaux, dans la mesure où le manque de maturité de la mobilité hydrogène fait de cette technologie un produit de base dont le coût d'acquisition et d'exploitation est élevé. En ce sens, les incitations à l'achat de camions fonctionnant à l'hydrogène, les subventions aux stations H₂, la possibilité d'investissements étrangers et la création de consortiums sont des stratégies clés pour la stimulation de la technologie en faveur de la décarbonisation du secteur [62].

Bien que le Québec soit une province stratégique pour la production d'hydrogène vert à un prix compétitif, la majeure partie de l'hydrogène produite est grise [62]. Néanmoins, un grand intérêt a été montré pour le déploiement de l'hydrogène vert, à travers les différents projets de

production annoncés par les industries opérant dans la région, et les partenariats avec les centres de recherche et les agences de promotion du secteur. Toutefois, pour répondre à la demande future découlant de la transition énergétique du secteur du transport lourd, un réseau de production et une infrastructure de distribution beaucoup plus robustes sont nécessaires.

En ce qui concerne les infrastructures de distribution d'hydrogène, le Québec compte très peu de stations d'hydrogène et de projets visant leur déploiement. La définition d'une stratégie pour la construction progressive de stations H₂ est donc urgente, et doit être abordée en tenant compte des besoins de l'industrie au niveau des provinces, des régions et des États voisins, pour une meilleure rentabilité [62].

En ce qui concerne la réglementation, une approche réglementaire définie au niveau fédéral combinée à une approche de soutien par le gouvernement provincial devrait être intégrée pour fournir une réglementation plus spécifique sur les pratiques liées à l'utilisation de l'hydrogène vert dans le secteur, ainsi qu'un soutien financier aux différentes étapes de la mise en œuvre, y compris la recherche et le développement de la technologie, la production et la distribution de l'hydrogène vert, et les incitations aux consommateurs finaux [62]. Bien que le Québec ait établi un budget pour le développement de l'hydrogène, les incitations à la décarbonisation du secteur restent limitées [46].

RÉFÉRENCES

- [1] M. Moultak, N. Lutsey, and D. Hall, "Transitioning to zero-emission heavy-duty freight vehicles," *Int. Counc. Clean Transp.*, no. September, p. 53, 2017, [Online]. Available: www.theicct.org.
- [2] I. E. nouvelles LOSZKA Mickaël, MARTIN Rebecca, GUYON Olivier, LEDUC Pierre, "TRANPLHYN' Transports lourds fonctionnant à l'hydrogène," p. 94, 2022.
- [3] E. and C. C. Canada, "Canadian Environmental Sustainability Indicators: Greenhouse Gas Emissions," 2022. doi: 10.1016/B0-12-348530-4/00094-1.
- [4] Environment and Climate Change Canada, "National Inventory Report 1990 - 2020: GreenHouse Gas Sources and Sinks in Canada," 2022. [Online]. Available: https://publications.gc.ca/collections/collection_2022/eccc/En81-4-2020-3-eng.pdf.
- [5] Environnement et Changement climatique Canada, "Plan de réduction des émissions pour 2030 -Prochaines étapes du Canada pour un air pur et une économie forte," 2022.
- [6] Gouvernement du Québec, *Plan pour une économie verte 2030: Plan de mise en Œuvre 2022-2027*. 2022.
- [7] B. Sharpe, C. Buysse, J. Mathers, and V. Poudelet, "Objectif zéro émission," 2020. [Online]. Available: <https://theicct.org/wp-content/uploads/2022/01/Canada-race-to-zero-FR-oct2020.pdf>.
- [8] Z. P. Cano et al., "Batteries and fuel cells for emerging electric vehicle markets," *Nat. Energy*, vol. 3, no. 4, pp. 279–289, 2018, doi: 10.1038/s41560-018-0108-1.
- [9] Hydrogen Council, "Roadmap towards zero emissions: The complementary role of BEVs and FCEVs," no. September 2021, p. 26, 2021, [Online]. Available: <https://hydrogencouncil.com/en/roadmap-towards-zero-emissions-bevs-and-fcevs/>.
- [10] B. Heid, M. Linder, A. Anna Orthofer, and M. Wilthaner, "Hydrogen: the Next Wave for Electric Vehicles?," *McKinsey Center for Future Mobility*, vol. 18, no. November. Mc Kinsey Company, pp. 1–7, 2017, [Online]. Available: https://www.mckinsey.com/~media/McKinsey/Industries/Automotive_and_Assembly/Our_Insights/Hydrogen_The_next_wave_for_electric_vehicles/Hydrogen-the-next-wave-for-electric-vehicles-final.ashx.
- [11] S. Wanniarachchi, K. Hewage, C. Wirasinghe, G. Chhipi-Shrestha, H. Karunathilake, and R. Sadiq, "Transforming road freight transportation from fossils to hydrogen: Opportunities and challenges," *Int. J. Sustain. Transp.*, pp. 1–21, 2022, doi: 10.1080/15568318.2022.2068389.
- [12] L. Blanc -Février, "Quelles perspectives pour le poids lourd électrique à hydrogène pour le transport de marchandises ? mobilité," 2022, [Online]. Available: www.france-hydrogene.org.
- [13] K. Jiao et al., "Designing the next generation of proton-exchange membrane fuel cells," *Nature*, vol. 595, no. August 2020, pp. 361–369, 2021, doi: 10.1038/s41586-021-03482-7.
- [14] Government of Canada, "STRATÉGIE CANADIENNE POUR L'HYDROGÈNE:

- Saisir les possibilités pour l'hydrogène," 2020.
- [15] J. Lof, C. Mackinnon, G. Martin, and D. Layzell, "Survey of Heavy-Duty Hydrogen Fuel Cell Electric Vehicles and Their Fit for Service in Canada Survey of Heavy-Duty Hydrogen Fuel Cell Electric Vehicles," *Transit. Accel. Reports*, vol. 2, no. 1, 2020.
 - [16] Gouvernement du Québec, "Véhicules en circulation, 2021." 2021, [Online]. Available: <https://www.donneesquebec.ca/recherche/dataset/vehicules-en-circulation/resource/f8f2865a-b33c-4e8f-828c-9b28188691a2>.
 - [17] International Energy Agency, "Global Hydrogen Review 2022," 2022. [Online]. Available: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/c5bc75b1-9e4d-460d-9056-6e8e626a11c4/GlobalHydrogenReview2022.pdf>.
 - [18] International Energy Agency -IEA, "Hydrogen – More efforts needed," *IEA Publications*, Sep. 2022. <https://www.iea.org/reports/hydrogen> (accessed Nov. 12, 2022).
 - [19] C. Cunanan, M. K. Tran, Y. Lee, S. Kwok, V. Leung, and M. Fowler, "A Review of Heavy-Duty Vehicle Powertrain Technologies: Diesel Engine Vehicles, Battery Electric Vehicles, and Hydrogen Fuel Cell Electric Vehicles," *Clean Technol.*, vol. 3, no. 2, pp. 474–489, 2021, doi: 10.3390/cleantechnol3020028.
 - [20] S. Li, N. Djilali, M. A. Rosen, C. Crawford, and P. C. Sui, "Transition of heavy-duty trucks from diesel to hydrogen fuel cells: Opportunities, challenges, and recommendations," *Int. J. Energy Res.*, vol. 46, no. 9, pp. 11718–11729, 2022, doi: 10.1002/er.8066.
 - [21] D. A. Cullen et al., "New roads and challenges for fuel cells in heavy-duty transportation," *Nat. Energy*, vol. 6, no. 5, pp. 462–474, 2021, doi: 10.1038/s41560-021-00775-z.
 - [22] France Hydrogène, "Quelles perspectives pour le poids lourd électrique à hydrogène pour le transport de marchandises ? mobilité," 2022. [Online]. Available: www.france-hydrogene.org.
 - [23] S. Mojtaba Lajevardi, J. Axsen, and C. Crawford, "Comparing alternative heavy-duty drivetrains based on GHG emissions, ownership and abatement costs: Simulations of freight routes in British Columbia," *Transp. Res. Part D Transp. Environ.*, vol. 76, pp. 19–55, 2019, doi: 10.1016/j.trd.2019.08.031.
 - [24] G. Kalghatgi, "Is it really the end of internal combustion engines and petroleum in transport?," *Appl. Energy*, vol. 225, no. February, pp. 965–974, 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.05.076.
 - [25] J. Van Mierlo et al., "Beyond the state of the art of electric vehicles: A fact-based paper of the current and prospective electric vehicle technologies," *World Electr. Veh. J.*, vol. 12, no. 1, pp. 1–26, 2021, doi: 10.3390/wevj12010020.
 - [26] W. D. Huang and Y. H. P. Zhang, "Energy efficiency analysis: Biomass-to-wheel efficiency related with biofuels production, fuel distribution, and powertrain systems," *PLoS One*, vol. 6, no. 7, pp. 1–10, 2011, doi: 10.1371/journal.pone.0022113.
 - [27] H. Liimatainen, O. van Vliet, and D. Aplyn, "The potential of electric trucks – An international commodity-level analysis," *Appl. Energy*, vol. 236, no. August 2018, pp. 804–814, 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.12.017.
 - [28] Delrieu Frederic, "L'hydrogène vert pour accélérer la décarbonation du transport lourd. Webinaire InnovÉÉ et Hydrogène Québec," Mar. 16, 2022. <https://innovee.quebec/evenement/lhydrogene-vert-pour-accelerer-la->

- decarbonation-du-transport-lourd/ (accessed Nov. 24, 2022).
- [29] J. Kast, R. Vijayagopal, J. J. Gangloff, and J. Marcinkoski, "Clean commercial transportation: Medium and heavy duty fuel cell electric trucks," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 42, no. 7, pp. 4508–4517, 2017, doi: 10.1016/j.ijhydene.2016.12.129.
 - [30] J. Kast, G. Morrison, J. J. Gangloff, R. Vijayagopal, and J. Marcinkoski, "Designing hydrogen fuel cell electric trucks in a diverse medium and heavy duty market," *Res. Transp. Econ.*, vol. 70, pp. 139–147, 2017, doi: 10.1016/j.retrec.2017.07.006.
 - [31] M. K. Tran and M. Fowler, "Sensor fault detection and isolation for degrading lithium-ion batteries in electric vehicles using parameter estimation with recursive least squares," *Batteries*, vol. 6, no. 1, 2020, doi: 10.3390/batteries6010001.
 - [32] C. Robin, M. Gerard, A. A. Franco, and P. Schott, "Multi-scale coupling between two dynamical models for PEMFC aging prediction," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 38, no. 11, pp. 4675–4688, 2013, doi: 10.1016/j.ijhydene.2013.01.040.
 - [33] Y. Ruf, M. Baum, T. Zorn, A. Menzel, and J. Rehberger, "Fuel Cells Hydrogen Trucks: Heavy-Duty's High Performance Green Solution," 2020.
 - [34] J. Lépine, "L'électrification des camions, un défi de taille Camions typiques," 2022.
 - [35] C. Hunter, M. Penev, E. Reznicek, J. Lustbader, A. Birky, and C. Zhang, "Spatial and Temporal Analysis of the Total Cost of Ownership for Class 8 Tractors and Class 4 Parcel Delivery Trucks," 2021.
 - [36] B. Sharpe and H. Basma, "A meta-study of purchase costs for zero-emission trucks," *Theicct.Org*, no. February, 2022, [Online]. Available: <https://theicct.org/wp-content/uploads/2022/02/purchase-cost-ze-trucks-feb22.pdf%0Awww.theicct.org>.
 - [37] J. Adams, "DOE H2 Heavy Duty Truck Targets," *Compress. Gas Storage Mediu. Heavy DutyTransportation Work.*, p. 15, 2020, [Online]. Available: www.hydrogen.energy.gov/pdfs/19006_hydrog.
 - [38] M. Adnan Khan, C. MacKinnon, P. Eng Cameron Young, and Pe. B. David Layzell, "Techno-Economics of a New Hydrogen Value Chain Supporting Heavy Duty Transport," *Transit. Accel. Reports*, vol. 4, no. 5, 2022, [Online]. Available: <https://transitionaccelerator.ca/techno-economics-of-a-new-hydrogen->.
 - [39] International Energy Agency, "The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities," *IEA Publ.*, no. June, p. 203, 2019, [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>.
 - [40] Hydro-Québec, "Comparison of electricity prices in major North American cities," 2022. [Online]. Available: http://www.hydroquebec.com/publications/en/comparison_prices/index.html%5Cnhttp://www.hydroquebec.com/publications/en/corporate-documents/comparaison-electricity-prices.html.
 - [41] Y. Ruf, M. Baum, T. Zorn, A. Menzel, and J. Rehberger, "Fuel Cells Hydrogen Trucks: Heavy-Duty's Hihg Performance Green Solution," 2020.
 - [42] Transport Routier, "Les camions électriques à hydrogène de Hyundai ont cumulé 5 millions de km en conditions réelles - Transport Routier," 2022.

- <https://www.transportroutier.ca/nouvelles/les-camions-electriques-a-hydrogene-de-hyundai-ont-cumule-5-millions-de-km-en-conditions-reelles/> (accessed Nov. 13, 2022).
- [43] John Max, "Hyundai Xcient hydrogen fuel cell trucks have driven 3M miles on Swiss roads - H2 News," Nov. 08, 2022. <https://www.hydrogenfuelnews.com/hydrogen-fuel-cell-trucks-xcient/8555822/> (accessed Nov. 13, 2022).
 - [44] Innovation en Énergie Électrique, "Filière de l'hydrogène vert : Concertation et projections," 2022. [Online]. Available: www.innov-ee.ca.
 - [45] NRCan, *Seizing the Opportunities for Hydrogen*. 2020.
 - [46] P. A. Tanguy, L. Fradette, J. Chaouki, M. Neisiani, and O. Savadogo, "Étude sur le potentiel technico-économique du développement de la filière de l'hydrogène au Québec et son potentiel pour la transition énergétique - Volet A," 2020.
 - [47] P. A. Tanguy, L. Fradette, J. Chaouki, M. Neisiani, and O. Savadogo, *Étude sur le potentiel technico-économique du développement de la filière de l'hydrogène au Québec et son potentiel pour la transition énergétique - Volet C*. 2020.
 - [48] J. Whitmore and P.-O. Pineau, "État de l'énergie au Québec -Chaire de gestion du secteur de l'énergie -HEC MONTRÉAL. Préparé pour le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles," Montréal, 2022.
 - [49] J. Roy and M. Demers, "La filière de l'hydrogène : un avantage stratégique pour le Québec," 2019.
 - [50] M. Neisiani, O. Savadogo, L. Fradette, J. Chaouki, and P. A. Tanguy, *Étude sur le potentiel technico-économique du développement de la filière de l'hydrogène au Québec et son potentiel pour la transition énergétique - Volet B*. 2020.
 - [51] G. Di Marcoberardino, S. Foresti, M. Binotti, and G. Manzolini, "Potentiality of a biogas membrane reformer for decentralized hydrogen production," *Chem. Eng. Process. - Process Intensif.*, vol. 129, no. April, pp. 131–141, 2018, doi: 10.1016/j.cep.2018.04.023.
 - [52] J. Berbeau-Baril, M.-L. Arpin, and P.-O. Roy, *Étude sur le potentiel technico-économique du développement de la filière de l'hydrogène au Québec et son potentiel pour la transition énergétique -Volet D*. 2020.
 - [53] US Department of Energy, "Alternative Fuels Data Center: Hydrogen Fueling Station Locations," 2022. https://afdc.energy.gov/fuels/hydrogen_locations.html#/find/nearest?fuel=HY&hy_nonretail=true (accessed Nov. 17, 2022).
 - [54] Hydrogen Technology & Energy Corporation, "Station Status - HTEC," Nov. 2022. <https://www.htec.ca/station-status/> (accessed Nov. 17, 2022).
 - [55] L. Martin, "L'hydrogène, le nouvel eldorado énergétique au Canada? | Radio-Canada.ca," Dec. 16, 2020. <https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1757487/strategie-canadienne-hydrogene-transition-energetique> (accessed Nov. 20, 2022).
 - [56] J. Roy, D. Ph, M. Demers, and D. Ph, "La filière de l'hydrogène : un avantage stratégique," 2019.
 - [57] Ressources Naturelles Canada -Gouvernement du Canada, "Hydrogène et piles à combustible : état du secteur et utilisation des véhicules au Canada,"

- Aug. 06, 2020. <https://www.rncan.gc.ca/efficacite-energetique/efficacite-energetique-transports-carburants-remplacement/hydrogene-et-piles-combustible-etat-du-secteur-et-utilisation-des-vehicules-au-canada/hydrogene-et-piles-combustible> (accessed Nov. 20, 2022).
- [58] D. J. Kube, "Purolator ' s 'Greening The Fleet' Initiative – On The Road And Reducing Greenhouse Gas Emissions," pp. 1-12, 2014.
 - [59] AZETEC, "AZETEC.ca | AZETEC Project," 2022. <https://azetec.ca/azetec-project/> (accessed Oct. 09, 2022).
 - [60] Emissions Reduction Alberta, "Best Challenge - Emissions Reduction Alberta." <https://www.eralberta.ca/best-challenge/> (accessed Oct. 09, 2022).
 - [61] B. Allan *et al.*, "Canada's Future in a Net-Zero World," 2022. [Online]. Available: <https://transitionaccelerator.ca/canadas-future-in-a-net-zero-world/>.
 - [62] A. Bonaldi, "L'hydrogène pour le transport longue distance de marchandises au Québec," 2021. [Online]. Available: https://www.sia-partners.com/system/files/document_download/file/2021-11/2021-11 - Sia Partners - Étude H2 mobilité lourde au Québec.pdf.
 - [63] Pacific Northwest National Laboratory, "Cylinder Handling and Securing | Hydrogen Tools," *Center for Hydrogen Safety*, 2022. <https://h2tools.org/bestpractices/cylinder-storage> (accessed Nov. 22, 2022).
 - [64] Fasken Institute, "Promoting Hydrogen in Canada: Cross-Country Check-Up," Apr. 22, 2022. <https://www.fasken.com/en/knowledge/2022/04/20-promoting-hydrogen-in-canada-cross-country-check-up> (accessed Oct. 14, 2022).
 - [65] Gouvernement du Québec, *Stratégie Québécoise sur l'hydrogène vert et les bioénergies 2030: Décarboner, innover, rayonner*. 2022.
 - [66] J. Meadowcroft and Contributors, "Pathways to net zero: A decision support tool," 2021. [Online]. Available: www.transitionaccelerator.ca.
 - [67] Hydro-Québec, "Tarif L – Affaires | Hydro-Québec," 2022. <https://www.hydroquebec.com/affaires/espace-clients/tarifs/tarif-l-industriel-clientele-grande-puissance.html> (accessed Nov. 19, 2022).

ADDENDUM : MOTEUR THERMIQUE À HYDROGÈNE ET L'HYDROGÈNE LIQUIDE

Addendum

Moteur thermique à hydrogène et l'hydrogène liquide

Décembre 2022



TABLE DES MATIÈRES

1. MOTEUR THERMIQUE À HYDROGÈNE.....	1
1.1. Consommation énergétique.....	1
1.2. Coût total de possession.....	3
1.3. Émissions dans l'environnement -Cycle de vie.....	5
1.4. Projets d'essai et démonstration.....	5
2. HYDROGÈNE LIQUIDE.....	7
2.1. Consommation énergétique.....	10
2.2. Coûts.....	11
2.3. Projets d'essai et démonstration.....	14
RÉFÉRENCES.....	15

LISTE DES FIGURES

Figure 1. Cartographie de rendement effectif (en %) du moteur thermique à combustion d'hydrogène [3].....	2
Figure 2. TCO (en Euro) du poids lourd 44 t, durée de vie 12 ans. Adapté [3].	4
Figure 3. Analyse de sensibilité TCO poids lourd 44 t – (a) origine de l'hydrogène, et (b) kilométrage annuel. Adapté [3].....	4
Figure 4. Émissions dans l'environnement -Cycle de vie. Adapté [3].....	5
Figure 5. Autonomie maximale réalisable - actuelle [10].	9
Figure 6. Autonomie maximale réalisable - Future [10].	9
Figure 7. Schéma de la chaîne d'approvisionnement livrant du H ₂ liquide par camions/citernes [13].	12
Figure 8. Coût du ravitaillement en H ₂ (CAD\$/kg H ₂) pour les différentes chaînes d'approvisionnement. Adapté de [13].	13

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1. Comparaison de différentes méthodes de stockage de l'hydrogène. Adapté de [12].....	8
--	---

1. MOTEUR THERMIQUE À HYDROGÈNE

Étant donné que le secteur des transports dispose de très peu de vecteurs énergétiques à émissions nulles ou quasi nulles, l'hydrogène en tant que carburant présente un grand potentiel pour les moteurs à combustion interne de nouvelle génération, avec des émissions plus faibles et un rendement thermique plus élevé [1]. La technologie thermique à l'hydrogène consiste essentiellement à brûler de l'hydrogène par combustion dans un moteur thermique, de la même manière que pour les combustibles fossiles traditionnels [2]; dans ce cas, l'énergie chimique est directement convertie en énergie mécanique, via le moteur à combustion [3].

Bien qu'il ne s'agisse pas d'une technologie à émission zéro (puisque'elle émet des gaz, principalement des NO_x), elle a suscité l'intérêt non seulement de la communauté universitaire, mais aussi du secteur industriel, étant donné que les moteurs à combustion interne alimentés à l'hydrogène peuvent être développés en tant que source d'énergie unique ou en complément d'autres carburants, comme les hybrides ou les prolongateurs d'autonomie [1], ainsi que la facilité d'adaptation des véhicules [2], et la possibilité de tirer parti des technologies de pointe des moteurs à combustion interne, telles que la fiabilité, la durabilité, la chaîne d'approvisionnement existante, l'infrastructure de fabrication et de recyclage existante et l'accessibilité financière, font de cette technologie une solution à court terme très répandue pour accélérer l'introduction à grande échelle du H_2 sur le marché des transports [4].

1.1. Consommation énergétique

L'efficacité énergétique des moteurs à combustion interne dépend d'un certain nombre de facteurs. À titre d'exemple, un rapport récent indique

que le rendement d'un moteur à combustion interne diesel de 250 kW et 8 litres pour des autobus articulés et des autocars régionaux de 18 mètres est de 43 %, tandis que celui d'un moteur de 12,8 litres et 410 kW pour des camions de 44 tonnes et des excavatrices sur chenilles de 75 tonnes est de 46 % [3]. La Figure 1 présente la cartographie du rendement d'un moteur à combustion interne à hydrogène de 7,8 litres et 210 kW en fonction du régime moteur (tour par minute) et de la charge, où l'on peut voir que le rendement le plus élevé se situe près de la courbe de pleine charge à bas régime, avec un rendement maximal de 44 %, ce qui est similaire à son homologue diesel [3].

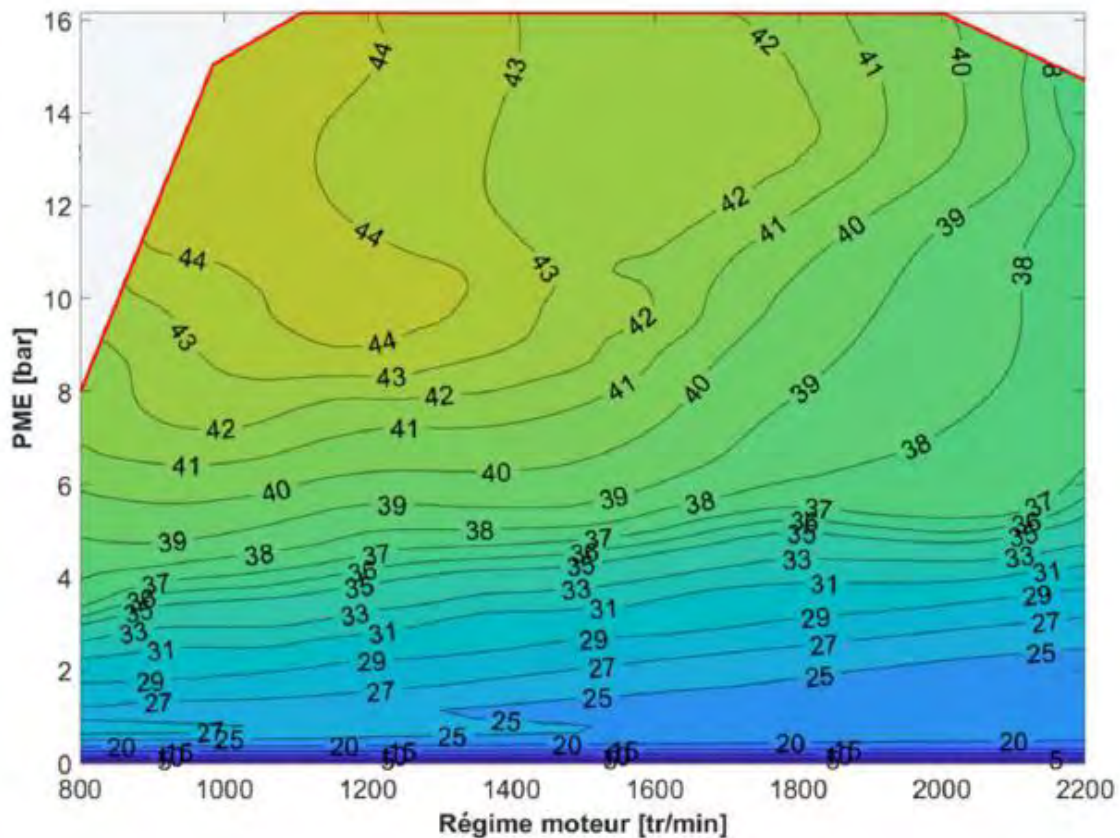


Figure 1. Cartographie de rendement effectif (en %) du moteur thermique à combustion d'hydrogène [3].

1.2. Coût total de possession

À l'instar de l'analyse réalisée avec les autres technologies (piles à hydrogène, batteries et diesel), le coût total de possession (TCO) des véhicules à moteur à combustion interne à hydrogène doit également prendre en compte non seulement l'investissement initial du véhicule, mais aussi les autres coûts supportés par l'opérateur, tels que le coût des éléments clés (par exemple, le moteur à combustion interne à hydrogène), la consommation d'énergie, entre autres [3]. Cependant, cette technologie présente un coût total de possession inférieur à celui d'autres technologies telles que les véhicules à pile à combustible (VPH), en raison de sa moindre dépendance à l'égard de matériaux rares et coûteux tels que les métaux des terres rares [4].

La Figure 2 présente une comparaison du coût total de possession d'un poids lourd de 44 tonnes avec deux rendements, l'un de 44 % et l'autre de 50 % (correspondant à une projection technologique à long terme), par rapport au coût d'un moteur à combustion interne fonctionnant au diesel. Il est important de noter que la plus forte augmentation du TCO des moteurs thermiques à hydrogène correspond à la consommation d'énergie et donc au prix élevé de l'hydrogène ; de même, il y a également une faible augmentation de l'investissement par rapport au diesel pour le réservoir d'hydrogène [3]. D'autre part, avec une légère amélioration de l'efficacité du moteur à hydrogène, une réduction du TCO de l'ordre de 9 % pourrait être obtenue, en raison de la réduction de la consommation d'H₂.

Dans le même ordre d'idées, la Figure 3 présente l'analyse comparative de la sensibilité du TCO pour les moteurs à combustion interne diesel et à hydrogène, en fonction de : (a) l'origine de l'hydrogène et (b) du kilométrage annuel du véhicule. Il est important de noter que plus le coût de l'hydrogène est faible - comme dans le cas de l'hydrogène gris -, le TCO

devient égal à celui du moteur thermique diesel ; de même, le TCO augmente avec le kilométrage annuel, en raison de la consommation d'énergie pendant toute la durée de vie du véhicule [3].

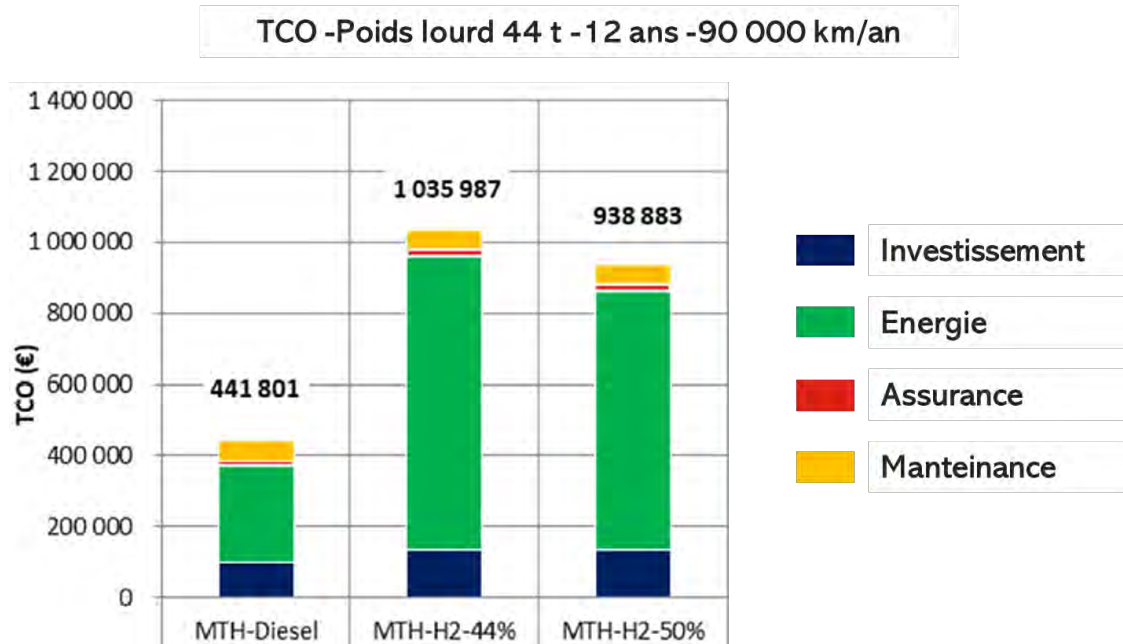


Figure 2. TCO (en Euro) du poids lourd 44 t, durée de vie 12 ans. Adapté [3].

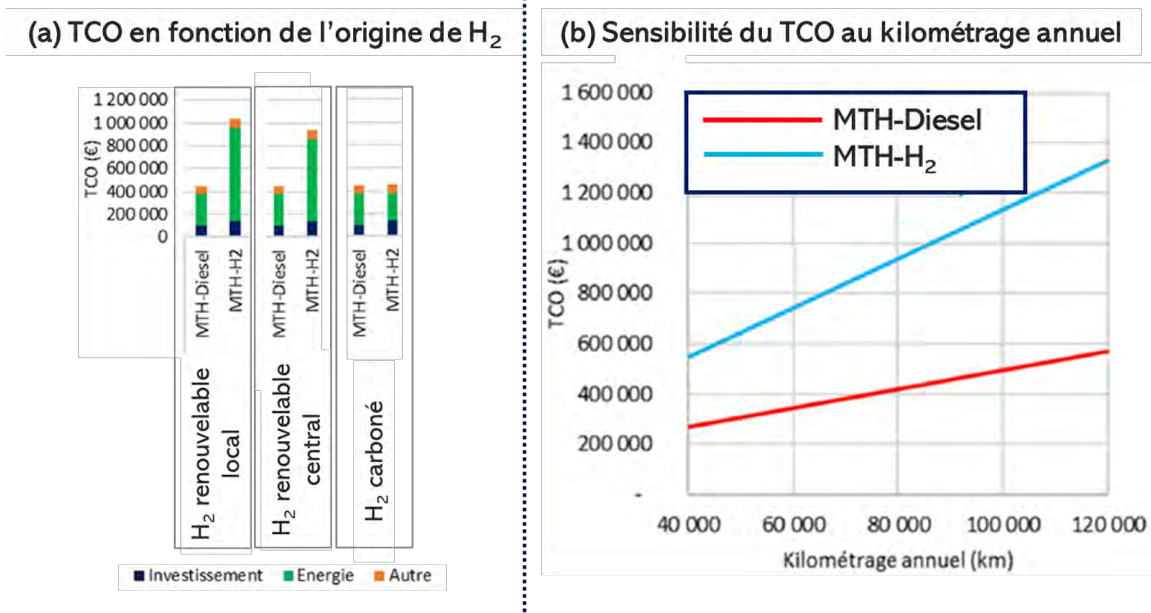


Figure 3. Analyse de sensibilité TCO poids lourd 44 t – (a) origine de l'hydrogène, et (b) kilométrage annuel. Adapté [3].

1.3. Émissions dans l'environnement -Cycle de vie

La Figure 4 présente les émissions sur le cycle de vie d'un véhicule fonctionnant à l'hydrogène par rapport aux émissions d'un véhicule fonctionnant au diesel. La figure montre également que lorsque la source de production d'hydrogène est renouvelable, les émissions sont plus faibles que lorsqu'elle est produite à partir d'hydrogène contenant du carbone, ou d'hydrogène gris [3].

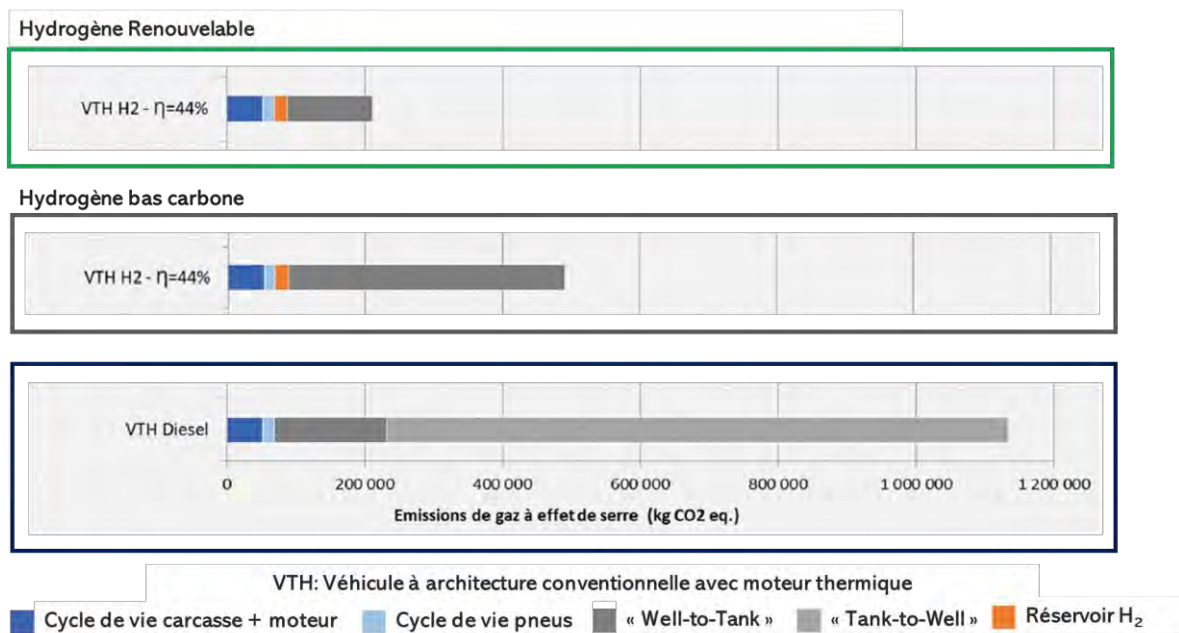


Figure 4. Émissions dans l'environnement -Cycle de vie. Adapté [3].

1.4. Projets d'essai et démonstration

Bien qu'à notre connaissance cette technologie ne soit pas encore disponible sur le marché, elle est étudiée par des constructeurs comme Iveco, Volvo Trucks ou Renault trucks [2]. De même, plusieurs autres constructeurs ont récemment annoncé leur intérêt pour le développement de camions équipés de moteurs thermiques à hydrogène, comme Cummins, qui présentera un camion de taille moyenne lors du

prochain salon des transports IAA à Hanovre (Allemagne), basé sur un camion Mercedes-Benz Atego 4x2 converti, doté d'un système de stockage d'hydrogène de grande capacité, d'une pression de 700 bars renforcée par des fibres de carbone et d'une autonomie pouvant atteindre 500 km [5].

Un autre projet phare récemment annoncé est celui des camions à moteur à combustion d'hydrogène (HyCET), un projet du ministère fédéral allemand du numérique et des transports (BMDV), dirigé par le groupe BMW, en partenariat avec DEUTZ AG, DHL Freight GmbH, KEYOU GmbH, TotalEnergies Marketing Deutschland GmbH et le groupe Volvo, qui vise à développer deux camions de 18 tonnes et deux camions de 40 tonnes équipés de moteurs à combustion d'hydrogène qui seront testés dans la logistique de transport régulière du groupe BMW et de DEUTZ [6].

De même, différents producteurs de composants et de systèmes avancés d'alimentation en carburant ont également montré leur intérêt pour cette technologie, comme Westport Fuel Systems, qui travaille sur différents prototypes de moteurs thermiques à hydrogène et a récemment présenté à Bruxelles son nouveau système d'alimentation en carburant H₂ HPDI™ pour les poids lourds [7]. Un autre exemple est la collaboration entre First Automotive Works (FAW) et le Beijing Institute of Technology (BIT), qui développent un moteur à combustion interne à hydrogène d'une puissance maximale de 120 kW et d'un rendement thermique au freinage (BTE) de 42,6 % [8].

En ce sens, l'intérêt pour la technologie des moteurs à combustion interne à hydrogène est évident. Une fois maîtrisée, la mise à disposition de moyens de production de masse pourrait être rapide, car les équipements nécessaires seront similaires à ceux déjà utilisés dans les modèles à combustion, ce qui conduirait à des prix de véhicules attractifs [2].

2. HYDROGÈNE LIQUIDE

L'hydrogène se liquéfie à $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$, sa densité est alors 70.8 Kg/m^3 ce qui est très supérieure à celle de l'hydrogène gazeux (0.0838 Kg/m^3) dans les conditions normales de température et de pression. L'hydrogène comprimé à une pression standard de 70 MPa a une densité 1.8 fois inférieure à celle de l'hydrogène liquide d'où l'intérêt pour le stockage de l'hydrogène sous la forme liquide. L'hydrogène liquide est actuellement le mode préféré de stockage surtout pour les grandes quantités en vue d'un transfert éventuel par camion-citerne, train ou par bateau vers les lieux d'utilisation. Néanmoins, la plus grande perte d'énergie dans cette forme de stockage est dû aux coûts élevés du procédé de liquéfaction existant qui consomme entre (11.9 et 15) kWh par kg H_2 ce qui correspond à (35 à 45) % du pouvoir calorifique inférieur de l'hydrogène. Ceci contribue significativement au coût de liquéfaction qui est de (2.5-3.0) USD par kg H_2 [9].

L'hydrogène stocké sous forme liquide a été utilisé dans certains prototypes de véhicules alimentés en hydrogène. Bien que les réservoirs d'hydrogène liquide nécessitent moins d'espace que l'hydrogène comprimé, la très basse température nécessaire ($-253\text{ }^{\circ}\text{C}$) exige une isolation thermique onéreuse afin de limiter les pertes par évaporation. L'hydrogène liquide a été largement utilisé, depuis plus de 50 ans, dans le domaine de l'aéronautique comme combustible pour les fusées et les lanceurs de satellites à cause de son contenu énergétique par unité de masse très élevé.

Une étude technique récente concernant la validation de la faisabilité d'un système de stockage et d'alimentation en hydrogène liquide pour poids lourds à pile à combustible a établi une comparaison entre les pourcentages en poids de l'hydrogène stocké par rapport au poids du réservoirs ainsi que pour les masses volumiques apparentes (bulk density)

pour des réservoirs embarqués sous pression à 350 bar et 700 bar et un réservoir pour l'hydrogène liquide [10]. Ainsi, le Tableau 1 présente cette comparaison. En outre, selon [11], les coûts des réservoirs de stockage d'hydrogène cryogénique sont beaucoup plus faibles que ceux des réservoirs de stockage d'hydrogène gazeux comprimé, ce qui se traduit par une réduction de 35 % du coût par unité de masse d'H₂ utilisable par rapport à la technologie de stockage d'hydrogène gazeux à 350 bars. Cependant, si cela en fait une technologie très compétitive [12], notamment en raison de la plus grande autonomie qu'elle offre, elle pose encore de nombreux défis techniques, réglementaires et logistiques, principalement liés à sa température de stockage, puisqu'elle nécessite des températures atteignant -253 °C [2], ce qui implique des pertes par évaporation dans le réservoir d'hydrogène, et une forte consommation d'énergie dans le processus de liquéfaction [12].

Tableau 1. Comparaison de différentes méthodes de stockage de l'hydrogène. Adapté de [10].

Type	Volume (L)	Poids de l'hydrogène (kg)	Densité (% en poids H ₂ /réservoir)	Masse volumique apparente (Bulk density) (g/L)
Hydrogène comprimé (35 MPa)	140x8	26	2.5	23
Hydrogène comprimé (70 MPa)	134x6	30	4.5	37
Hydrogène liquide	840x1	50	≥9	60

Afin de relever les principaux défis associés à cette technologie, l'hydrogène cryocomprimé fait actuellement l'objet de travaux de recherche et de développement. Il s'agit d'une méthode hybride combinant gaz comprimé et hydrogène liquide, où l'H₂ est comprimé à 300 bars et stocké entre -150 °C et -240 °C, ce qui offrirait des avantages tels qu'une densité plus élevée, un coût moindre, un poids réduit et une sécurité accrue [11].

Les Figures 5 et 6 présentent l'autonomie maximale d'un véhicule à hydrogène, en fonction des différentes technologies actuelles et futures de stockage de l'hydrogène. Il est évident que l'hydrogène liquide et l'hydrogène cryocomprimé offrent les plus grandes autonomies, atteignant 800 à 900 km dans les technologies actuelles et dépassant très probablement les 1 000 km en 2030 [11].

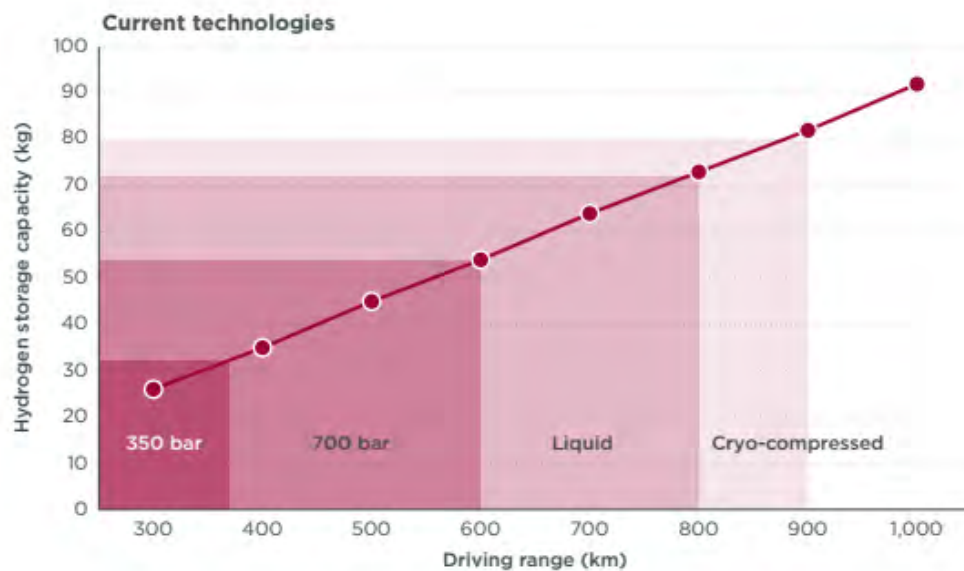


Figure 5. Autonomie maximale réalisable - actuelle [11].

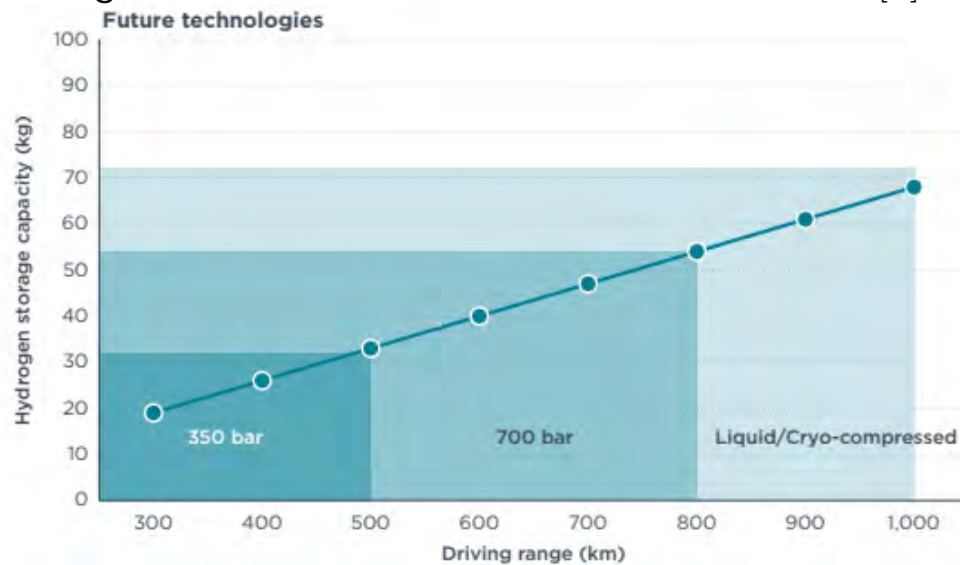


Figure 6. Autonomie maximale réalisable - Future [11].

En ce qui concerne le ravitaillement en hydrogène, pour l' H_2 comprimé à 35 MPa, il s'agit d'une technologie mature, avec des cas de mise en œuvre dans le monde entier, et dans une moindre mesure pour l'hydrogène comprimé à 70 MPa ; cependant, les systèmes de ravitaillement pour l'hydrogène liquide et cryocompressé sont en phase de développement et d'expérimentation, ce qui représente une autre contrainte majeure pour cette technologie [11]. Dans le même contexte, si l'on considère que l'énergie nécessaire pour comprimer et refroidir les différents types d'hydrogène peut varier de 2 à 6 kWh/kg pour l'hydrogène comprimé à 12 à 15 kWh/kg pour l'hydrogène liquide, le coût du combustible est nettement plus élevé dans ce dernier cas [11].

Le temps de ravitaillement est également très important pour les véhicules longue distance ; dans le cas de l'hydrogène comprimé, des taux de ravitaillement compris entre 1,67 kg H_2 /min et 4 kg H_2 /min ont été signalés, tandis que le taux de ravitaillement de l'hydrogène liquide pour les poids lourds n'est toujours pas clair, bien que le ministère américain de l'énergie vise 8 kg H_2 /min pour tous les types d'hydrogène d'ici 2030 [11].

2.1. Consommation énergétique

La plus grande consommation d'énergie de l'hydrogène comprimé est son processus de pressurisation, de sorte que pour pressuriser l'hydrogène à 70 MPa, la consommation d'énergie du compresseur est d'environ 6 kWh/kg H_2 [10]. Dans le cas de l'hydrogène liquide, les limites techniques des usines signifient que le processus de liquéfaction a une consommation d'énergie spécifique approximative de 12 à 15 kWh par kg de LH_2 [12] ; et bien que l'on puisse s'attendre à ce que dans le futur, dans un processus avancé avec le développement de la technologie et l'optimisation de l'équipement, la consommation d'énergie approximative soit réduite à 7 kWh par kg de LH_2 , elle serait toujours plus élevée que pour l'hydrogène comprimé [10].

Cependant, pour le transport de l'hydrogène sur de longues distances, transporter l'hydrogène liquide nécessite moins d'énergie, de sorte que pour une distance de transport de 200 km, la consommation d'énergie du transport d'hydrogène comprimé est de 1,4 kWh/kg, tandis que la consommation d'énergie du transport d'hydrogène liquide est de 0,154 kWh/kg [10]. En outre, l'hydrogène liquide lui-même peut satisfaire à l'exigence de température de remplissage de -40 °C, ce qui permet d'économiser la consommation d'énergie du système de pré-refroidissement par rapport à l'hydrogène comprimé [10]. Enfin, grâce aux densités de stockage de l'hydrogène plus élevées, cette technologie pourrait réduire le nombre de ravitaillements en hydrogène d'environ 30 % par rapport à l'hydrogène comprimé à 700 bars [10].

2.2. Coûts

Le coût du ravitaillement en hydrogène comprend la production, le transport et la purification, ainsi que la livraison finale aux stations de ravitaillement. Dans un rapport récent, il a été indiqué qu'un système de transport d'hydrogène liquide pourrait être compétitif et plus économique que d'autres systèmes de transport tels que l'hydrogène comprimé dans des remorques tubulaires (TT) transportées par camion vers les stations, ou l'hydrogène comprimé dans des pipelines vers les stations [13]. La Figure 7 présente un schéma simulé de transport d'hydrogène liquide dans des réservoirs cryogéniques transportés par camion jusqu'à des stations, où l'H₂ est produit et purifié dans une station centralisée, puis transmis à une unité de liquéfaction et à une installation comprenant des équipements de pompage et de stockage, où finalement un camion livrera l'H₂ liquide à une station de ravitaillement à une distance de 5, 40 ou 300 km [13].

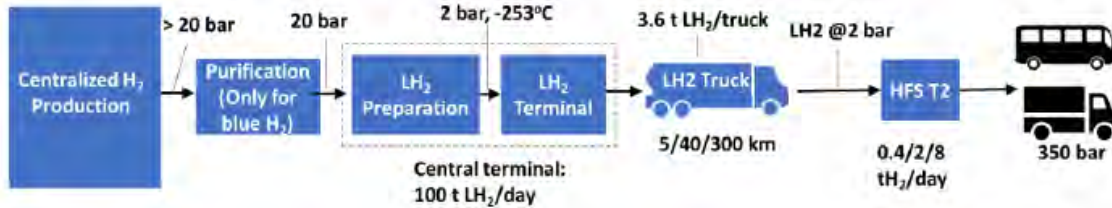


Figure 7. Schéma de la chaîne d'approvisionnement livrant du H₂ liquide par camions/citernes [13].

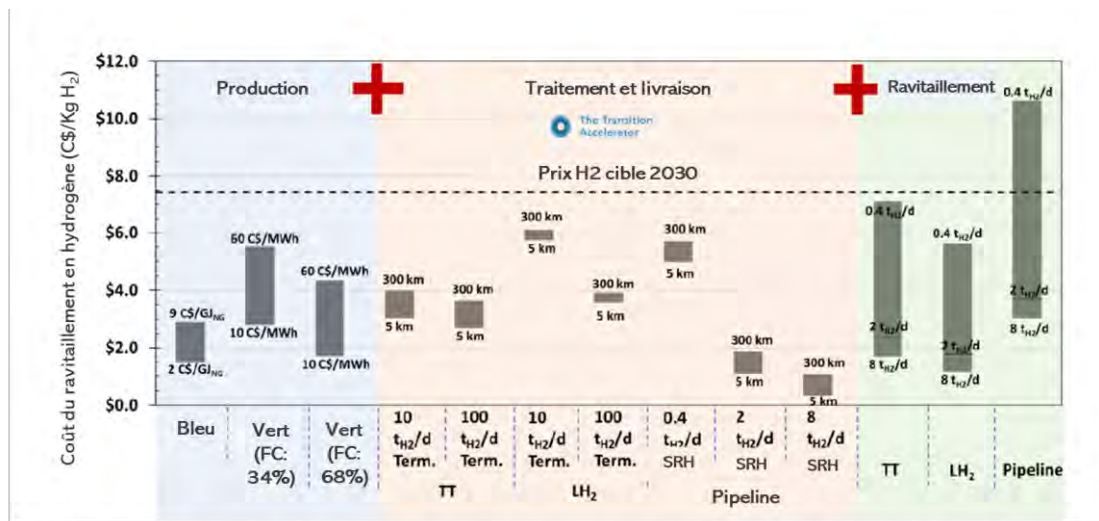
Dans ce scénario, et sans tenir compte des coûts de production de l'hydrogène (qui varient selon les méthodes de production et la quantité de carbone présente - hydrogène gris, bleu ou vert), il a été rapporté que [13] :

- Le coût résultant de la purification centrale serait de 0,04-0,05 \$CAN/kg de H₂.
- L'installation et l'exploitation des terminaux d'hydrogène varient considérablement en fonction de l'échelle de production ; en ce sens, pour l'hydrogène liquide, l'installation et l'exploitation sont nettement plus coûteuses, avec des coûts annualisés totaux de ~20 millions CAD/an contre ~8 millions CAD/an pour un terminal d'H₂ comprimé, à une échelle de 10 tH₂/jour. Toutefois, si l'on considère une échelle de 100 tH₂/jour, ces coûts peuvent dépasser 120 millions CAD/an pour le terminal de LH₂, contre 60 millions CAD/an pour le terminal de H₂ comprimé. Il est important de considérer que les coûts plus élevés de ce processus sont dus à la consommation d'énergie durant le processus de la liquéfaction.
- Le transport par camion du LH₂ est moins cher que le TT et l'avantage du transport par camion du LH₂ augmente avec la distance. La plus grande capacité des camions de LH₂ permet de ravitailler plusieurs stations en un seul voyage et, bien que les réservoirs de LH₂ coûtent plus cher que les réservoirs de TT, le coût de transport par unité de H₂ livrée est inférieur en raison d'une plus grande capacité. Des études

similaires ont indiqué que le coût du transport à longue distance de l'hydrogène liquide est d'environ 72 USD\$/t, contre 474 USD\$/t pour le transport à longue distance de l'hydrogène comprimé [10].

- Les stations d'hydrogène liquide ont un coût par kg inférieur à celui des autres modes de distribution de l'hydrogène ; toutefois, les coûts élevés du processus de liquéfaction les rendent non viables économiquement.

Dans ce contexte, le coût de ravitaillement de l'hydrogène liquide est considérablement inférieur à celui de l'hydrogène comprimé, comme le montre la Figure 8, qui compare les trois modes de ravitaillement (comprimé, liquide et comprimé dans des pipelines) ; toutefois, les coûts totaux d'approvisionnement sont fortement affectés par le processus de liquéfaction, qui pourrait être réduit si des installations à grande échelle sont mises en œuvre [13].



Note : i) Les coûts ont été calculés en supposant un retour sur investissement de 8 % des coûts en capital et sont rapportés en dollars canadiens de 2019 (C\$). ii) L'analyse a été effectuée dans l'hypothèse d'un grand centre H₂ desservant de multiples stations-service d'hydrogène (SRH). iii) Trois distances de livraison différentes ont été analysées : 5 km, 40 km ou 300 km. iv) Le compresseur central, le terminal TT, le liquéfacteur et les terminaux LH₂ sont supposés être situés sur/près du site de production et sont conçus comme des installations à grande échelle (10-100 tH₂/jour). v) Les SRH ont été analysés à trois échelles différentes : 0,4 tH₂/jour, 2 tH₂/jour et 8 tH₂/jour et distribuant du H₂ à 350 bars. vi) Les grandes canalisations de transport ont été modélisées pour transporter 300 tH₂/jour sur une distance de 295 km et 100 tH₂/jour sur 35 km). vii) FC= Facteur de capacité.

Figure 8. Coût du ravitaillement en H₂ (CAD\$/kg H₂) pour les différentes chaînes d'approvisionnement. Adapté de [13].

Enfin, il existe d'autres coûts, qui n'ont pas encore été entièrement calculés, liés aux matériaux primaires des systèmes de stockage de l'hydrogène ; on sait toutefois que l'acier inoxydable est utilisé pour l'hydrogène liquide, qui est moins cher que les matériaux composites en fibre de carbone qui doivent être utilisés dans les systèmes à hydrogène comprimé [10].

2.3. Projets d'essai et démonstration

L'un des projets les plus intéressants dans ce domaine est celui de DAIMLER, qui a annoncé son intention de produire des camions à pile à combustible en série, et qui travaille en collaboration avec des producteurs d'hydrogène sur des solutions de H₂ liquide permettant d'atteindre de longues distances. Le camion prototype GenH₂ de Mercedes-Benz est testé avec de l'hydrogène gazeux depuis avril 2021, en attendant la maturation des technologies de compression et de stockage de l'H₂ liquide [2]. Daimler Truck collabore également avec Linde au développement d'un nouveau procédé de traitement de l'hydrogène liquide [14].

A noter également le partenariat entre Air Liquide et Faurecia, qui vise à développer un système de propulsion alimenté par de l'hydrogène liquide stocké à bord. Pour cela, Faurecia sera chargé des systèmes de stockage, d'intégration et de mise à l'échelle des véhicules, tandis qu'Air Liquide se concentrera sur la production d'hydrogène, la cryogénie et la logistique de la chaîne d'approvisionnement. Selon les dernières informations, le partenariat a réalisé une étude de faisabilité technologique et économique avec des résultats très prometteurs sur les deux fronts, et le produit, actuellement en phase de prototype, devrait arriver sur le marché en 2027 [15]. Enfin, un autre projet intéressant est celui annoncé par Hyzon, en collaboration avec Chart Industries, pour la fabrication d'un véhicule commercial lourd alimenté par de l'hydrogène liquide et pouvant atteindre une autonomie de 1 000 miles [16].

RÉFÉRENCES

- [1] B. J. Shinde and K. Karunamurthy, "Recent progress in hydrogen fuelled internal combustion engine (H2ICE) - A comprehensive outlook," *Mater. Today Proc.*, vol. 51, pp. 1568–1579, 2022, doi: 10.1016/j.matpr.2021.10.378.
- [2] L. Blanc -Février, "Quelles perspectives pour le poids lourd électrique à hydrogène pour le transport de marchandises? mobilité," 2022, [Online]. Available: www.france-hydrogene.org.
- [3] I. E. nouvelles LOSZKA Mickaël, MARTIN Rebecca, GUYON Olivier, LEDUC Pierre, "TRANPLHYN' Transports lourds fonctionnant à l'hydrogène," p. 94, 2022.
- [4] A. Onorati *et al.*, "The role of hydrogen for future internal combustion engines," *Int. J. Engine Res.*, vol. 23, no. 4, pp. 529–540, 2022, doi: 10.1177/14680874221081947.
- [5] Cummins H2-ICE concept truck - Cummins, "Hydrogen combustion truck set for German debut," *The Engineer*, 2022. <https://www.theengineer.co.uk/content/news/hydrogen-combustion-truck-set-for-german-debut/> (accessed Dec. 18, 2022).
- [6] BMW Group, "HyCET research project: Consortium promotes sustainable transport logistics using hydrogen trucks," Sep. 28, 2022. <https://www.press.bmwgroup.com/global/article/detail/T0403940EN/hycet-research-project-consortium-promotes-sustainable-transport-logistics-using-hydrogen-trucks?language=en> (accessed Dec. 18, 2022).
- [7] Westport Fuel Systems, "Westport Fuel Systems - Hydrogen Mobility for Sustainable Heavy-Duty Transport, Westport Unveils Game-Changing Technology in Brussels," Sep. 28, 2022. <https://investors.wfsinc.com/news/news-details/2022/Hydrogen-Mobility-for-Sustainable-Heavy-Duty-Transport-Westport-Unveils-Game-Changing-Technology-in-Brussels/default.aspx> (accessed Dec. 18, 2022).
- [8] L. zhi Bao *et al.*, "Development of a turbocharged direct-injection hydrogen engine to achieve clean, efficient, and high-power performance," *Fuel*, vol. 324, no. PB, p. 124713, 2022, doi: 10.1016/j.fuel.2022.124713.
- [9] S. Z. Al Ghafri *et al.*, "Hydrogen liquefaction: a review of the fundamental physics, engineering practice and future opportunities," *Energy Environ. Sci.*, vol. 15, no. 7, pp. 2690–2731, 2022, doi: 10.1039/d2ee00099g.
- [10] Q. Wang *et al.*, "Technical assessment and feasibility validation of liquid hydrogen storage and supply system for heavy-duty fuel cell truck," *2020 4th CAA Int. Conf. Veh. Control Intell. CVCI 2020*, no. Cvci, pp. 555–560, 2020, doi: 10.1109/CVCI51460.2020.9338639.
- [11] H. Basma and F. Rodríguez, "Fuel cell electric tractor-trailers: Technology overview and fuel economy," 2022. [Online]. Available: www.theicct.org.
- [12] M. Yang, S. Hu, F. Yang, L. Xu, Y. Bu, and D. Yuan, "On-board liquid hydrogen cold energy utilization system for a heavy-duty fuel cell hybrid truck," *World Electr. Veh. J.*, vol. 12, no. 3, 2021, doi: 10.3390/wevj12030136.
- [13] M. Adnan Khan, C. MacKinnon, P. Eng Cameron Young, and Pe. B. David Layzell, "Techno-Economics of a New Hydrogen Value Chain Supporting

Heavy Duty Transport,” *Transit. Accel. Reports*, vol. 4, no. 5, 2022, [Online]. Available: <https://transitionaccelerator.ca/techno-economics-of-a-new-hydrogen->.

- [14] Daimler Truck, “Development milestone: Daimler Truck tests fuel-cell truck with liquid hydrogen - Daimler Truck Media Site,” Jun. 27, 2022. <https://media.daimlertruck.com/marsMediaSite/en/instance/ko/Development-milestone-Daimler-Truck-tests-fuel-cell-truck-with-liquid-hydrogen.xhtml?oid=51975637&ls=L2VuL2luc3RhbmNIL2tvL0dlbkgyLVRYdWNrLnhodG1sP29pZD00NzQ2OTQ2MSZyZWxJZD02MDgyOSZmcm9tT2lkPTQ3NDY5NDYxJnJlc3VsdEluZm9UeXBISWQ9NDA2MjYmdmIld1R5cGU9dGh1bWJzJnNvcnREZWZpbml0aW9uPVBVQkxJU0hFRF9BVC0yJnRodWliU2NhbGVJbmRleD0xJnJvd0NvdW50c0luZGV4PTUmZnJvbUluZm9UeXBISWQ9NDA2Mjg!&rs=3> (accessed Dec. 18, 2022).
- [15] Air Liquide, “Hydrogen mobility for heavy-duty: Air Liquide and Faurecia are on the case! | Air Liquide,” Sep. 06, 2022. <https://www.airliquide.com/stories/hydrogen/hydrogen-mobility-heavy-duty-air-liquide-and-faurecia-are-case> (accessed Dec. 18, 2022).
- [16] Deborah Lockridge, “Hyzon Looks to Liquid Hydrogen for up to 1,000-mile ZEV Range - Fuel Smarts - Trucking Info,” Jul. 29, 2021. <https://www.truckinginfo.com/10148327/hyzon-looks-to-liquid-hydrogen-for-up-to-1-000-mile-zev-range> (accessed Dec. 18, 2022).

LIVRE BLANC

VOLET 2

Intelligence véhiculaire



Rapport d'études sur l'Hydrogène Volet 2 – Intelligence véhiculaire

Table des matières

Abbréviations	3
Résumé – Conclusion	4
Première partie	5
Introduction.....	5
Les technologies	5
Les piles à combustible.....	5
Les moteurs à combustion interne bi-carburant.....	6
Les moteurs à combustion interne 100% H2	7
Le stockage embarqué de l'hydrogène	7
Les stations de remplissage.....	8
Le déploiement des FCEV	8
Les modèles d'affaire	9
Synthèse de l'offre existante.....	10
Seconde partie.....	13
Analyse des différents cas d'usage.....	13
Cas d'usage majoritairement favorables à l'hydrogène.....	13
Cas d'usage majoritairement favorables aux véhicules électriques à batterie.....	14
Cas d'usage intermédiaires	14
Comparaison de l'efficacité énergétique des solutions de propulsion.....	14
Evolution des technologies de batteries et de chargeurs	15
Le transport collectif urbain	15
La livraison urbaine au Québec	16
Les véhicules de secours d'urgence :	16
Filière Ammoniac et autres LOHC	17
Feuille de route technologique de l'hydrogène – horizon 2035	18
Troisième partie	20
Le rôle de l'hydrogène au Canada.....	20

Le mix énergétique renouvelable du Québec	20
Le Québec, terre d'électrification	21
Les contraintes climatiques au Québec.....	22
Décentralisation de la production et écosystèmes régionaux.....	22
Conclusions et facteurs clés de succès	23
Annexe 1 : Contenu en énergie et carbone des différents carburants	24
Annexe 2 : Tableaux inventaire des véhicules de transport de marchandises et de transport de personnes	24

Abbréviations

BEV	Battery Electric Vehicle – Véhicule électrique à batterie
BRT	Bus Rapid Transit – Service rapide par bus (SRB)
EU	European Union – Union Européenne
FC	Fuel Cell – Pile à Combustible
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle – Véhicule électrique à pile à combustible (hydrogène)
FWD	Front Wheel Drive – Traction avant
GCW	Gross Combined Weight – Masse totale en charge (incluant remorque)
GVW	Gross Vehicle Weight – Masse totale en charge
H2	Molécule de di-hydrogène
ICE	Internal Combustion Engine – Moteur à combustion interne
LH2	Liquid hydrogen – Hydrogène liquide
LOHC	Liquid Organic Hydrogen Carrier - Liquides organiques porteurs d'hydrogène
OBC	On-Board-Charger – Chargeur embarqué
PEM	Proton Exchange Membrane – Membrane échangeuse de proton
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell - Piles à combustibles à oxyde solide

Résumé – Conclusion

La société Amp&Axe Consulting¹ a été mandatée par Propulsion Québec et Innovéé pour mener une étude visant à inventorier les véhicules à hydrogène existant ou annoncés afin d'illustrer les différents cas d'usage de l'hydrogène dans les transports.

L'étude s'est déroulée entre Novembre 2022 et Mars 2023.

Le présent rapport décrit les différentes technologies liées à la propulsion hydrogène, procède à un inventaire des différents véhicules hydrogène annoncés à ce jour par les constructeurs et passe en revue les cas d'usage pertinents. Une feuille de route technologique est proposée afin de tenir compte des technologies en cours de développement. Enfin dans la dernière partie, l'auteur revient sur les caractéristiques du contexte Québécois dont il faut tenir compte pour bien apprécier les avantages de la technologie.

En conclusion, l'hydrogène vert représente une alternative réelle aux carburants fossiles dans le transport lourd, à mi-chemin entre la technologie batterie pour l'automobile et l'ammoniac pour le maritime.

Son aptitude à alimenter les véhicules par grand froid et sa capacité à stocker l'énergie en font une solution intéressante et prometteuse pour le transport lourd au Québec.

Les progrès technologiques et l'industrialisation de la production des piles, réservoirs et électrolyseurs devraient permettre de rendre cette technologie plus compétitive dans la prochaine décennie.

Plusieurs facteurs clés de succès restent nécessaires, tels que :

- Accompagner l'industrie en ce qui concerne la standardisation des technologies, la réglementation en matière de sécurité des véhicules, ateliers de maintenance et stations de ravitaillement et la mise à disposition d'aides financières équilibrées par rapport aux autres solutions de transport zéro-émissions.
- Mettre en place une dynamique de déploiement visible de l'infrastructure de ravitaillement, afin de donner confiance aux utilisateurs de véhicules sur la couverture géographique de la distribution du carburant.
- Former les chauffeurs et équipes de maintenance sur l'utilisation des véhicules afin de les rassurer en matière de sécurité de la technologie.

¹ Société de conseil en électrification des transports et projets de véhicules zéro-émission fondée en 2021. Son fondateur, Frédéric Delrieu, cumule une expérience professionnelle dans l'électrification des automobiles, autobus, camions et dans la conception de véhicules à pile à combustible hydrogène.

Première partie

Introduction

L'hydrogène est un vecteur d'énergie pratique pour le stockage. Pour certaines applications de mobilité, il est possible de démontrer que l'hydrogène présente des avantages supérieurs par rapport aux batteries, même s'il est moins efficace énergétiquement. Même si l'hydrogène n'est pas aussi pratique que le pétrole, il représente une voie pour capter l'énergie renouvelable et réduire la consommation de combustibles fossiles.²

L'industrie du transport considère ce vecteur d'énergie avec attention compte tenu de résultats d'analyses de prix de revient qui montrent que l'hydrogène devrait être équivalent au Diesel avant la fin de la décennie³, se basant sur une décroissance des prix des composants avec l'augmentation des volumes ainsi que sur la baisse des prix du carburant avec une cible de 1 \$USD du kilogramme sur 10 ans⁴.

Les technologies

Les piles à combustible

L'intégration d'une motorisation pile à combustible hydrogène est plus complexe que celle d'une motorisation électrique batterie. L'architecture de contrôle s'apparente à celle d'un véhicule hybride, avec une puissance délivrée par le moteur provenant soit directement de la pile à combustible, soit de la batterie, elle-même capable de stocker l'énergie produite en excès par la pile ou provenant du freinage régénératif du véhicule.⁵

Certains véhicules proposent une architecture analogue au concept de l'hybride rechargeable, avec une alimentation bi-énergie hydrogène et électricité, dont l'objectif est de combiner une plus longue autonomie offerte par l'hydrogène en complément de la recharge électrique, donnant une autonomie limitée mais censée réduire le coût d'utilisation et préserver la durée de vie de la pile à combustible.⁶

Parmi les différents types de piles à combustibles, la pile PEM (Proton Exchange Membrane) est le type le plus commercialisé aujourd'hui, en raison de sa faible température de fonctionnement (50-100°C), de son temps de démarrage court et de la facilité d'utilisation de son comburant (air atmosphérique). Ces caractéristiques rendent la pile PEM idéale pour les solutions de mobilité.⁷

² "Hydrogen Storage for Mobility: A Review", Etienne Rivard, Michel Trudeau and Karim Zaghib, 19 June 2019.

³ Roland Berger – Fuel Cell Hydrogen Trucks – dec 2020 - https://fuelcelltrucks.eu/wp-content/uploads/2021/03/roland_berger_fuel_cells_hydrogen_trucks.pdf

⁴ Department Of Energy – projet 111 - <https://www.anl.gov/hydrogen>

⁵ Fuel cell electric tractor-trailers, technology overview and fuel economy – ICCT – juillet 2022 - <https://theicct.org/publication/fuel-cell-tractor-trailer-tech-fuel-jul22/>

⁶ Concept Dual Power de Hyvia (<https://www.hyvia.eu/en/our-hydrogen-vehicles/>)

⁷ Fueling the Future of Mobility, Hydrogen and fuel cell solutions for transportation – Deloitte / Ballard – 2020 - <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/cn/Documents/finance/deloitte-cn-fueling-the-future-of-mobility-en-200101.pdf>

Les piles à combustible proposent une large étendue de densités de puissance, selon le type de pile à combustible et la taille de la pile. Généralement, une pile à combustible aura une densité de puissance volumique d'environ 100 à 300 W/litre et une densité de puissance massique de 200 à 600 W/kg.

Une pile à combustible hydrogène est capable de convertir environ 40 à 60% de l'énergie contenue dans l'hydrogène en électricité utilisable. C'est beaucoup plus élevé que l'efficacité des moteurs à combustion traditionnels qui ne convertissent généralement qu'environ 20 à 30% de l'énergie de leur carburant en énergie utile.

En général, les piles à combustible ont une durée de vie relativement longue et peuvent fonctionner selon leur conception entre 8,000 et 20,000 heures⁸ avant de devoir être remplacées. Cependant, il faut noter que la durabilité d'une pile à combustible peut être affectée par des facteurs tels que la température, l'humidité et la présence de contaminants dans l'hydrogène. Il est important d'entretenir correctement le système pour obtenir les meilleures performances et la meilleure longévité.

Les moteurs à combustion interne bi-carburant

La technologie consiste à remplacer une partie du carburant Diesel par de l'hydrogène renouvelable afin de réduire les émissions de CO₂.

Sur l'exemple du moteur D8 de Volvo Penta, un moteur Diesel 6 cylindres en ligne de 7,7L (mise en production attendue en 2023), le constructeur annonce une réduction de 80% des émissions de CO₂ en gardant les mêmes performances de couple et de puissance⁹ mais les informations sur la consommation d'hydrogène en remplacement du Diesel ne sont pas communiquées.

L'exemple d'Hydra Energy permet de construire quelques estimations : Leur kit de conversion à destination des véhicules lourds consiste en l'installation de réservoirs d'hydrogène, jusqu'à 40kg par véhicule qui se substituent à 133 litres de Diesel, soit 40% de la consommation de Diesel, permettant d'économiser 67 tonnes de CO₂ par an¹⁰. En considérant la consommation moyenne d'un semi-remorque à 40 litres aux 100km, ce sont 16 litres de Diesel qui sont remplacés par 4,8kg d'hydrogène tous les 100km, avec une autonomie à émissions réduites de 830km avant remplissage des réservoirs d'hydrogène. Si on compare avec la consommation des semi-remorques à pile à combustible qui substituent en moyenne 40 litres de Diesel par 8,5kg d'hydrogène tous les 100 km, le procédé Hydra consommerait 40% de plus d'hydrogène par litre de Diesel remplacé qu'une solution à pile à combustible.

Il faut noter que l'injection d'hydrogène dans le moteur Diesel a également un effet bénéfique sur les émissions d'oxydes d'azote (NO_x), même si les chiffres ne sont pas précisément communiqués.¹¹

⁸ DOE Hydrogen and Fuel Cell Technologies Program Record - On-Road Transit Bus Fuel Cell Stack Durability – April 14 2021 - <https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/20008-fuel-cell-bus-durability.pdf>

⁹ Volvo Penta dual-fuel hydrogen engine unveiled – October 26 2022 - <https://www.dieselprogress.com/news/volvo-penta-dual-fuel-hydrogen-engine-unveiled/8024315.article>

¹⁰ Hydra Energy delivers on low-emission hydrogen trucking - 5 may 2022 - <https://resourceworld.com/hydra-energy-delivers-on-low-emission-hydrogen-trucking/>

¹¹ Mixing diesel and hydrogen provides big cuts in emissions – Ars Technica – 7 décembre 2022 - <https://arstechnica.com/science/2022/12/mixing-diesel-and-hydrogen-provides-big-cuts-in-emissions/>

Les moteurs à combustion interne 100% H₂

La technologie du moteur à combustion interne hydrogène présente l'avantage d'une technologie maîtrisée avec un impact moindre sur l'architecture du véhicule. S'il est vrai qu'on ne peut pas lui attribuer le qualificatif zero-émission compte tenu des émissions de bruit et d'oxyde d'azote qui restent présents, il s'agit d'une solution efficace pour décarboner le transport. Le principal impact sur le véhicule concerne le stockage de l'hydrogène, alourdi par une efficacité énergétique moindre des moteurs par rapport aux piles à combustible, nécessitant d'embarquer plus de carburant pour parcourir la même distance. Néanmoins les résultats encourageants concernant cette efficacité énergétique permettent de considérer l'application de cette technologie dans les cas d'usage favorables.¹²

La solution semble particulièrement intéresser les constructeurs d'équipements et de machinerie lourde, qui trouvent là une solution permettant de délivrer directement de la puissance. Le constructeur JCB explique garder la partie basse et le turbo à géométrie variable, mais modifie la partie haute du moteur, avec une nouvelle culasse, un nouveau système d'injection, et un système d'allumage remplaçant l'allumage par compression.¹³

Un exemple de consommation d'hydrogène est mentionné sur la fiche technique d'un Genset commercialisé par la société CMB Tech¹⁴. Ce Genset produit 45kW en continu avec une consommation de 3.8kgH₂/hr, soit une production d'énergie de 11,8kWh/kg, ce qui représente un quart de moins qu'avec la plupart des piles à combustibles. On peut estimer par conséquent qu'il faudrait un tiers de plus d'hydrogène à bord pour obtenir la même autonomie qu'un véhicule à pile à combustible.

Le stockage embarqué de l'hydrogène

En matière de système de stockage d'hydrogène, la technique la plus courante dans le transport est le gaz comprimé à 350 bar ou 700 bar. Initialement utilisé dans l'automobile de par les contraintes d'espace limité, le stockage à 700 bar a progressivement gagné le camionnage longue-distance qui utilisait initialement la pression 350 bars comme sur les premiers autobus. En effet, avec une densité volumétrique de 20 à 25g H₂ par litre de réservoir, le stockage à 700 bars réduit le volume de réservoir de 28% par rapport à un stockage à 350 bar et ses 15 à 18g H₂ par litre de réservoir. Le stockage à 700 bar nécessitant des réservoirs renforcés permet néanmoins une réduction de masse de 23%.¹⁵

Le stockage d'hydrogène liquide (LH₂) nécessite des températures atteignant -253°C, entraînant des contraintes supplémentaires de résistance des matériaux à températures cryogéniques. Cette voie est néanmoins testée par Daimler Trucks sur son Mercedes-Benz GenH₂ afin d'atteindre 1000 km d'autonomie grâce à une capacité quasiment doublée en masse et en volume du stockage LH₂ par rapport au stockage à 350 ou 700 bar.¹⁶ Cette technologie permettrait en outre de réduire le prix des unités de stockage de 35% par rapport au stockage 350 bars mais les principaux défis résident dans les

¹² Westport and Scania announce impressive test results of H₂ HDPI fuel system for Heavy-Duty transport – Westport FS – Octobre 2022 - <https://investors.wfsinc.com/news/news-details/2022/Westport-and-Scania-Announce-Impressive-Test-Results-of-H-HPDI-Fuel-System-for-Heavy-Duty-Transport/default.aspx>

¹³ JCB is exploring hydrogen combustion engines for construction machinery - November 30, 2022 <https://hackaday.com/2022/11/30/jcb-is-exploring-hydrogen-combustion-engines-for-construction-machinery/>

¹⁴ Mono Fuel Genset – CMB Tech - <https://cmb.tech/divisions/industry/gensets>

¹⁵ Analyses de marché Amp&Axe Consulting.

¹⁶ Chart Industries Newsletter (p3) - Oct 2021 - https://files.chartindustries.com/October_Energy.pdf

pertes par évaporation de l'hydrogène liquide et la consommation énergétique de la liquéfaction de l'hydrogène.¹⁷

Une solution hybride est le stockage cryo-comprimé où l'hydrogène est comprimé à 300 bar et stocké entre -150°C et -240°C, promettant d'augmenter encore la densité volumétrique, de réduire le coût et d'améliorer la sécurité.

Les stations de remplissage

Les systèmes de ravitaillement en hydrogène comprimé à 350 bars et 700 bars sont déjà utilisés pour les bus et les automobiles, ce qui en fait une technologie mature et prête pour le déploiement commercial.

Il faut noter toutefois que le ravitaillement en hydrogène à 700 bars apporte des défis supplémentaires liés aux nécessaires pré-refroidissement et débit élevé requis pour une utilisation performante. Les perspectives sont cependant prometteuses. En effet, le laboratoire NREL a atteint un débit massique moyen de 14 kg/min (21 kg/min en pointe) ouvrant la possibilité d'un remplissage de 60 à 80 kg en moins de 10 minutes.¹⁸ A titre de comparaison, cette vitesse de ravitaillement est équivalente à une recharge de véhicule à batterie à 13 MW de moyenne sur une installation de 18MW, bien au-delà d'un mégachargeur de 1 à 3 MW.

Les stations de ravitaillement en hydrogène liquide ou cryo-compressé sont encore en cours de développement et d'expérimentation.

Le déploiement des FCEV

Proposant une meilleure densité d'énergie embarquée et une meilleure vitesse de ravitaillement que les véhicules à batterie, les véhicules à propulsion hydrogène permettent d'allonger l'autonomie des véhicules et leur disponibilité en opérations, évitant les temps d'immobilisation de chauffeurs ou le surinvestissement en nombre de véhicules pour couvrir les temps de recharge.

Par conséquent, ces véhicules sont particulièrement indiqués dans le transport de marchandises ou de passagers longue distance ainsi que les cas d'usage utilisés en 24/7.

Les projets de démonstration comme celui mené au port de Los Angeles ou le projet AZETEC, mené en Alberta, permettent d'évaluer les performances de ces technologies en condition réelle et expliquent le regain d'intérêt des industriels dans la production de ces véhicules et de leur infrastructure de remplissage.

Cependant, pour accélérer l'adoption de cette technologie et l'atteinte de coûts soutenables pour les entreprises, l'atteinte rapide de forts volumes de production est nécessaire aussi bien sur les véhicules que sur les électrolyseurs, afin de proposer des véhicules et du carburant au meilleur prix. L'offre et la demande en carburant doivent être déployés de façon coordonnée afin de déployer largement les stations couvrant les différents corridors d'utilisation, mais aussi d'atteindre rapidement la pleine

¹⁷ Fuel cell electric tractor-trailers, technology overview and fuel economy – ICCT – juillet 2022 - <https://theicct.org/publication/fuel-cell-tractor-trailer-tech-fuel-jul22/>

¹⁸ NREL Research Demonstrates Higher Flow Rate for Hydrogen Fueling for Heavy-Duty EVs – ngtnews.com – juin 2022 <https://ngtnews.com/nrel-research-demonstrates-higher-flow-rate-for-hydrogen-fueling-for-heavy-duty-evs>

capacité d'utilisation de ces stations par la mise en service de nombreux véhicules. Le transport longue distance et son important volume de véhicule est tout indiqué pour mener la transition vers l'hydrogène et ouvrir la voie aux autres applications.

Les modèles d'affaire

Le véhicule électrique s'est largement déployé sur la base d'une infrastructure de recharge privée, installée au dépôt, directement alimentée par le réseau, et complétée par une infrastructure de recharge publique se limitant à une utilisation exceptionnelle, de dépannage ou de réassurance. Ce mode de ravitaillement convient bien au profil d'utilisation du véhicule à batterie, opérant dans un rayon d'action limité autour de son principal point de charge sécurisé.

Compte tenu de ses temps de ravitaillement réduits, la filière hydrogène propose un schéma plus classique de distribution de carburant en stations publiques, avec la possibilité pour les grosses flottes d'installer une infrastructure au dépôt, l'hydrogène étant soit produit localement, soit alimenté par remorque ou pipeline. Ces véhicules opérant sur de longues distances doivent pouvoir disposer de points de ravitaillement répartis sur les principaux axes d'opération, chacun offrant un remplissage rapide et sans temps d'attente.

Dans la phase d'introduction sur le marché de la propulsion hydrogène, les véhicules et les stations de ravitaillement doivent donc apparaître de façon synchronisée afin de rassurer les utilisateurs sur la fourniture d'une offre complète. Plusieurs acteurs proposent une offre intégrée « véhicule et carburant », comme par exemple First Hydrogène qui a annoncé son implantation à Shawinigan, Québec, en proposant une « offre produit holistique » véhicule et hydrogène vert.¹⁹

Il faut citer également le cas de Hydra Energy qui propose un modèle de conversion de véhicule dont les coûts sont « prix en charge gratuitement en échange d'un contrat d'approvisionnement en hydrogène bas carbone au prix prévu du Diesel remplacé »²⁰

Cependant il faut garder à l'esprit que l'industrie du camionnage a besoin de fournisseurs performants que la mise en concurrence permet de constamment stimuler. Ce modèle d'offre groupée donne l'avantage à l'utilisateur de pouvoir négocier en amont un coût complet véhicule et carburant sur lequel le fournisseur doit s'engager. Cependant si ce dernier ne s'engage pas sur un coût complet à long terme, ceci pourrait désavantager l'utilisateur sans autre alternative qu'une offre non concurrentielle.

D'autre part, les transporteurs ont besoin d'une infrastructure de remplissage couvrant largement le territoire sur l'ensemble des corridors connectant les différentes zones géographiques. Par conséquent l'utilisateur final a besoin de complémentarité des offres de véhicules et carburant, toute forme d'exclusivité étant contre-productive pour ses opérations, et les autorités doivent inciter au maximum cette complémentarité d'offre qui permettra par ailleurs de sécuriser la disponibilité du carburant et de permettre l'élargissement géographique des opérations de transport zéro-émission.

¹⁹ First Hydrogen selects Quebec for first green hydrogen system – Novembre 2022 -

<https://www.renewableenergymagazine.com/hydrogen/first-hydrogen-selects-quebec-for-first-green-20221128>

²⁰ Hydra Energy delivers on low-emission hydrogen trucking - 5 may 2022 - <https://resourceworld.com/hydra-energy-delivers-on-low-emission-hydrogen-trucking/>

Synthèse de l'offre existante

Conscients que la technologie FCEV a le potentiel de présenter une alternative efficace pour la décarbonation du transport, de nombreux manufacturiers se sont engagé dans le développement de modèles de véhicules sur tous les segments de véhicules commerciaux.

Alors que les modèles les plus répandus de véhicules hydrogène faisaient partie jusqu'à présent du segment automobile (Toyota Mirai, Hyundai Nexo) et que la technologie de véhicules à batterie semble convenir aux besoins de la livraison urbaine, les manufacturiers de véhicules commerciaux hydrogène mettent l'accent en priorité sur les véhicules lourds, dans le secteur du transport de marchandises.

De nombreux projets pilotes ont été lancés en Californie, en Alberta, en Europe, qui ont permis aux manufacturiers de proposer différents modèles dont certains arrivent en phase de production série en réponse à l'accueil enthousiaste de la part des opérateurs de flotte qui ont pu tester la technologie.

Les tableaux présentés en annexe listent, du plus léger au plus lourd, les modèles présentés par les constructeurs avec leurs principales caractéristiques. Un premier tableau regroupe les véhicules de transport de marchandises et le second tableau les véhicules de transport de personnes. L'inventaire, non exhaustif, a été réalisé en se concentrant sur l'Amérique du Nord. Les modèles listés en Europe et en Asie sont fournis pour illustrer les différents cas d'usage possibles.



Figure 1 – Panorama du marché des véhicules commerciaux à hydrogène

Il ressort de cet inventaire plusieurs constats :

- L'Europe voit l'apparition de camionnettes de livraison urbaine ou de navettes passagers, avec une autonomie de 400km, dont certains propose une technologie hybride rechargeable bi-carburant (hydrogène et électricité). Cette floraison d'offre traduit un appétit des opérateurs de livraison pour cette technologie offrant une autonomie supérieure aux modèles équivalents à batterie. Le Québec verra sous peu ce type de véhicule avec l'annonce de First Hydrogène d'une production de ces véhicules à Shawinigan.

- Sur le segment des Medium-duty, les constructeurs proposent des autonomies similaires de 400km. Cette autonomie sur un camion de classe 6 équipé d'une pile de 90kW et d'un réservoir de 20kg d'H₂ à 700bars entrainerait un poids total de composants, hors moteur électrique, autour de 580kg là où une batterie d'autonomie équivalente pèse plus de 2 tonnes. Les utilisateurs transportant de fortes charges seront sensibles à cet argument.
- Le premier véhicule à moteur H₂ICE est proposé par Keyou sur un porteur de 18t. Notons que ces véhicules présentent un coût d'acquisition inférieur pour une consommation de carburant accrue. Il faudra considérer les performances relatives en consommation pour établir le coût total d'usage et déterminer les segments sur lesquels la technologie présente le plus d'intérêt pour les opérateurs.
- Du côté des véhicules vocationnels, on retrouve sans surprise des modèles de camions benne et camions de ramassage de vidange proposés en Asie et en Europe avec des autonomies supérieures à ce que proposent les modèles équivalents à batterie.
- Le segment le plus représenté est celui des semi-remorques, avec des puissances de pile autour de 200kW et des autonomies au-delà de 500km. La figure ci-dessous compare les performances d'autonomie, de charge utile et de disponibilité entre différentes configurations de semi-remorques zéro-émissions. En général, les semi-remorques à batterie proposent des autonomies limitées qui permettent de préserver une bonne partie de la charge utile mais qui nécessitent des temps de recharge élevés réduisant le temps de disponibilité des véhicules. Dans le cas du Tesla Semi, le constructeur propose une autonomie impressionnante au prix d'une quantité de batterie qui d'une part, avec l'utilisation de mégachargeurs, permet de ramener le temps de recharge à une fraction du temps de roulage, mais en contrepartie diminue significativement la charge utile du véhicule. La propulsion hydrogène permet de maintenir l'ensemble des paramètres au niveau des besoins opérationnels. Notons sur ce segment l'arrivée de véhicules 60t qui sont absents dans l'offre des véhicules à batterie.

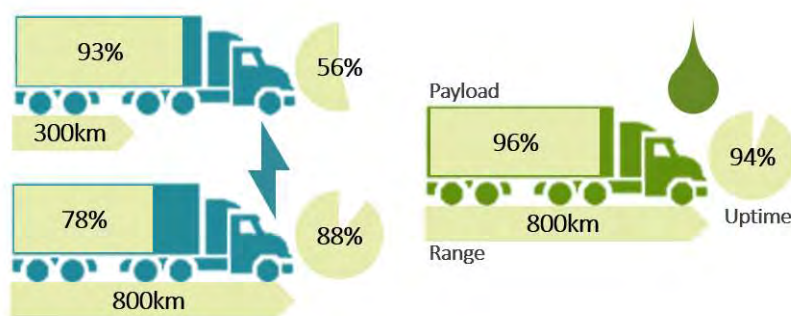


Figure 2 – Performance des semi-remorques zéro-émission

- Du côté du transport de personnes, de nombreux modèles d'autobus ont été testés depuis 2018, y compris en Amérique du Nord (New Flyer, El Dorado, Van Hool) et des versions d'autocars longue distance sont en préparation. Ces autobus ont en général une pile à combustible d'une

puissance d'environ 80kW, ce qui peut sembler faible pour un véhicule de cette taille, mais qui s'explique du fait des nombreux arrêts qui font bénéficier le véhicule de la récupération d'énergie au freinage, avec des batteries qui contribuent significativement à la traction des véhicules.

Seconde partie

Analyse des différents cas d'usage

La figure ci-dessous décrit les différentes applications des véhicules à hydrogène tels que listées dans la partie précédente, réparties selon leurs besoins en autonomie et en charge utile.

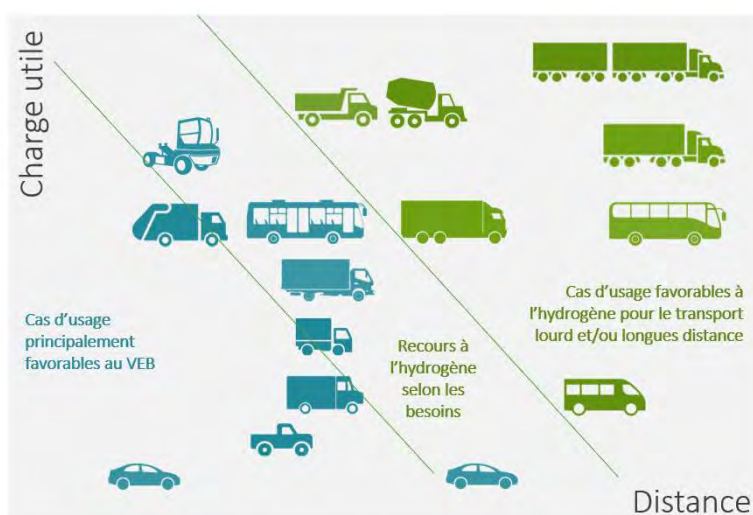


Figure 3 – Les différents cas d'usage de l'hydrogène

Il en ressort trois principales zones où on peut s'attendre à des proportions différentes de déploiement de technologies de véhicules à batterie ou à hydrogène.

Cas d'usage majoritairement favorables à l'hydrogène

Le cas d'usage le plus évident pour l'hydrogène est le transport de marchandises longue distance par semi-remorque, compte tenu des impératifs de charge utile, d'autonomie et de disponibilité pour la rentabilité des opérations de camionnage. En effet, ce secteur hautement concurrentiel doit veiller à ce que les camions soient constamment en opération, parfois sur deux équipes jour et nuit. Dans ces conditions, interrompre les trajets plus d'une heure toutes les deux à trois heures pour recharger les batteries ou amputer une partie de la charge utile pour transporter les batteries nécessaires à l'élargissement du rayon d'action sont des conséquences qui détériorent l'efficacité opérationnelle du camionnage et qui peuvent être évitées avec la propulsion hydrogène.

Les mêmes besoins sont retrouvés dans le transport de passagers par autocar et par minibus qui interdisent en général tout arrêt ravitaillement lorsque les passagers sont à bord. Il pourra y avoir des exceptions où certains opérateurs peuvent avoir recours à la technologie BEV, dans le cas de charge utile légère ou de distances courtes.

On retrouvera également dans cette catégorie les véhicules lourds de livraison urbaine (type classe 8 double essieu pour transport de boissons, camion-benne de transport de matériau de construction ou de déneigement, camion benne à ciment...) pour lesquels les besoins en charge utile et en énergie justifient le recours à l'hydrogène.

Cas d'usage majoritairement favorables aux véhicules électriques à batterie

A l'opposé de la catégorie précédente, on retrouve les véhicules légers de type automobile, camion pick-up ou fourgon de livraison, transportant du volume plutôt que de la masse, et dont les besoins en autonomie sont couverts par la technologie batterie avec une meilleure efficacité énergétique et un meilleur coût d'usage.

On pourra trouver des exceptions où certains utilisateurs voudront disposer de la flexibilité en matière d'autonomie proposée par l'hydrogène.

Cas d'usage intermédiaires

Ces cas d'usage sont aujourd'hui en partie couverts par les véhicules à batterie mais ont des limites d'utilisation qui freinent leur déploiement et qui peuvent justifier de tester des versions hydrogène :

- Le transport urbain par autobus, dont les versions électriques couvrent une grande majorité des distances requises mais qui présentent des variations saisonnières d'autonomie (justifiant d'équiper les autobus de chauffage Diesel pour assurer le service en hiver) et dont le déploiement est ralenti par l'enjeu de l'électrification des garages.
- Les camions de collecte de vidange et les camions de livraison urbaine, dont les versions électriques, alourdies par le poids des batteries, ne permettent pas toujours d'atteindre les besoins de charge utile et d'autonomie.
- Les tracteurs de cour ou les automobiles-taxis, qui peuvent parfois être utilisés sur plusieurs équipes et ne peuvent se satisfaire d'une recharge nocturne et d'une autonomie limitée.

Comparaison de l'efficacité énergétique des solutions de propulsion

La figure ci-dessous compare les émissions et consommations des différentes solutions de propulsion d'un semi-remorque (en considérant le carburant Diesel, l'hydrogène vert et l'électricité produits au Québec).

Il est intéressant de constater que, même si l'hydrogène vert n'atteint pas l'efficacité énergétique du véhicule à batterie, il reste inférieur ou égal à la solution Diesel, que ce soit en mode pile à combustible ou en mode combustion interne monocarburant, tout en offrant une véritable solution de décarbonation.

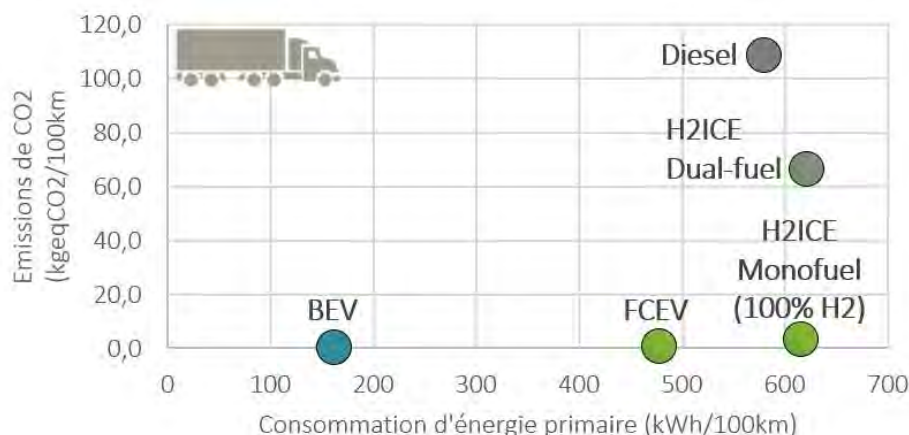


Figure 4 – Comparaison des consommations et émissions des moteurs Diesel, dual-fuel hydrogène, monofuel hydrogène, piles à combustible et électrique batterie

Evolution des technologies de batteries et de chargeurs

Les performances des batteries lithium-ion se sont considérablement améliorées au cours des dernières décennies. Ces améliorations ont été rendues possibles par le développement de nouveaux matériaux et procédés de fabrication augmentant les densités d'énergie, rallongeant les durées de vie et améliorant les temps de charge.

Les chimies de batterie les plus prometteuses sont les batteries lithium-soufre, les batteries solid-state et les batteries métal-air, offrant un potentiel accru en matière de densités d'énergie, des durées de vie et des temps de charge. On estime que ces technologies permettront de doubler la densité d'énergie et la vitesse de recharge des batteries²¹. Cependant, ces améliorations notables ne permettront pas d'égaliser la densité énergétique et la rapidité de ravitaillement du véhicule à hydrogène.

Afin de recharger rapidement les batteries de forte capacité, on utilise des mégachargeurs qui sont un nouveau type de bornes de recharge affichant jusqu'à 3 MW de puissance. Ces mégachargeurs, prévus pour être installés sur autoroute afin de prolonger l'autonomie des véhicules électriques, demandent un coût élevé d'installation et d'exploitation, causé d'une part par les coûts d'investissement important en infrastructure, mais aussi causé par les très forts appels de puissance sur le réseau. Ces facteurs limitent la capacité à couvrir le territoire et à assurer un bon niveau de service.

Le transport collectif urbain

Parmi les cas d'usage complémentaires qui restent à évaluer, le transport collectif urbain est un cas intéressant où les bus à hydrogène peuvent avoir un rôle à jouer pour répondre au problème d'autonomie que les bus électriques à batterie continuent d'avoir. A ce jour, seulement 3% des autobus zéro-émission

²¹ Delivering on the promise of solid-state technology – Quantumscape - <https://www.quantumscape.com/technology/>

testés aux États-Unis sont à hydrogène, les autres étant des autobus à batterie²², mais les sociétés de transport envisagent cette technologie pour fournir un service zéro émission sur certains de leurs très longs trajets, en particulier en climat nordique où les autobus à batterie subissent une perte d'autonomie significative et utilisent généralement des chauffages d'appoint au Diesel.

Les bus à hydrogène affichent une autonomie allant jusqu'à 500 km avant ravitaillement. En comparaison, les bus électriques à batterie parcourent en moyenne 220 km avant recharge avec un maximum de 400km, et une autonomie sévèrement diminuée par temps froid lorsque les systèmes de chauffage électriques sont utilisés.

Les principaux obstacles restent le prix du véhicule, autour de 1,5 million de dollars contre 1 million de dollars pour un bus électrique à batterie, ainsi que la disponibilité des installations de remplissage.

Car c'est aussi du côté des infrastructures que se situe l'enjeu. Les bus électriques nécessitent de renforcer le réseau pour délivrer la recharge, avec des investissements très importants dans les dépôts, dont une partie couvre d'imposants générateurs au Diesel pour prendre le relai en cas de panne du réseau.

L'infrastructure de remplissage hydrogène, avec production locale ou non, devrait être plus résiliente dans ces cas de panne et fournir une solution de remplissage pour la flotte entière.²³

Il faudra tirer les conclusions technico-économiques des projets d'installation d'infrastructure et de déploiement de véhicules afin d'évaluer laquelle des solutions est la plus intéressante pour chacune des sociétés de transport, mais nul doute que le déploiement massif des infrastructures hydrogène pour le camionnage ouvrira de nouvelles perspectives pour le transport collectif urbain.

La livraison urbaine au Québec

Un autre cas d'usage complémentaire pour l'hydrogène est celui de la livraison urbaine pour lequel de nombreux véhicules à batterie sont en cours de test, pouvant opérer sur des distances appréciables avant de rentrer à la base pour une recharge nocturne. Les basses températures observées au Québec compliquent cette tâche avec des autonomies fortement réduites en hiver à moins de surdimensionner les batteries et d'amputer la charge utile des véhicules. C'est pourquoi on peut s'attendre à ce que, à mesure que les stations-service hydrogène seront disponibles, de plus en plus de constructeurs s'intéressent à ce segment de marché de la livraison urbaine en offrant des camionnettes légères et des camions de livraison propulsés à l'hydrogène.

Les véhicules de secours d'urgence :

Une autre application à venir de l'hydrogène concerne les véhicules de secours d'urgence, où la rapidité de remplissage du réservoir permet de garantir que le véhicule soit toujours prêt à intervenir, que ce soit

²² Why some say hydrogen buses could be N.J.'s eco-friendly transit solution – Novembre 2022 - <https://www.masstransitmag.com/bus/vehicles/hybrid-hydrogen-electric-vehicles/news/21288531/nj-why-some-say-hydrogen-buses-could-be-njs-ecofriendly-transit-solution>

²³ How to Scale Up Your Zero Emission Bus Fleet – Ballard blog – Février 2019 - <https://blog.ballard.com/zero-emission-bus-scalability>

en configuration biénergie avec recharge batterie et pile à combustible²⁴ ou en configuration 100% hydrogène.

Filière Ammoniac et autres LOHC

L'industrie maritime considère avec intérêt l'ammoniac comme carburant compte tenu de sa forte densité énergétique. L'ammoniac peut être utilisé dans des moteurs à combustion interne où il faut lui adjoindre un « carburant pilote » plus facilement inflammable, qui peut être de l'hydrogène simplement extrait de l'ammoniac à bord du navire. D'autre part, l'ammoniac peut lui-même servir de catalyseur dans le système de dépollution afin de limiter l'émission des Nox. Au final, le même produit sert de carburant principal, de carburant pilote, et de réducteur de NOx.²⁵

Il peut également être utilisé dans des piles à combustibles à oxyde solide (Solid Oxide Fuel Cell ou SOFC) qui présentent le meilleur potentiel pour alimenter des navires zéro émission longue distance. Leur avantage est d'utiliser des matériaux relativement peu coûteux et abondants et d'atteindre les rendements les plus élevés (>80%) en recyclant la chaleur émise pour alimenter la haute température de 800C nécessaire à leur fonctionnement. Les longs temps de démarrage et la mauvaise réponse dynamique sont souvent cités comme des inconvénients, mais cela est gérable dans le cas d'utilisation de longs voyages en mer. Le principal inconvénient est simplement que la technologie SOFC et l'ammoniac vert comme carburant ne sont pas facilement disponibles - il existe peu de fournisseurs de FC et les projets d'application de l'ammoniac vert en sont au stade du démonstrateur technologique.²⁶

D'autres solutions existent parmi les liquides organiques porteurs d'hydrogène (LOHC) qui permettent de stocker l'hydrogène sous forme liquide, avec une densité élevée facilitant ainsi son transport et son stockage par rapport au gaz comprimé et en évitant les problèmes de toxicité de l'ammoniac. Ces liquides ont l'avantage de présenter un processus réversible, ce qui signifie que l'hydrogène peut être libéré du liquide en appliquant de la chaleur ou un catalyseur. Parmi eux, le Dibenzyltoluène (DBT) ou le Perhydro-Dibenzyltoluène (PDBT) sont des LOHC qui sont stables à température ambiante et peuvent stocker jusqu'à 14% d'hydrogène en masse.

Leur inconvénient est que ces LOHC nécessitent un apport d'énergie pour libérer l'hydrogène (jusqu'à 10kWh par kg d'hydrogène, à comparer aux 14kWh/kg nécessaires pour liquéfier l'hydrogène) qui contribue à l'alourdissement du bilan énergétique.

L'ammoniac vert et les LOHC ne constituent donc pas réellement une alternative à l'hydrogène vert pour le transport routier zéro-émission et devraient être réservés aux applications maritimes longue distance.

²⁴ ULEMCo to develop zero-emission fire engine – Mai 2022 - <https://www.fleetpoint.org/hydrogen-vehicles/ulemco-to-develop-zero-emission-fire-engine/>

²⁵ Des cargos écolos grâce à l'ammoniac vert – Mars 2021 - <https://www.revolution-energetique.com/des-cargos-ecolos-grace-a-lammoniac-vert/>

²⁶ IDTechEx - Fuel Cell Boats & Ships 2023-2033: PEMFC, SOFC, Hydrogen, Ammonia, LNG - <https://www.idtechex.com/en/research-report/fuel-cell-boats-and-ships-2023-2033-pemfc-sofc-hydrogen-ammonia-lng/907>

Feuille de route technologique de l'hydrogène – horizon 2035

Le schéma ci-dessous regroupe en synthèse les principales étapes à venir sur la période 2023-2035 concernant l'évolution des technologies liées à la mobilité hydrogène.

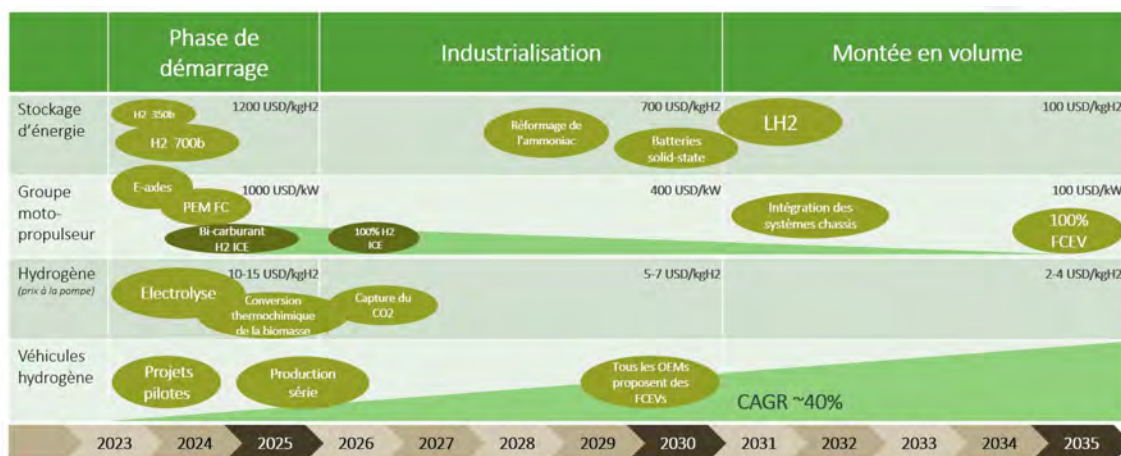


Figure 5 – Feuille de route technologique de l'hydrogène

Les principaux facteurs d'influence considérés dans l'établissement de cette feuille de route sont les suivants :

- Innovations attendues dans le stockage du carburant (hydrogène liquide, réformage de l'ammoniac) et la génération de puissance (rôle transitoire du moteur à combustion interne hydrogène)
- Réduction du prix de l'hydrogène compte tenu de larges investissements dans la production d'électrolyseurs (CAGR 48% sur la période 2021-2031)²⁷
- Croissance du marché des véhicules à hydrogène avec un CAGR de 40%^{28,29}
- Croissance significative du marché principalement en Chine et Europe avant l'Amérique du Nord³⁰
- Croissance du marché des véhicules à hydrogène dépendant du déploiement simultané de l'infrastructure de ravitaillement avec la bonne couverture géographique.

²⁷ IDTechEx - Green Hydrogen Production: Electrolyzer Markets 2021-2031 -

<https://www.idtechex.com/en/research-report/green-hydrogen-production-electrolyzer-markets-2021-2031/807>

²⁸ IDTechEx - Materials for PEM Fuel Cells 2023-2033 - <https://www.idtechex.com/en/research-report/materials-for-pem-fuel-cells-2023-2033/899>

²⁹ IDTechEx - Electric and Fuel Cell Trucks 2023-2043 - <https://www.idtechex.com/en/research-report/electric-and-fuel-cell-trucks-2023-2043/877>

³⁰ Le marché de l'hydrogène en transport routier décollera dès 2027, dit Interact Analysis – janvier 2023 - <https://www.transportroutier.ca/nouvelles/le-marche-de-lhydrogene-en-transport-routier-decollera-des-2027-dit-interact-analysis/>

- Canada : Interdiction des véhicules light-duty à combustion interne en 2035³¹
- US : Fin des achats de véhicules à combustion interne en 2035³²

³¹ Transport Canada - "Building a green economy: Government of Canada to require 100% of car and passenger truck sales be zero-emission by 2035 in Canada" – 30 juin 2021 - <https://www.canada.ca/en/transport-canada/news/2021/06/building-a-green-economy-government-of-canada-to-require-100-of-car-and-passenger-truck-sales-be-zero-emission-by-2035-in-canada.html>

³² David Shepardson and Ben Klayman (9 June 2021). "U.S. government to end gas-powered vehicle purchases by 2035 under Biden order". - 30 June 2022 - <https://www.reuters.com/world/us/biden-pledges-end-gas-powered-federal-vehicle-purchases-by-2035-2021-12-08/>

Troisième partie

Le rôle de l'hydrogène au Canada

L'origine de l'hydrogène est cruciale dans sa capacité à décarboner le secteur du transport et le Canada dispose d'avantages stratégiques dans la production d'hydrogène vert à partir d'énergie renouvelable permettant d'envisager un rôle décisif de l'hydrogène dans la décarbonation de l'économie Canadienne.³³

Du point de vue opérationnel, les basses températures au Canada peuvent présenter des risques de gel de l'eau produite par les piles à combustibles. Cependant les températures générées lors de la production d'électricité permettent d'opérer entre -30degC et +45degC sans impact sur les performances. Les fournisseurs de piles intègrent des systèmes de réchauffage permettant le démarrage à froid et leurs développements en cours visent atteindre les -40degC.³⁴

Le mix énergétique renouvelable du Québec

Le Québec se distingue entre autres par l'importance de sa filière hydroélectrique qui compte pour près de 97% de toute l'électricité consommée au Québec. Des discussions sont en cours pour accroître la production dans le contexte de l'électrification des transport et de la production d'hydrogène vert qui représente la moitié des nouveaux besoins en Energie³⁵

On estime les besoins additionnels du Québec en électricité à 100 térawattheures d'ici 2050 et à 25 térawattheures d'ici 10 ans. Des appels d'offre en cours pour de l'énergie éolienne et renouvelable représentent couvrent les deux tiers des besoins et d'autres mesures sont à l'étude telles que l'augmentation de puissance des moyens existants ou la construction de nouveaux barrages hydro-électriques. Le solaire reste marginal et représente moins de 1 térawattheure mais plusieurs expérimentations sont à l'œuvre avec des unités de stockage par batteries fournies par EVLO.³⁶

Dans ce contexte, l'hydrogène peut être utilisé pour stocker l'électricité, permettant de pallier la surproduction d'électricité renouvelable (solaire, éolien, etc.) à certains moments. En effet, la production d'énergie solaire ou éolienne ne pouvant pas être pilotée en fonction de la consommation, contrairement à la production hydroélectrique, il est nécessaire de pouvoir stocker le surplus d'électricité quand la production est supérieure à la consommation. L'électricité ne pouvant être stockée

³³ Pembina Institute – Hydrogen on the path to net-zero-emissions – July 2020

<https://www.pembina.org/reports/hydrogen-climate-primer-2020.pdf>

³⁴ Survey of Heavy-Duty Hydrogen Fuel cell electric vehicles – Transition Accelerator – July 2020

<https://www.cesarnet.ca/publications/transition-accelerator-reports/survey-heavy-duty-hydrogen-fuel-cell-electric-vehicles>

³⁵ Hydro-Québec revoit encore à la hausse ses besoins en électricité – Hélène Baril – La Presse – nov 2022 -

<https://www.lapresse.ca/affaires/entreprises/2022-11-03/hydro-quebec-revoit-encore-a-la-hausse-ses-besoins-en-electricite.php#:~:text=L'augmentation%20de%20la%20demande,industrielles%20et%20l'%C3%A9nergie%20disponible>

³⁶ Nos Projets – EVLO Hydro-Québec - <https://www.evloenergie.com/fr/projets/>

en grande quantité sur une longue période, la solution est de la convertir en hydrogène pour les usages de mobilité ou les usages industriels.

Le Québec, terre d'électrification

Cette solution est d'autant plus intéressante que le Québec est engagé massivement sur la voie de l'électrification des transports, avec un objectif affiché de 1,6 millions de véhicules électriques d'ici 2030³⁷ appuyé par le déploiement d'une infrastructure recharge publique avec un objectif de 2500 bornes de recharge rapide en 2030³⁸. Le Circuit Electrique, par Hydro-Québec, déploie depuis 10 ans des bornes de recharge standard et rapide et déploie depuis 2022 des bornes de recharge pour véhicules lourds³⁹ dont un exemplaire vient d'être installée à Laval avec une puissance de 350kW⁴⁰ et se prépare à l'arrivée des mégachargeurs 1 à 3 MW⁴¹.

Or l'installation de toutes ces bornes de recharge forte puissance va être coûteux en matière de connection au réseau électrique de bornes dont les taux d'utilisation moyens avoisinent les 5 à 15%. Une étude de HEC Montréal cite pour 2019 une centaine de recharges par mois d'une durée moyenne de 25 minutes pour les BRCC du Circuit Electrique, soit un taux d'utilisation moyen de 6,5%⁴². D'autre part il subsiste le risque des pannes électriques qui tendent à augmenter au Canada⁴³ et qui poussent les opérateurs de flottes de véhicules électriques à investir dans des générateurs Diesel et du stockage local par batterie assurant la résilience du système⁴⁴. Il faut noter que le stockage local d'énergie est également utilisé pour diminuer l'appel de puissance des systèmes de recharge en lissant la consommation à un maximum de 10-20% de la consommation pointe⁴⁵ ce qui sera particulièrement recommandé pour les installations de forte puissance dans le domaine du transport lourd.

Cet impératif de résilience du réseau est assuré plus directement par l'utilisation de l'hydrogène qui présente une capacité intrinsèque de stockage de l'énergie et permet de limiter le déploiement massif et

³⁷ Le gouvernement modifie sa réglementation dans le but d'augmenter les ventes de véhicules électriques – 2 juin 2022 - <https://www.environnement.gouv.qc.ca/infuseur/communiqu.asp?no=4758>

³⁸ Electrification des transports – site du Gouvernement du Québec - <https://www.quebec.ca/gouvernement/politiques-orientations/electrification-des-transports>

³⁹ D'idée visionnaire à service essentiel : le Circuit électrique a 10 ans - 2022 - <https://lecircuitelectrique.com/fr/a-propos/>

⁴⁰ Station de recharge pour camions électriques dans le parc industriel de Laval – Octobre 2022 - <https://www.transportroutier.ca/nouvelles/station-de-recharge-pour-camions-electriques-dans-le-parc-industriel-de-laval/>

⁴¹ Parlons d'infrastructure de recharge pour les camions lourds – Juin 2020 - <https://www.aveq.ca/actualiteacutes/parlons-dinfrastructure-de-recharge-pour-les-camions-lourds>

⁴² Déploiement des bornes de recharge rapide au Québec., état des lieux et enjeux – HEC Montréal - 2021 - https://energie.hec.ca/wp-content/uploads/2021/02/HEC-RAPPORT_BornesRapidesQc_web.pdf

⁴³ Baisse marquée de la fiabilité du service offert par Hydro-Québec, rapporte la VG – Décembre 2022 - <https://www.lesoleil.com/2022/12/07/baisse-marquee-de-la-fiabilite-du-service-offert-par-hydro-quebec-rapporte-la-vg-d5708014768cd4b09340cc0f2de497e3>

⁴⁴ Resiliency for Battery Electric Buses, Best practices & future strategies – APTA – 2020 - <https://www.apta.com/wp-content/uploads/ELP-Presentation-Electric-Bus-Resiliency.pdf>

⁴⁵ Shell va tester une station de recharge avec stockage d'énergie – 20 mars 2021 - <https://www.moteurnature.com/30844-shell-va-tester-station-recharge-avec-stockage-energie>

coûteux de ces connections haute puissance, des générateurs de secours et des systèmes de stockage stationnaire associés à la recharge des poids-lourds, tout en apportant une plus grande flexibilité et un plus grand rayon d'action que les solutions à recharge de batterie.

Les contraintes climatiques au Québec

Le Québec connaît un climat froid et humide, en grande partie déterminé par sa position nordique et maritime. Si la moyenne des températures en hiver se situe entre -10 et -5°C, le mercure peut baisser fréquemment sous les -30°C.

Or il est à présent bien connu que le temps froid réduit considérablement l'autonomie d'un véhicule électrique. L'Association des véhicules électriques du Québec (AVÉQ) illustre le phénomène en prenant l'exemple d'une Nissan Leaf avec une batterie de 40 kWh : si « votre style de conduite vous permet normalement d'effectuer environ 200 km par charge en été, vous pouvez vous attendre à parcourir entre 140 et 160 km dans des températures hivernales normales » avec une dégradation beaucoup plus importante en cas de températures « extrêmes » (inférieures à -25°C). Rappelons que la température idéale d'une batterie pour préserver son autonomie et sa durabilité est de 20°C et qu'une partie de son énergie est en général utilisée pour maintenir ce niveau de température en hiver.

On retrouve ce phénomène de dégradation d'autonomie dans les véhicules électriques commerciaux de livraison urbaine, ce qui oblige les opérateurs à affecter les véhicules sur des routes plus courtes en gardant une marge de sécurité pour éviter la « range anxiety », en particulier en hiver où l'autonomie peut être réduite de 10 à 40% et peut pousser les opérateurs à garder des véhicules à essence pour les journées les plus extrêmes⁴⁶.

Quant à eux, les véhicules à pile à combustible sont moins sensibles aux dispersions d'autonomie liées au climat froid compte tenu de la chaleur générée à bord et des moindres besoins de réchauffage batterie. D'autre part, le démarrage à très basse température, critique sur les premières générations de piles à combustible, a été amélioré avec des températures de démarrage à froid possible à -25°C.

Cette dispersion saisonnière réduite de l'autonomie des véhicules à hydrogène est un élément rassurant pour les transporteurs Québécois qui doivent assurer leurs livraisons avec fiabilité quelle que soit la saison.

Décentralisation de la production et écosystèmes régionaux

Une stratégie québécoise sur l'hydrogène vert et les bioénergies a été publiée en 2022 afin de créer un cadre cohérent et un environnement favorable pour accélérer la production, la distribution et l'utilisation de l'hydrogène vert et des bioénergies.⁴⁷

⁴⁶ Guide pour l'électrification d'une flotte de véhicules – Institut du Véhicule Innovant – Nov 2019 - <https://www.ivosolutions.ca/wp-content/uploads/2020/07/annexe-du-guide-delectrification-dune-flotte.pdf>

⁴⁷ Stratégie québécoise sur l'hydrogène vert et les bioénergies – Gouvernement du Québec – 2022 - <https://www.quebec.ca/gouvernement/politiques-orientations/strategie-hydrogene-vert-bioenergies>

Cinq principes directeurs ont été définis :

- Contribuer à la décarbonation du Québec en misant sur la complémentarité des deux filières avec la réduction de la consommation (sobriété et efficacité énergétiques) et l'électrification directe;
- Valoriser durablement les ressources naturelles et des matières résiduelles en inscrivant les principes de l'économie circulaire et l'analyse du cycle de vie au cœur des projets d'hydrogène vert et de bioénergies;
- Favoriser la collaboration et la participation des communautés régionales, locales et autochtones au déploiement des filières de l'hydrogène vert et des bioénergies;
- Attirer les investissements et exporter le savoir-faire du Québec;
- Contribuer à l'autonomie énergétique du Québec en substituant des énergies renouvelables produites ici aux énergies fossiles importées.

Un appel d'intérêt à destination des producteurs, distributeurs et consommateurs d'hydrogène et de bioénergies a été mené en septembre 2022 afin d'inviter les acteurs à manifester leur intérêt pour la création d'écosystèmes énergétiques régionaux.

Il faut souligner l'importance capitale des programmes de soutien au déploiement de l'infrastructure de ravitaillement hydrogène pour garantir le succès du déploiement de la filière de transport hydrogène. Tout blocage ou retard dans ce déploiement enverrait un signal au marché qui ralentirait significativement l'adoption de ces technologies par les opérateurs de transport.

Conclusions et facteurs clés de succès

L'hydrogène vert représente donc une alternative réelle aux carburants fossiles dans le transport lourd, à mi-chemin entre la technologie batterie pour l'automobile et l'ammoniac pour le maritime.

Son aptitude à alimenter les véhicules par grand froid et sa capacité à stocker l'énergie en font une solution intéressante et prometteuse pour le transport lourd au Québec.

Les progrès technologiques et l'industrialisation de la production des piles, réservoirs et électrolyseurs devraient permettre de rendre cette technologie plus compétitive dans la prochaine décennie.

Plusieurs facteurs clés de succès restent nécessaires, tels que :

- Accompagner l'industrie en ce qui concerne la standardisation des technologies, la réglementation en matière de sécurité des véhicules, ateliers de maintenance et stations de ravitaillement et la mise à disposition d'aides financières équilibrées par rapport aux autres solutions de transport zéro-émissions.
- Mettre en place une dynamique de déploiement visible de l'infrastructure de ravitaillement, afin de donner confiance aux utilisateurs de véhicules sur la couverture géographique de la distribution du carburant.
- Former les chauffeurs et équipes de maintenance sur l'utilisation des véhicules afin de les rassurer en matière de sécurité de la technologie.

Annexe 1 : Contenu en énergie et carbone des différents carburants

Type de carburant	kWh	kgCO ₂
1 litre d'essence	9,61 kWh	2,3 kgeqCO ₂
1 litre de Diesel	10,96 kWh	2,7 kgeqCO ₂
1 kg d'Hydrogène vert	33 kWh	0,075 kgeqCO ₂ ⁴⁸
1 kg d'hydrogène gris	33 kWh	10 kgeqCO ₂
1 kg d'ammoniac gris	5,3 kWh	1,5 kgeqCO ₂

Annexe 2 : Tableaux inventaire des véhicules de transport de marchandises et de transport de personnes

Voir pages suivantes

x : en opération

(x) : en développement

⁴⁸ Guide de quantification des émissions de gaz à effet de serre – Gouvernement du Québec – Décembre 2022 - <https://www.environnement.gouv.qc.ca/changements/ges/guide-quantification/guide-quantification-ges.pdf>

Transport de marchandises / véhicules commerciaux légers

Marque / modèle	AN	EU	Asie	Application	Type véh	Annonce	Source
		(x)		urban delivery	pickup-truck	Oct 22 60kW fuel cell, 30kWh battery (and supercaps), 260kW motor 450km range (6kgH₂ @ 700bar) - Base vehicle Ford Ranger - Production in 2023 (EU)	https://www.pv-magazine.com/2022/10/03/h2x-launches-warrego-hydrogen-powered-pickup-truck/ https://h2xglobal.com/products/the-warrego/
		(x)		urban delivery	pickup-truck	Dec 22 - Toyota fuel cell - Prototyping in 2023 in UK, prior to small serie production	https://newsroom.toyota.eu/development-starts-on-prototype-hydrogen-fuel-cell-toyota-hilux/
		x		urban delivery	van	Dec 21 Jul 22 45kW fuel cell, 10.5kWh battery, 100kW emotor (FWD) 400km range (4.4kgH₂ @ 700b) 3 min refueling time - Bi-energy (11kW OBC) - Payload 1100kg - Start of production in 2022	https://europe.autonews.com/automakers/peugeot-citroen-opel-start-production-hydrogen-vans https://insideevs.com/news/597206/peugeot-e-expert-hydrogen-van-launched/
		x		urban delivery	van	Oct 22 30kW fuel cell, 33kWh battery, 57kW emotor (FWD) 400km range (6,4kgH₂ @ 700b) 5 min refueling time - Bi-energy (7kW OBC) - Payload 1086kg (6,1m³) - Base vehicle Renault Master ZE - Start of production in 2022	https://www.greencarcongress.com/2022/10/20221017-hyvia.html
		(x)		urban delivery	van	Jan 23 40kW fuel cell (Symbio), 26kWh battery, 96kW emotor 400km range (5kg @ 700b, Forvia) 5 min refueling time - Conversion kit for base vehicle Renault Master - Production 2024	https://www.h2-mobile.fr/actus/utilitaire-hydrogene-renault-master-evo-h2-gck-detail/ https://www.gck.co/actualite-green-corp-konnection/gck-elargit-sa-gamme-vehicules-retrofites/
	(x)	x		urban delivery	van	Nov 22 - AVL PWT, Ballard fuel cell 400-600km range 5 min refueling time - Base vehicle Man eTGE van - Operations will start Jan 23 in UK - The vehicle will come to US and Canada	https://www.renewableenergymagazine.com/hydrogen/first-hydrogen-unveils-inaugural-green-hydrogen-vans-20221115

Transport de marchandises / medium-duty

Marque / modèle	AN	EU	Asie	Application	Type véh	Annonce	Source
Quantron / QLI FCEV 		x		urban delivery	box truck	<u>Jan 23</u> • 45kW fuel cell, 37kWh battery, 100kW motor • 450km range (8,2kg H2) • Base vehicle IVECO Daily (GVW 4,2 ton)	https://www.quantron.net/en/q-truck/q-light/qli-fcev/
Plug Power Fedex / stepvan FC 	x			urban delivery	van	<u>Oct 18</u> • PlugPower 20kW fuel cell • 250km (11kg H2 @ 350b) • Base vehicle Workhorse stepvan	https://www.act-news.com/webinar/plug-power-oct-18-webinar/
Mistubishi Fuso / eCanter FC 			x	urban delivery	box truck	<u>July 20</u> • Refire 75kW fuel cell, battery 13.8 to 40 kWh • 270-300km (5-10g H2 @ 700b) • Base vehicle Mitsubishi Fuso eCanter	https://transitionaccelerator.ca/wp-content/uploads/2020/07/HFCV-vehicles-scenario-r2-1.pdf
IVECO / eDaily FC 		x		urban delivery	box truck	<u>Sep 22</u> • Hyundai 90kW fuel cell, 120kW motor • 350km range (12kg H2) • 15 min refueling time • Base vehicle IVECO eDaily (GVW 7.2 ton)	https://www.hyundai-motorgroup.com/news/CONT0000000000054722
Tevva / 7,5t 		x		urban delivery	box truck	<u>Sep 22</u> • Loop 120kW (60% peak efficiency) • bi-energy concept • 440km range (9kg @350b) instead of 180km in BEV version • 10min refueling time • GVW 7,5t/16,000lbs	https://www.tevva.com/en/trucks/7-5t-hydrogen-electric
JCB / MB 7,5t FC 		(x)		urban delivery	box truck	<u>Fev 23</u> • H2 ICE engine by JCB • Base vehicle Mercedes-Benz 7,5t truck	https://forecourtrader.co.uk/latest-news/jcb-proves-appeal-of-hydrogen-combustion-technology-with-retrofit-truck-installation/676228.article

Qingling / M600 FC 			x	urban delivery	box truck	<u>Aug 22</u> • Bosch FC • 500km range (13kg H2) • 3 min refueling time • designed for a -30degC cold start • Base vehicle Isuzu M-series	https://www.youtube.com/watch?v=GtcRGN1PhdM
Plug Power / Class6 truck 	(x)			urban delivery	box truck	<u>Feb 20</u> • PlugPower 90kW FC • 320-640km range (20-40kgH2) • GVW 12t (class6) • Based on Lightning eMotors chassis	https://lightningemotors.com/plug-power-partners-with-lightning-systems-to-build-zero-emission-middle-mile-delivery-solution/
Hyzon / FCET6 	(x)			urban delivery	box truck	<u>Jan 23</u> • 100kW FC (Horizon FC), 55kWh battery, 320kW emotor • 560km range (40kgH2 @ 350b) • GCW 30,000lbs • Based on the Freightliner M2 • Coming soon (2023?)	https://static1.squarespace.com/static/6196c5eca85b4234c65526ca/t/629f90d2b7bcdc31d2341773/1654624467341/Hyzon_SellSheetUpdated_v2_0622.pdf

Transport de marchandises / Porteurs lourds et vocationnels

Marque / modèle	AN	EU	Asie	Application	Type véh	Annonce	Source
Qingling 			x	urban delivery	box truck	<u>Aug 22</u> • Bosch 2x70kW, 170kW Jingjin motors • designed for a -30degC cold start • GVW 18t/40,000lbs	https://www.ichongqinginfo/2022/08/02/hydrogen-energy-vehicles-join-urban-distribution-and-trunk-logistics-in-sw-chinas-chongqing/
Keyou / 18t truck H2 ICE 		(x)		urban Delivery	box truck	<u>Avr 22</u> • Keyou 100% H2 IC engine (210kW) • 500km range • Production 2024	https://www.h2-mobile.fr/actus/keyou-presente-premiers-vehicules-moteur-hydrogene/
Tevva / 19t 		(x)		urban delivery	box truck	<u>Sep 22</u> • Loop 120kW (60% peak efficiency) • 500km range • 10min refueling time • GVW 19t/42,000lbs	https://www.forbes.com/sites/davidblekman/2022/09/23/class-8-hydrogen-truck-competition-disrupted-by-a-canada-united-kingdom-partnership/?sh=10d22ed04de4 https://www.electrive.com/2022/09/20/tevva-reveals-strategy-to-enter-europe-with-19t-electric-truck/
Hyzon / FC Garbage truck 		(x)		municipal	refuse truck	<u>Jan 23</u> • 110kW FC (Horizon FC), 55kWh battery, 240kW emotor • 200km range - 1500 collecting cycles (25kgH2 @ 350b) • GCW 64,000lbs (Payload 2,000lbs) • Based on the Freightliner Eonic	https://static1.squarespace.com/static/6196c5eca85b4234c65526ca/t/629f90d2b7bcdc31d2341773/1654624467341/Hyzon_SellSheetUpdated_v2_0622.pdf
Sany / 420 HF 			x	construction	dump truck	<u>Jun 22</u> • Refire 111kW FC, CATL 127kWh battery, 355kW emotor • 300-400km range (1680lit/40kgH2 @ 350b)	https://www.theautopian.com/a-deep-dive-into-why-china-still-believes-in-hydrogen-powered-vehicles/
King Long / KD810 FC 			x	construction	dump truck	<u>Jun 22</u> • 101kWh battery, 200kW emotor • 280km range • Curb weight 17.3-18t - GCW 31t • Start of production 2021	https://www.kinglong.com/kd810-8x4-fuel-cell-dump-truck_p43.html

Transport de marchandises / semi-remorques

Marque / modèle	AN	EU	Asie	Application	Type véh	Annonce	Source
King Long / KT610 FC 			x	long haul	highway tract	Jun 22 • 141kWh battery, 200kW emotor • 300km range • Curb weight 11.3-12t - GCW 49t • Start of production 2021	https://www.theautopian.com/a-deep-dive-into-why-china-still-believes-in-hydrogen-powered-vehicles/ https://www.king-long.com/kt610-6x4-fuel-cell-semi-tractor_p42.html
Sinotruk Yellow River / X7 FCEV 			x	long haul	highway tract	Jun 22 • 162kW FC (Weichai), 240kW emotor • 600km range (48kgH2) • Based on the X7 Diesel version	https://www.theautopian.com/a-deep-dive-into-why-china-still-believes-in-hydrogen-powered-vehicles/ https://www.electrive.com/2022/09/19/sinotruk-weichai-take-order-for-1100-fcevs-in-china/
Hyzon / Hymax 24t 		x		long haul	highway tract	Jan 23 • 80kW FC (Horizon FC), 80kWh battery, 160kW emotor • 400km range (30kgH2 @ 350b) • GCW 24t • Based on the DAF LF 290 FAP	https://static1.squarespace.com/static/6196c5eca85b4234c65526ca/t/629f90d2b7bcd31d2341773/1654624467341/Hyzon_SellSheetUpdated_v2_0622.pdf
Hyzon / Hymax 46t 		x		long haul	highway tract	Jan 23 • 240kW FC (Horizon FC), 140kWh battery, 450kW emotor • 680km range (70kgH2 @ 350b) • GCW 46t • Based on the DAF CF 530 FTT 6x4	https://static1.squarespace.com/static/6196c5eca85b4234c65526ca/t/629f90d2b7bcd31d2341773/1654624467341/Hyzon_SellSheetUpdated_v2_0622.pdf
Hyzon / FCET8 	x			long haul	highway tract	Jan 23 • 110kW FC (Horizon FC), 110kWh battery, 320kW emotor • 560-800km range (50-70kgH2 @ 350b) • 15min refueling time • GCW 82,000lbs • Based on the Freightliner Cascadia • Produced since 2022	https://www.hyzonmotors.com/vehicles/hyzon-class-8 https://static1.squarespace.com/static/6196c5eca85b4234c65526ca/t/629f90d2b7bcd31d2341773/1654624467341/Hyzon_SellSheetUpdated_v2_0622.pdf

Nikola / Tre FCEV 	x		long haul	highway tract	Sep 21 • Bosch fuel cell 200 to 300kW Sep 22 • 800km range (70kg H2 @ 700b) • <20 min refueling time • Base vehicle Iveco • Launch Q3 23 in NA	https://nikolamotor.com/press_releases/nikola-announces-strategic-agreements-with-bosch-for-fuel-cell-manufacturing-130 https://nikolamotor.com/press_releases/iaa-2022-nikola-and-iveco-begin-taking-orders-on-the-european-nikola-tre-bev-heavy-duty-truck-with-best-in-class-range-198
Hyundai / Xcient 	(x)	x	long haul	highway tract	Sep 22 • Hyundai 2x90kW fuel cell, motor 350kW, 72kWh battery • 750km range (67kg H2 @ 700b) • GCW 82,000lbs • Operations Q2 2023 in California	https://www.hyundai.com/worldwide/en/company/newsroom/hyundai-motor-puts-xcient-fuel-cell-electric-trucks-into-commercial-fleet-operation-in-california-0000016883
Kenworth-Toyota / T680 FC 	x		long haul	highway tract	Aug 21 • Toyota 2x90kW fuel cell, 420kW motor, 12kWh battery • 500km range (60kg H2 @ 700b) • 15 min refueling time • Base vehicle Kenworth T680ev • Demo in Port of Los Angeles	https://www.kenworth.com/media/voffdzok/ata-fuel-cell-flyer-08-25-2021-v2.pdf
Navistar-International / RH Series FC 	x		long haul	highway tract	Oct 21 • GM fuel cell • Range 800km / refueling time 15min (targets) • Production target MY2024 Nov 22 • GM fuel cell • 500+km range • 15 min refueling time	https://www.forbes.com/wheels/news/gm-enters-fuel-cell-business-power-navistar-trucks/ https://www.navistar.com/our-path-forward/hydrogen-fuel-cell
Freightliner / Cascadia FC 	(x)		long haul	highway tract	May 22 • Cummins fuel cell • Base vehicle e-Cascadia • Production target MY2024	https://www.fleetowner.com/emissions-efficiency/article/21241589/cummins-freightliner-partner-on-hydrogen-fuelcell-truck
Quantron / QHM FCEV 44-1000 		(x)	long haul	highway tract	Sep 22 • 240kW Ballard fuel cell, 118kWh battery, Allison transmission 130D 450kW e-axle • 700km range (54kg @ 700b) • Based on the MAN TG3 (EU) • Production Q3 2023 (EU)	https://www.prnewswire.com/news-releases/iaa-transportation-world-premieres-quantron-unveils-longest-range-hydrogen-and-electric-trucks-based-on-newly-developed-platforms-301627016.html

Quantron / QHM FCEV 44-2000 		(x)		long haul	highway tract	Sep 22 • 240kW Ballard fuel cell, 118kWh battery, Allison transmission 130D 450kW e-axle • 1500km range (116-122kg @ 770b) • Production Q3 2023 (EU)	https://www.prnewswire.com/news-releases/iaa-transportation-world-premieres-quantron-unveils-longest-range-hydrogen-and-electric-trucks-based-on-newly-developed-platforms-301627016.html https://www.quantron.net/en/q-truck/q-heavy/qhm-fcev/
Quantron NA 		(x)		long haul	highway tract	Sep 22 • Quantron-as-a-service business model • Starting 2024 in the US	https://hydrogen-central.com/up-500-quantron-class-8-fuel-cell-trucks-us-based-tmp-logistics-group-ltd/
Cenntro / LMH864 	(x)	(x)		long haul	highway tract	Dec 22 • 8x210Lit H2 tanks (Note: equivalent to 40kgH2@350b or 67kgH2@700b) • 6x4 tractor • Starting Q3 2023 in EU and US	https://www.businesswire.com/news/home/20221207005503/en/Cenntro-Electric-Group-to-Unveil-Logimax-864-Hydrogen-Powered-Semi-Tractor-at-CES
Keyou / Volvo HyCET tractor 		(x)		long haul	highway tract	Sep 22 • Keyou 100% H2 retrofit of the Volvo 13lit IC engine	https://www.h2-mobile.fr/actus/keyou-presente-premiers-vehicules-moteur-hydrogene/
Mercedes-Benz / GenH2 		(x)		long haul	highway tract	Sep 22 • 2x150kW fuel cell, 70kWh battery providing up to 400kW peak power • 1000+ km range (target) based on 2x40kg liquid hydrogen tanks • No impact on payload	https://media.daimlertruck.com/marsMediaSite/en/ins/ance/ko/Mercedes-Benz-Trucks-provides-outlook-on-hydrogen-based-GenH2-Truck-at-IAA-Transportation-2022-in-Hanover.xhtml?oid=52032506&ls=L2VuL2luc3RhbmNlL2tvInhodG1sP29pZD05MjY2MDU1JnJlbFlkPTYwODI5JmZyb21PaWQ9OTI2NjA1NSZyZlXN1bHRJbmZvVHlwZUIkPTQwNjI2JnZpZXdUeXBIPXRodW1icyZzb3J0RGVmaW5pdGlyb3J1QVUjMSVNIRURfQVQzMjZ0aHVYJnJlSW5kZXg9MSZyb3dDb3VudHJlbnRleDQ01JmZyb21JbmZvVHlwZUIkPTQwNjI4&rs=4

Tata Motors / Prima E55.S 		(x)	long haul	highway tract	Jan 23 • 220-270kW FC, 470kW motor (RAE 110-eaxle 2 speed transmission) • 350-500km range (350b type III tanks) • 20min refueling time • GCW 55t	https://autoexpo.tatamotors.com/pdf/commercial/Product-Note-Tata-Prima-E55S.pdf
Tata Motors / Prima H55.S 		(x)	long haul	highway tract	Jan 23 • Cummins 6.7lit H2 IC engine (290hp, 1200Nm) • 350-500km range (350b tanks) • GCW 55t	https://autoexpo.tatamotors.com/pdf/commercial/Product-Note-Tata-Prima-H55S.pdf
Volvo / FC truck 		(x)	long haul	highway tract	Jun 22 • 300kW Cellcentric fuel cell • 1000 km range (target) • Refuelling time under 15min • Base vehicle 65t or higher • Production end of decade	https://thedriven.io/2022/06/21/volvo-unveils-hydrogen-powered-truck-with-1000km-range/
Hyzon / Hymax 70t 		x	long haul	highway tract	Jan 23 • 240kW FC (Horizon FC), 140kWh battery, 450kW emotor • 600km range (95kgH2 @ 700b) • GCW 70t • Based on the DAF CF 530 FTT 6x4	https://static1.squarespace.com/static/6196c5eca85b4234c65526ca/t/629f90d2b7bcdc31d2341773/1654624467341/Hyzon_SellSheetUpdated_v2_0622.pdf

Transport de personnes / navettes, autobus, autocars

Marque / modèle	AN	EU	Asie	Application	Type véh	Annonce	Source
SAIC Maxus / FCV80 			x	passenger transportation	shuttle bus	<u>Jun 22</u> • 30kW fuel cell, 14.33kWh battery, 100kW emotor • 305km range (4,4kgH2 @ 350b) • 14 passengers • Start of production in 2018	https://www.theautopian.com/a-deep-dive-into-why-china-still-believes-in-hydrogen-powered-vehicles/
Hyvia / Master citybus H2 tech 		x		passenger transportation	shuttle bus	<u>Oct 22</u> • 30kW fuel cell, 33kWh battery, 57kW emotor (FWD) • 300km range (4,5kgH2 @ 350b) • 5min refueling time • Bi-energy (7kW OBC) • 15 passengers • Base vehicle Renault Master ZE • Start of production in 2022	https://www.hyvia.eu/en/vehicle/master-city-bus-h2-tech/
Letenda / Electrip FC 	(x)			passenger transportation	shuttle bus	<u>Avr 22</u> • FC version under development • 24 seats and 21 standees (BEV version) • Base vehicle Letenda Electrip produced in Quebec • Commissioning in 2024 at Edmonton Airport (Canada)	https://letenda.com/wp-content/uploads/2022/04/AIE-autobus-hydrogene.pdf
Tata / Starbus FC 			x	passenger transportation	bus	<u>2017</u> • 85kW fuel cell, 186kW emotor • 14,4kg H2 • 30 passengers seats • Start of production in 2012	https://www.buses.tatamotors.com/wp-content/uploads/2017/11/S-tarbus-Fuel-Cell-30-BS-IV.pdf
Yutong / ZK6126FCEVG 			x	passenger transportation	bus	<u>Sep 18</u> • 500km range (8x140lit H2) • 10-15min refueling time <u>Jun 22</u> • 80kW fuel cell, 105kWh battery, 120kW emotor (FWD) • 41 passengers • Start of production in 2018	https://www.greencarcongress.com/2018/09/20180901-yutong.html https://www.theautopian.com/a-deep-dive-into-why-china-still-believes-in-hydrogen-powered-vehicles/
Geely Farizon / C12F 			x	passenger transportation	bus	<u>Jun 22</u> • 80kW fuel cell, 121kWh battery, 120kW emotor (FWD) • 44 passengers • Start of production in 2022	https://www.theautopian.com/a-deep-dive-into-why-china-still-believes-in-hydrogen-powered-vehicles/

Safra / HyCity 		(x)		passenger transportation	bus	<u>Jun 22</u> • 45kW FC (Symbio), 130kWh battery (Microvast), 2x125kW emotor (ZF AVE 130) • 350+km range (35kg H2 @ 350b) • 33 passengers seats • Production mi-2023	https://www.h2-mobile.fr/actus/safra-hycity-nouveau-bus-hydrogene-detail/ https://www.transbus.org/construc/safra_hycity-12.html https://safra.fr/construteur/
Safra / H2-Pack retrofit 		(x)		passenger transportation	bus	<u>Jan 23</u> • 70kW FC (Plastic Omnium), 71kWh battery (Microvast), 350kW emotor (Dana TM4) • 500km range (35kg H2 @ 350b) • Base vehicule Mercedes-Benz Intouro • Available in 2023	https://safra.fr/retrofit/
New Flyer / Xcelsior Charge FC 40ft 	x			passenger transportation	bus	<u>Sep 22</u> • Ballard 85kW HD+ FC, 150kWh battery, 160kW emotor Siemens ELFA3 • 600km range • 6-20min refueling • 40ft bus Xcelsior	https://www.sustainable-bus.com/news/new-flyer-xcelsior-charge-fc-hydrogen-bus/
VanHool / A330 FC 	x			passenger transportation	bus	<u>2019</u> • 85kW FC (12,000+h durability), 24-36kWh battery • Range 350+km (35-40kgH2) • 44 seated passengers • In operations in Cologne, Wuppertal in 2019	https://www.sustainable-bus.com/news/van-hool-launch-new-a330-fc-and-exqui-fuel-cell-future/ https://fuelcellbuses.eu/sites/default/files/documents/final1-hvlo-final-report.pdf
El Dorado ENC / Axess EVO-FC 	x			passenger transportation	bus	<u>Oct 22</u> • PlugPower Progen 125kW FC integrated with BAE Systems drive • 640km range • 43 seated passengers • 35ft or 40ft bus	https://www.eldorado-ca.com/axess-evo-fc https://www.sustainable-bus.com/components/bae-systems-enc-buses-drive/
Hyzon / Passenger Coach 			x	passenger transportation	bus	<u>Jan 23</u> • 80kW FC (Horizon FC), 141kWh battery, 195kW emotor • 400km range (35kgH2 @ 350b) • Based on the President 2 1400 • Produced since 2022	https://www.hyzonmotors.com/vehicles/hyzon-high-floor-coach https://static1.squarespace.com/static/6196c5eca85b4234c65526ca/t/629f90d2b7bcdc31d2341773/1654624467341/Hyzon_SellSheetUpdated_v2_0622.pdf

Keyou / Bus H2 ICE 		(x)		passenger transportation	bus	<u>Avr 22</u> • Keyou 100% H2 IC engine (210kW) • 500km range • Production 2024	https://www.h2-mobile.fr/actus/keyou-presente-premiers-vehicules-moteur-hydrogene/
Wrightbus / Streetdeck FCEV 		x		passenger transportation	bus	<u>Dec 22</u> • Ballard 85kW FC, 27.4kWh LTO battery (Forsee) • 450km range (27kgH2/1120lit @ 350b) • 8min refueling time • 86 passengers (65 seated), GVW 18,5t	
New Flyer / Xcelsior Charge FC 60ft 	x			passenger transportation	bus	<u>Sep 22</u> • Ballard 85kW HD+ FC, 150kWh battery, 210kW emotor Siemens • 600km range • 6-20min refueling • 60ft bus Xcelsior	https://www.sustainable-bus.com/news/new-flyer-xcelsior-charge-fc-hydrogen-bus/
VanHool / Exquicity 18 FC 	x			passenger transportation	bus	<u>2019</u> • 100kW FC (Ballard FCVelocity-HD) • Range 300km • 125 passengers (BRT configuration) • In operations in Cologne, Wuppertal in 2019	https://www.sustainable-bus.com/news/van-hool-launch-new-a330-fc-and-exqui-fuel-cell-future/

AUTEUR

Frédéric Delrieu - Amp&Axe Consulting - ampaxle.com



frederic@ampaxle.com



<https://www.linkedin.com/company/amp-axe-consulting/>



<https://www.linkedin.com/in/fredericdelrieu/>

[@FredericDelrieu](https://twitter.com/FredericDelrieu)

 **propulsion**
Québec

