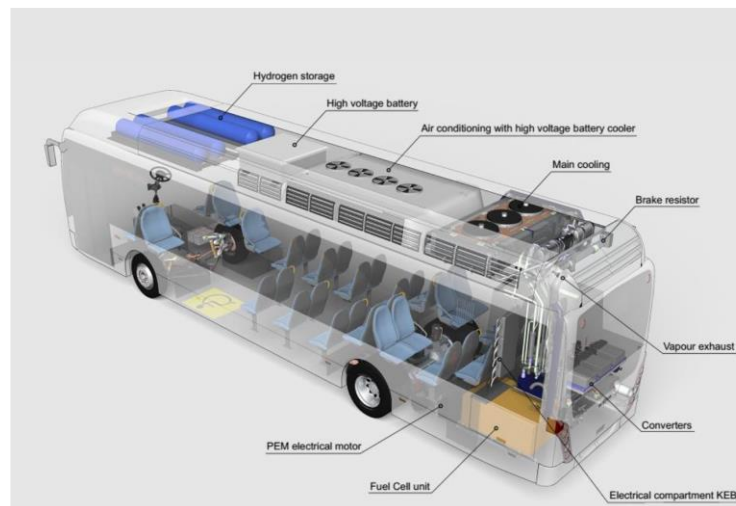




Stratégie Énergétique 2050 dans les Transports Publics

Etude du potentiel de l'hydrogène dans les TP

Rapport final



Andreas Hutter

Centre Suisse d'électronique et de microtechnique, PV-Center (CSEM)
Jaquet-Droz 1, 2002 Neuchâtel, Andreas.Hutter@csem.ch

Nelson Koch

Centre Suisse d'électronique et de microtechnique, PV-Center (CSEM)
Jaquet-Droz 1, 2002 Neuchâtel, Nelson.Koch@csem.ch

Thomas Söderström

Centre Suisse d'électronique et de microtechnique, PV-Center (CSEM)
Jaquet-Droz 1, 2002 Neuchâtel, Thomas.Soederstroem@csem.ch

Groupe d'accompagnement

Mme. Laura Andres, Transports publics fribourgeois Trafic SA (TPF)

M. Roberto Bianchetti, Office Fédéral d'Énergie (OFEN)

M. Tristan Chevroulet, Office Fédéral des Transports (OFT)

M. Fabio Inderbitzin, Verkehrsbetriebe Zürich (VBZ)

M. Ralf Kollegger, Bus und Service AG

M. Ueli Kramer, Schweizerische Bundesbahnen (SBB)

M. Daniel Schaller, Planair SA

Mme. Eveline Wüest, PostAuto AG

Personnes interviewées

Madeline Ojakovoh, Element-Energy (London) – coordinateur des projets JIVE & JIVE 2

Personnes qui ont contribué

Christian Nellen & Nils Monney, University of Applied Sciences of Western Switzerland

Mentions légales

Éditeur : Office fédéral des transports OFT, CH-3003 Berne

Programme : Stratégie Énergétique 2050 dans les transports publics (SETP 2050)

Conduite du programme : Tristan Chevroulet, OFT

Numéro de projet : P-199

Le rapport est accessible gratuitement par Internet à l'adresse www.bav.admin.ch/energie2050.

Seul l'auteur ou les auteurs sont responsables du contenu et des conclusions de ce rapport.

Neuchâtel, le 25 mars 2022

Table de matières

Table de matières	3
Résumé exécutif.....	5
Kurzzusammenfassung	5
Executive summary	6
Résumé	7
Zusammenfassung	12
1 Introduction pour l'hydrogène comme carburant	16
1.1 Faits généraux (adapté de [6])	17
2 Inventaire des projets et expérience internationale	18
2.1 Inventaire des projets.....	18
3 Vue d'ensemble de l'hydrogène comme vecteur de propulsion	21
3.1 Bus à moteur à combustion à hydrogène (H2ICEB)	21
3.1.1 Description succincte du moteur à combustion à hydrogène.....	21
3.1.2 Développement des bus à hydrogène à combustion interne (H2ICEB)	22
3.2 Bus à pile à combustible (FCEB)	22
3.2.1 Description succincte de la pile à combustible PEM	23
3.2.2 Exemple de bus à pile à combustible	24
3.3 Évaluation de l'état de l'art des bus à pile à combustible.....	25
3.3.1 Développement des véhicules avec pile à combustible versus batterie.....	27
3.4 Discussion.....	28
4 Vue d'ensemble sur l'approvisionnement de l'hydrogène	30
4.1 Production d'hydrogène.....	31
4.1.1 Production thermo-chimique – l'hydrogène gris ou bleu	31
4.1.2 Production électrochimique – l'hydrogène vert	32
4.1.3 Production biologique	34
4.1.4 Impuretés et qualité	37
4.1.5 Origine de production	38
4.2 Transport de l'hydrogène.....	38
4.2.1 Hydrogène gazeux.....	38
4.2.2 Hydrogène liquide	39
4.2.3 Comparaison HL et HG	39
4.2.4 Hydrogène sous forme d'ammoniac	39
4.3 Compression.....	40
4.4 Stockage de l'hydrogène	41
4.4.1 Stockage gazeux en cascade.....	41
4.4.2 Stockage gazeux à pression constante.....	42
4.4.3 Stockage gazeux avec compresseur « booster ».....	42
4.4.4 Stockage liquide	42
4.5 Distribution.....	43
4.6 Aspects liés à la sécurité.....	43
4.7 Évaluation de l'état de l'art	44
4.7.1 Différences entre SRH pour les voitures et les bus	46
4.7.2 Différences avec les stations de ravitaillement en gazole	46
4.8 Discussion.....	47

5	Analyse technique sur l'utilisation de l'hydrogène pour les ETP.....	49
5.1	Analyse technique sur le besoin d'énergie pour différents profils d'utilisation	49
5.1.1	Routes évaluées	49
5.1.2	Modèle de consommation	51
5.1.3	Paramètres utilisés	53
5.1.4	Validation des paramètres	54
5.1.5	Résultats.....	55
5.1.6	Conclusion	59
5.2	Analyse technique sur l'approvisionnement d'hydrogène vert	60
5.2.1	Dimensionnement et paramètres opérationnels.....	61
5.2.2	Encombrement.....	62
5.3	Efficacité globale	63
5.4	Évaluation du potentiel d'économie d'énergie	64
6	Analyse économique de l'utilisation de l'hydrogène pour les ETP.....	67
6.1	Coût de production et de distribution de l'hydrogène vert	68
6.1.1	Paramètres économiques	68
6.1.2	Coûts d'investissement et d'exploitation.....	68
6.1.3	Analyse de sensibilité vis-à-vis du coût d'électricité	70
6.2	Modèle de coûts pour les ETP	71
6.2.1	Hypothèses.....	71
6.2.2	Evaluation des coûts en fonction des parcours.....	74
6.2.3	Potentiel des technologies	76
7	Conclusions et propositions de mise en œuvre	79
	Liste des abréviations et des symboles.....	84
	Bibliographie	85
	Annexes.....	90

Résumé exécutif

L'analyse de l'état de l'art a montré que les technologies liées à l'utilisation de l'hydrogène pour le transport ont beaucoup progressé au niveau technique pendant les dix dernières années, mais ne sont pas encore arrivées à une maturité commerciale à grande échelle. L'analyse du potentiel de la technologie à hydrogène pour le transport public, notamment pour des lignes des bus, montre que son application est plutôt adaptée pour des entreprises de transport public avec des parcours du type rural avec des longues distances journalières, au-dessus de 250 km, ou beaucoup de dénivelé. Pour ces conditions, les bus à hydrogène – soit avec un moteur à combustion à hydrogène ou avec une pile à combustible et un moteur électrique – peuvent directement remplacer la technologie diesel tandis que des bus purement électriques, qui nécessitent des très grandes batteries avec une capacité autour de 1 MWh, ne sont pas encore au point aujourd'hui. Ainsi, les bus à hydrogène sont plutôt adaptés pour le transport suprarégional, les régions de montagne, ou des villes avec beaucoup de parcours avec des fortes pentes, que pour des villes avec des parcours courts et plutôt plats. Si l'exploitation d'une flotte de bus à hydrogène est, aujourd'hui, techniquement possible, les bus à pile à combustible – qui sont déjà disponibles commercialement aujourd'hui – sont encore 10% à 20% plus chers que les bus diesel. Bien que l'abolition du remboursement de la taxe sur les carburants améliorerait la situation économique, ce bus à hydrogène resterait encore 5% à 10% plus cher. Avec une réduction significative des coûts d'achat – un bus à hydrogène à pile à combustible est aujourd'hui encore deux à trois fois plus cher que son pendant diesel – ainsi qu'une baisse des coûts de production d'hydrogène vert – qui sont directement liés au prix de l'électricité nécessaire pour la production par électrolyse – la technologie à hydrogène pourrait devenir économiquement plus attractive que le diesel, ce qui est motivé par des coûts de maintenance plus faibles.

Kurzzusammenfassung

Die Analyse des Stands der Technik hat gezeigt, dass die Technologien für die Nutzung von Wasserstoff im öffentlichen Verkehr in den letzten zehn Jahren große technische Fortschritte gemacht haben, aber noch nicht in großem Umfang kommerziell ausgereift sind. Die Analyse des Potenzials der Wasserstofftechnologie für den öffentlichen Verkehr, insbesondere für Buslinien, zeigt, dass ihre Anwendung eher für Transportunternehmen mit ländlichen Strecken geeignet ist, die entweder lange tägliche Entfernungen von über 250 km oder viele Steigungen aufweisen. Unter diesen Bedingungen können Wasserstoffbusse – entweder mit einem wasserstoffbetriebenen Verbrennungsmotor oder mit einer Brennstoffzelle und einem Elektromotor – die Dieseltechnologie direkt ersetzen, während reine Elektrobusse, die sehr große Batterien mit einer Kapazität von bis zu 1 MWh benötigen, heute noch nicht verfügbar sind. So sind Wasserstoffbusse für den überregionalen Verkehr, Bergregionen oder Städte mit Strecken, welche starke Steigungen aufweisen, besser geeignet als für Städte mit kurzen und eher flachen Strecken. Obwohl der Betrieb einer Wasserstoffbusflotte heute technisch möglich ist, sind Brennstoffzellenbusse – welche heute schon kommerziell verfügbar sind – immer noch 10 bis 20% teurer als Dieselbusse. Auch wenn die Abschaffung des Kraftstoffsteuerrabatts die wirtschaftliche Situation verbessern wird, werden diese Wasserstoffbusse immer noch 5 bis 10% teurer sein. Mit einer deutlichen Senkung der Anschaffungskosten - ein Brennstoffzellenbus ist heute noch zwei- bis dreimal so teuer wie sein Diesel-Pendant – sowie einer Senkung der Kosten für die Produktion von grünem Wasserstoff - die durch die notwendige Elektrolyse direkt an die Strompreise gekoppelt ist - könnte die Wasserstofftechnologie wirtschaftlich attraktiver werden als der Diesel. Dies ist unter anderem auch durch die stark reduzierten Wartungskosten begründet.

Executive summary

The analysis of the state of the art has shown that the technologies related to the use of hydrogen for transport have progressed a lot at the technical level during the last ten years but have not yet reached a large-scale commercial maturity. The analysis of the potential of hydrogen technology for public transport, especially for bus lines, shows that its application is rather suitable for public transport companies with rural type routes with either long daily distances above 250 km or routes with many slopes. For these conditions hydrogen buses can directly replace diesel technology while purely electric buses, which require very large batteries with capacities up to 1 MWh, are not yet available today. Thus, hydrogen buses are more suitable for supra-regional transport, mountain regions or cities with many routes with steep slopes than for cities with short and rather flat routes. Although the operation of a hydrogen bus fleet is technically possible today, it is still 10% to 20% more expensive than a fleet with diesel buses. Even if the abolition of the fuel tax refund will improve the economic situation, the hydrogen bus will still be 5% to 10% more expensive. With a significant reduction in purchase costs – a hydrogen bus is today still two to three times more expensive than its diesel counterpart – as well as a decrease in green hydrogen production costs – which is directly related to the electricity prices needed for electrolysis production – hydrogen technology could become economically more attractive than diesel, which is also motivated by lower maintenance costs.

Résumé

Ce rapport analyse l'utilisation de l'hydrogène pour le transport public et contient deux parties principales : premièrement, une revue de l'évolution technique de ces dix dernières années avec, à la clef, une description de l'état de l'art à l'heure actuelle et, deuxièmement, une analyse technique et économique dans le contexte Suisse pour la création d'une flotte de bus à hydrogène. Des bus à pile à combustible électrique (*fuel cell electric bus*, FCEB) et des bus à hydrogène à moteur à combustion interne (*hydrogen internal combustion engine bus*, H2ICEB) ont été analysés. Cette analyse se base sur des données des parcours concrets obtenues des TPF, du groupe d'accompagnement, ainsi que des données techniques et économiques qui sont tirées, soit de l'état de l'art, soit de l'expérience concrète des partenaires du groupe d'accompagnement. Cette partie compare la technologie à hydrogène avec son pendant basé sur du diesel, mais inclut également la comparaison avec des bus électriques.

La revue de l'évolution technique et la description de l'état de l'art dans les sections 3 et 4 montrent que les technologies liées à l'utilisation de l'hydrogène pour le transport ont beaucoup progressé au niveau technique pendant les dix dernières années. Néanmoins, ces technologies ne sont pas encore arrivées à une maturité commerciale à grande échelle. À ce stade, le nombre de nouvelles immatriculations de bus à hydrogène FCEB reste encore bien en dessous de la barre de 1% en Europe et le nombre de sites de production d'hydrogène vert et de stations de recharge pour les véhicules à hydrogène reste petit et très fragmenté. Des bus à hydrogène H2ICEB sont encore en phase de développement. De ce fait, il convient de réévaluer la progression technique, mais surtout aussi l'évolution commerciale d'ici deux à cinq ans.

Avec une densité d'énergie de 33.3 kWh/kg l'hydrogène contient environ trois fois plus d'énergie par unité de masse que de l'essence ou du diesel. Cet avantage au niveau du poids est en grande partie annulé par le fait que l'hydrogène, qui est gazeux à température ambiante, doit être comprimé (par exemple à 350 ou 700 bar) pour être transporté de manière efficace. L'hydrogène, étant invisible et hautement inflammable, nécessite des précautions de sécurité, qui sont néanmoins bien maîtrisées aujourd'hui car ce gaz est utilisé fréquemment dans les processus industriels avec une production d'environ 70 millions de tonnes par an.

Il y a deux manières pour utiliser de l'hydrogène comme vecteur de propulsion pour le transport : l'hydrogène peut être utilisé directement dans un moteur à combustion thermique classique ou, de l'autre côté, via un processus électrochimique qui transforme le gaz dans une pile à combustible en électricité pour ensuite faire tourner un moteur électrique. Aujourd'hui, c'est surtout la dernière variante qui s'est imposée sur le marché avec des piles à combustible du type PEM (*polymer electrolyte membrane*), qui atteignent des rendements de conversion de 60%. Au niveau de toute la chaîne de traction, une efficacité d'environ 45% peut être atteinte, ce qui correspond, pour un bus de 12 m, à une consommation entre 8 et 10 kgH₂/100km ou une réduction entre 25% et 40% par rapport à un bus diesel. La variation de la réduction dépend du parcours et est associée au fait qu'un bus à hydrogène peut récupérer jusqu'à 20% d'énergie via l'utilisation de sa batterie intégrée, qui fait partie de la chaîne de traction. Les plus grandes limitations à l'heure actuelle sont : a) la durée de vie de seulement 20'000 à 30'000 heures opérationnelles de la pile à combustible PEM – ce qui nécessite, surtout pour des parcours urbains, son remplacement à de multiples reprises pendant la durée de vie d'un bus – ainsi que : b) le coût d'achat des véhicules, qui restent encore deux à trois fois plus chers que leurs pendants diesel. La technologie H2ICEB est prometteuse, car elle pourrait permettre une transition technologique plus rapide. Il existe également des indications selon lesquelles, notamment pour les trajets régionaux, des rendements de moteur comparables à ceux des FCEB sont possibles. Toutefois, cette technologie n'est pas encore prête à être commercialisée aujourd'hui. La comparaison avec des bus électriques montre que ces derniers ont surtout un avantage par rapport à la consommation, qui est encore plus faible avec une réduction de plus que 50% par rapport au diesel, mais aussi concernant les frais de maintenance, qui sont également réduits de moitié – comme pour le bus à hydrogène FCEB d'ailleurs. De l'autre côté, les bus électriques ont également encore des limitations par rapport au coût d'achat – un bus électrique est encore deux fois plus cher que son pendant diesel – ainsi qu'au temps de recharge et la taille des batteries. Cette dernière

est surtout limitée par le poids additionnel, où il faut compter aujourd'hui environ 3 tonnes pour une batterie de 400 kWh, ce qui représente environ 25% du poids à vide d'un bus de 12 m.

La production d'hydrogène pour l'industrie se fait, aujourd'hui, presque exclusivement par voie thermo-chimique et surtout via le reformage du méthane à la vapeur. Ces processus utilisent, en général, des combustibles d'origine fossile et on dit alors qu'ils produisent de l'hydrogène gris car il y a aussi une génération de dioxyde de carbone. Si ces processus sont associés à un système de captage et de stockage du dioxyde de carbone (CCUS) on parle d'hydrogène bleu. Autrement, si le combustible fossile est entièrement remplacé par la biomasse ou un autre combustible renouvelable, une telle production thermo-chimique fournit de l'hydrogène vert. Mais les technologies liées à l'utilisation de la biomasse, ainsi que le CCUS, ne sont, aujourd'hui, pas encore arrivées à une maturité industrielle. La seule manière de produire de l'hydrogène vert actuellement est par voie d'électrolyse, où uniquement de l'électricité d'origine renouvelable est utilisée. L'électrolyse est un processus électrochimique où de l'électricité est utilisée pour séparer de l'eau – ou de la vapeur – pour produire de l'hydrogène (alors que c'est le processus inverse qui se produit dans de la pile à combustible) et de l'oxygène. Parmi les technologies existantes on trouve l'électrolyseur PEM ainsi que la technologie SOEC (*solid oxide electrolyser cell*). La technologie PEM est arrivée à une maturité industrielle, avec des durées de vie de 90'000 heures et des rendements de 60%. La technologie SOEC, qui tient la promesse d'augmenter le rendement à 80%, est, actuellement, encore en voie de commercialisation à grande échelle. Le rendement de l'électrolyseur est un des paramètres techniques le plus important pour la production d'hydrogène vert, car le coût de production dépend, en grande partie, du prix de l'énergie. À titre d'exemple, pour une production avec un tarif de l'électricité de 10 ct/kWh et une production à plein régime, la fourniture de l'énergie compte pour 70% des coûts pour un PEM tandis que pour un SOEC, c'est uniquement 56%. Les coûts d'investissement pour la technologie SOEC sont actuellement encore trois à quatre fois plus chers que la technologie PEM, ce qui fait de cette dernière le choix du moment. Si l'hydrogène n'est pas produit à l'endroit d'utilisation, il doit encore être transporté, ce qui se fait sur des très longues distances sous forme liquide, mais pour des plus petites distances, comme à l'échelle nationale Suisse, surtout de manière comprimée, et par camion ou train. Un camion peut généralement transporter entre 500 et 1'000 kg d'hydrogène. Actuellement, des conteneurs d'une capacité de 350 kg, dont seuls 250 kg peuvent être effectivement exploités, sont utilisés en Suisse. Tout le long de la chaîne de transport et du stockage, par exemple sur le site d'utilisation, des compresseurs sont encore nécessaires afin de pouvoir fournir le gaz avec une pression de communément 350 bar pour les bus. Il existe plusieurs technologies pour le transport et le stockage qui sont toutes à une maturité industrielle élevée, mais la compression est, aujourd'hui encore, le maillon faible de la chaîne au niveau de la fiabilité. Mais, en général, la limitation actuelle majeure pour la production d'hydrogène vert par voie d'électrolyse reste encore l'accès à l'électricité renouvelable à bas coût et de manière continue, c'est-à-dire pendant plus de 6'000 heures par année environ.

De manière générale, il apparaît que l'efficacité globale des bus à hydrogène est inférieure à celle des bus diesel. Il faut donc plus d'énergie primaire pour faire fonctionner un bus à hydrogène que pour un bus diesel. Cette observation s'explique principalement par le fait que l'efficacité de la production d'hydrogène vert est encore faible aujourd'hui. Même si l'efficacité de la production s'améliorera avec les progrès technologiques attendus, comme le promet par exemple la technologie SOEC (*solid oxide electrolyser cell*), l'efficacité énergétique globale des véhicules à hydrogène se rapprochera de celle des véhicules diesel, mais ne la dépassera pas.

L'analyse technique et économique pour des bus dans le contexte Suisse des sections 5 et 6 démontre que la technologie à hydrogène est plutôt adaptée pour des ETP avec des parcours de type rural. Ceci inclut des parcours avec, soit des longues distances journalières au-dessus de 250 km, ou des parcours avec beaucoup de dénivelés. Pour ces conditions, les bus à hydrogène – soit des FCEB ou des H2ICEB – peuvent directement remplacer la technologie diesel, tandis que des bus purement électriques nécessiteraient des grosses batteries avec une capacité de l'ordre du MWh, ce qui est deux à trois fois plus grand que la taille standard d'aujourd'hui.

Pour arriver à ces conclusions, une analyse des besoins énergétiques était faite sur la base de profils des parcours typiques. Les données pour ces parcours ont été fournies par le projet NAVIG et incluent quatre parcours des TP de Fribourg. Il y a deux parcours urbains, avec une vitesse moyenne d'environ 20 km/h, et trois arrêts par kilomètre, ainsi que deux parcours ruraux, qui se caractérisent par une vitesse moyenne de 40 km/h, et seulement un arrêt par kilomètre. La pente moyenne des parcours varie entre 1% et 2% et des dénivelés entre 100 m et 800 m pour tous les parcours confondus. Le modèle de la consommation énergétique inclut les besoins énergétiques pour compenser : a) les forces de frottement de l'air, b) les forces de roulement, c) la force gravitationnelle dans les montées, d) les forces d'accélération du bus, ainsi que e) la consommation des auxiliaires. Cette dernière, qui inclut la consommation pour l'ouverture des portes, l'éclairage, la ventilation ainsi que le chauffage¹, est généralement deux à trois fois plus élevée pour des bus à hydrogène FCEB et électriques, surtout car ils utilisent une pompe à chaleur pour le chauffage, tandis qu'un bus diesel peut exploiter la chaleur excédante du moteur. Cette partie reste néanmoins secondaire par rapport aux besoins d'énergie pour l'accélération et celles pour compenser l'élévation, qui dominent largement en totalisant environ deux tiers de la consommation. La part nécessaire pour accélérer se situe entre 26% et 48% de la consommation totale, tandis que la part pour compenser l'élévation consomme entre 21% et 39% pour toutes les technologies de bus et parcours confondus, respectivement. Au niveau de la consommation, pour un bus de 12 m avec une charge typique et pour les parcours évalués, un bus diesel consomme entre 30 à 40 l/100km (ou environ 2.7 à 4.0 kWh/km) tandis qu'un bus à hydrogène FCEB consomme entre 7 et 9 kgH₂/100km (ou environ 2.3 à 3.0 kWh/km), ce qui représente une réduction de 10% à 26% par rapport au bus diesel. Pour les mêmes parcours, un bus électrique consomme 1.2 à 1.6 kWh/km (réduction entre 50% et 60%), mais nécessitera des batteries avec une capacité de 500 à 700 kWh pour faire le parcours sans rechargement pendant la journée. Ces tailles de batteries ne figurent pas encore sur les catalogues des constructeurs de bus, surtout à cause du poids. Par exemple, pour la technologie LFP, qui est souvent utilisée dans ce domaine et qui a une densité d'énergie de 100 à 150 Wh/kg au niveau du pack, une capacité de 700 kWh représente un poids entre 4.7 et 7 tonnes pour la batterie. Un tel poids représente entre 40% et 60% du poids à vide d'un bus de 12 m tandis que, pour un bus diesel, tout le système de traction représente moins de 10% du poids total. Une utilisation des bus électriques est néanmoins possible, par exemple avec une recharge à midi, mais nécessite l'achat de plus de bus afin de ne pas compromettre l'horaire. Il reste à noter que les bus à hydrogène FCEB et électriques ont une consommation réduite grâce à leur meilleur rendement au niveau moteur mais aussi car leur batterie permet une récupération de l'énergie de l'ordre de 20% (pour la technologie à hydrogène) à 30% (pour des bus électriques) de l'énergie totale lors du freinage ou de la descente.

Au niveau des besoins d'hydrogène pour un bus, il faut compter avec 20 à 25 kgH₂ par jour, ce qui correspond à des parcours journaliers entre 220 et 350 km avec les consommations mentionnées ci-dessus. Pour la production locale d'hydrogène vert, il faut compter un volume minimum journalier d'une tonne pour que l'installation soit rentable à long terme. Avec du volume, l'exploitation d'une flotte de bus entre 40 et 50 bus est possible. Pour une telle installation, un électrolyseur avec une puissance d'environ 2 MW est nécessaire, tout comme deux bornes de distribution d'hydrogène ainsi qu'environ 10t d'eau (pour la technologie PEM) ou de vapeur (SOEC). Au niveau électrique, un raccordement triphasé entre 3 et 4 kA est ainsi nécessaire au niveau basse tension, ce qui se fait typiquement via une station de transformation qui est directement liée au réseau de 110 kV. L'ampérage peut être réduit à moins de 300 A dans le cas où seulement le stockage se fait localement (donc sans production locale d'hydrogène). Au niveau de la place nécessaire pour la production, le stockage et la distribution d'hydrogène, il faut compter entre 800 à 1'200 m² pour une distribution d'une tonne par jour. Ces besoins ne sont que très faiblement réduits si la production ne se fait pas localement, car le stockage est responsable pour la plus grande partie de l'encombrement.

¹ Pour des températures en dessous de -10°C les bus électriques mais aussi ceux à hydrogène sont généralement équipés avec un chauffage d'appoint à combustible fossile pour éviter un surdimensionnement du système de chauffage électrique pour des rare cas en hiver où des telles températures basses sont observées.

Pour l'établissement d'une station de ravitaillement à hydrogène pour une flotte de 40 à 50 bus – ou une production journalière d'une tonne d'hydrogène – il faut compter avec des investissements d'environ 11 millions de francs, dont environ 43% sont réservés pour l'électrolyseur PEM et 14% pour la connexion électrique. Le coût de production d'hydrogène, qui inclut aussi les investissements dans l'infrastructure (électrolyseur, compresseurs, stockage) dépend surtout du prix de l'électricité et notre analyse montre qu'un coût entre 6 CHF/kgH₂ (pour un prix d'électricité de 6 ct/kWh) et un peu plus de 10 CHF/kgH₂ (14 ct/kWh) sont possibles dans le cas d'une opération à plein temps de l'électrolyseur. Ce coût n'augmente que légèrement si le taux d'opération ne descend pas en dessous de 60%, ce qui correspond à une opération pendant au moins 5'300 heures par année. La part du coût pour le stockage et la distribution uniquement varie entre 1.3 et 1.6 CHF/kgH₂ pour la même plage de prix d'électricité. Ces indications de coûts semblent économiquement intéressantes par rapport à un coût d'équivalence avec le diesel à 7.5 CHF/kgH₂, où un prix du diesel à 1.5 CHF/l est supposé, tout comme le cas où la taxe sur les carburants n'est plus remboursée.

Les coûts d'exploitation d'un bus à hydrogène FCEB se lèvent à environ 5.0 CHF/km pour des parcours urbains et 3.2 CHF/km pour des parcours ruraux, selon notre analyse. Un bus à hydrogène FCEB est ainsi actuellement encore 9% (urbain) à 7% (rural) plus cher qu'un bus diesel (cas sans remboursement de la taxe sur les carburants) tandis qu'un bus électrique est 7% moins cher pour le parcours urbain. Des bus électriques sont aussi potentiellement moins chers pour des parcours ruraux, mais avec les restrictions concernant la disponibilité des modèles adéquats mentionnée ci-dessus. Les coûts de la main d'œuvre pour le chauffeur sont la partie la plus importante avec 3.0 CHF/km (60%) pour la partie urbaine et 1.4 CHF/km (45%) pour les parcours ruraux. Ainsi, les coûts d'exploitation hors frais pour chauffeur sont, avec 2.0 CHF/km (urbain) et 1.8 CHF/km (rural), à peu près égaux pour les deux types de parcours. Les coûts d'investissement pour les bus incluent l'achat mais aussi le remplacement des batteries pour les technologies à hydrogène et électrique ainsi que le remplacement de la pile à combustible pour le bus à hydrogène FCEB. Si un bus électrique est environ deux fois plus onéreux et un bus à hydrogène FCEB – avec un coût d'achat de 850'000 CHF – à peu près 2.5 fois plus cher qu'un bus diesel, la maintenance est environ à moitié moins chère pour les deux types de bus. Ainsi, les coûts d'investissement et de maintenance sont à peu près comparables pour les bus diesel et électriques, tandis que les bus à hydrogène FCEB sont actuellement encore 40% plus chers que leurs pendants diesel. Au niveau du coût d'énergie, qui inclut pour le bus à hydrogène FCEB aussi les coûts d'investissement pour la production locale d'hydrogène vert, le bus à hydrogène FCEB est encore plus cher qu'un bus diesel pour tous les cas où le prix d'électricité excède un tarif de 10 ct/kWh. Les autres coûts d'infrastructure, qui incluent la maintenance et l'achat ou la location des espaces, sont en dessous de 1% et donc négligeables pour ces deux technologies. La situation est légèrement différente pour un bus électrique, où les coûts d'infrastructure, qui incluent, dans ce cas aussi, l'achat des stations de recharge ainsi que leur connexion au réseau électrique, sont environ trois fois plus importants. Il reste que l'ensemble des coûts pour : a) l'investissement pour l'infrastructure de recharge et b) l'énergie pour l'exploitation des bus reste environ 60% moins cher que pour un bus diesel, en considérant un prix d'électricité de 15 ct/kWh. En général, le coût d'exploitation pour une flotte de bus à hydrogène FCEB est, aujourd'hui, en grande partie déterminé par l'investissement pour l'achat des bus ainsi que le coût de la production d'hydrogène vert. Ce dernier est surtout déterminé par le prix d'électricité nécessaire pour l'électrolyse et dépend ainsi beaucoup des conditions commerciales d'approvisionnement de l'électricité qu'une ETP peut négocier. De l'autre côté, nous avons pu montrer qu'un abaissement du prix d'achat de 50% au niveau de l'achat du bus à hydrogène FCEB – qui serait ainsi plus que 25% plus cher qu'un bus diesel – induirait un coût d'exploitation égal pour des parcours urbains tandis que, pour des parcours ruraux le bus à hydrogène FCEB serait même 4% moins cher qu'un bus diesel.

En ce qui concerne les **propositions de la mise en œuvre**, basées sur le fait que les technologies à hydrogène sont : a) bien adaptées pour des parcours régionaux exigeants, mais b) encore beaucoup plus coûteuses à l'heure actuelle, il est jugé opportun de supporter financièrement des réalisations concrètes en Suisse afin de faciliter l'observation de l'évolution de la technologie. Spécifiquement, il est suggéré de supporter les deux domaines suivants. D'un côté la réalisation des stations de recharge avec de la

production d'hydrogène vert locale, tout en envisageant également une production centralisée, voire à l'échelle nationale, par exemple pour toutes les entreprises de transport nécessitant de l'hydrogène. De l'autre côté, l'achat, mais surtout aussi l'exploitation des bus, qui inclut la mise en place des systèmes de sécurité et le suivi pour la maintenance. La mise en place de tels systèmes semble faire du sens seulement pour toute une flotte de bus. Si, pour l'exploitation des bus à hydrogène, FCEB ou H2ICEB, une petite flotte de dix bus semble déjà intéressante, pour réaliser un système de production d'hydrogène vert efficace, une flotte avec au moins 20 à 40 bus semble être un minimum pour être économiquement viable à long terme.

Zusammenfassung

Dieser Bericht analysiert den Einsatz von Wasserstoff im öffentlichen Verkehr und enthält zwei Hauptteile: erstens einen Überblick über die technische Entwicklung der letzten zehn Jahre mit einer Beschreibung des aktuellen Stands der Technik und zweitens eine technische und wirtschaftliche Analyse im Schweizer Kontext für den Aufbau einer Wasserstoffbusflotte, wobei Brennstoffzellenbusse (*fuel cell electric bus*, FCEB) und Wasserstoffbusse mit Verbrennungsmotor (*hydrogen internal combustion engine bus*, H2ICEB) analysiert wurden. Diese Analyse basiert auf aktuellen Streckendaten der Begleitgruppe sowie auf technischen und wirtschaftlichen Daten, die entweder dem Stand der Technik oder den konkreten Erfahrungen der Partner der Begleitgruppe entnommen sind. In diesem Abschnitt wird die Wasserstofftechnologie mit ihrem Diesel-Pendant sowie auch mit Elektrobussen verglichen.

Der Überblick der **technischen Entwicklung und die Beschreibung des Stands der Technik** in den Kapiteln 3 und 4 haben gezeigt, dass die Technologien zur Nutzung von Wasserstoff im Verkehr in den letzten zehn Jahren große technische Fortschritte gemacht haben. Diese Technologien sind jedoch noch nicht vollständig ausgereift und in großem Maßstab verfügbar. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt liegt die Zahl der Neuzulassungen von FCEB Wasserstoffbussen in Europa noch weit unter der 1%-Marke, und die Zahl der Produktionsstätten für grünen Wasserstoff und der Ladestationen für Wasserstofffahrzeuge ist nach wie vor gering und sehr uneinheitlich. H2ICEB befinden sich noch in der Entwicklungsphase. Aus diesem Grund wird vorgeschlagen den Fortschritt, aber vor allem die kommerzielle Entwicklung in den nächsten zwei bis fünf Jahren weiter zu beobachten und neu zu bewerten.

Mit einer Energiedichte von 33.3 kWh/kg ist Wasserstoff etwa dreimal kompakter als Benzin oder Diesel. Dieser Gewichtsvorteil wird weitgehend durch die Tatsache kompensiert, dass Wasserstoff, der bei Raumtemperatur gasförmig ist, komprimiert werden muss (z. B. auf 350 oder 700 bar), um effizient transportiert werden zu können. Da Wasserstoff unsichtbar und leicht entflammbar ist, sind Sicherheitsvorkehrungen erforderlich. Entsprechende Prozesse sind heute jedoch vorhanden, da Wasserstoff häufig in industriellen Prozessen verwendet wird, wobei sich die jährliche Produktion auf eine Menge von etwa 70 Millionen Tonnen beläuft.

Es gibt zwei Möglichkeiten, Wasserstoff als Antriebsvektor für den Verkehr zu nutzen: Wasserstoff kann entweder direkt in einem herkömmlichen thermischen Verbrennungsmotor verwendet werden oder aber über einen elektrochemischen Prozess, der das Gas in einer Brennstoffzelle in Strom umwandelt und dann einen Elektromotor antreibt. Heute hat sich die letztere Variante mit Brennstoffzellen des Typs PEM (*polymer electrolyte membrane*) durchgesetzt. PEM Brennstoffzellen weisen einen Umwandlungswirkungsgrad von bis zu 60% auf und für den gesamten Antriebsstrang kann ein Wirkungsgrad von ca. 45% erreicht werden. Für einen 12 m langen Bus resultiert ein Verbrauch von 8 bis 10 kgH₂/100km, was einer Reduzierung von 25% bis 40% gegenüber einem Dieselmotorbus gleichkommt. Die konkrete Einsparung hängt von der Strecke ab und hängt damit zusammen, dass ein FCEB Wasserstoffbus bis zu 20% der gesamten Energie durch den Einsatz seiner integrierten Batterie, die Teil des Antriebsstrangs ist, zurückgewinnen kann. Die größten Einschränkungen sind derzeit einerseits die Lebensdauer der PEM-Brennstoffzelle von nur 20'000 bis 30'000 Betriebsstunden, was dazu führt, dass die Brennstoffzelle mehrmals, dies vor allem bei städtischem Einsatz, während der Lebensdauer eines Busses ausgetauscht werden muss. Die H2ICEB-Technologie ist vielversprechend, da sie einen schnelleren Technologieumstieg von Dieselmotoren ermöglichen könnte, und es gibt Hinweise, dass gerade für regionale Strecken, vergleichbare Motorwirkungsgrade möglich sind. Allerdings ist diese Technologie heute noch nicht marktreif. Eine weitere generelle Einschränkung der Wasserstofftechnologie sind die hohen Anschaffungskosten der Fahrzeuge, die immer noch zwei- bis dreimal so teuer sind wie vergleichbare Dieselmotorenbusse. Der Vergleich mit Elektrobussen zeigt, dass letztere vor allem beim Verbrauch im Vorteil sind, der mit einer Reduktion von mehr als 50% gegenüber Diesel noch geringer ist, aber auch bei den Wartungskosten, die sich - wie bei FCEB Wasserstoffbussen - ebenfalls halbieren. Andererseits gibt es bei Elektrobussen immer noch Einschränkungen bei den Anschaffungskosten - ein Elektrobus ist immer noch doppelt so teuer wie sein Diesel-Pendant - sowie bei der Ladezeit und der Größe der

Batterien. Letzteres wird vor allem durch das zusätzliche Gewicht begrenzt, denn eine 400 kWh Batterie wiegt derzeit etwa 3 Tonnen, was etwa 25% des Leergewichts eines 12 m langen Busses entspricht.

Die Erzeugung von Wasserstoff für die Industrie erfolgt heute fast ausschließlich auf thermochemischem Wege, hauptsächlich durch Methandampfreformierung. Bei diesen Verfahren werden in der Regel fossile Brennstoffe verwendet. Man spricht deshalb von grauem Wasserstoff, weil dabei auch Kohlendioxid entsteht. Wenn diese Verfahren mit einem System zur Abscheidung und Speicherung von Kohlendioxid (CCS) kombiniert werden, spricht man von blauem Wasserstoff. Wird der fossile Brennstoff vollständig durch Biomasse oder einen anderen erneuerbaren Brennstoff ersetzt, so wird diese thermochemische Produktion als grüner Wasserstoff bezeichnet. Die Technologien für die Nutzung von Biomasse und CCUS haben jedoch noch keine industrielle Reife erlangt. Die einzige Möglichkeit, grünen Wasserstoff zu erzeugen, ist derzeit die Elektrolyse, bei der ausschließlich Strom aus erneuerbaren Quellen verwendet wird. Bei der Elektrolyse handelt es sich um ein elektrochemisches Verfahren, bei dem mithilfe von Elektrizität Wasser (oder Dampf) in Wasserstoff und Sauerstoff umgewandelt wird (der umgekehrte Prozess wie in Brennstoffzellen). Zu den bestehenden Technologien gehören die PEM-Elektrolyseur und die SOEC-Technologie (*solid oxide electrolyser cell*). Die PEM-Technologie hat mit einer Lebensdauer von 90'000 Stunden und einem Wirkungsgrad von 60% die industrielle Reife erreicht. Die SOEC-Technologie, die eine Steigerung des Wirkungsgrads auf 80% verspricht, steht derzeit erst am Beginn der Markteinführung. Der Wirkungsgrad des Elektrolyseurs ist einer der wichtigsten technischen Parameter für die Produktion von grünem Wasserstoff, da die Produktionskosten weitgehend vom Energiepreis abhängen. Bei einer Produktion mit einem Stromtarif von 10 ct/kWh und voller Produktion macht die Energieversorgung bei einer PEM beispielsweise 70% der Kosten aus, wobei dieser Anteil bei SOEC Anlagen nur 56% beträgt. Die Investitionskosten für die SOEC-Technologie sind derzeit noch drei- bis viermal so hoch wie für die PEM-Technologie, so dass letztere derzeit die erste Wahl ist. Wenn Wasserstoff nicht am Ort der Nutzung erzeugt wird, muss er trotzdem transportiert werden, und zwar über sehr weite Strecken in flüssiger Form. Bei kürzeren Strecken, wie in der Schweiz, wird Wasserstoff vor allem in komprimierter Form per LKW oder Bahn befördert, wobei ein LKW zwischen 500 und 1'000 kg Wasserstoff transportieren kann. Aktuell werden in der Schweiz vor allem Container mit einer Kapazität von 350 kg verwendet, von denen allerdings lediglich 250 kg genutzt werden können. Auf der gesamten Transportkette sowie aber auch zur Speicherung am Einsatzort werden Kompressoren benötigt, um das Gas bei jedem Wechsel in einen neuen Speichercontainer immer unter Druck zu halten. Typischerweise wird Wasserstoff im Bus selbst bei einem Druck von 350 bar bereitgestellt. Es gibt mehrere Technologien für den Transport und die Speicherung, die alle einen hohen industriellen Reifegrad erreicht haben, wobei die Kompressoren heute noch das schwächste Glied in Sachen Zuverlässigkeit darstellen. Die größte Einschränkung für die Herstellung von grünem Wasserstoff durch Elektrolyse ist jedoch nach wie vor der Zugang zu kostengünstigem erneuerbarem Strom auf kontinuierlicher Basis, d.h. für mehr als 6'000 Stunden pro Jahr.

Generell zeigt sich, dass die Gesamteffizienz von Wasserstoffbussen geringer als die von Dieseln ist. Für den Betrieb eines Wasserstoffbusses wird also mehr Primärenergie als für einen Dieseln benötigt. Diese Beobachtung ist vor allem darauf zurückzuführen, dass die Effizienz der Herstellung von grünem Wasserstoff heute noch gering ist. Auch wenn sich die Produktionseffizienz mit dem zu erwartenden technologischen Fortschritt verbessern wird, wie es zum Beispiel die SOEC-Technologie (*solid oxide electrolyser cell*) verspricht, wird sich die Gesamtenergieeffizienz von wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen der von Dieseln annähern, sie aber nicht übertreffen.

Die **technische und wirtschaftliche Analyse für Busse im schweizerischen Kontext** in den Kapiteln 5 und 6 zeigt, dass die Wasserstofftechnologie eher für Transportunternehmen mit ländlichen Strecken geeignet ist. Dazu gehören Strecken mit langen Tagesstrecken über 250 km oder Strecken mit vielen Steigungen. Unter diesen Bedingungen können FCEB Wasserstoffbusse die Dieseln direkt ersetzen, während reine Elektrobusse große Batterien mit einer Kapazität in der Größenordnung von bis zu 1 MWh benötigen, was zwei- bis dreimal größer ist als die heutige gängige Batteriegrößen für Busse.

Um zu diesen Schlussfolgerungen zu gelangen, wurde eine Analyse des Energiebedarfs auf der Grundlage von Profilen typischer Strecken durchgeführt. Die Daten für diese Strecken stammen aus dem NAVIG-Projekt und umfassen vier Strecken des öffentlichen Nahverkehrs in Freiburg. Es gibt zwei städtische Strecken mit einer Durchschnittsgeschwindigkeit von etwa 20 km/h und drei Haltestellen pro Kilometer und zwei ländliche Strecken, die sich durch eine Durchschnittsgeschwindigkeit von 40 km/h und nur eine Haltestelle pro Kilometer auszeichnen. Die durchschnittliche Steigung der Strecken variiert zwischen 1 und 2% und der Höhenunterschied zwischen 100 und 800 m für alle Strecken. Das Energieverbrauchsmodell umfasst den Energiebedarf zur Kompensation der Luftreibung, des Rollwiderstandes, der Gravitationskräfte beim Bergauffahren, den Busbeschleunigungskräften sowie die Energie für lokale Verbraucher. Diese letzte Kategorie beinhaltet den Energiebedarf für das Öffnen der Türen, die Beleuchtung, die Belüftung und die Heizung. Bei Wasserstoff- und Elektrobussen ist der Energiebedarf für die Heizung in der Regel deutlich höher, zumal diese Busse Wärmepumpen für die Heizung verwenden, während ein Dieselbus die überschüssige Wärme des Motors nutzen kann. Dieser Teil ist jedoch zweitrangig gegenüber dem Energiebedarf für die Beschleunigung und Bergauffahren, der mit etwa zwei Dritteln des Verbrauchs weitgehend dominiert. Der Anteil, der für die Beschleunigung benötigt wird, liegt zwischen 26% und 48% des Gesamtverbrauchs, während der Anteil, der für den Höhenausgleich benötigt wird, zwischen 21% und 39% – über alle Bustechnologien und Strecken zusammen – beträgt. Was den Verbrauch eines 12 m langen Busses mit typischer Beladung und für die untersuchten Strecken betrifft, so verbraucht ein Dieselbus zwischen 30 und 40 l/100km (oder etwa 2.7 bis 4.0 kWh/km), während ein FCEB Wasserstoffbus zwischen 7 und 9 kgH₂/100km (oder etwa 2.3 bis 3.0 kWh/km) verbraucht, was einer Verringerung von 10% bis 26% gegenüber einem Dieselbus entspricht. Ein Elektrobus verbraucht für dieselben Strecken 1.2 bis 1.6 kWh/km (eine Verringerung um 50 bis 60%), benötigt aber Batterien mit einer Kapazität von 500 bis 700 kWh, um die Strecke ohne Nachladen während des Tages zurückzulegen. Diese Batteriegrößen sind in den Katalogen der Bushersteller noch nicht enthalten, vor allem wegen des Gewichts. Bei der in diesem Bereich häufig verwendeten LFP-Technologie, mit einer Energiedichte von 100 bis 150 Wh/kg für die gesamte Batterie, entspricht eine Kapazität von 700 kWh beispielsweise einem Gewicht von 4.7 bis 7 Tonnen für die Batterie. Ein solches Gewicht macht zwischen 40 und 60% des Leergewichts eines 12-m-Busses aus, während bei einem Dieselbus das gesamte Antriebssystem weniger als 10% des Gesamtgewichts ausmacht. Der Einsatz von Elektrobussen ist dennoch möglich, zum Beispiel mit einer Mittagsaufladung, erfordert aber die Anschaffung weiterer Busse, um den Fahrplan einhalten zu können. Es ist anzumerken, dass Wasserstoff- und Elektrobusse aufgrund ihrer besseren Motoreffizienz einen geringeren Verbrauch haben, aber auch, weil ihre Batterie eine Energierückgewinnung in der Größenordnung von 20% (bei der Wasserstofftechnologie) bis 30% (bei Elektrobussen) der Gesamtenergie während des Bremsens oder der Talfahrt ermöglicht.

Für den Wasserstoffbedarf eines Busses muss mit 20 bis 25 kgH₂ pro Tag gerechnet werden, was einer täglichen Fahrstrecke von 220 bis 350 km bei den oben genannten Verbrauchswerten entspricht. Für die lokale Produktion von grünem Wasserstoff ist eine Mindestmenge von 1 t pro Tag erforderlich, damit die Anlage langfristig rentabel ist. Mit diesem Volumen ist der Betrieb einer Busflotte zwischen 40 und 50 Bussen möglich. Für eine solche Anlage werden ein Elektrolyseur mit einer Leistung von etwa 2 MW sowie zwei Wasserstoffzapfstellen und etwa 10 t Wasser (für die PEM-Technologie) oder Dampf (SOEC) benötigt. Auf elektrischer Ebene ist daher ein dreiphasiger Anschluss zwischen 3 und 4 kA auf der Niederspannungsebene erforderlich, wobei der Netzanschluss in der Regel über eine direkt an das 110-kV-Netz angeschlossene Trafostation erfolgt. Die Stromstärke kann auf weniger als 300 A reduziert werden, wenn nur die Speicherung vor Ort erfolgt (d. h. ohne lokale Wasserstoffherzeugung). Der Platzbedarf für die Herstellung, Lagerung und Verteilung von Wasserstoff liegt zwischen 800 und 1200 m² für die Verteilung von 1 t pro Tag. Dieser Bedarf verringert sich nur geringfügig, wenn die Produktion nicht vor Ort erfolgt, da der größte Teil des benötigten Platzes für die Lagerung benötigt wird.

Der Aufbau einer Wasserstofftankstelle für eine Flotte von 40 bis 50 Bussen - oder eine Tagesproduktion von 1 t Wasserstoff - erfordert Investitionen von rund 11 Mio. CHF. Dabei fallen rund 43% auf den PEM-Elektrolyseur und 14% auf den elektrischen Anschluss entfallen. Die Kosten der Wasserstoffproduktion, die auch Investitionen in die Infrastruktur (Elektrolyseur, Kompressoren, Speicher) umfassen, hängen

hauptsächlich vom Strompreis ab. Unsere Analyse zeigt, dass bei einem Vollzeitbetrieb des Elektrolyseurs Kosten zwischen 6 CHF/kgH₂ (bei einem Strompreis von 6 ct/kWh) und etwas mehr als 10 CHF/kgH₂ (14 ct/kWh) möglich sind. Diese Kosten erhöhen sich nur geringfügig, wenn die Betriebsauslastung nicht unter 60% fällt, was einem Betrieb von mindestens 5'300 Stunden pro Jahr entspricht. Der Kostenanteil für Speicherung und Verteilung variiert zwischen 1.3 und 1.6 CHF/kgH₂ für die gleiche Strompreisspanne. Diese Kosten erscheinen wirtschaftlich interessant im Vergleich zum Dieselbus. Unter der Annahme, dass die Treibstoffsteuer nicht rückerstattet wird und einem Dieselpreis von 1.5 CHF/l, ergeben sich Äquivalenzkosten mit Diesel von 7.5 CHF/kgH₂.

Die Betriebskosten eines FCEB Wasserstoffbusses belaufen sich nach unserer Analyse auf etwa 5.0 CHF/km für städtische Strecken und 3.2 CHF/km für ländliche Strecken. Ein FCEB Wasserstoffbus ist also derzeit noch 9% (Stadt) bis 7% (Land) teurer als ein Dieselbus (ohne Kraftstoffsteuerrückerstattung), während ein Elektrobus auf der Stadtstrecke 7% günstiger ist. Elektrobusse sind auch für ländliche Strecken potenziell günstiger, allerdings mit den oben erwähnten Einschränkungen bezüglich der Verfügbarkeit geeigneter Modelle. Die Arbeitskosten für den Fahrer sind mit 3.0 CHF/km (60%) für den städtischen Teil und 1.4 CHF/km (45%) für die ländlichen Strecken der grösste Teil der Gesamtkosten. So sind die Betriebskosten ohne Fahrerkosten mit 2.0 CHF/km (städtisch) und 1.8 CHF/km (ländlich) für beide Streckentypen etwa gleich. Die Investitionskosten für die Busse umfassen die Anschaffung, aber auch den Ersatz der Batterien für die Wasserstoff- und die Elektrotechnologie sowie den Ersatz der Brennstoffzelle für den FCEB Wasserstoffbus. Während ein Elektrobus etwa doppelt und ein FCEB Wasserstoffbus - mit 850'000 Franken Anschaffungskosten - etwa 2.5-mal so teuer ist wie ein Dieselbus, ist der Unterhalt für beide Bustypen etwa halb so teuer. Auf dieser Basis ist die Summe aus Investitions- und Wartungskosten für Diesel- und Elektrobusse in etwa vergleichbar, während FCEB Wasserstoffbusse in dieser Kategorie derzeit noch 40% teurer sind. Bei den Energiekosten, die beim Wasserstoffbus auch die Investitionskosten für die lokale Produktion von grünem Wasserstoff beinhalten, ist der FCEB Wasserstoffbus in allen Fällen, in denen der Strompreis einen Tarif von 10 ct/kWh überschreitet, immer noch teurer als ein Dieselbus. Die sonstigen Infrastrukturkosten, zu denen die Wartung und der Kauf oder die Anmietung von Räumlichkeiten gehören, liegen unter 1% und sind daher für beide Technologien vernachlässigbar. Bei einem Elektrobus ist die Situation etwas anders: Die Infrastrukturkosten, die in diesem Fall auch die Anschaffung von Ladestationen und deren Anschluss an das Stromnetz umfassen, sind etwa dreimal so hoch. Die Gesamtkosten für die Ladeinfrastruktur und Energie zum Betrieb sind jedoch immer noch etwa 60% niedriger als bei einem Dieselbus im Allgemeinen, und dies auf der Grundlage eines Strompreises von 15 ct/kWh. Im Allgemeinen werden die Betriebskosten einer FCEB Wasserstoffbusflotte heute weitgehend durch die Investitionen für den Kauf der Busse und die Kosten für die Produktion von grünem Wasserstoff bestimmt. Letzterer wird hauptsächlich durch den Preis des für die Elektrolyse benötigten Stroms bestimmt und hängt daher sehr stark von den kommerziellen Bedingungen für die Stromversorgung ab, die ein Transportunternehmen aushandeln kann. Andererseits konnten wir zeigen, dass eine 50-prozentige Senkung des Anschaffungspreises des FCEB Wasserstoffbusses - der damit nur mehr 25% teurer als ein Dieselbus wäre - auf städtischen Strecken zu gleichen Betriebskosten führt, während auf ländlichen Strecken der FCEB Wasserstoffbus sogar 4% günstiger ist als ein Dieselbus.

Aufgrund der Tatsache, dass Wasserstofftechnologien a) spezielle für anspruchsvolle ländliche Routen geeignet sind aber b) derzeit noch sehr viel teurer sind, wird es als angemessen erachtet, konkrete **Umsetzungsprojekte** in der Schweiz finanziell zu unterstützen, dies auch um die Beobachtung der Technologieentwicklung zu erleichtern. Insbesondere wird vorgeschlagen zwei Bereiche zu unterstützen. Zum einen die Realisierung von Ladestationen mit lokaler grüner Wasserstoffproduktion, wobei auch die zentrale, eventuell sogar schweizweite Produktion für alle Transportunternehmen in Betracht zu ziehen ist. Zum anderen der Kauf, aber auch der Betrieb von Bussen, was dann auch die Implementierung von Sicherheitssystemen und die Wartung umfasst. Die Einführung solcher Systeme scheint nur für ganzen Busflotten aber nicht für einzelne Busse sinnvoll zu sein. Wenn für den Betrieb von FCEB Wasserstoffbussen bereits eine kleine Flotte von zehn Bussen interessant erscheint, so scheint für die Realisierung eines effizienten Systems zur Erzeugung von grünem Wasserstoff eine Flotte von mindestens 20 bis 40 Bussen ein tragfähiges wirtschaftliches Minimum zu sein.

1 Introduction pour l'hydrogène comme carburant

La fourniture d'hydrogène aux utilisateurs industriels est aujourd'hui une activité majeure au niveau mondial. La demande d'hydrogène, qui a plus que triplé depuis 1975, continue d'augmenter. La demande d'hydrogène sous sa forme pure est d'environ 70 millions de tonnes par an (MtH₂/an). Cet hydrogène est presque entièrement alimenté par des combustibles fossiles, avec 6% du gaz naturel mondial et 2% du charbon mondial dédiés à la production d'hydrogène.² En conséquence, la production d'hydrogène est responsable des émissions de dioxyde de carbone (CO₂) d'environ 830 millions de tonnes par an (MtCO₂/an), soit l'équivalent des émissions de CO₂ de l'Allemagne et de la Suisse réunies. En termes d'énergie, la demande annuelle totale d'hydrogène dans le monde est d'environ 330 millions de tonnes de pétrole (Mtep), plus importante que l'approvisionnement en énergie primaire de l'Allemagne. [1]

Ainsi, l'hydrogène est aujourd'hui largement utilisé comme produit chimique dans diverses industries (pétrochimie, alimentation, électronique, traitement métallurgique, etc.). Jusqu'à présent, la seule application énergétique significative a été pour les programmes spatiaux. L'hydrogène apparaît toutefois comme un élément majeur pour une future économie énergétique durable, où l'hydrogène et l'électricité devraient être des vecteurs énergétiques durables complémentaires, l'hydrogène étant particulièrement valable pour les applications mobiles ou portables [2]. À long terme, une possible vision d'évolution prévoit la transition vers une "société de l'hydrogène", où l'hydrogène, dérivé de sources d'énergie renouvelables, a pour vocation de devenir un vecteur d'énergie propre aussi largement utilisé que l'électricité, avec un rôle prépondérant dans toutes les applications nécessitant le stockage de l'énergie, notamment pour les transports. [3]

L'hydrogène, en soi, est un carburant propre. Cependant, la fabrication de l'hydrogène est une activité à forte intensité énergétique et peut générer des sous-produits carbonés. En fonction de la source d'énergie et de la méthode utilisées (pour plus de détails, voir Sec. 4.1), il est communément admis de différencier l'hydrogène produit en trois catégories de couleurs suivantes :

- L'hydrogène **gris** est produit à partir de combustibles fossiles par des procédés à forte empreinte carbone, comme le reformage à la vapeur du gaz naturel ou de l'huile minérale et la gazéification du charbon. Il s'agit actuellement de la méthode de production dominante et plus économique.
- L'hydrogène **bleu** est produit de manière similaire à l'hydrogène gris, mais un système de captage et de stockage du dioxyde de carbone est ajouté au procédé. Ceci permet de réduire de 80% à 90% les émissions de CO₂ générées.
- L'hydrogène **vert** est produit par électrolyse, alimentée uniquement par des énergies renouvelables. Ce procédé de fabrication génère zéro émission carbone.

Les nouveaux moyens de production et d'utilisation de l'hydrogène soulèvent la question importante de savoir comment garantir l'introduction en toute sécurité de ce nouveau vecteur énergétique à l'usage du grand public. Au niveau européen, le *Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking* (FCH JU) a comme objectif de faciliter l'introduction sur le marché des technologies associées en Europe [4]. Entre 2014 et 2020, un budget total d'au moins 1,33 milliard d'euros était investi dans un programme de recherche et d'innovation (R&I) afin de développer un portefeuille de solutions propres et efficaces.

En juillet 2020, la Commission européenne a pérennisé sa volonté de développer la filière de l'hydrogène vert pour atteindre ses objectifs climatiques en créant l'alliance *European Clean Hydrogen* [5]. Cette alliance vise un déploiement ambitieux des technologies de l'hydrogène d'ici 2030, en rassemblant la production d'hydrogène renouvelable et à faible teneur en carbone, la demande dans l'industrie, la mobilité et d'autres secteurs, ainsi que le transport et la distribution de l'hydrogène. Avec cette alliance, l'UE s'attend à un investissement cumulé dans l'hydrogène propre de 180 à 470 milliards d'euros d'ici 2050, permettant de soutenir l'engagement de l'UE à atteindre la neutralité carbone en 2050.

² 45 MtH₂/an supplémentaires sont utilisées dans des industries telles que la production d'acier et de méthanol sans séparation préalable de l'hydrogène des autres gaz

1.1 Faits généraux (adapté de [6])

L'hydrogène est l'élément le plus léger et le plus abondant de l'univers, représentant 75% de la masse ou 90% du volume de toute la matière. Sur Terre, on le trouve principalement dans des composés avec presque tous les autres éléments. Si l'on considère uniquement l'eau, la teneur en hydrogène lié dans l'approvisionnement total en eau du monde est de l'ordre de 10^{14} t. L'hydrogène existe également sous forme d'élément libre dans l'atmosphère, mais seulement à hauteur de moins de 1 ppm (en volume).

L'hydrogène peut être considéré comme un gaz idéal dans une large gamme de températures et même à des pressions élevées. Dans des conditions de température et de pression normales, c'est un gaz diatomique incolore, inodore, insipide, non toxique, non corrosif et non métallique, qui n'est en principe pas physiologiquement dangereux. Il a une flottabilité positive au-dessus d'une température de 22 K, c'est-à-dire sur (presque) toute la plage de température de son état gazeux. Une de ses caractéristiques les plus importantes est sa faible densité, qui rend nécessaire, pour toute application pratique, de comprimer l'hydrogène ou de le liquéfier. La masse volumique de l'hydrogène est décrite dans le tableau suivant pour différents états.

Pression	Masse volumique [kg/m ³]
Gazeux @ 20°C, 1bar	0.083
Gazeux @ 20°C, 350bar	23.86
Gazeux @ 20°C, 700bar	40.02
Liquide	71.00

Tableau 1 : Masse volumique de l'hydrogène [7]

La densité énergétique liée à la masse de l'hydrogène est très élevée : 1 kg d'hydrogène contient environ 2,5 fois plus d'énergie que celle contenue dans 1 kg de gaz naturel. Le contenu énergétique de l'hydrogène est donné soit par un pouvoir calorifique inférieur (PCI) de 119.93 kJ/kg, soit par un pouvoir calorifique supérieur (PCS) de 141.86 kJ/kg. La différence de 15,6 %, qui est importante par rapport aux autres gaz, est due à la chaleur libérée lors de la condensation de la vapeur d'eau. Celle-ci pourrait être capturée dans une turbine, mais pas dans une pile à combustible, ou seulement le PCI est exploitable. Une comparaison du PCI est donnée dans le tableau ci-dessous. Ainsi, 1 kg d'hydrogène a approximativement le même contenu énergétique que 3,1 litres de diesel.

Carburant	PCI [kWh/kg]
Hydrogène	33.3
Diesel	11.9 (9.7 kWh/l)
Essence	11.1-11.6 (8.4 – 8.7 kWh/l)
Gaz naturel	14.9

Tableau 2 : Comparaison du pouvoir calorifique inférieur [8], [9], [10]

Le mélange rapide de l'hydrogène avec l'air entraîne un problème de sécurité, car il conduit très vite à des mélanges inflammables. À température ambiante, l'hydrogène est inflammable, avec des concentrations d'hydrogène entre 4 et 75 % en volume dans l'air et jusqu'à 95 % dans l'oxygène. La limite inférieure d'inflammabilité, qui correspond à la quantité minimale de combustible supportant la combustion, est généralement la limite "la plus importante", puisqu'elle sera atteinte en premier en cas de fuite continue³. À noter que la plage d'inflammabilité s'élargit avec des températures plus élevées. La flottabilité positive de l'hydrogène est une caractéristique de sécurité favorable dans les zones non confinées, mais elle peut provoquer une situation dangereuse dans les espaces (partiellement) confinés, où l'hydrogène peut s'accumuler, par exemple sous un toit. La diffusion et la flottabilité déterminent toutes deux la vitesse à laquelle le gaz se mélange à l'air ambiant. Les autres caractéristiques de l'hydrogène, qui sont importantes par rapport à la sécurité, sont sa faible densité, sa vitesse de flamme élevée (346 cm/s) ainsi que sa faible énergie d'allumage. Aussi, si l'hydrogène brûle dans l'air, la flamme est à peine visible et se caractérise par un rayonnement thermique relativement faible (surtout dans le domaine des UV) [11].

³ La limite de concentration inférieure de l'essence est de 1,4 %, ce qui rend l'hydrogène 2.8 fois moins inflammable dans l'air.

2 Inventaire des projets et expérience internationale

2.1 Inventaire des projets

De par un niveau de maturité plus faible que des technologies équivalentes plus polluantes, le coût de l'utilisation de l'hydrogène comme vecteur énergétique propre est, par conséquent, plus élevé que dans les autres filières classiques. Pour stimuler son développement, les subventions publiques sont alors un élément central et indispensable. Comme annoncé en introduction, la Commission européenne, mais aussi le reste du monde, l'ont bien compris et de nombreux projets de recherches ont été mis sur pied pour aller dans ce sens. D'après des estimations de l'Agence internationale de l'énergie (IEA), le financement global (c.-à-d. privé et public) de la recherche et des projets pilotes sur les technologies liées à l'hydrogène s'est élevé à plus de 50 milliards USD en 2018⁴.

Dans cette dynamique, de nombreux projets liés à l'utilisation de l'hydrogène comme vecteur de propulsion pour les transports publics ont également vu le jour. Les projets internationaux les plus conséquents sont listés dans le Tableau 3. Cet inventaire se focalise sur les projets liés aux bus à hydrogène et aux stations de recharge d'hydrogène (SRH) depuis les années 2000.

Nom	Période	Lieu	Budget	# Bus ⁵	# Station de recharge H ₂	# Villes
CUTE	2001 – 2006	EU	19 M€	27	9	9
HyFLEET-CUTE	2006 – 2009	EU+CN+AU	43 M€	47		10
CHIC	2010 – 2016	CH+EU+CA	82 M€	54	9	9
HIGH V.LO-CITY	2012 – 2019	EU	29 M€	14	3	4
HyTransit	2013 – 2018	UK	18 M€	6	1	1
NewBusFuel	2015 – 2017	EU	2 M€	-	13 ⁶	12
3Emotion	2015 – 2019 ⁷	EU	39 M€	29	3	5
MEHRLIN	2017 – 2020	EU	6 M€	-	7	7
JIVE	2017 – 2022	EU	110 M€	142	-	9
JIVE2	2018 – 2023	EU	107 M€	152	-	14
H2Bus Europe	2019 – 2024	EU	40 M€	600 ⁸	9	6
Total			495 M€	1071		

Tableau 3 : Inventaire des projets internationaux en chiffres

Il est à noter que, bien que peu de projets internationaux de grande ampleur aient eu lieu, l'utilisation de l'hydrogène comme vecteur de propulsion pour le rail est également une technologie évaluée au niveau européen. En effet, la création en novembre 2020 du consortium FHC2RAIL, sous l'égide du FCH JU, a pour objectif de soutenir l'innovation dans ce domaine avec un budget de 14 millions € sur quatre ans [12].

Les objectifs ainsi que les résultats principaux produits par les projets (si déjà disponibles) sont condensés dans le Tableau 4. L'un des premiers projets significatifs dans le domaine des bus électriques à pile à combustible effectué à grande échelle est le projet CHIC. Avec, pour objectif, le déploiement et l'exploitation de 54 bus à hydrogène (50 bus à pile à combustible FCEB et 4 bus à combustion interne H2ICEB) et 9 stations de recharge situées dans 9 villes en Europe – dont aussi en Suisse, en Argovie sous la direction de PostAuto – et au Canada, ce projet a permis de démontrer la viabilité d'une telle solution sur la plus grande flotte jamais mise en service jusque-là. Effectué dans le sillage des projets CUTE et HyFLEET-CUTE, ce projet a notamment ouvert la voie aux projets HIGH-V.LO-CITY, HyTransit, 3Emotion,

⁴ Information extraite de la première édition (mai 2019) du rapport *Energy Technology RD&D Budgets* de l'IEA

⁵ La grande majorité des véhicules utilisés dans les projets pilotes sont des bus électriques hybrides avec des piles à combustible, seulement quatre bus avec un moteur à combustion interne à hydrogène ont été testés dans le projet CHIC

⁶ Le projet NewBusFuel n'a pas mis en service de station de recharge d'hydrogène mais a effectué une étude de cas pour 13 stations potentielles.

⁷ Extension du projet jusqu'à décembre 2022 afin de permettre la récolte suffisante de mesure en service.

⁸ Le projet H2Bus Europe prévoit d'effectuer le déploiement lors d'une première phase (d'ici 2023), puis d'atteindre les 1'000 bus déployés lors d'une deuxième phase.

JIVE1/2 et H2Bus Europe qui s’inscrivent dans une continuité. En effet, l’objectif commun à tous ces projets est l’amélioration technique et économique des bus électriques à pile à combustible en stimulant l’innovation technologique et par le déploiement de flottes de plus en plus grandes. Ce déploiement a d’ailleurs pour vocation de s’accélérer rapidement avec les projets JIVE, JIVE2 et H2Bus avec comme objectif de mettre en service plus de 900 bus supplémentaires d’ici 2024.

Nom	Objectifs	Résultats principaux
CUTE	Tester l'utilisation de l'hydrogène comme carburant pour les transports dans des conditions réelles. Mise en place de l'infrastructure nécessaire pour la production, distribution, stockage et ravitaillement d'hydrogène.	<ul style="list-style-type: none"> • 0.87Mkm parcouru en 2 ans • 64'000h d'opération, haute disponibilité • Durée de vie la plus longue d'une pile à combustible atteignant 3'200h • Toutes les stations de recharge, sauf une, opérationnelles
HyFLEET-CUTE	Développer la technologie des bus à hydrogène pour réduire la consommation de carburant. Développer des méthodes vertes pour la production d'hydrogène. Evaluation des besoins en R&D pour les infrastructures de ravitaillement. Informer la communauté et les principaux décideurs.	<ul style="list-style-type: none"> • Exploitation de 33 bus à pile à combustible et FCEB 14 bus à hydrogène à combustion interne H2ICEB • Conception, construction et test de nouvelle génération de bus à hydrogène et station de recharge • 2Mkm parcourus et 171'000h d'opération • 555tH distribués
CHIC	Déploiement d'une flotte de bus électriques à pile à combustible ainsi que des stations de recharge d'hydrogène dans différentes villes d'Europe	<ul style="list-style-type: none"> • Autonomie comparable au diesel (>350km) • Durée ravitaillement : <10min • Consommation moyenne : 9.9kg/100km (8-16kg/100km) • 9Mkm parcourus
HIGH V.LO-CITY	Améliorer efficacité et coût des bus, réduire la consommation à 7-9kg/100km, démontrer une disponibilité >90%.	<ul style="list-style-type: none"> • Consommation moyenne 11.32kg/100km (9.73-13.65kg/100km) • 1Mkm parcourus
HyTransit	Démonstration de performance, réduire la consommation à <10kg/100km, disponibilité >90%	<ul style="list-style-type: none"> • 4 ans d'exploitation de la flotte • 99.5% de disponibilité de la SRH • 80% de disponibilité des bus • 1.4Mkm parcourus
NewBusFuel	Démontrer la viabilité de SRH de grande envergure (>2t/jours), techniquement et économiquement.	<ul style="list-style-type: none"> • Analyse techno-économique de différents types de SHR (taille, source H2, production) • Elaboration d'un document de référence
3Emotion	Diminuer la consommation <9kg/100km, disponibilité >90%, diminution du prix du véhicule <850k€	Pas encore disponible
MEHRLIN	Démonstration de business model de SRH de grande envergure en situation réelle	Pas encore disponible
JIVE	Validation des flottes de bus à grande échelle, réduction du prix des bus à 650k€, déploiement de grande SRH	<ul style="list-style-type: none"> • Organisation de conférences European Zero Emission Bus Conferences • Plusieurs fournisseurs prêts à livrer des bus en dessous de la limite de prix
JIVE2	Similaire à JIVE avec réduction du prix des bus à 625k€	<ul style="list-style-type: none"> • Demande supplémentaire pour l'achat commun de bus dans de nouveaux pays • Premiers bus mis en service
H2Bus Europe	Réduction du prix des bus <375k€, prix de l'hydrogène entre 5-7€/kg, coût du service de 0,30€/km, autonomie >450km	Pas encore disponible

Tableau 4 : Objectifs et résultats des projets internationaux évalués

En parallèle, d’autres projets comme NewBusFuel et MEHRLIN se sont focalisés principalement sur la chaîne d’approvisionnement d’hydrogène et en particulier les stations de recharge d’hydrogène. Elément

fondamental pour l'exploitation d'une flotte de bus électriques à pile à combustible, les stations de recharge d'hydrogène représentent également un défi, tant d'un point de vue technique qu'économique. Ces projets ont pour objectif de démontrer la viabilité de station de recharge d'hydrogène et d'édicter des recommandations pour faciliter leur développement.

Étant donné la latence entre l'élaboration des projets, la mise en service des flottes de bus et la génération de mesures utilisables, il est difficile de trouver des données opérationnelles récentes. Ainsi, les données actuelles les plus récentes sont celles provenant du projet HIGH V.LO-CITY pour des bus déployés principalement en 2014.

Dans le Tableau 5 figure, pour les projets les plus pertinents, les partenaires industriels principaux et les avancées technologiques significatives qu'ils ont accomplies. L'évolution la plus notable est la technologie d'hybridation de l'entraînement qui, grâce à l'ajout d'une batterie tampon, permet une amélioration importante du rendement énergétique et de l'autonomie. Ceci résulte principalement de la possibilité de régénération au freinage et du lissage des pics de charge par la batterie, afin de permettre à la pile à combustible de fonctionner au plus près de son régime optimal. Ce développement a d'abord fait son apparition dans le cadre du *National Fuel Cell Bus Technology Program* aux États-Unis (à partir de 2005), puis en Europe via CHIC, High V.Lo-City et HyTransit [13]. Par la suite, de constantes améliorations techniques ont permis d'augmenter le rendement des FCEB et d'améliorer la durée de vie des piles à combustible. En plus des améliorations techniques, les projets les plus récents (JIVE, JIVE2 et H2BUS Europe) visent notamment à réduire les coûts des FCEB par une acquisition jointe et une augmentation de la masse de production.

Nom	Partenaires industriels principaux	Avancées technologiques significatives
CUTE	BP, Shell, EvoBus, Linde, Daimler Chrysler	Réalisation des premiers bus à hydrogène sur la base de bus standards, avec une focalisation sur la faisabilité plutôt que sur l'efficacité.
HyFLEET-CUTE	BP, Shell, EvoBus, Linde, Daimler Chrysler, Air Liquide	Développement de pré-prototype de bus hybride (pile à combustible + batterie).
CHIC	EvoBus, Wrightbus, Air Products, Air Liquide, Linde, TOTAL	Augmentation de >50% du rendement des FCEB par rapport au bus de génération précédente (HyFLEET-CUTE) grâce à des piles à combustible plus efficaces et à une hybridation complète du groupe motopropulseur (c.-à-d. ajout de batteries tampons), permettant ainsi l'amortissement des pics de charge et la récupération d'énergie au freinage.
3Emotion	Air Liquide, Ballard, Van Hool	Utilisation de batterie lithium-titanate (LTO) dernière génération → amélioration du rendement global des bus. Amélioration des membranes des piles à combustible → augmentation de leur durée de vie.

Tableau 5 : Liste des avancées technologiques majeures effectuées lors des projets de recherches ainsi que partenaires industriels principaux.

L'hydrogène comme vecteur de propulsion est un domaine très actif qui se ressent dans l'actualité. Une revue de l'actualité, répertoriant quelques-unes des actualités les plus récentes touchant aux domaines des bus et autres moyens de transport alimentés à l'hydrogène, ainsi qu'à la production d'hydrogène, est disponible à l'Annexe 5.

3 Vue d'ensemble de l'hydrogène comme vecteur de propulsion

Il existe deux types de solutions viables pour la propulsion de véhicules à l'aide d'hydrogène : les véhicules à combustion interne à hydrogène et les véhicules à pile à combustible.

- Les véhicules à combustion interne à hydrogène sont des véhicules propulsés par des moteurs à combustion qui brûlent de l'hydrogène et de l'oxygène. Ce type de propulsion est très similaire à un moteur à combustion traditionnel à essence ou diesel. Cependant, la combustion de l'hydrogène avec l'oxygène ne génère, quant à elle, que de l'eau mais pas de CO₂ comme l'essence ou du diesel traditionnel.
- Un véhicule à pile à combustible (PAC) fait passer de l'hydrogène et, soit de l'oxygène, ou de l'air, à travers une pile à combustible pour produire de l'électricité. Un moteur électrique est alors utilisé pour propulser le véhicule. La structure du véhicule est très similaire à un véhicule électrique à batterie, la seule différence étant la source de l'électricité. Ce type de véhicule possède, de manière générale, également une batterie afin de lisser les pics de consommation, mais la taille de cette batterie est généralement beaucoup plus petite que pour un véhicule purement électrique. En ce qui concerne la réaction de l'hydrogène et de l'oxygène, elle génère aussi uniquement de l'eau.

Dans les deux premières sections de ce chapitre, les bases et le fonctionnement des deux alternatives de propulsion à hydrogène sont décrites brièvement. Une évaluation de l'état de l'art des bus à pile à combustible, qui représente la solution actuellement établie sur le marché, ainsi que son positionnement par rapport à des bus électriques est fournie dans la section 3.3 tandis qu'un résumé des conclusions est présenté dans la section 3.4.

3.1 Bus à moteur à combustion à hydrogène (H2IECB)

3.1.1 Description succincte du moteur à combustion à hydrogène

Le moteur à combustion à hydrogène (en anglais *hydrogen internal combustion engine* ou H2ICE) partage la même base technique que les moteurs à combustion utilisés dans les véhicules actuels et fonctionnant à l'essence, au diesel ou au gaz naturel, ce qui rend cette technologie très intéressante d'un point de vue financier. S'appuyant sur l'expérience plus que centenaire de développement de moteurs à combustion, le moteur à hydrogène est un système fiable fonctionnant avec des composants éprouvés et dont la production a été fortement optimisée. Il est à noter que cette fiabilité permet d'atteindre des taux de disponibilité supérieurs à 90% (l'exemple du projet européen CHIC montre une disponibilité de 92% pour le bus H2ICE contre une disponibilité de 39 – 89%, avec une moyenne à 66.8%, pour les bus à pile à combustible [14], statut de 2017), ce qui est comparable à un bus à moteur diesel.

Il s'agit – pour les applications à des véhicules routiers – de moteurs fonctionnant selon le cycle 4-temps. Ils sont alimentés en hydrogène stocké sous forme gazeuse (ou liquide dans certains cas) par injection directe ou indirecte selon le concept utilisé. En raison de sa composition chimique exempte de molécule de carbone, la combustion de l'hydrogène n'émet pas de CO₂ mais uniquement de la vapeur d'eau et des traces d'autres composés. Afin de maintenir les émissions de NO_x (formés à haute température en raison de l'azote contenu dans l'air) aussi proches que possible de 0, la stratégie de combustion communément utilisée est semblable à celle des moteurs diesel : un mélange très pauvre, souvent supérieur à $\lambda = 2$. Dans le cas où des émissions de NO_x subsistent, un système de post-traitement des gaz d'échappement, optimisé pour les NO_x, peut être installé.

Le rendement des moteurs à hydrogène développés actuellement se situe dans la fourchette 40-45% [15]. Avec l'introduction de l'injection directe, KEYOU parle d'une amélioration de 2-4% [16] supplémentaires, portant le rendement du moteur H2ICE à 47-49%. Les travaux de recherche en cours à la HEIA-FR,

notamment dans le projet OFT P-155 [17], confirment les plages de valeurs de rendement indiquées par KEYOU pour les deux différentes technologies d'injection.

En sus d'un bon rendement et l'absence d'émissions de CO₂, le moteur à combustion est simple à fabriquer mais aussi à recycler. En effet, il est composé principalement de métaux (acier et aluminium) et de quelques polymères. Il ne nécessite pas l'utilisation de matériaux tels que du lithium, du cobalt ou encore du platine ou du palladium, composés indispensables à la fabrication de piles à combustible et de batteries, que l'on sait actuellement quasi-impossibles, ou du moins très difficiles, à recycler.

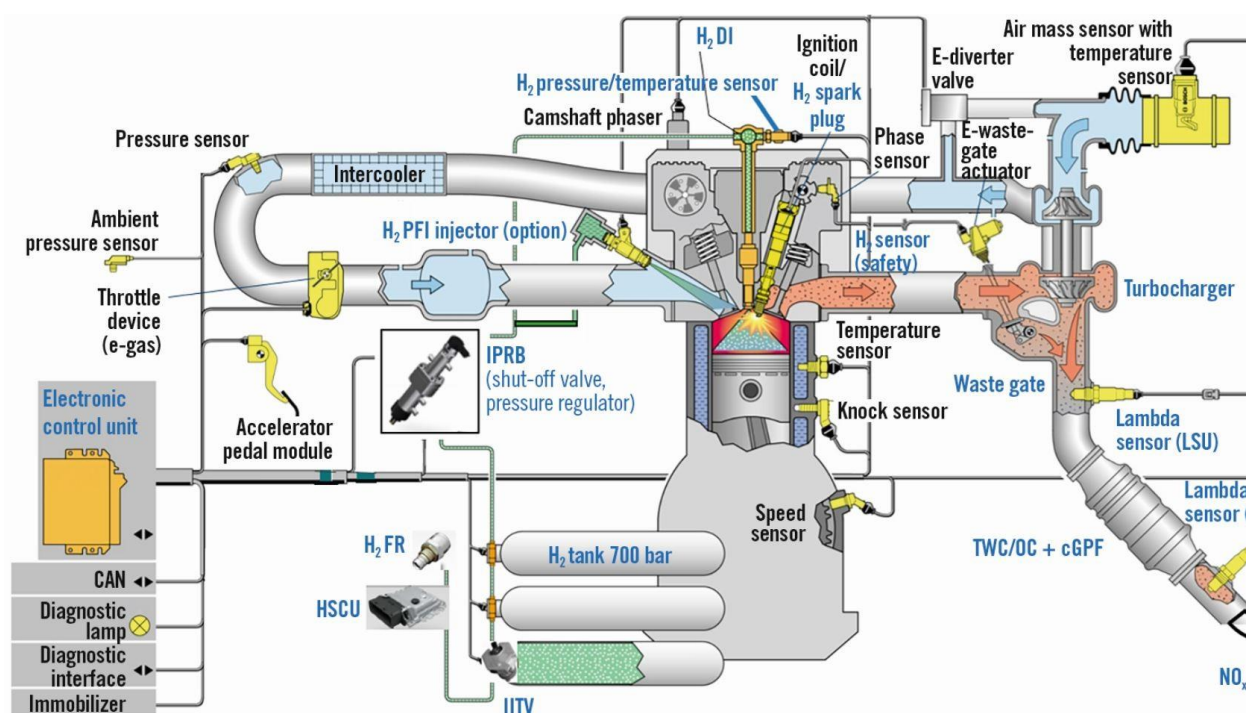


Figure 1 : Vue schématique d'un moteur à combustion à hydrogène sur lequel on peut distinguer, entre autres, une injection directe et une injection indirecte. Il s'agit ici d'un moteur pour automobiles, d'où un stockage à 700 bar en lieu et place des habituels 350 bar utilisés pour les véhicules lourds [18].

3.1.2 Développement des bus à hydrogène à combustion interne (H2ICEB)

Le développement des moteurs à hydrogène à combustion interne est aujourd'hui poussé par des start-up, comme par exemple Keyou en Allemagne [16], ou à travers des coopérations avec des sociétés établies pour les développements des moteurs à combustion, comme par exemple dans le cadre du projet OFT P-155 [17]. Afin de raccourcir le temps de développement pour une mise en marché de la technologie, la possibilité d'un « retrofit » d'un nouveau moteur sur un bus diesel existant semble être une bonne option. Cette solution a l'avantage d'être moins onéreuse que le développement d'un nouveau bus. Actuellement, des projets pilotes dans ce sens sont en préparation, mais il n'y a pas des bus H2ICEB en fonction.

3.2 Bus à pile à combustible (FCEB)

Une pile à combustible (PAC, en anglais *fuel cell* ou FC) est un dispositif électrochimique qui combine l'hydrogène et l'oxygène ou de l'air pour produire de l'électricité, de la chaleur et de l'eau, sans générer d'émissions de combustion. Il existe plusieurs types de PAC, qui sont généralement classées en fonction de leur électrolyte. Les caractéristiques de ce matériau déterminent la température de fonctionnement optimale et le combustible utilisé pour produire de l'électricité et, par conséquent, les applications pour lesquelles ces piles sont les plus adaptées (transport, alimentation stationnaire et portable). Le Tableau 6

présente une comparaison des principaux types de piles à combustible, avec leurs avantages et défis respectifs.

Le rendement électrique (PCI) varie entre 40%, pour les PAC à acide phosphorique, à 60% pour les PAC alcalines et PEM opérant avec de l'air. Pour ce qui est d'une utilisation pour le transport, la technologie la plus appropriée – en termes de température de fonctionnement, de dynamique, de stabilité et de densité d'énergie – est la pile à combustible PEM [19]. Cette dernière dominant le marché des transports [20], elle sera la technologie présentée dans la suite de ce document.

Type de PAC	Température de fonct.	Puissance typique	Avantages	Défis
Membrane électrolyte polymère (PEM)	<120 °C	<1 kW - 100 kW	<ul style="list-style-type: none"> L'électrolyte solide réduit la corrosion Démarrage rapide et suivi de charge 	<ul style="list-style-type: none"> Catalyseurs coûteux Sensible aux impuretés du carburant
Alcaline	<100 °C	1 - 100 kW	<ul style="list-style-type: none"> Une gamme plus large de matériaux stables permet des composants à moindre coût Démarrage rapide 	<ul style="list-style-type: none"> Sensible au CO₂ dans le carburant et l'air Gestion des électrolytes Conductivité électrolytique
Acide phosphorique	150 - 200 °C	5 - 400 kW	<ul style="list-style-type: none"> Convient pour la cogénération Tolérance accrue aux impuretés du carburant 	<ul style="list-style-type: none"> Catalyseurs coûteux Long temps de démarrage Sensibilité au soufre
Carbonate fondu	600 - 700 °C	300 - 3'000 kW	<ul style="list-style-type: none"> Haute efficacité Flexibilité du carburant Convient pour la cogénération Cycle hybride / turbine à gaz 	<ul style="list-style-type: none"> Corrosion à haute température et dégradation des composants de la cellule Long temps de démarrage Faible densité de puissance
Oxyde solide	500 - 1'000 °C	1 kW – 2 MW	<ul style="list-style-type: none"> Haute efficacité Flexibilité du carburant Électrolyte solide Convient pour la cogénération Cycle hybride / turbine à gaz 	<ul style="list-style-type: none"> Corrosion à haute température et dégradation des composants de la cellule Long temps de démarrage Nombre limité d'arrêts

Tableau 6 : Comparaison des technologies de PAC [21]

3.2.1 Description succincte de la pile à combustible PEM

Pour mieux comprendre le fonctionnement d'une pile à combustible PEM, un schéma de principe d'une cellule est illustré sur la Figure 2.

Afin de générer de l'électricité, de l'hydrogène est injecté à l'anode (électrode négative) de la cellule. Ces molécules d'hydrogène réagissent au contact de l'anode et libèrent leurs électrons. Les électrons traversent ensuite un circuit externe, sous forme de courant électrique, jusqu'à atteindre la cathode (électrode positive) de la cellule. Les ions d'hydrogène traversent, quant à eux, la membrane électrolyte polymère pour rejoindre la cathode. Ils réagissent alors avec l'oxygène présent dans l'air pour produire de l'eau ainsi que de la chaleur.

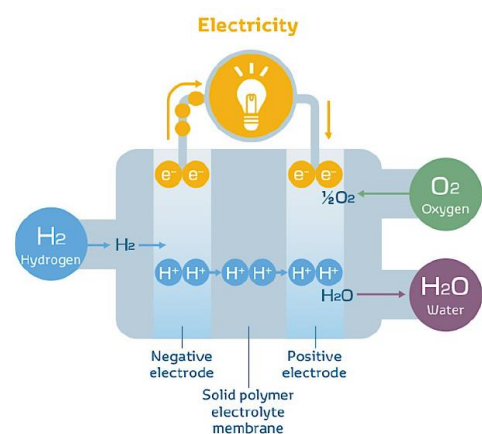


Figure 2 : Schéma de principe d'une cellule de pile à combustible PEM

Une cellule de pile à combustible délivre une tension d'environ 0.6 – 0.7 V, trop faible pour la plupart des applications. Tout comme pour les batteries, les cellules de pile à combustible sont empilées pour obtenir une tension et une puissance plus élevées. Cet assemblage de cellules est appelé empilement, ou « stack » en anglais. La puissance de sortie d'une pile à combustible dépend donc de sa taille. L'augmentation du nombre de cellules dans un empilement augmente la tension, tandis que l'augmentation de la surface des cellules augmente le courant. Un empilement est terminé par des plaques d'extrémité comme illustrées sur la Figure 3 ci-contre.

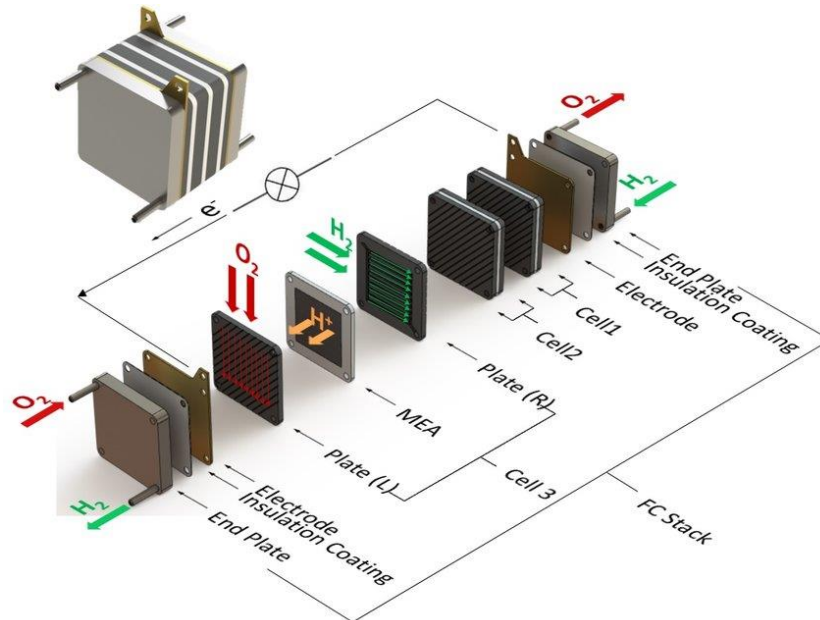


Figure 3 : Vue explosée d'un empilement de cellule de PAC [22].

Ces empilements sont ensuite assemblés dans un module prêt à être intégré dans l'application finale. La Figure 4 illustre, par exemple, un module de 85 kW de pile à combustible FCveloCity®-HD de la compagnie Ballard, communément intégré dans des bus. À titre informatif, un tel module a un volume de moins de 0.5 m³ et un poids d'environ 250 kg [23]. À cela s'ajoute la nécessité d'un sous-système de refroidissement liquide et d'approvisionnement en air d'un volume cumulé de 1 m³ et un poids de 100 kg.



Figure 4 : Module PAC de Ballard [23]

3.2.2 Exemple de bus à pile à combustible

Les bus à pile à combustible sont un type de bus électrique. Ils partagent de nombreux composants avec les bus électriques à batterie, tels que les moteurs électriques et l'électronique de puissance associée. Cependant, plutôt que de stocker l'énergie nécessaire à sa propulsion dans d'imposantes batteries, les bus électriques à pile à combustible stockent cette énergie sous forme d'hydrogène à haute pression dans des réservoirs.

Les bus à pile à combustible modernes intègrent généralement une petite batterie ou des supercondensateurs dans le groupe motopropulseur, ce qui améliore les performances de la pile à combustible et l'efficacité énergétique globale. Cette conception hybride utilise la pile à combustible pour fournir la majeure partie de l'énergie nécessaire au fonctionnement du véhicule, tandis que la batterie fournit un soutien lors des pics de puissance tels que les accélérations rapides et permet la récupération d'énergie lors de freinages. La pile à combustible consomme de l'hydrogène pour générer de l'énergie

électrique par une réaction électrochimique, ne rejetant que de l'eau et de la chaleur. L'énergie électrique est utilisée pour alimenter les moteurs électriques et maintenir la batterie chargée. La chaleur rejetée peut être utilisée pour le chauffage de l'intérieur du bus, maintenant ainsi le confort des passagers tout en améliorant l'efficacité du véhicule.

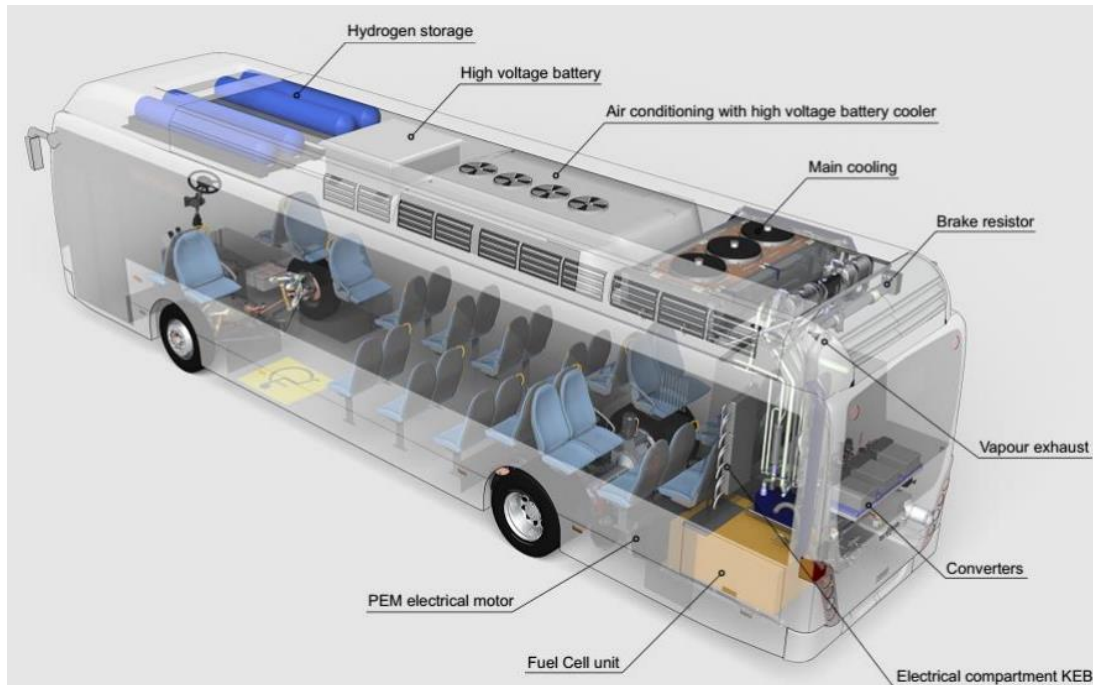


Figure 5 : Disposition des composants d'un bus électrique à pile à combustible [24]

À titre d'exemple, la Figure 5 montre la disposition des principaux composants du bus à pile à combustible A330 FC de 13 m de la marque Van Hool. Ce véhicule possède une capacité de stockage de 38 kg d'hydrogène à 350 bar grâce à une série de réservoirs situés sur le toit. La batterie d'appoint haute tension a une capacité de 24 kWh et la pile à combustible a une puissance nominale de 85 kW. Le moteur électrique a, quant à lui, une puissance nominale de 160 kW. Ces caractéristiques lui permettent d'atteindre une autonomie de 350 km pour une consommation moyenne de 9 à 11 kg H₂/100 km.

3.3 Évaluation de l'état de l'art des bus à pile à combustible

Le résumé fourni par le *Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking* représente une bonne vue d'ensemble de l'état de l'art ainsi que des objectifs prévus jusqu'à l'horizon 2030 pour les performances des bus à pile à combustible [25]. Les données de sa dernière mise à jour datant de 2017, en ce qui concerne les performances techniques et économiques, sont résumées dans le Tableau 7 ci-dessous. Bien que les données officielles pour l'année 2020 n'étaient pas encore rendues publiques lors de la rédaction de ce rapport, FCH JU a confirmé qu'elles étaient alignées avec les objectifs attendus.

La durabilité d'une PAC et les améliorations associées sont très fortement liées au processus de dégradation. Ceux-ci prennent leur origine principalement dans la dégradation des électrodes (oxydation ou dissolution du platine qui agit comme catalyseur ou la corrosion/oxydation du carbone qui entraîne la formation de particules de platine non liées) ainsi que des membranes (dégradation chimique des polymères et dégradation due à la formation de trous et de fissures à l'intérieur de la membrane) – ces deux effets induisent une réduction de la surface électrochimique active et ainsi une baisse de la puissance [26] – mais également du vieillissement des éléments mécaniques (p. ex. les couches de diffusion des gaz ou des joints d'étanchéité). Si une grande partie de l'amélioration de la durabilité vient du processus de fabrication, surtout l'assemblage membrane-électrode [27], des stratégies de contrôle adaptées qui, d'un côté évitent les conditions de fonctionnement critiques (surtout des situations de sous-alimentation qui entraînent des dégradations au niveau membrane-électrodes) et, de l'autre côté,

permettent une exploitation optimisée pour toutes les conditions de fonctionnement (par rapport aux cycles thermiques, l'humidité relative et la température ambiante), deviennent de plus en plus importantes pour garantir une durée de vie adaptée aux conditions d'exploitation [26], [27].

Paramètre	Unité	État de l'art			Objectifs FCH JU	
		2012	2017	2020	2024	2030
Durabilité PAC	heures	10 000	16 000	20 000	24 000	28 000
Consommation H ₂	kg/100 km	9	8.5	8.0	7.5	7.1
Disponibilité	%	85	90	90	93	93
Coût annuel de fonctionnement ⁹	€/an	-	-	16 000	14 000	11 000
Coût système de PAC	€/kW	3 500	1 500	900 (250 unités)	750 (500 unités)	600 (900 unités)
Coût bus	k€	1 300	650	625 (150 unités)	600 (250 unités)	500 (300 unités)

Tableau 7 : État de l'art et objectif FCH 2 JU des bus à pile à combustible non articulés [25]

Il est intéressant de comparer ces chiffres avec l'expérience de PostAuto acquise dans le projet CHIC, où 5 bus à hydrogène FCEB ont été opérés de 2011 jusqu'à fin 2016. Dans [28], PostAuto montre, pour des parcours dans un environnement rural (les environs de Brugg), une durabilité moyenne de piles à combustible de 5'063 heures qui correspond à une distance parcourue d'environ 109'336 km par PAC. Les données avancées par la FCH JU dans le tableau ci-dessus laissent croire qu'en 2020 une distance quatre fois plus grande peut être parcourue. En ce qui concerne la disponibilité, l'expérience de PostAuto mentionne 81% par rapport à 90% en 2020. La consommation observée de PostAuto lors du projet CHIC était, avec environ 8 kg H₂/100 km, déjà similaire avec les objectifs de FCH JU pour 2020.

En ce qui concerne les coûts d'achat pour les bus, une autre source, venant du constructeur des bus van Hool, semble confirmer les valeurs avancées par la FCH JU ci-dessus. Le graphique de la Figure 6 montre qu'il faut s'attendre à un prix des bus à hydrogène FCEB encore 2.5 fois plus cher que celui des bus diesel et environ 1.5 fois plus cher que celui des bus diesel hybrides, c'est-à-dire avec une batterie. De l'autre côté, le projet H2Bus-Europe, qui planifie la mise en exploitation de 600 bus d'ici 2024, prévoit un objectif avec des coûts d'achat d'environ 375 k€ pour un bus de 12 m dès que 1'000 bus seront mis sur le marché [29].

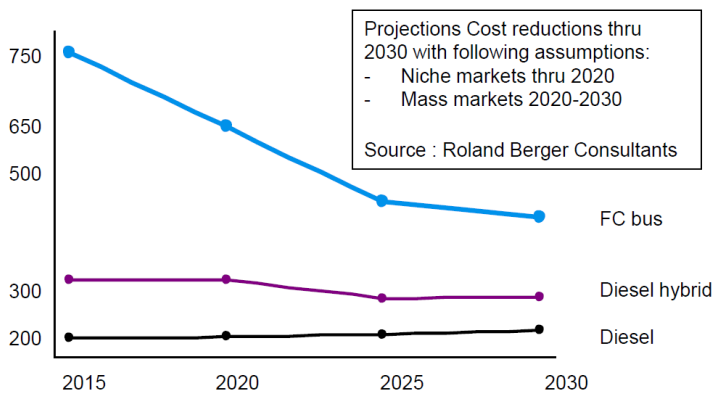


Figure 6 : Evolution des coûts pour différent type de bus, source Van Hool [15]

Au niveau des investissements, PostAuto mentionne, dans [28], un prix d'achat de 1.8 MCHF en incluant 600 kCHF pour un contrat de maintenance pendant les 5 ans d'exploitation. Si les coûts d'investissement pour le bus correspondent à peu près aux chiffres avancés dans le tableau ci-dessus, les coûts de fonctionnement – PostAuto avance dans [28] des coûts trois fois plus élevés que pour des bus à diesel – et de maintenance constituent un point d'importance majeure qui reste à analyser plus en détails. S'il est attendu que ces différents coûts diminuent avec l'augmentation de la part du marché, il semble encore trop tôt aujourd'hui de prédire quand les bus à hydrogène seront effectivement compétitifs économiquement au niveau des investissements face aux bus diesel.

⁹ Coûts des pièces de rechange et des heures de travail pour l'entretien du groupe motopropulseur

Au niveau des performances techniques il reste à noter qu’une consommation de 8 kg H₂/100 km correspond à environ 27.5 l de diesel pour 100 km, voir aussi Section 1.1. Ainsi, avec une consommation d’environ 38 l/100 km pour un bus de 12 m, on peut conclure que le gain d’efficacité avec un bus à pile à combustible est d’environ 28 %.

3.3.1 Développement des véhicules avec pile à combustible versus batterie

Les avantages des véhicules à hydrogène, par rapport à ceux purement électriques avec des batteries, sont principalement la disponibilité de plus d’énergie (et ainsi une autonomie accrue du véhicule) et le temps de recharge nettement plus court.

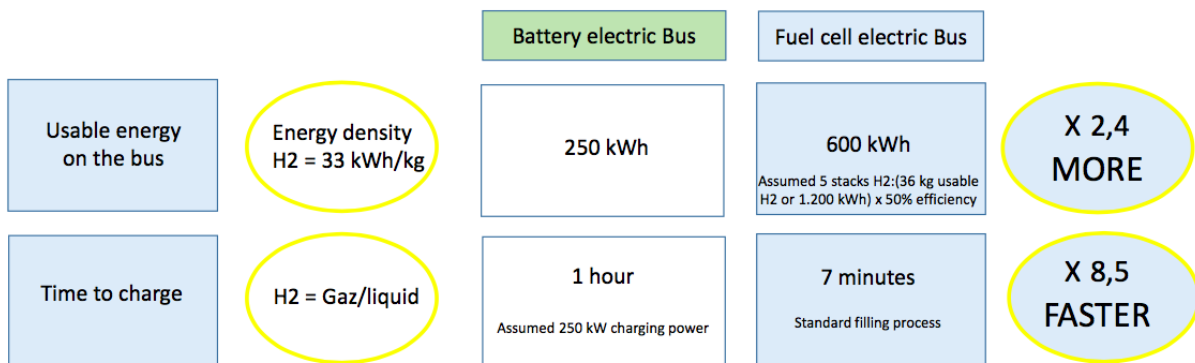


Figure 7 : Les avantages des bus à hydrogène FCEB, source Van Hool [30]

À cause de ces avantages, 84% des 1'100 cadres interviewés dans une enquête mondiale auprès des dirigeants du secteur automobile [31] pensent que les véhicules à pile à combustible vont connaître leur percée dans le transport industriel - une augmentation de 5% par rapport à 2019. En même temps, et malgré ces avantages, l’intérêt général pour le développement des solutions PAC semble plutôt diminuer. Ainsi, la mobilité électrique par pile à combustible est descendue de la première place des tendances technologiques clefs en 2018 à la troisième place en 2020, en faveur de la mobilité électrique.

Global automotive executive key trends until 2030 [read more p. 16](#)

“Battery electric mobility, connectivity & digitalization, fuel cell electric mobility, and hybrid electric mobility have established themselves as the key trends in the industry since 2017.”

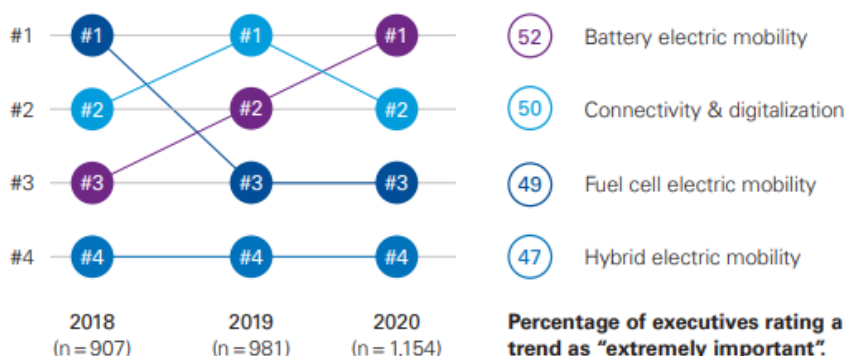


Figure 8 : Les tendances technologiques clefs identifiées par les dirigeants du secteur automobile [31]

Un autre indice quantitatif dans cette direction est également fourni par le récent rapport [32] sur l’évolution du marché des camions électriques : seulement deux camions à émission zéro, sur 18 actuellement en production, sont équipés avec une pile à combustible, tandis que les camions uniquement avec des batteries dominent le secteur aujourd’hui.

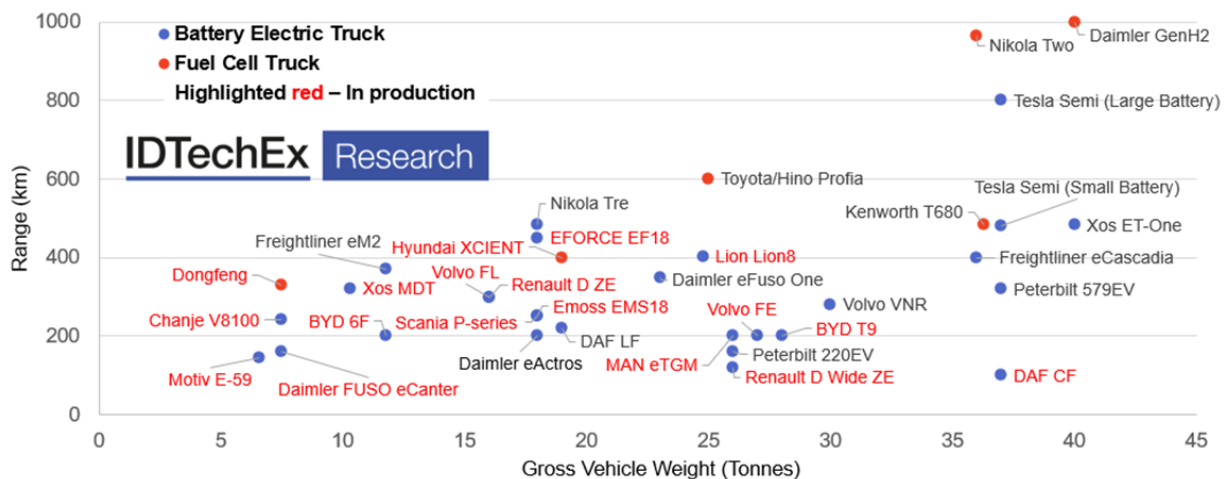


Figure 9 : Camions moyens et lourds à émission zéro, source [32] et IEA

En règle générale, cette tendance est aussi observée pour des véhicules de tourisme, où elle est – entre autres – aussi motivée par une consommation de carburant et des émissions CO₂ totales (en incluant aussi celles liées à la production) plus faibles pour des voitures purement électriques. Ceci a été démontré dans le contexte Suisse par le PSI [33], voir aussi illustration ci-contre. Pour les véhicules lourds comme ceux utilisés pour le transport public, de telles études ne sont, pour l’heure, pas encore disponibles, mais l’analyse de la section 5.1 fournit un premier aperçu concernant la consommation entre des bus à hydrogène et électriques.

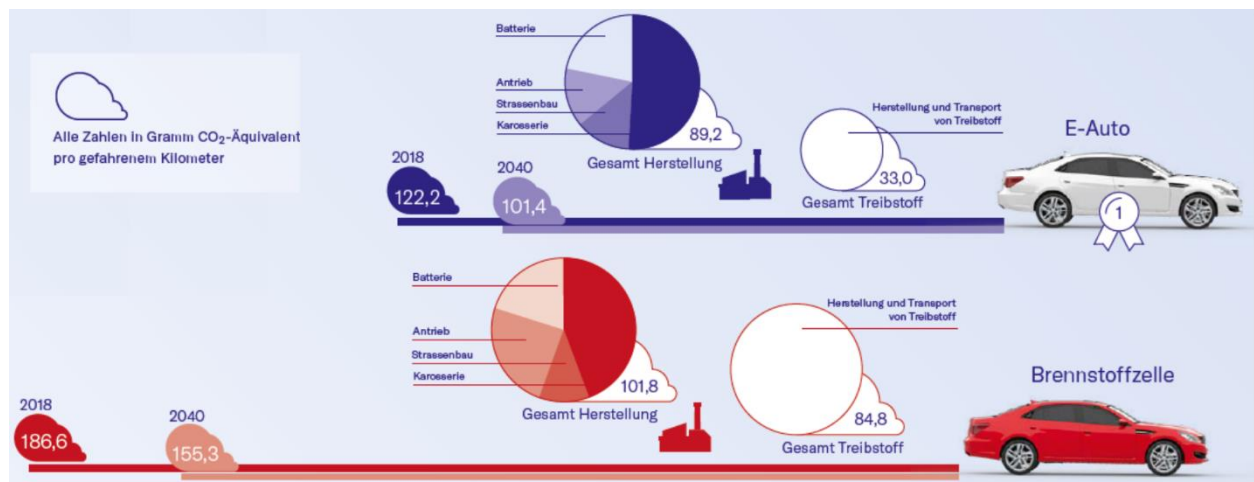


Figure 10 : Emissions de CO₂ pour la production et l’exploitation des véhicules de tourisme [33].

3.4 Discussion

Les rendements des bus à hydrogène à pile à combustible FCEB sont généralement plus élevés que ceux des bus à hydrogène à combustion interne H2ICEB. Le rendement maximal des FCEB varie entre 40% et 60% selon le type de la PAC [21], et ce rendement est plutôt stable sur toute la plage de la charge du moteur [34]. Ce comportement est illustré dans la Figure 11 pour toutes les technologies considérées dans ce rapport. Le rendement maximal des H2ICEB peut atteindre jusqu’à 45% pour les solutions les plus abouties actuellement [15], mais on observe une baisse de rendement plutôt drastique pour les régimes à basse puissance du moteur. Cet effet est surtout important pour des situations où le régime de moteur change beaucoup, comme lors du démarrage du véhicule ou, en règle générale, lors du trafic à vitesse variable. Dans ce contexte, les auteurs du rapport P-155 [17] font état du fait que, lors d’un trajet hors-ville d’un bus, le temps de pleine charge est supérieur à 50% au temps de fonctionnement. Cette observation indique que les H2ICEB opèrent avec un rendement moyen plus élevé sur les trajets régionaux

que sur les trajets urbains. Mais, en règle générale, les H2ICEB affichent un rendement moyen qui est plus bas que le rendement maximal. De l'autre côté, les batteries disponibles dans les FCEB permettent d'opérer la pile à combustible à un niveau toujours proche du rendement maximal. Un autre avantage technique des FCEB est que la présence d'une batterie donne la possibilité de récupérer de l'énergie lors du freinage ou de la descente.

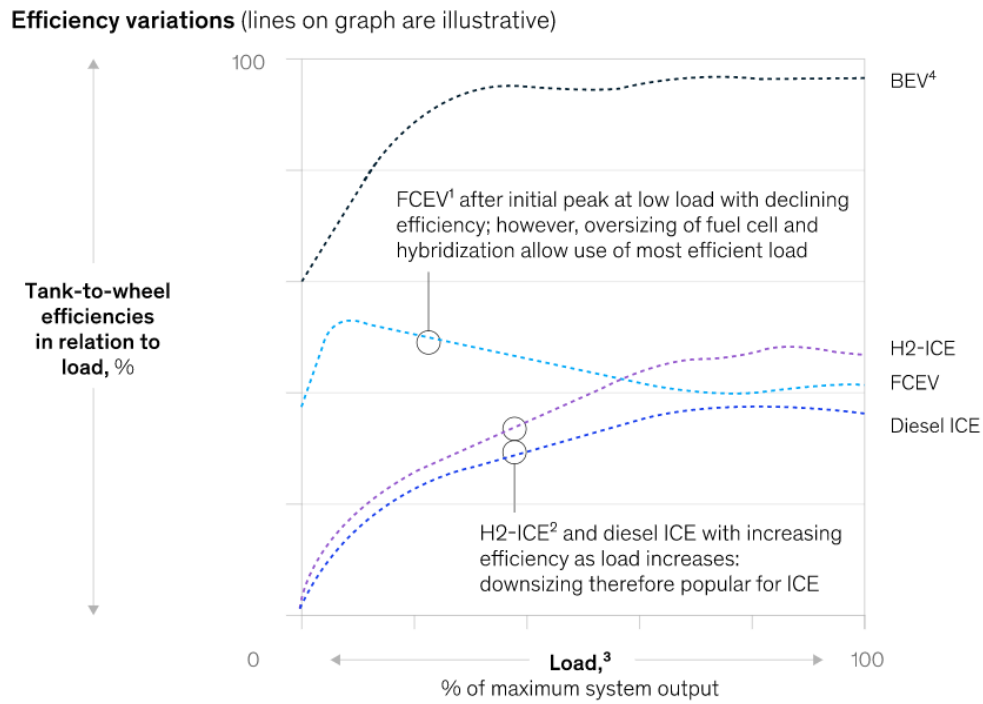


Figure 11 : Illustration du comportement du rendement selon la charge du moteur, de [34].

Actuellement les bus à pile à combustible FCEB se sont imposés sur le marché des véhicules à hydrogène. Ceci est illustré par le fait que, mis à part quatre bus à combustion interne à hydrogène H2ICEB, la majorité des bus évalués lors des projets pilotes, entre 2001 et 2020, listés dans le Tableau 3 sont équipés avec des piles à combustible. Les H2ICEB montrent même une série d'avantages potentiels, comme la possibilité de rééquiper des bus existant ou les contraintes réduites concernant la pureté de l'hydrogène, une mise sur le marché à grande échelle ne semble pas réaliste avant 5 à 10 ans en vue des développements technologiques qui sont encore nécessaires pour établir cette technologie pour des bus dans le transport public.

Si le FCEB semble avoir des clairs avantages par rapport à l'autonomie, les bus électriques sont désavantagés dans ce domaine par le poids des batteries. Cependant, il semble que les véhicule à batterie, en général, attirent davantage l'attention. Cela se reflète dans le fait que beaucoup plus de véhicules purement électriques sont actuellement en développement par rapport aux véhicules équipés de piles à combustible. Un aperçu technique plus détaillé, avec une comparaison entre les différentes technologies de propulsion dans le contexte suisse, est présenté dans le Chapitre 0.

4 Vue d'ensemble sur l'approvisionnement de l'hydrogène

Cette section est inspirée du rapport final du projet NewBusFuel [35] ainsi qu'un rapport de KPMG sur l'évaluation de l'hydrogène pour soutenir les besoins en énergie pour des communautés [36]. Le contenu provenant de ces rapports liés à l'approvisionnement de l'hydrogène est repris, adapté et traduit en grande partie dans ce chapitre. Des précisions et détails provenant de différentes autres sources y ont également été intégrés en référant les sources dans la bibliographie.

L'élément central de l'approvisionnement en hydrogène pour des véhicules est la station de recharge d'hydrogène (SRH). Les SRH sont utilisées pour transférer l'hydrogène de stockage stationnaire vers les réservoirs des véhicules, afin de l'utiliser comme carburant dans les piles à combustible (PAC) ou dans les moteurs à combustion interne (MCI).

Il existe toute une série de concepts qui conviennent à la conception d'une SRH, ainsi que diverses technologies. Les expériences obtenues dans le cadre du projet NewBusFuel fournissent une description intéressante des éléments nécessaires au bon fonctionnement d'une SRH [35]:

- **Production** : production électrochimique ou thermochimique, sur site ou délocalisée.
- **Transport** : lors de production délocalisée, l'hydrogène doit être transporté sur le site de la SRH.
- **Compression** : pour atteindre le niveau de pression nécessaire à l'alimentation des véhicules.
- **Stockage** : contient l'hydrogène stocké sur site.
- **Distribution** : connexion entre la SRH et les bus pour le transfert de l'hydrogène vers les véhicules.

Ces éléments, ainsi que les différentes variations de leur implémentation, sont illustrés dans la Figure 12 ci-dessous et décrits en détails dans les sections suivantes.

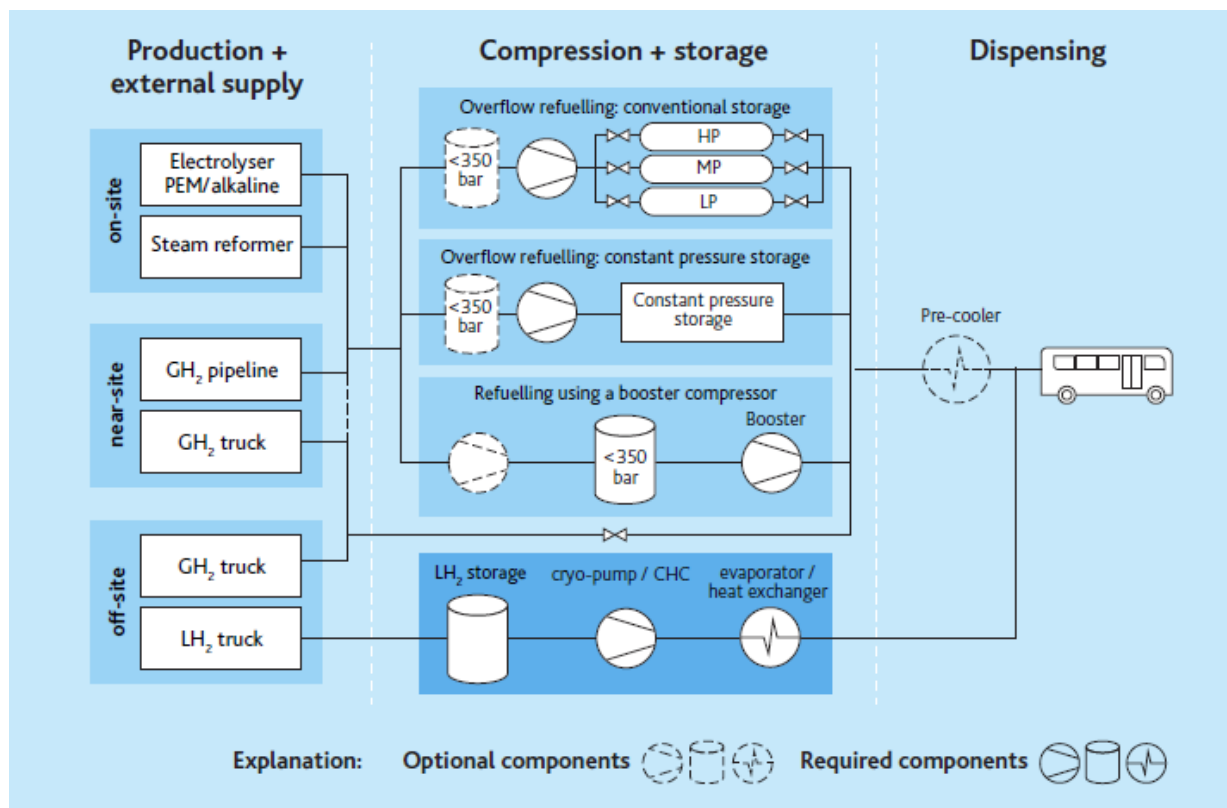


Figure 12 : Schéma des concepts typiques d'une SRH et voies de passage de l'hydrogène [35]

4.1 Production d'hydrogène

Bien que l'hydrogène soit l'élément le plus abondant dans l'univers, il n'est présent sur Terre que sous forme de composés moléculaires. Il ne se présente donc pas comme une ressource naturelle exploitable, contrairement au charbon, au pétrole ou à d'autres combustibles fossiles, et il n'existe pas de gisement d'où l'on pourrait extraire de l'hydrogène. Il doit être produit dans des installations techniques avant de pouvoir être utilisé. L'hydrogène est donc un vecteur d'énergie et non pas une source d'énergie.

D'une manière générale, il existe deux voies bien développées pour produire de l'hydrogène, la première par voie électrochimique (possiblement sur site) et la seconde par voie thermochimique (généralement hors site). La voie de production utilisée a un impact sur la qualité de l'hydrogène produit et nécessite éventuellement un traitement supplémentaire pour atteindre une pureté suffisante. Ces éléments sont abordés en détails ci-dessous.

4.1.1 Production thermochimique – l'hydrogène gris ou bleu

La production thermochimique d'hydrogène utilise une matière première pour produire de l'hydrogène. Il s'agit généralement d'un combustible fossile. Ainsi, la production thermochimique est associée à l'hydrogène gris. Si le combustible fossile est entièrement remplacé par la biomasse, ou un autre combustible renouvelable, une telle production thermochimique fournit de l'hydrogène vert. Mais ces procédés ne sont actuellement pas encore à un niveau de maturité industrielle. Autrement, et dans le cas de l'utilisation d'un combustible fossile, si le processus est associé à un système de captage et de stockage du dioxyde de carbone, on parle alors d'hydrogène bleu. [36]

Parmi les technologies matures figurent le reformage du méthane à la vapeur (SMR) et la gazéification du charbon. Ces deux méthodes nécessitent une purification de l'hydrogène produit pour pouvoir être utilisé comme carburant d'un véhicule à PAC.

Reformage du méthane à la vapeur (SMR)

Lors de la production d'hydrogène par SMR, des hydrocarbures légers, tels que le gaz naturel ou le biométhane (biogaz valorisé), sont mélangés à de la vapeur en présence d'un catalyseur à des températures élevées (>750°C) et à une pression modérée (20 à 30 bar) pour produire du gaz de synthèse. Ce gaz de synthèse réagit ensuite avec l'eau, ce qui augmente la concentration de dioxyde de carbone et d'hydrogène.

Il s'agit de la méthode de production d'hydrogène la plus utilisée. En effet, elle représente actuellement la grande majorité de la production mondiale [1]. Elle est également la forme de production d'hydrogène la moins chère, mais son coût est extrêmement dépendant des fluctuations des prix du gaz naturel.

Gazéification du charbon

La gazéification consiste à faire réagir du charbon séché et pulvérisé avec de l'oxygène et de la vapeur dans un gazogène à haute température et haute pression pour produire du gaz de synthèse. Cette technologie, qui est aussi connue comme l'hydrogène brun [37], représente actuellement 18% de la production mondiale d'hydrogène [36].

Gazéification de la biomasse

Cette technologie consiste à gazéifier de la biomasse à haute température (600-1'000°C) pour produire du gaz de synthèse. Jusqu'à présent, ce procédé a été principalement utilisé pour la production d'électricité. Les technologies individuelles de ce processus sont généralement matures, mais des recherches et des développements supplémentaires sont nécessaires pour les relier dans le but premier de produire de l'hydrogène. Cette technologie est similaire à la gazéification du charbon, mais elle n'a pas le même niveau de maturité. Il reste des défis à relever pour comprendre les caractéristiques des différentes matières premières de la biomasse et la manipulation du processus en raison des températures élevées requises, voir aussi les détails dans le chapitre 4 de [38] ou [39]. Le procédé pourrait

permettre de produire de l'hydrogène à plus faibles émissions sans qu'il ne soit nécessaire de recourir à un système de captage et de stockage du dioxyde de carbone.

4.1.2 Production électrochimique – l'hydrogène vert

La production électrochimique d'hydrogène implique l'utilisation d'un courant électrique pour diviser l'eau en hydrogène et en oxygène, l'électrolyse de l'eau [36]. Il existe trois principaux types d'électrolyseurs : les électrolyseurs alcalins (EA), les électrolyseurs à membrane à électrolyte polymère (PEM), et les électrolyseurs à oxyde solide (SOEC). Les deux premiers sont des technologies bien établies, alors que le dernier est encore en phase de développement. Si l'électricité pour l'électrolyse vient de la production renouvelable, alors des sources solaires, éolienne ou hydroélectrique, on parle d'hydrogène vert. Autrement, si l'électricité vient de sources fossiles – comme du charbon ou du gaz – ou nucléaires, l'hydrogène doit être considéré comme gris.

Les illustrations des sections suivantes sont tirées de l'article [40].

Électrolyseur alcalin (EA)

L'EA utilise un électrolyte d'hydroxyde de potassium pour former de l'hydrogène au niveau de l'électrode négative (cathode) et de l'oxygène à l'électrode positive (anode). L'EA opère à des températures inférieures à 80°C et produit de l'hydrogène à une pression allant de 1 à 30 bar.

Il s'agit actuellement de la technologie la plus établie et la moins coûteuse et donc elle continue à jouer un rôle important dans l'industrie. Ses composants sont actuellement produits à grande l'échelle étant donné qu'ils sont similaires à ceux utilisés dans la fabrication industrielle du chlore et de l'hydroxyde de sodium. Malgré son niveau de maturité, des améliorations progressives de l'EA peuvent encore être obtenues par des gains subtils d'efficacité.

Membrane à électrolyte polymère (PEM)

Le principe de fonctionnement de l'électrolyse PEM, aussi connue sous le nom de membrane échangeuse de protons, diffère légèrement de l'EA. L'eau y est divisée catalytiquement en protons qui traversent une membrane de l'anode à la cathode pour se lier aux atomes d'hydrogène neutres et créer de l'hydrogène gazeux. Un électrolyseur PEM opère généralement à des températures inférieures à 80°C et produit de l'hydrogène à une pression entre 30 et 80 bar (sans compresseur additionnel). Il s'agit d'une technologie plus récente et qui présente un certain nombre d'avantages par rapport à l'EA.

Les avantages de cette technologie sur l'EA sont l'absence d'électrolyte liquide, la compacité, la simplicité de fabrication et un temps de réponse

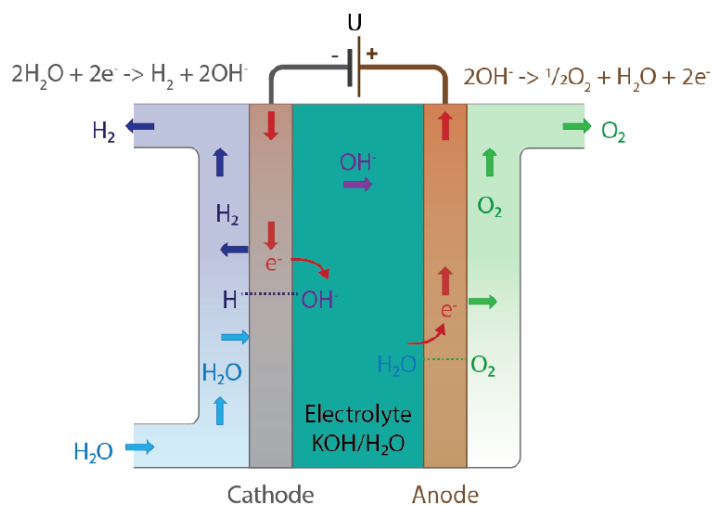


Figure 13 : Schéma de principe d'une cellule d'un électrolyseur alcalin

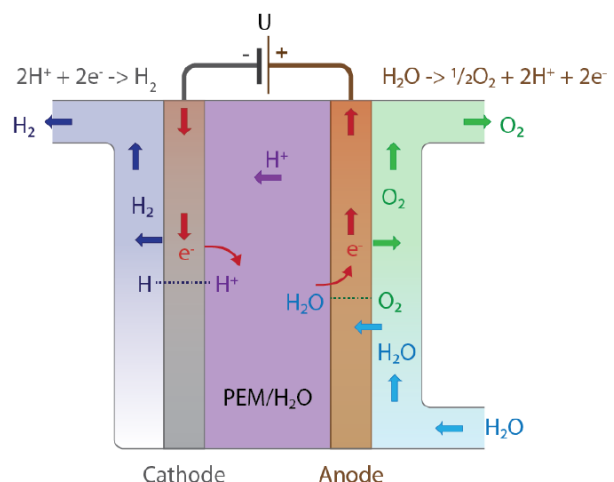


Figure 14 : Schéma de principe d'une cellule d'un électrolyseur PEM

dynamique plus rapide. Ce dernier élément est particulièrement intéressant lors d'un couplage avec des énergies renouvelables de nature variable.

Cependant le coût de la membrane polymère et l'utilisation d'électro-catalyseurs à base de métaux nobles (platine et iridium), conduisent à des équipements aujourd'hui plus onéreux que les électrolyseurs alcalins de même capacité. Néanmoins, l'électrolyse à membrane polymère est considérée par beaucoup comme une technologie d'avenir car elle bénéficie des nombreux développements sur les piles à combustible de technologie comparable, et de la réduction des coûts associés.

Electrolyseur à oxyde solide (SOEC)

Les SOEC sont la technologie d'électrolyse la moins développée. Ils n'ont pas encore été commercialisés, bien que certaines entreprises s'efforcent actuellement de les mettre sur le marché [1]. Les SOEC utilisent la céramique comme électrolyte et ont un faible coût matériel. Ils fonctionnent à des températures élevées (>650°C) et avec un haut degré d'efficacité électrique (74-81%). Comme ils utilisent de la vapeur pour l'électrolyse, ils ont besoin d'une source de chaleur.

Contrairement aux électrolyseurs alcalins et PEM, il est possible de faire fonctionner un électrolyseur SOEC en mode inverse comme une pile à combustible, ce qui signifie qu'il pourrait fournir des services d'équilibrage au réseau en combinaison avec des installations de stockage d'hydrogène. L'un des principaux défis qu'il reste à surmonter pour permettre une démocratisation de cette technologie est la stabilité des matériaux utilisés. En effet, en raison des températures de fonctionnement élevées, les cellules se dégradent 3 à 6 fois plus rapidement que pour un électrolyseur alcalin.

Comparaison des performances et du fonctionnement des électrolyseurs

Au cours de la dernière décennie, les nouvelles installations d'électrolyses visant à produire de l'hydrogène à partir de l'eau se sont multipliées, la technologie PEM ayant fait une percée significative sur le marché. Géographiquement, la plupart des projets se trouvent en Europe, bien que des projets aient également été lancés ou annoncés en Australie, en Chine et en Amérique. La taille moyenne des unités de ces ajouts d'électrolyseurs a augmenté ces dernières années, passant de 0,1 MW_e en 2000 - 2009 à 1,0 MW_e en 2015 - 2019, ce qui indique un passage de petits projets pilotes et de démonstration, à des applications à l'échelle commerciale. Cela devrait commencer à créer des économies d'échelle qui contribueront à réduire les coûts d'investissement et à améliorer la chaîne d'approvisionnement de l'industrie des électrolyseurs. Plusieurs projets en cours de développement portent sur des électrolyseurs de 10 MW_e ou plus, et certains projets, portant sur des électrolyseurs de 100 MW_e ou plus, sont en cours de discussion¹⁰. L'Allemagne est particulièrement active dans ce domaine, notamment en raison de la décision du gouvernement de juillet 2019, qui a approuvé 11 projets de démonstration dans lesquels l'installation d'un total de plus de 300 MW_e est prévue [41] (p. 11). On s'attend à ce que la réalisation de ces projets se traduise par une augmentation significative de la capacité. Un aperçu des caractéristiques technico-économiques des différentes technologies d'électrolyse et de leur évolution prévue jusqu'en 2030 est présenté dans le tableau ci-dessous. [1]

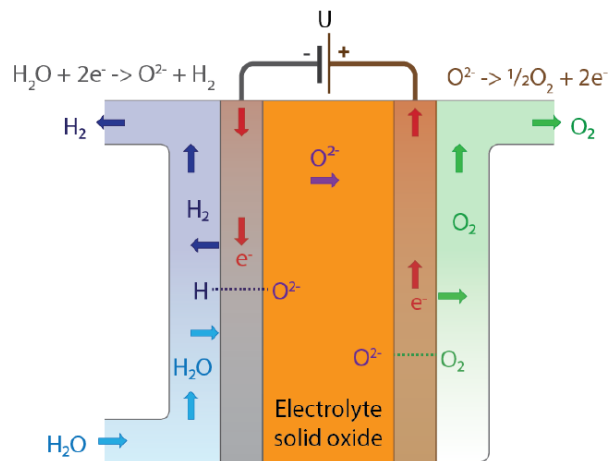


Figure 15 : Schéma de principe d'une cellule d'un électrolyseur à oxyde solide (SOEC)

¹⁰ Avec un électrolyseur d'environ 2 MW_e on peut produire jusqu'à 1 t d'hydrogène par jour, ce qui suffit pour opérer entre 25 à 40 bus à hydrogène FCEB.

Caractéristique	AE		PEM		SOEC	
	2019	2030	2019	2030	2019	2030
Rendement électrique (% LHV)	63–70	65–71	56–60	63–68	74–81	77–84
Pression de fonctionnement (bar)	1–30		30–80			
Température de fonctionnement (°C)	60–80		50–80		650 – 1'000	
Durée de vie de la pile (heures d'exploitation)	60k – 90k	90k – 100k	30k – 90k	60k – 90k	10k – 30k	40k – 60k
Plage de charge (% par rapport à la charge nominale)	10–110		0–160		20–100	
Empreinte (m ² /kW _e)	0.095		0.048			
CAPEX (kUSD/kW _e)	0.5 – 1.4	0.4 – 0.85	1.1 – 1.8	0.65 – 1.5	2.8 – 5.6	0.8 – 2.8

Tableau 8 : Caractéristiques technico-économiques des différentes technologies d'électrolyse, de [1].

À mesure que les heures de fonctionnement des électrolyseurs augmentent, comme le montre le côté gauche de la Figure 16, l'impact des coûts d'investissement sur le coût nivelé de l'hydrogène diminue et l'impact des coûts de l'électricité augmente, comme le montre le côté droit de la Figure 16. Il est donc essentiel, pour la production d'hydrogène à faible coût, de disposer d'électricité à un niveau permettant de garantir le fonctionnement de l'électrolyseur à des heures de pleine charge relativement élevées.

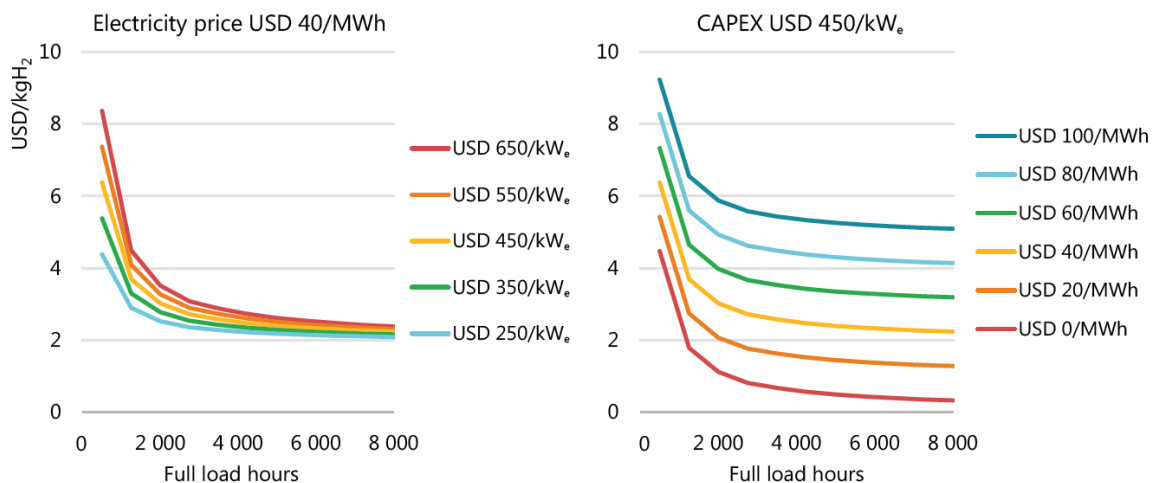


Figure 16 : Coûts nivelés futurs de la production d'hydrogène par heure de fonctionnement pour différents coûts d'investissement pour les électrolyseurs (à gauche) et coûts de l'électricité (à droite), de [1].

Dans les systèmes d'électricité, où la part des énergies renouvelables variables est en augmentation, l'électricité excédentaire peut être disponible à faible coût. La production d'hydrogène par électrolyse et le stockage de l'hydrogène pour une utilisation ultérieure pourraient être un moyen de tirer profit de ce surplus d'électricité, mais si le surplus d'électricité n'est disponible qu'occasionnellement, il est peu probable qu'il soit judicieux de s'y fier pour maintenir les coûts à un faible niveau. Faire fonctionner l'électrolyseur à un nombre élevé d'heures de pleine charge et payer l'électricité supplémentaire peut en fait être moins cher que de se contenter de compter sur le surplus d'électricité à un nombre réduit d'heures de pleine charge.

4.1.3 Production biologique

En plus des procédés de production d'hydrogène électrochimique et thermochimique présentés précédemment, il existe également un autre type de procédé plus marginal : la production biologique d'hydrogène. Ce type de production peut fonctionner dans des conditions opératoires moins énergivores et plus respectueuses de l'environnement par rapport aux méthodes chimiques conventionnelles. Cette approche ouvre de nouvelles voies pour l'exploitation de ressources énergétiques renouvelables et la valorisation de déchets. En contrepartie, les vitesses de production sont plus faibles et ces voies de production présentent certains inconvénients liés à l'utilisation de microorganismes (instabilité, faible

contrôlabilité, etc.). Parmi les nombreux modes de production d'hydrogène biologique, deux groupes de procédés se distinguent :

- Les **photobioprocédés**, nécessitant un apport de lumière et faisant appel à des propriétés de **biophotolyse de l'eau** ou de **photofermentation** de molécules organiques. Ces procédés ne requièrent que peu d'apport d'énergie, mais nécessitent une surface de réaction élevée et sont dépendant d'une source de lumière.
- Les **procédés « voie sombre »** ne nécessitant pas de lumière, comme la **fermentation sombre** et **l'électrolyse microbienne**. Ces procédés sont plus intensifs et ne nécessitent que peu de surface au sol. Le mode de conduite de ces procédés dépend du type de substrat utilisé et paraissent plus adaptés à l'utilisation de déchets ou d'effluents complexes.

Ces différents procédés sont présentés plus en détail ci-dessous. Les niveaux de maturité technologique (TRL - *Technology Readiness Level*) évoqués ci-dessous sont ceux annoncés par le *Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation* (CSIRO), l'organisme gouvernemental australien pour la recherche scientifique [42].

Bio-photolyse de l'eau [43], [44]

Voie la plus étudiée à ce jour, la bio-photolyse de l'eau consiste à utiliser l'énergie solaire pour réaliser la photolyse biologique de l'eau. Pour cela, des microalgues ou des cyanobactéries photosynthétiques sont utilisées pour leur propriété de photosynthèse. Le processus de bio-photolyse est divisé en deux catégories : la bio-photolyse indirecte et la bio-photolyse directe. La bio-photolyse directe est un processus aérobie (c.-à-d. en présence d'oxygène), tandis que la bio-photolyse indirecte est un processus anaérobie (c.-à-d. en l'absence d'oxygène). L'avantage de la bio-photolyse est qu'il n'est pas nécessaire d'ajouter de substrat en tant que nutriments. L'eau est le principal donneur d'électrons nécessaires à la production d'hydrogène. De plus, la réaction n'émet pas de gaz à effet de serre et est basée sur des ressources disponibles en abondance (l'eau et l'énergie solaire).

Toutefois, ces microalgues sont très sensibles à la présence d'oxygène – également produit par la photosynthèse – qui inhibe la réaction. La gestion de la production est donc relativement complexe et doit se dérouler de manière séquencée. Les principaux verrous à lever pour une généralisation de cette technologie sont liés aux surfaces importantes nécessaires pour la croissance des microalgues par photosynthèse, et – pour la bio-photolyse indirecte – au cycle discontinu de production.

Cette technologie à un TRL estimé entre 1-3. La bio-photolyse indirecte atteint des rendements d'environ 16% lors de la conversion de l'énergie solaire en hydrogène alors que la bio-photolyse directe dépasse les 80% [45]. À titre de comparaison, un rendement moyen de 22.8% est observé pour une installation photovoltaïque couplée à un électrolyseur PEM [46]. Ce rendement élevé est tout de même à mettre en perspective avec les surfaces importantes nécessaires pour l'exploitation d'une telle technologie.

Photofermentation [43], [44]

Une seconde voie de production consiste à utiliser des microorganismes photofermentaires. En condition normale, ces bactéries utilisent la lumière et des molécules organiques simples pour leur propre croissance. Il s'agit alors de détourner le fonctionnement cellulaire normal – condition de carence en azote – afin qu'elle génère de l'hydrogène. Cette réaction requiert une demande énergétique forte à la cellule pour fonctionner. L'avantage est ici de pouvoir utiliser des molécules organiques (déchets et eaux usées) comme sources d'énergie, et de s'affranchir de l'inhibition par l'oxygène produit dans le milieu. La photofermentation peut alors servir de complément de production d'hydrogène des procédés fermentaires (p. ex. fermentation sombre) et améliorer la valorisation de déchets organiques. De plus, le spectre de lumière utilisable est plus large que pour la bio-photolyse et permet d'envisager des rendements de conversion énergétiques plus importants.

Cependant, la photofermentation présente des verrous majeurs liés à l'utilisation de lumière pour son fonctionnement impliquant donc des surfaces de production importantes. Outre le fait d'utiliser des

microorganismes purs, le verrou principal est que le milieu doit être finement contrôlé, ce qui restreint son utilisation aux effluents industriels à faible teneur en protéines. Finalement, et contrairement à la voie photosynthétique, la production d'hydrogène s'accompagne d'une production simultanée de CO₂.

Avec un TRL 6, la photofermentation est plus avancée que la bio-photolyse, mais a un taux de conversion d'énergie solaire en hydrogène plus faible à 10-16% [45].

Fermentation sombre [43], [44]

Le troisième mode de production biologique consiste à produire de l'hydrogène par voie fermentaire en absence de lumière. Dans ce cas, il s'agit d'utiliser les propriétés de bactéries fermentaires à partir de la biomasse. On peut distinguer deux modes de production : (i) soit en culture pure où des microorganismes sélectionnés vont permettre de réaliser une conversion optimale en hydrogène à partir de sources spécifiques en hydrates de carbone, majoritairement purifiés, (ii) soit en cultures mixtes où de multiples microorganismes vont participer à la conversion de la matière organique par fermentation. Ce mode de production permet d'envisager des productions intensives, plutôt qu'extensives comme les photobioprocédés. Le principal avantage de la fermentation sombre est de permettre une production d'hydrogène à partir de matières organiques variées, et ce à moindre coût.

Cependant, le rendement en hydrogène de la fermentation sombre est limité par la présence de métabolites (molécules partiellement dégradées), d'une grande variété. Il est alors nécessaire de les extraire ou de compléter leur conversion dans d'autres procédés, par exemple via la photofermentation, la méthanisation ou via des piles microbiennes. Les nombreuses interactions existantes entre microorganismes et les possibles contaminations induites par l'utilisation de la matière organique complexe peuvent conduire à des instabilités du procédé dans le temps. De plus, le taux de concentration d'hydrogène produit étant d'environ 40-60%, une étape de purification est nécessaire pour une utilisation par des piles à combustible. Finalement, ce procédé génère comme déchet du CO₂.

Les procédés de fermentation ayant été largement éprouvés dans le monde industriel, il s'agit de procédés biologiques ayant le plus de retours d'expériences et, par conséquent, les avancées technologiques les plus abouties (TRL 5-7).

Électrolyse microbienne [47], [48]

Enfin, un dernier procédé se fait à l'aide de l'utilisation de cellules d'électrolyse microbienne. L'électrolyse microbienne est une approche nouvelle et prometteuse pour la production d'hydrogène à partir de matières organiques, y compris les eaux usées. Des bactéries électrochimiquement actives oxydent la matière organique et génèrent du CO₂, des électrons et des protons. Sous l'effet d'un courant électrique externe, une réduction des protons se produit à la cathode pour former de l'hydrogène (Figure 17).

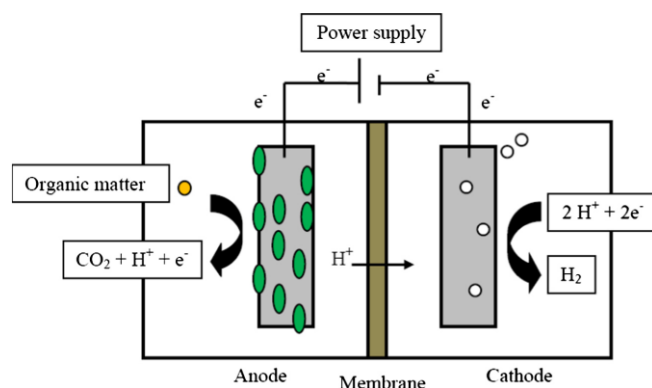


Figure 17 : Schéma d'une cellule d'électrolyse microbienne [47]

Même si le principe est proche de celui de l'électrolyse de l'eau, les puissances demandées théoriques sont dix fois inférieures : +0.2V pour les piles d'électrolyse microbienne contre +2V pour les électrolyseurs classiques. L'autre avantage est de pouvoir utiliser un grand nombre d'effluents différents pour la

conversion de la matière organique en hydrogène. Ce procédé peut être utilisé en aval de procédé de fermentation pour une conversion maximale de la matière en hydrogène.

Le principal inconvénient réside dans les faibles intensités de courants générées par les microorganismes conduisant à des tailles d'électrodes importantes. De plus, l'instabilité des cultures mixtes microbiennes peut réduire les performances de conversion de la cellule. Le peu de retours d'expériences d'expérimentations conduites à long terme (TRL 6), les technologies et la robustesse des membranes de séparation des compartiments, ainsi que le coût des matériaux utilisés constituent les verrous majeurs actuels à lever.

Conclusions [49]

La production biologique d'hydrogène est un domaine bien étudié. Malgré cela, les faibles niveaux de production atteints empêchent la généralisation de ces technologies pour la production d'hydrogène. Parmi les approches possibles, qui font l'objet d'une étude active (bio-photolyse, photofermentation, électrolyse microbienne et fermentation sombre), la fermentation sombre présente actuellement l'avantage supplémentaire de reposer en grande partie sur la technologie des bioprocédés déjà développée, d'avoir une empreinte plus faible et de pouvoir utiliser divers flux de déchets comme matière première. La production biologique d'hydrogène est une voie possible pour la production, mais nécessite encore un effort significatif en termes de recherche et développement pour la mise en place d'une production à l'échelle industrielle.

4.1.4 Impuretés et qualité

L'hydrogène provenant de l'un des procédés de production disponibles comprendra certaines impuretés provenant soit des sources d'entrée, soit des procédés de production. Ces impuretés peuvent être séparées en trois groupes [50]:

1. Les substances qui n'affectent pas la durée de vie de la pile à combustible, mais qui réduisent temporairement les performances à court terme, comme l'azote, la vapeur d'eau et les gaz nobles.
2. Les substances toxiques pour les catalyseurs, par exemple le monoxyde de carbone (CO) et l'ammoniac, qui entraînent une réduction prématurée des performances de la pile à combustible.
3. Les substances qui endommagent la membrane, par exemple les composés contenant du soufre et les acides qui entraînent la défaillance de la pile à combustible.

L'hydrogène produit par un électrolyseur PEM ne contient comme impureté que de la vapeur d'eau et éventuellement de l'oxygène. Pour ce qui est de l'hydrogène produit dans un électrolyseur alcalin, il peut également contenir de l'hydroxyde de potassium et éventuellement de l'azote provenant des processus de rinçage. Quant à l'hydrogène provenant du reformage du gaz naturel, il peut être accompagné de CO, de CO₂ et de composés contenant du soufre [50].

Il existe principalement deux normes qui spécifient la pureté de l'hydrogène utilisé comme carburant dans une PAC, la norme ISO 14687:2019 et la norme SAE J2719. Certains seuils de concentration spécifiés dans la norme SAE J2719 sont considérés comme trop bas pour être mesurés, ce qui rend le contrôle de la qualité de l'hydrogène à la SRH presque impossible et également très coûteux.

Il existe un autre concept commun pour spécifier la pureté de l'hydrogène. "L'hydrogène 5.0" désigne l'hydrogène avec une pureté de 99,999 %, tandis que "l'hydrogène 3.0" a une pureté plus faible de 99,9 % et "l'hydrogène 6.0" est caractérisé par une pureté de 99,9999 %. Outre la pureté globale, des seuils existent pour certaines substances : la somme du CO et du CO₂ dans l'hydrogène 3.0, par exemple, ne doit pas dépasser 2 vol. ppm et les hydrocarbures dans l'hydrogène 5.0 sont inférieurs à 0,5 vol. ppm.

En général, les fabricants de bus à hydrogène à pile à combustible (FCEB) spécifient un niveau de pureté particulier pour l'hydrogène.

En raison de leurs effets négatifs, les concentrations d'impuretés doivent être réduites en dessous des niveaux requis par le système de pile à combustible utilisant un équipement de purification. L'oxygène et la vapeur d'eau sont éliminés dans des déshydrateurs qui convertissent l'oxygène en vapeur d'eau dans une première étape, puis éliminent la vapeur lors d'une seconde étape. Si l'hydrogène est produit dans un reformeur à vapeur, on utilise généralement l'adsorption par inversion de pression pour y éliminer les impuretés.

4.1.5 Origine de production

Une différenciation essentielle des concepts de SRH est l'origine de l'hydrogène. Si l'hydrogène nécessaire est produit directement sur la SRH, on parle de production sur site. En revanche, certaines SRH ne font que ravitailler les véhicules en hydrogène et utilisent de l'hydrogène provenant d'une autre installation.

La production d'hydrogène sur site utilise généralement l'électrolyse ou le reformage à la vapeur. Ces moyens de production d'hydrogène nécessitent certains raccordements et approvisionnements. L'électrolyse de l'eau consommant une grande quantité d'électricité, la connexion au réseau doit fournir une puissance électrique suffisante. En fonction de la capacité en hydrogène requise, une connexion dédiée au réseau moyenne tension peut être nécessaire. D'une manière similaire, la production d'hydrogène par reformage à la vapeur nécessite un approvisionnement de la SRH en gaz naturel.

Étant donné les contraintes géographiques liées à l'implémentation d'une SRH pour une flotte de véhicules, l'absence d'un raccordement au réseau électrique ou de gaz naturel approprié peut engendrer des coûts d'implémentation conséquents, voire dissuasifs. Dans un tel cas, il est généralement plus intéressant financièrement de recourir à une production d'hydrogène hors site à grande échelle.

4.2 Transport de l'hydrogène

Si l'hydrogène est produit hors site, il doit être livré à la SRH. La livraison se fait généralement par pipeline ou par camion, en fonction de la distance entre le site de production d'hydrogène et le SRH, et de la quantité d'hydrogène à livrer. Un pipeline peut transporter de grands volumes d'hydrogène sous forme gazeuse, mais sa construction est très coûteuse, en particulier dans les zones urbaines.

L'hydrogène livré par camion doit être différencié davantage entre la livraison d'hydrogène gazeux (HG) et la livraison d'hydrogène liquide (HL). En Suisse, le transport par train est également une option intéressante. Les CFF sont déjà préparés pour ce défi, aussi parce qu'ils reçoivent régulièrement des demandes pour le transport de l'hydrogène vert sur leur réseau de chemin de fer.



Figure 18 : Remorque à tubes et container haute pression pour HG et citerne pour HL [51]

4.2.1 Hydrogène gazeux

L'hydrogène gazeux est transporté dans des remorques à tubes ou des containers qui peuvent contenir de l'hydrogène à des niveaux de pression de 200-250 bar et 500 bar, respectivement. Plus la pression de l'hydrogène est élevée, plus la quantité d'hydrogène pouvant être livrée dans chaque chargement est importante (voir Tableau 1). Ainsi, un camion peut transporter entre 500 et 1'000 kg d'hydrogène [51]. Les tubes sont généralement fabriqués en acier et ont un poids net élevé. Cela peut entraîner des

restrictions de transport liées à la masse. Les systèmes de stockage sous pression les plus récents utilisent des conteneurs de stockage composites plus légers pour le transport par camions.

4.2.2 Hydrogène liquide

En raison de la densité plus élevée de l'hydrogène liquide (voir Tableau 1), l'hydrogène nécessite moins d'espace s'il est transporté sous forme liquide, à une pression entre 1-4 bar. La liquéfaction de l'hydrogène se produisant à très basse température (-253°C à pression ambiante), il est nécessaire de le stocker dans des citernes hautement isolées. De cette manière, il est possible de transporter jusqu'à 3'500 kg d'hydrogène par camion. Pendant le trajet, l'hydrogène cryogénique se réchauffe, ce qui fait augmenter la pression dans le réservoir. L'hydrogène évaporé est extrait du conteneur, normalement à la station-service, et fourni pour une autre utilisation ou reliquéfié.

4.2.3 Comparaison HL et HG

Comme il est possible de livrer davantage d'hydrogène dans une remorque HL, le coût de livraison du HL est généralement inférieur à celui du HG. Néanmoins, le coût de production du HL est supérieur à celui du HG en raison de l'étape de liquéfaction. En effet, pour atteindre l'état liquide, l'hydrogène doit être refroidi jusqu'à son point d'ébullition ou en dessous, ce qui consomme une quantité importante d'énergie. Avec la technologie actuelle, cela représente environ un tiers du contenu énergétique de l'hydrogène, soit environ 11 kWh/kg d'hydrogène [32]. Plusieurs technologies sont actuellement étudiées pour réduire la demande énergétique à un objectif de 4 kWh/kg d'hydrogène [34].

Pour cette raison, la production et la livraison d'hydrogène gazeux ne sont économiquement avantageuses que jusqu'à une certaine distance de livraison, alors que la production et la livraison de HL le sont au-delà de ce seuil. En général, la livraison d'hydrogène par pipeline n'est possible que sur de courtes distances.

Pour un dépôt de petite taille, l'étude [52] détermine que la livraison de HL est économiquement avantageuse pour les distances supérieures à 275 km, selon les hypothèses individuelles et en tenant compte des effets de coût sur l'investissement de la SRH. L'étude indique que l'utilisation d'un pipeline pour la livraison entraîne une réduction des coûts de distribution uniquement pour les courtes distances inférieures à 5 km.

4.2.4 Hydrogène sous forme d'ammoniac

En plus de pouvoir être transporté sous forme liquide ou gazeuse, l'hydrogène peut également être transporté sous forme d'ammoniac (NH₃). L'ammoniac est un vecteur d'énergie de l'hydrogène intéressant car il possède une grande capacité de stockage d'hydrogène (17.8% de sa masse) [53]. La densité volumétrique de l'hydrogène est ainsi 1.5-2.5 fois supérieure à celle de l'hydrogène liquide. De plus, il se liquéfie à température ambiante sous une pression d'environ 10 bar, facilitant ainsi grandement son transport.

Arrivé à destination, l'hydrogène peut être extrait de l'ammoniac par des opérations de craquage. Cependant, un tel procédé requiert un apport thermique externe important (> 600°C), de même que des réacteurs de très grande capacité. Le sous-produit de la décomposition de NH₃ en hydrogène étant l'azote (N₂), il peut être émis dans l'atmosphère sans le moindre risque environnemental.

L'ammoniac est la solution choisie par la société *Air Products* pour le transport de l'hydrogène qui sera produit par une usine d'hydrogène vert alimentée par 4 GW d'énergie éolienne et solaire située en Arabie Saoudite. L'installation achevée produira 650 tonnes d'hydrogène vert par jour, soit assez pour faire fonctionner environ 20 000 bus fonctionnant à l'hydrogène [54].

4.3 Compression

Une unité de compression est nécessaire pour presque tous les types de SRH. Les cas de figure suivants peuvent être distingués :

- Si l'hydrogène est produit sur place dans un électrolyseur ou un reformeur à vapeur, sa pression doit être augmentée afin de pouvoir être ravitaillé dans les réservoirs de stockage des bus. En général, on peut différencier deux types de compresseurs : les compresseurs communs et les compresseurs d'appoint (booster). Les compresseurs communs fonctionnent en continu, tandis que les compresseurs d'appoint ne sont utilisés qu'à la demande lors du ravitaillement des véhicules.
- Si l'HG est livré à un niveau de pression élevé qui est supérieur à la pression dans le stockage de la SRH, le remplissage par débordement induit par la différence de pression peut être utilisé sans compresseur pour transférer l'hydrogène de la remorque du camion dans les réservoirs de stockage de la SRH. Cependant, l'hydrogène ne peut déborder que jusqu'à ce que le niveau de pression dans le réservoir de stockage de réception soit similaire à la pression dans le réservoir de stockage de sortie. Un compresseur est nécessaire pour poursuivre la vidange, par exemple d'une remorque à tubes, et pour transférer davantage d'hydrogène dans un stockage de la SRH stationnaire.
- Si la SRH reçoit de l'hydrogène dans des remorques à des pressions supérieures à la pression cible dans les réservoirs des bus, les remorques à tubes livrées peuvent être reliées directement aux bus, ce qui peut rendre inutile l'utilisation d'un compresseur sur site.
- Si l'hydrogène est utilisé à l'état liquide, des cryopompes ou des compresseurs d'hydrogène cryogénique sont utilisés pour augmenter la pression de l'hydrogène. Ils sont généralement plus compacts en raison d'un débit d'hydrogène plus important à taille comparable et fonctionnent plus efficacement que les compresseurs pour l'hydrogène gazeux. Ils permettent également le ravitaillement direct de l'hydrogène sans avoir besoin d'un stockage à moyenne et haute pression.

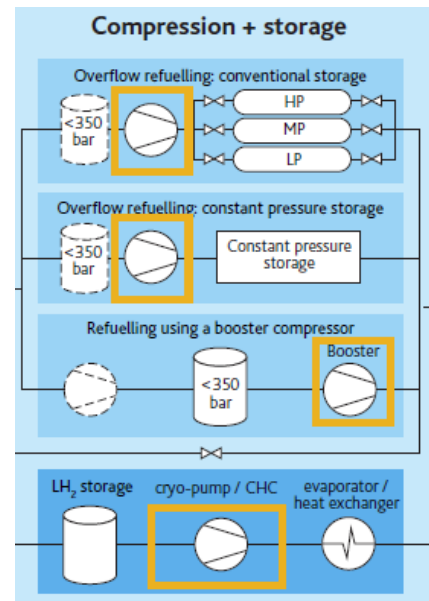


Figure 19 : variantes de compressions dans une SRH [6].

Comme les compresseurs sont des composants très coûteux d'une SRH (plus de 54% du CAPEX pour une SRH sans production locale [55]), plusieurs nouvelles technologies, telles que les compresseurs électrochimiques, sont en cours de développement. Ce type de compresseur non mécanique s'avère être une alternative valable aux compresseurs mécaniques. Il permet une compression isotherme, et donc très efficace, de l'hydrogène. Ce système présente plusieurs avantages par rapport aux compresseurs mécaniques, tels que l'absence de pièces mobiles et une grande compacité.

Cependant, cette technologie est à un stade précoce de développement et n'est pas encore prête à être utilisée dans une SRH.



4.4 Stockage de l'hydrogène

Le stockage de l'hydrogène est nécessaire pour équilibrer l'approvisionnement et la demande, qu'il soit produit sur place ou hors site. En plus du besoin en hydrogène de la flotte alimentée, la quantité d'hydrogène stockée dépend de paramètres tels que les exigences de fiabilité du ravitaillement et le concept de redondance mis en place.

Comme pour les remorques à tubes, la taille d'un stockage diminue à mesure que l'hydrogène gazeux est stocké à des niveaux de pression plus élevés. En général, on distingue quatre types de réservoirs d'hydrogène (Type I - IV) qui sont fabriqués à partir de différents matériaux - métal pur, métal recouvert de fibres, composite fibre-métal et composite fibre-plastique. Chaque type peut résister à différents niveaux de pression, les coûts augmentant généralement avec la résistance et la légèreté des matériaux choisis.

Les stratégies de stockage les plus courantes sont présentées dans les sections ci-dessous.

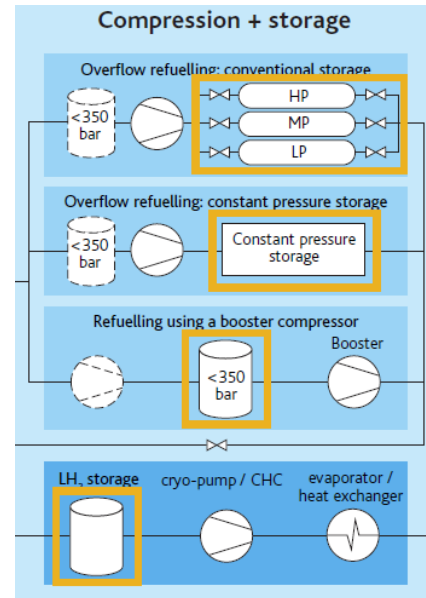


Figure 21 : variantes de stockage dans une SRH [6].

4.4.1 Stockage gazeux en cascade

La pratique la plus fréquente consiste à utiliser de multiples types de stockages, chacun travaillant à un niveau de pression différent (bas, moyen et haut). Cette architecture, appelée stockage en cascade, permet le remplissage du véhicule d'hydrogène gazeux par débordement en plusieurs étapes consécutives.

Un réservoir de stockage vide est d'abord rempli à partir du stockage basse pression jusqu'à ce que le débit d'hydrogène diminue en raison de l'équilibrage des pressions entre la SRH et le véhicule. En changeant les vannes, le stockage moyenne pression est connecté au réservoir du bus qui continue le processus de ravitaillement. Le processus est finalement complété par le stockage haute pression lorsque la pression nominale de stockage du véhicule est atteinte.

Cette pratique permet notamment d'optimiser les coûts d'une installation en diminuant la volume de stockage à haute pression (c.-à-d. onéreux) nécessaire. De plus, le vieillissement d'un réservoir de stockage est proportionnel au nombre et à l'amplitude des cycles de changement de pression qu'il subit. Cette pratique permet ainsi de réduire l'amplitude de ces cycles – ils s'effectuent sur une plage de pression plus étroite – et donc d'allonger la durée de vie des réservoirs.

Il est important de garder à l'esprit que, pour le remplissage par débordement, tout l'hydrogène contenu dans les banques de stockage ne peut pas être utilisé. En effet, comme un gradient de pression positif entre la SRH et le véhicule doit être maintenu en tout temps pour permettre le ravitaillement, une certaine quantité d'hydrogène doit rester dans le réservoir de la SRH afin de maintenir un niveau de pression suffisant. En raison de cet hydrogène, qui ne peut pas être utilisé pour le ravitaillement, la capacité installée et la capacité utilisable de l'hydrogène doivent être différenciées lorsque ce concept de stockage et de ravitaillement est choisi.

4.4.2 Stockage gazeux à pression constante

Un autre concept de stockage de l'hydrogène gazeux développé récemment est le stockage dit à pression constante. Ce concept combine un stockage d'hydrogène gazeux et une unité hydraulique. L'unité hydraulique a pour fonction d'augmenter la pression de l'hydrogène contenu dans des réservoirs à poche en matériau élastomère (Figure 22) grâce à l'application d'une pression hydraulique modifiant le volume de cette dernière. La combinaison de tels réservoirs à poche travaillant en alternance permet de maintenir une pression d'approvisionnement constante.

Un avantage fondamental de cette technologie est l'utilisation de composants produits en série provenant d'une industrie mature et standardisée (hydraulique et réservoir haute pression composite), minimisant ainsi les coûts, tout en offrant une excellente robustesse et fiabilité. De plus, elle permet l'utilisation de la presque totalité de l'hydrogène contenu dans le stockage, réduisant donc le surdimensionnement nécessaire. Ceci entraîne généralement une réduction considérable de l'encombrement du système de stockage. Dans le cadre du projet H2Ref, il a été démontré qu'un accumulateur à vessie haute pression en matériau composite, le premier du genre à fonctionner jusqu'à 90 MPa, répondait aux attentes en matière de durée de vie à l'échelle industrielle. [56]

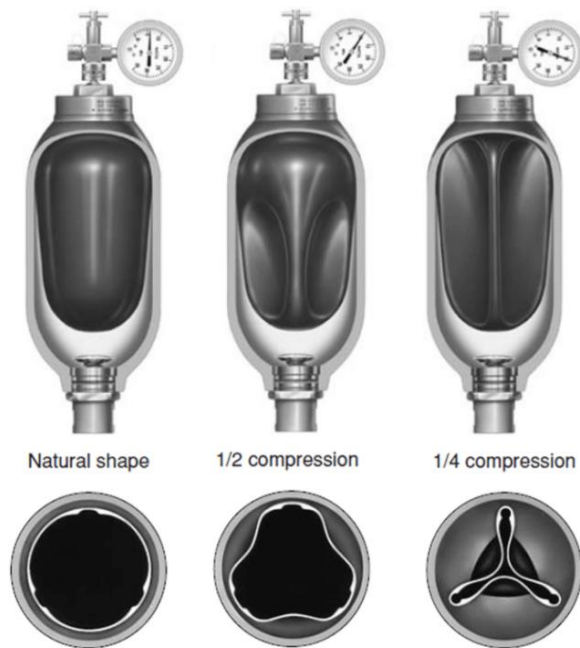


Figure 22 : Schéma de réservoirs à poche en matériau composite de carbone soumis à différents niveaux de compression.

4.4.3 Stockage gazeux avec compresseur « booster »

Contrairement au ravitaillement par débordement, le niveau de pression dans le stockage de la SRH peut être inférieur au niveau de pression dans les bus, si un compresseur « booster » est utilisé pour le processus de ravitaillement. Comme un compresseur de surpression n'est généralement utilisé que lors du ravitaillement, il doit atteindre des débits massiques plus élevés qu'un compresseur commun fonctionnant (presque) en continu.

4.4.4 Stockage liquide

La liquéfaction de l'hydrogène consomme une quantité considérable d'énergie. Avec la technologie actuelle, environ un tiers du contenu énergétique de l'hydrogène est nécessaire pour le processus de liquéfaction, mais des approches sont étudiées pour réduire la demande énergétique actuelle de près de 50 % à l'avenir [57]. Cependant, il est possible de transporter une quantité nettement plus importante d'hydrogène liquide par rapport à la livraison d'hydrogène gazeux, ce qui se fait généralement dans des remorques de camions – environ 3'000 kg d'hydrogène peuvent être transportés dans un camion – ou en train [58]. Pour cette raison, les coûts de transport par kilogramme sont généralement plus faibles pour le HL que pour l'hydrogène gazeux et peuvent compenser l'effort de production plus élevé de l'hydrogène liquide, surtout pour des longues distances de transport [59]. L'hydrogène liquide est actuellement produit à Rozenburg près de Rotterdam (NL), à Waziers près de Lille (FR) et à Leuna en Allemagne, d'où l'hydrogène est distribué à l'échelle nationale [58].

Si du HL est livré à la SRH, l'hydrogène doit être stocké dans un réservoir de stockage de HL hautement isolé. Comme le flux de chaleur dans le stockage ne peut pas être complètement évité, une petite proportion de l'hydrogène liquide peut atteindre son point d'ébullition et devenir de l'hydrogène gazeux. La proportion estimée d'hydrogène se vaporisant est de l'ordre de 0,5% par jour selon [50], [58].

Cependant, les pertes par évaporation peuvent être complètement évitées en utilisant un système de récupération approprié.

4.5 Distribution

La norme internationale ISO 17268:2020 (ainsi que SAE J2600) définit les dispositifs de raccordement pour le ravitaillement des véhicules terrestres en hydrogène gazeux. Elle s'applique à différentes pressions de service et inclut le ravitaillement à haut débit des véhicules commerciaux à 350 bar.

Outre le connecteur de distribution, le processus de ravitaillement est également normalisé. Le protocole pour les véhicules de tourisme comprend le ravitaillement avec et sans communication entre le distributeur et le réservoir du véhicule et il fixe différentes vitesses maximales de ravitaillement en fonction d'une éventuelle stratégie de pré-refroidissement.

Si l'hydrogène est stocké sous forme liquide, il doit passer par un évaporateur/échangeur de chaleur avant d'atteindre le distributeur. L'hydrogène passe de l'état liquide à l'état gazeux et est réchauffé dans l'évaporateur/échangeur de chaleur à une température conforme au protocole de ravitaillement.

Si, au contraire, un pré-refroidissement est nécessaire avant le ravitaillement, par exemple en raison d'un niveau de pression et d'une vitesse de ravitaillement élevés souhaités (comme c'est le cas pour les véhicules de tourisme), l'hydrogène doit être refroidi avant d'atteindre le distributeur. Cela entraîne une consommation d'énergie supplémentaire au cours du processus de ravitaillement et rend la SRH encore plus complexe.

La mesure du débit massique d'hydrogène avec une grande précision reste un défi et a été abordée dans le cadre de diverses activités de R&D. Toutefois, contrairement aux activités entre entreprises et consommateurs telles que le ravitaillement en carburant des véhicules de tourisme, cette question peut être moins pertinente pour les opérateurs de transport public. En effet, il est par exemple facile de mesurer l'hydrogène livré par camion à une SRH en pesant simplement ce dernier.

4.6 Aspects liés à la sécurité

Il existe des risques inhérents à la manipulation de tout gaz ou liquide inflammable, y compris les carburants traditionnels. Sur la base de l'expérience acquise dans le cadre des différents projets présentés dans le Tableau 3, comme par exemple le fait qu'aucun incident majeur ne s'est produit avec les 54 bus exploités dans le cadre du projet CHIC, le FCH JU a déclaré en 2015 que l'exploitation des FCEB était sûre [60]. En même temps, il est également indiqué que l'évaluation et le respect des exigences réglementaires et de sécurité ont été identifiés comme un défi pour le déploiement massif. Cette section passe brièvement en revue les principales caractéristiques techniques de l'hydrogène par rapport aux carburants utilisés aujourd'hui et présente les principaux aspects de sécurité qui sont à considérer pour l'exploitation des bus à hydrogène et des stations de ravitaillement associées.

Le risque principal de l'utilisation d'hydrogène est lié au potentiel d'incendie. Les principales propriétés de l'hydrogène en matière de sécurité incendie sont listées ci-contre [61]:

- 10 fois plus léger que l'air
- Large gamme d'inflammabilité : 4 % à 74 % dans l'air
- Explosif en milieu confiné
- Incolore et inodore
- La flamme d'hydrogène est invisible à l'œil humain à la lumière du soleil
- En raison de sa taille moléculaire, l'hydrogène a une propension à fuir.

Une comparaison de ces paramètres par rapport à d'autres carburants automobiles est fourni dans le tableau ci-contre.

	Hydrogène	Gazole	Diesel	Méthane
Température d'auto-inflammation	500°C	257°C	250°C	537°C
Énergie d'auto-inflammation dans l'air	0.02 mJ	0.24 mJ	n.a.	n.a.
Température de la flamme dans l'air	2045°C	2197°C	n.a.	1918°C
Limite inférieure d'inflammabilité	4%	1.40%	0.60%	5%
Limite supérieure d'inflammabilité	74%	7.60%	5.50%	15%
Flottabilité : Densité du gaz par rapport à l'air	0.07	2 à 4	4 à 5	0.6
Point d'ébullition à 1 atm.	-252°C	25 to 225°C	180 to 345°C	-162°C

Tableau 9 : Propriétés de sécurité incendie de l'hydrogène et d'autres carburants automobiles [61].

Lorsque l'hydrogène est utilisé conformément aux directives appropriées, le carburant hydrogène est sûr pour les transports publics. Le principal risque est la fuite de gaz dans un réservoir d'hydrogène ou une pile à combustible. Dans ce cas, l'hydrogène se disperse rapidement, s'élevant vers le haut à une vitesse de 72 km/h, ce qui minimise les risques d'inflammation. Si l'hydrogène s'enflamme, les flammes d'hydrogène génèrent une faible chaleur rayonnante en raison de l'absence de carbone et le feu s'éteint rapidement [62]. Les règles à respecter afin d'atteindre les objectifs de base de la conception technique de la sécurité, qui sont aussi détaillés dans [63] et [61], sont les suivants :

- Prévenir la formation de concentrations inflammables d'hydrogène par une ventilation appropriée.
- Ajouter des détecteurs de fuites et des alarmes.
- Supprimer toutes les sources d'inflammation dans l'installation, comme p.ex. des étincelles des diverses sources (électrique, soudage, meuleuse, etc.), des chauffages à infrarouge ou à combustible, des cigarettes.

En règle générale, le personnel qui est en contact avec le bus ou l'installation doit être formé de manière adéquate. De la même manière, lorsque les bus ne sont pas en service, il faut veiller à un approvisionnement d'électricité permettant de recharger les batteries. Ceci est important, car la pile à combustible doit être maintenue en permanence à des températures supérieures à zéro et le système d'alerte à l'hydrogène doit être activé en permanence [63].

À part les mesures de prévention, la formation des premiers intervenant, comme p.ex. des sapeurs-pompiers, est importante. Ce domaine est encore en évolution et le projet HyResponse [64] vise à établir le premier programme au monde pour la formation à la sécurité de l'hydrogène des premiers intervenants. Un autre aspect de l'exploitation des bus à hydrogène est la sécurité dans les tunnels. Un récent papier de 2020 conclut que, malgré le fait que diverses études scientifiques à ce sujet ont été réalisées ces derniers temps, il existe encore des grandes lacunes pratiques dans ce domaine [65]. Le projet Hytunnel [66] a l'ambition d'établir les bases scientifiques prénormatives nécessaires pour garantir que les véhicules à hydrogène entrent dans les systèmes de circulation souterrains avec un risque inférieur ou égal à celui du transport des combustibles fossiles.

En Europe on constate que le cadre normatif pour la mobilité à hydrogène n'est pas encore bien établi [67]. La plupart des pays s'appuient largement sur les normes internationales existantes, comme la norme ISO/TS 20100 qui spécifie une série de mesures de maîtrise des risques pour les stations-service. En Europe, sous l'impulsion de l'adoption de la directive 2014/94/UE sur le déploiement d'infrastructures pour les carburants de substitution, le cadre de normalisation évolue rapidement.

4.7 Évaluation de l'état de l'art

Dans sa dernière mise à jour de l'état de l'art datant de 2017, *Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking* a formulé les objectifs concernant les performances techniques et économiques des stations de recharge d'hydrogène résumées dans le Tableau 10.

Paramètre	Unité	État de l'art		Objectif FCH JU		
		2012	2017	2020	2024	2030
Durée de vie	année	n.a.	10	12	15	20
Durabilité ¹¹	année	n.a.	-	5	10	15
Consommation d'énergie ¹²	kWh/kg	n.a.	10	5	4	3
Disponibilité	%	n.a.	95	96	98	99
Temps moyen entre deux défauts	jours	n.a.	20	48	72	168
Coût de maintenance annuel ¹³	€/kg	n.a.	-	1.0	0.5	0.3
Travail ¹⁴	Personne h/kh	n.a.	-	70	28	16
CAPEX pour la SRH ¹⁵	k€/(kg/jour)	7.5	7	4-2.1	3-1.6	2.4-1.3
Coût de l'hydrogène renouvelable ¹⁶	€/kg	13	12	11	9	6

Tableau 10 : État de l'art et objectif FCH JU des stations de recharge d'hydrogène [25].

La caractéristique la plus importante pour une SRH est certainement le coût de production de l'hydrogène. Si l'objectif est de réduire les émissions carbone, la production d'hydrogène verte s'impose comme référence et les objectifs de coûts de l'hydrogène renouvelable fournis dans le tableau ci-dessus sont pertinents. En prenant le fait que l'utilisation d'hydrogène est environ 31% plus efficace que l'emploi du diesel 3.3, on peut admettre que le coût de la production d'hydrogène peut être 45% plus cher pour être compétitif au niveau économique. Ainsi, un coût de 7.50 CHF/kg H₂ détermine le seuil de rentabilité économique au niveau des coûts du carburant¹⁷ si on admet que le remboursement de la taxe sur les carburants sera supprimé dans le futur, comme cela est actuellement discuté au Parlement¹⁸. Même si les chiffres du tableau avancés par FCH JU ne sont pas encore compétitifs à ce niveau, l'expérience obtenue dans le projet NewBusFuel donne des chiffres plus encourageants avec un prix moyen de 8 €/kg H₂ déterminé en 2017 à travers 13 études menées dans le cadre du projet [59]. Cette amélioration des coûts est principalement due aux plus grandes capacités de SRH et aux économies d'échelle qui en découlent. Néanmoins, ce sont surtout les SRH utilisant le reformage de méthane à la vapeur sur site qui obtiennent généralement des plus bas coûts de production. Pour les SRH avec l'électrolyse sur site, l'inconvénient est principalement dû au prix élevé de l'électricité par rapport au coût du gaz naturel. De l'autre côté, la livraison d'hydrogène peut être compétitive par rapport à la production d'hydrogène sur site, indépendamment du fait que du HG ou du HL soient livrés.

Un autre point important est aussi l'investissement ainsi que la place nécessaire pour la création d'une SRH. Par exemple, une station fournissant de l'hydrogène pour une trentaine des bus et qui doit ainsi fournir quotidiennement environ 1'000 kg d'hydrogène, nécessite des investissements entre 2.1 et 4 MCHF avec les valeurs annoncées pour 2020. Les coûts de maintenance associés affichés dans le Tableau 10 correspondent encore à des valeurs entre 5 et 9% du coût d'investissement, tandis que dans le projet NewBusFuel [59] un taux de 3% semble réaliste pour des plus grandes stations avec une capacité journalière en dessus de 1'000 kg d'hydrogène. À noter que les coûts associés à la consommation

¹¹ Temps pendant lequel le SRH peut fonctionner sans que ses principaux composants (stockage, compresseur, pompe) soient remplacés (p. ex. le stockage est changé lorsque le nombre de cycles atteint la limite réglementaire).

¹² Comprend uniquement l'énergie lié à la distribution, pour une station chargée à 80% de sa capacité quotidienne. Stockage sous forme gazeuse, à température ambiante, et distribution à 700 bar à partir d'une source d'hydrogène >30 bar.

¹³ Pièces et main d'œuvre sur la base d'une capacité d'approvisionnement de 200 kg/jour.

¹⁴ Heures de travail pour la maintenance du système par 1'000 h de fonctionnement sur toute la durée de vie de la station.

¹⁵ Total des coûts engagés pour la construction ou l'acquisition de la station de ravitaillement en hydrogène, y compris le stockage sur place mais sans le coût du terrain et l'unité de production d'hydrogène. Les fourchettes cibles se réfèrent à une station de 200 kg/jour et une station de 1'000 kg/jour.

¹⁶ Coût de l'hydrogène distribué (à la pompe), en tenant compte de l'OPEX et du CAPEX.

¹⁷ Le coût peut être déterminé via équation $E/\mu_H \cdot P_H/\delta_H = E/\mu_D \cdot P_D/\delta_D$, où E est l'énergie nécessaire pour faire avancer le bus, μ est l'efficacité globale du système de traction ainsi que P et δ sont le prix (P_H en CHF/kg pour l'hydrogène et P_D en CHF/l pour le diesel) et la densité (δ_H en kWh/kg et δ_D en kWh/l), respectivement, et en prenant un prix de 1.5 CHF/l pour le diesel. Le surplus de prix de 45% représente le facteur μ_H/μ_D avec des valeurs d'efficacité communément utilisées de $\delta_H = 33\%$ pour le diesel et $\delta_H \sim 50\%$ pour l'hydrogène. Les densités sont disponibles dans le Tableau 2.

¹⁸ On notera que la différenciation entre le trafic urbain et rural pourrait être inclus dans ces discussions.

d'énergie se situent dans le même ordre de grandeur : pour l'exemple ci-dessus avec une production quotidienne de 1'000 kg d'hydrogène une énergie de 1.8 GWh est nécessaire pour la distribution, ce qui correspond à des frais additionnels d'environ 180 kCHF par an avec un tarif de 0.1 CHF/kWh pour l'électricité.

4.7.1 Différences entre SRH pour les voitures et les bus

La conception et la construction de SRH n'est pas un défi entièrement nouveau puisqu'un nombre croissant de SRH existe déjà en Europe et dans le monde et que certaines sont en service depuis de nombreuses années. Actuellement, 136 SRH sont en exploitation en Europe et 48 sont en développement [68]. Cependant, la plupart de ces SRH fournissent de l'hydrogène à un nombre restreint de véhicules de tourisme et/ou de bus. Les SRH à grande échelle sont encore l'exception, la taille d'une SRH étant généralement corrélée à la taille de la flotte qu'elle alimente.

Etant donné les besoins énergétiques plus importants pour l'entraînement d'un bus par rapport à une voiture, la capacité de stockage d'un bus est généralement de 30 à 50 kg d'hydrogène, alors qu'une voiture de tourisme transporte généralement environ 5 kg d'hydrogène [69]. La capacité de production en hydrogène d'une SRH sera donc hautement dépendante du type de véhicule qu'elle alimente.

Une autre différence importante est la capacité des bus à transporter plus de volumes qu'une voiture de tourisme. Afin de pallier les contraintes en volume des voitures de tourisme, l'hydrogène y est stocké à plus haute pression. Ainsi, pour un volume équivalent, une masse plus importante d'hydrogène peut y être stockée. Deux pressions de distribution standard ont été adoptées dans le monde, 350 bar pour les bus et 700 bar pour les voitures.

Le niveau de pression inférieur (350 bar) offre plusieurs avantages. Tout d'abord, il permet d'utiliser des composants de spécifications inférieurs et, dans certains cas, moins complexes, tant pour le bus que pour l'infrastructure de la SRH. Cela permet de réduire les coûts et d'augmenter la fiabilité globale du système. De plus, la compression de l'hydrogène jusqu'à 350 bar nécessite moins d'énergie que la compression jusqu'à 700 bar. En outre, les normes disponibles pour le ravitaillement en hydrogène des véhicules de tourisme (SAE J2601) prescrivent le pré-refroidissement de l'hydrogène à -40°C lorsqu'il est ravitaillé au-delà d'un certain débit dans un réservoir à 700 bar. Ce pré-refroidissement, qui nécessite un équipement et une énergie supplémentaires, n'est pas nécessaire pour le ravitaillement en hydrogène à 350 bar.

Une SRH utilisera donc des composants généralement moins complexes pour le ravitaillement de bus, car la pression d'approvisionnement est plus faible. Cependant, les besoins en hydrogène auront tendance à être plus importants, augmentant ainsi la complexité de la partie approvisionnement/production et stockage de l'hydrogène.

4.7.2 Différences avec les stations de ravitaillement en gazole

Il existe plusieurs différences fondamentales entre le ravitaillement des bus en diesel ou en hydrogène. L'infrastructure d'une SRH est nettement plus complexe et plus coûteuse que celle d'une station de ravitaillement en diesel. L'espace requis par l'unité de compression et le stockage d'une SRH peut être important, qui, contrairement au diesel, n'est généralement pas situé sous terre pour des raisons de sécurité et d'accessibilité. Il existe également une différence entre les exigences de manipulation du diesel liquide et de l'hydrogène gazeux.

En outre, l'hydrogène n'est pas une ressource naturelle et sa structure d'approvisionnement n'est pas aussi développée que celle du diesel et des autres produits pétroliers. C'est pourquoi il doit être livré par un fournisseur établi ou être produit sur place ou à proximité.

Compte tenu de ces différences, l'approche de la planification et de la mise en place d'une SRH est différente de celle d'une station de ravitaillement en diesel. À de nombreux égards, la planification du système de récupération des hydrocarbures exige une façon de penser différente de celle qui a été utilisée pour le diesel. Le fait que la plupart des technologies pour les composants de la SRH sont encore en cours

de développement et le resteront au moins dans un avenir proche, exige une certaine prudence. Cependant, ces problèmes peuvent être gérés en appliquant des conceptions de SRH appropriées et des processus de planification et de gestion de projet.

4.8 Discussion

L'hydrogène, avec une demande annuelle d'environ 70 millions de tonnes, est aujourd'hui beaucoup utilisé pour divers procédés industriels. La production de cet hydrogène se fait presque exclusivement par voie thermo-chimique, surtout via le reformage du méthane à la vapeur, et est responsable de la consommation de 6% du gaz naturel mondial et 2% du charbon mondial. Comme cette production utilise des combustibles fossiles on parle d'hydrogène gris ou brun¹⁹ car du dioxyde de carbone (CO₂) est généré. Si les processus de production thermo-chimique sont associés à un système de captage et de stockage du dioxyde de carbone (CCUS) on parle d'hydrogène bleu. Comme la production d'hydrogène bleu est basée sur des systèmes industriels éprouvés, des systèmes de production peuvent fournir des très grandes capacités à des coûts d'investissement très compétitifs. Mais le déploiement de la production d'hydrogène bleu se heurte aujourd'hui encore au problème de l'élimination ou de l'utilisation du CO₂ capté. Outre l'immaturation technologique, le CCUS représente aussi une dimension géographique, avec la nécessité d'un site adapté à la capture et surtout à la séquestration du carbone [70]. Une manière de rendre l'hydrogène bleu plutôt vert est le remplacement du combustible fossile du processus thermo-chimique par de la biomasse ou un autre combustible renouvelable. Une idée qui fait actuellement son chemin dans la communauté scientifique est l'utilisation du bois comme combustible pour la gazéification de la biomasse. Cette approche est intéressante car la partie CCUS peut être presque entièrement supprimée, car le dioxyde de carbone serait également produit lors de la décomposition du bois. Il s'avère toutefois que la gazéification du bois nécessite beaucoup plus d'énergie cumulative non renouvelable que, par exemple, l'électrolyse. De plus, les ressources d'utilisation des sols pour la fourniture du combustible sont très élevées (voir par exemple comparaison dans figure 10 de [71]). Ce fait peut être atténué en cas d'utilisation de déchets de bois, ce qui fait de cette technologie un candidat intéressant pour de futurs développements en vue d'une production à plus grande échelle. Dans la même catégorie se trouvent également tous les procédés biologiques de production d'hydrogène qui ont été énumérés dans la Section 4.1.3. Cependant, ces technologies se trouvent encore aujourd'hui à un niveau de développement peu élevé et nécessitent des grandes ressources d'utilisation des sols.

La seule manière valable économiquement de produire de l'hydrogène vert est actuellement par voie d'électrolyse, où uniquement de l'électricité d'origine renouvelable est utilisée. L'électrolyse est un processus électrochimique où de l'électricité est utilisée pour séparer de l'eau – ou de la vapeur – pour produire de l'hydrogène (alors que le processus inverse se produit dans de la pile à combustible) et de l'oxygène. Parmi les technologies existantes on trouve l'électrolyseur alcalin, PEM (Polymer Electrolyte Membrane) ainsi que la technologie SOEC (Solid Oxid Electrolyser Cell). Les technologies alcalin et PEM sont arrivées à une maturité industrielle, avec des durées de vie de 90'000 heures et des rendements de 60%. La technologie SOEC, qui tient la promesse d'augmenter le rendement à 80%, est actuellement encore en voie de commercialisation à grande échelle. Si la production d'un kilogramme d'hydrogène nécessite environ 9 l d'eau pour l'électrolyse basée sur la technologie alcaline et PEM, la technologie SOEC nécessite environ 11 kg de vapeur d'eau. L'hydrogène produit par électrolyse PEM ou SOEC et en général assez pure et peut être utilisé directement dans tous les véhicules à hydrogène tandis que les impuretés liées aux processus chimiques des électrolyseurs alcalins nécessitent des traitements additionnels, ce qui rend cette technologie moins attractive pour l'utilisation pour la mobilité. Si les normes ISO 14687:2019 et SAE J2719 sont des références concernant la spécification de la pureté de l'hydrogène, la classe de « l'hydrogène 5.0 » - qui spécifie une pureté de l'hydrogène à 99,999 % - s'est établie comme référence pour l'utilisation d'hydrogène pour la mobilité. La limitation actuelle majeure pour la production

¹⁹ Pour l'hydrogène produit via la gazéification de charbon, qui représente environ 18% de la production mondiale d'hydrogène [36], on parle plutôt de l'hydrogène brun [37] tandis que l'hydrogène gris est produit via le reformage du méthane à la vapeur.

d'hydrogène vert par voie d'électrolyse reste encore l'accès à l'électricité renouvelable à bas coût et de manière continue, c'est-à-dire pendant plus de 6'000 heures par année environ.

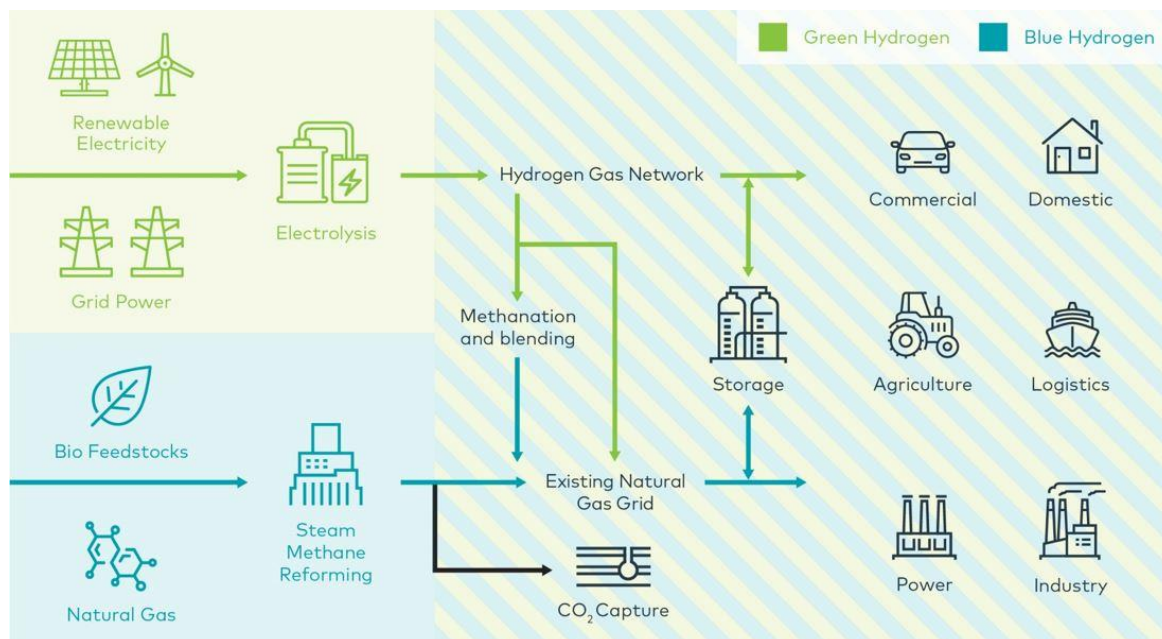


Figure 23 : Illustration de la production d'hydrogène vert et bleu vue par un fabricant de matériel pour la production d'hydrogène gris [70].

Si l'hydrogène n'est pas produit à l'endroit d'utilisation, il doit encore être transporté, ce qui se fait sur des très longues distances sous forme liquide mais, pour des plus petites distances, comme à l'échelle nationale Suisse, sous forme de gaz sous pression, par camion ou train. Un camion peut typiquement transporter entre 500 et 1'000 kg d'hydrogène. Actuellement, des conteneurs d'une capacité de 350 kg, dont seuls 250 kg peuvent être effectivement exploités, sont utilisés en Suisse. Tout au long de la chaîne de transport et du stockage, par exemple sur le site d'utilisation, des compresseurs sont encore nécessaires afin de pouvoir fournir le gaz avec une pression de typiquement 350 bar pour les bus. Il existe plusieurs technologies pour le transport et le stockage qui sont toutes à une maturité industrielle élevée, mais la compression est aujourd'hui encore le maillon faible de la chaîne au niveau de la fiabilité.

Comme l'hydrogène est déjà utilisé dans beaucoup d'autres industries, les méthodes pour assurer la sécurité sont connues et les systèmes et appareils de mesure pour la renforcer sont disponibles sur le marché. L'utilisation des bus à hydrogène dans les transports publics nécessite néanmoins des changements structurels conséquents, comme l'adaptation de la ventilation, l'installation de capteurs de gaz ou encore la suppression de toutes sources d'inflammation qui peuvent provoquer des étincelles dans les hangars à bus. La sécurité de l'exploitation des véhicules à hydrogène dans des espaces fermés, comme dans des tunnels, ainsi que la formation des sapeurs-pompiers est encore un domaine en développement en Europe. Si, en Europe, le cadre réglementaire est donné par l'adoption de la directive 2014/94/UE sur le déploiement d'infrastructures pour les carburants de substitution, l'élaboration d'une stratégie nationale Suisse pour une production d'hydrogène vert et durable est actuellement encore en développement (voir par exemple [72]).

5 Analyse technique sur l'utilisation de l'hydrogène pour les ETP

La revue de l'état de l'art dans le chapitre 0 concernant l'hydrogène comme vecteur de propulsion ainsi que son approvisionnement dans le chapitre 0 ont démontré que l'utilisation de l'hydrogène pour le transport public est encore à ses débuts commerciaux. Dans ce contexte, les deux aspects techniques suivants semblent intéressants pour une prise de décision des ETP suisses. D'un côté se trouve l'analyse des besoins de consommation des bus en fonction du terrain, p.ex. la comparaison des profils typiques pour des parcours plutôt urbains ou ruraux, et de l'autre côté l'analyse des aspects du dimensionnement des sites de production (local ou externe), du stockage et de la distribution d'hydrogène. Ces deux aspects sont discutés dans les sections suivantes, où l'analyse de la consommation des bus à hydrogène avec, soit la combustion interne, soit une pile à combustible, est comparée à celle des bus diesel ainsi que celle des bus électriques à batterie.

5.1 Analyse technique sur le besoin d'énergie pour différents profils d'utilisation

Cette section présente une analyse technique sur le besoin énergétique nécessaire à différentes technologies de bus pour effectuer différents trajets à différents taux d'occupation. Sont évalués ici les bus diesel (*DB – Diesel bus*), les bus à hydrogène à combustion interne (*H2ICEB - hydrogen internal combustion engine bus*), les bus à hydrogène à pile à combustible (*FCEB – fuel cell electric bus*) et les bus électriques à batterie (*BEB – battery electric bus*). Au total, 4 routes de type urbain ou rural et 2 taux d'occupation des bus sont évalués.

Après une description détaillée des routes évaluées, le modèle physique utilisé pour l'analyse est présenté et les paramètres utilisés justifiés et validés. Finalement, les résultats sont présentés et des conclusions sont tirées des comparaisons effectuées.

5.1.1 Routes évaluées

Pour cette analyse, des données réelles mesurées sur des lignes de bus du groupe d'accompagnement ont été utilisées. Parmi toutes les données reçues, 4 routes représentatives ont été retenues pour l'analyse. Il s'agit des lignes des Transports publics fribourgeois (TPF) suivantes :

- Ligne 5 : Ligne urbaine en ville de Fribourg
- Ligne 201 : Ligne urbaine en ville de Bulle
- Ligne 234 : Ligne rurale reliant Fribourg à Bulle via La Roche
- Ligne 260 : Ligne rurale reliant Bulle à Jaun

Ces données ont été acquises à l'aide d'une instrumentation mise en place dans le cadre du projet NAVIG [73] sur une série de bus diesel Mercedes Citaro de 18m. Elles comprennent des mesures à 50Hz de la position GPS, de la vitesse et de la consommation en carburant. Pour en faciliter leur usage, ces données ont été rééchantillonnées à 1Hz.

Les tracés GPS de chacune des routes sont présentés dans la Figure 24 ci-dessous. Sur la base des coordonnées GPS mesurées, des profils d'élévation ont été calculés à l'aide du modèle numérique d'élévation ODP1 [74]. Pour réduire l'impact des imprécisions de mesure, une moyenne glissante centrée de 11 éléments est appliquée sur les profils d'élévation. La pente de la route est ensuite calculée avec le gradient de l'élévation sur la distance parcourue. Elle est alors définie en tous points du parcours par interpolation linéaire.

Afin d'avoir une correspondance parfaite entre la distance parcourue mesurée par GPS et la distance calculée par l'intégration de la vitesse en fonction du temps, les profils de vitesse sont légèrement mis à l'échelle (facteur de correction $< \pm 0.5\%$). L'accélération du véhicule est, quant à elle, calculée à l'aide de la dérivée de la vitesse mesurée. Finalement, les routes sont évaluées sur un trajet aller-retour dans le but d'avoir un delta global d'élévation nul, excepté pour la ligne 234 pour laquelle des mesures pour un trajet aller sont uniquement disponibles.

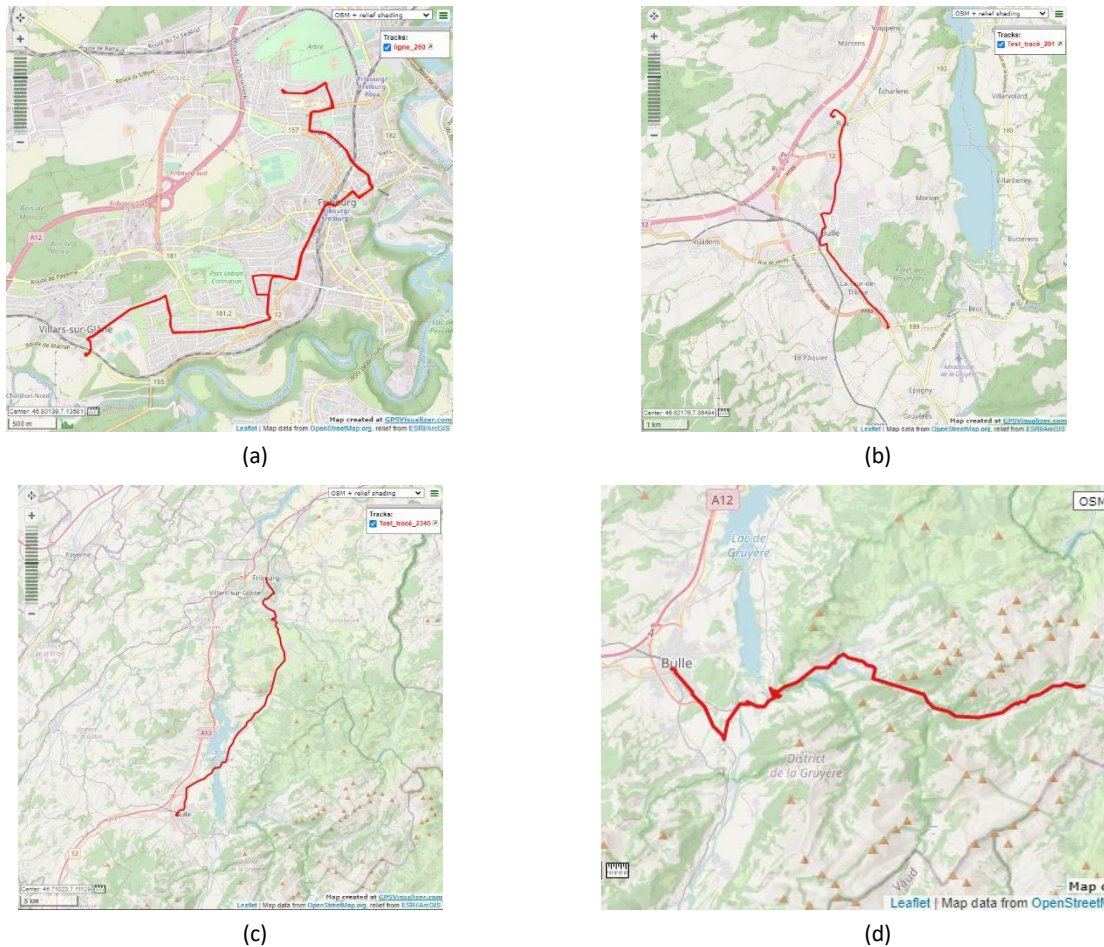


Figure 24 : Tracés GPS des lignes TPF 5 (a), 201 (b), 234 (c) et 260 (d)

Les profils de vitesse, d'accélération, d'élévation et de pentes des différentes lignes sont illustrés sur la Figure 40 dans l'Annexe 1. Les paramètres caractéristiques principaux déduits de ces profils sont présentés dans le Tableau 11.

Numéro ligne	Type	Vitesse moy. ²⁰ [km/h]	Distance [km]	Dénivelé positif [m]	Dénivelé négatif [m]	Pente moy. ²¹ [%]	Start & stop ²² [#//km]
5	Urbain	21.8	14.1	265.0	-269.9	1.9	3.2
201	Urbain	24.7	12.2	126.7	-126.7	1.0	3.2
234	Rural	39.3	27.5	269.8	-423.6	1.0	0.9
260	Rural	39.7	49.5	778.6	-778.6	1.6	0.5

Tableau 11 : Paramètres caractéristiques des lignes évaluées

Il est intéressant de relever les deux éléments suivants. Premièrement, une différence notable peut être observée entre les paramètres des lignes définies comme urbaines et les lignes rurales. Comparées aux lignes urbaines, les lignes régionales ont une vitesse moyenne 2x plus élevée et un nombre de start & stop par kilomètre 3x plus faible. Deuxièmement, des pentes moyennes significativement différentes sont observées parmi les lignes de même type. Ainsi, le dénivelé ou la pente moyenne ne sont pas des paramètres qui permettent de clairement distinguer les parcours urbains ou ruraux, en tout cas pas dans le contexte fribourgeois. La pente moyenne permet plutôt d'évaluer l'ensemble de cas de manière plus

²⁰ Moyenne à vitesse non nulle

²¹ Moyenne sur dénivelé positif uniquement

²² Est considéré comme stop un arrêt complet du véhicule (vitesse nulle), indépendamment de la raison de l'arrêt (arrêt de bus, feu de circulation, passage pour piéton, etc.)

diversifiée : ligne urbaine ou rurale avec un relief plutôt marqué ou non. Il est à noter que la ligne 234 est la seule à ne pas avoir un équilibre entre le dénivelé positif et négatif, sachant qu'uniquement un trajet aller est pris en compte. Ceci sera à prendre en considération lors de l'analyse des résultats, notamment pour les bus électriques et à hydrogène ayant la capacité à régénérer de l'énergie au freinage.

Plus de détails concernant la distribution de la vitesse, de l'accélération et de la pente des profils évalués peuvent être observés dans les histogrammes de la Figure 25. La différence de distribution de la vitesse entre les lignes urbaines et rurales y est clairement visible. Mais l'élément le plus intéressant est la distribution de l'accélération. En effet, ces graphes permettent de mettre en évidence les différents styles de conduites : d'une conduite plutôt sportive avec une distribution étalée de l'accélération et plus de start & stop pour les lignes 234, 201 et 5, à une conduite plus douce avec un distribution de l'accélération plus concentrée autour de l'origine et moins de start & stop pour la ligne 260. Cet aspect aura également un impact sur l'évaluation de la consommation des véhicules.

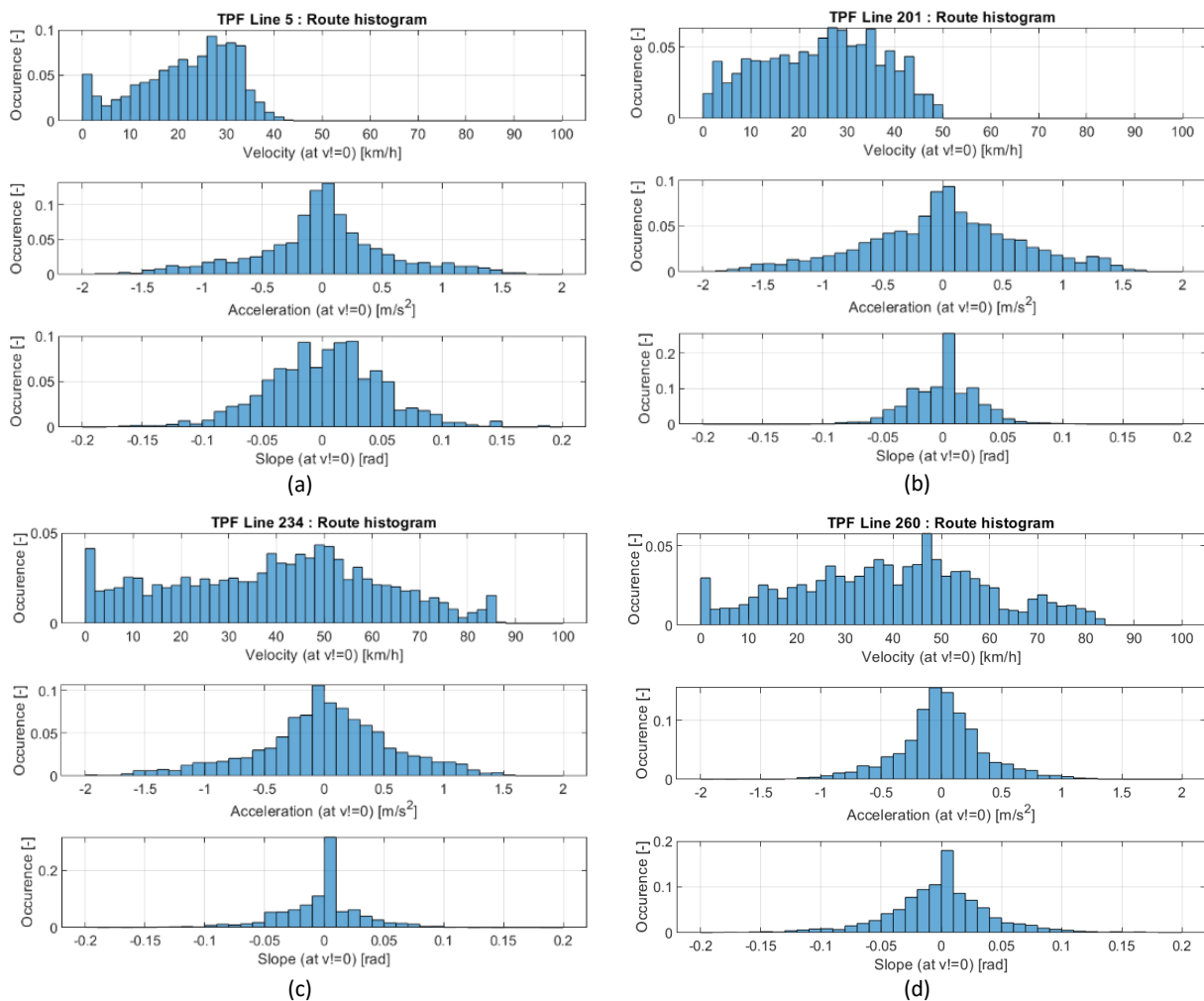


Figure 25 : Histogramme de la distribution de vitesse, de l'accélération et de la pente des lignes évaluées

5.1.2 Modèle de consommation

Pour estimer la consommation des véhicules, un modèle physique est utilisé. Ce modèle prend en compte la puissance liée à l'accélération F_{acc} , au frottement de l'air, au frottement du roulement, à la variation d'altitude ainsi qu'aux auxiliaires. De plus, il inclut la possibilité de régénérer de l'énergie au freinage et lors de pertes d'altitude.

Un modèle physique simplifié est utilisé pour estimer la consommation des véhicules, comme présenté dans [75]. Ce modèle prend en compte la force délivrée par le moteur F_{mot} , les forces de frottement de l'air F_{air} et de roulement F_{roul} et la force gravitationnelle F_g . De plus, il inclut la possibilité de régénérer de l'énergie au freinage et lors de pertes d'altitude. Finalement, la consommation des auxiliaires est prise en compte à l'aide d'une valeur moyenne constante. Les différentes forces s'appliquant sur un bus en mouvement sur une pente sont représentées sur la Figure 26.

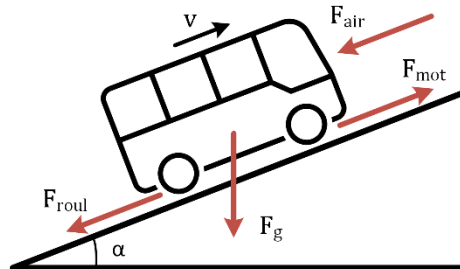


Figure 26 : Forces s'appliquant sur un bus en mouvement sur une pente

La dynamique longitudinale du véhicule peut être décrite par l'équation ci-dessous :

$$ma_x(t) = F_{mot}(t) - F_{air}(t) - F_{roul}(t) - F_g \sin(\alpha(t))$$

Sachant que la puissance $p(t)$ fournie par le réservoir s'exprime de la manière suivante :

$$F_{mot}(t) = \sigma \frac{p(t)}{v(t)}$$

Et les forces restantes de la manière suivante :

$$F_{air}(t) = \frac{1}{2} \rho C_d A v(t)^2$$

$$F_{roul}(t) = C_{rr} m g \cos(\alpha(t))$$

$$F_g = m g$$

L'équation décrivant la puissance délivrée au niveau du réservoir, y compris la puissance des auxiliaires, peut alors être écrite comme présentée ci-dessous :

$$p(t) = \frac{v(t)}{\sigma} \left(ma_x(t) + \frac{1}{2} \rho C_d A v(t)^2 + C_{rr} m g \cos(\alpha(t)) + m g \sin(\alpha(t)) \right) + p_{aux}$$

Où

$$\begin{cases} \sigma = \sigma_{t2w} & \text{si } p(t) > 0 \\ \sigma = \sigma_{w2t} & \text{si } p(t) < 0 \end{cases}$$

Avec

m : masse du véhicule	C_{rr} : coefficient de résistance au roulement
a : accélération du véhicule	α : pente
v : vitesse du véhicule	σ_{t2w} : rendement du réservoir à la roue
ρ : densité de l'air	σ_{w2t} : rendement de la roue au réservoir
C_d : coefficient de traînée	g : pesanteur
A : surface frontale du véhicule	p_{aux} : puissance des auxiliaires (constante)

Ce modèle comporte quelques hypothèses simplificatrices afin de réduire la complexité du système. Tout d'abord, une puissance moyenne constante est supposée pour l'ensemble des auxiliaires. Bien que la consommation de certains auxiliaires varie en fonction du temps (compresseurs, chauffage/climatisation, etc.), leur évolution temporelle n'apporte que peu pour ce qui est de l'évaluation de la consommation totale d'un bus sur un trajet donné.

Ensuite, des coefficients constants sont utilisés pour les rendements du réservoir à la roue et de la roue au réservoir. En effet, par soucis de simplicité et par manque de données disponibles, des cartes d'efficacité en fonction du régime des moteurs ont été mis en place. Étant donné la forte variation d'efficacité d'un moteur thermique en fonction de son régime pour les DB et H2ICEB, deux paramètres de rendement différents seront définis pour les lignes urbaines et rurales pour limiter l'impact d'une telle simplification (voir aussi raisonnement et illustration dans la Section 3.4). Le rendement étant moins dépendant du régime pour les moteurs électriques, batteries et piles à combustibles, un seul paramètre est utilisé pour les BEBs et FCEBs. Cette hypothèse simplificatrice conséquente requiert une sélection soigneuse d'un rendement moyen représentatif du parcours effectué.

Finalement, aucune limitation en termes de puissance et d'énergie régénérée n'est implémentée. Toute l'énergie pouvant être régénérée est stockée, au rendement σ_{w2t} près. L'énergie régénérée calculée représente donc un maximum théorique faisant fi des contraintes liées à la capacité limitée en puissance des éléments de conversion et en énergie de la batterie. Ce dernier point est notamment important pour les FCEBs qui possèdent généralement une batterie avec une faible capacité de stockage, servant uniquement de tampon, et qui peut donc plus facilement se retrouver pleine.

5.1.3 Paramètres utilisés

Dans cette section sont présentés les paramètres utilisés dans le modèle décrit précédemment pour chaque technologie de bus. Certains d'entre eux sont dépendants de la technologie alors que d'autres sont communs à tous les bus. Il est à rappeler ici que l'analyse se porte sur des bus de 12 mètres à deux essieux. Ces paramètres et leurs sources pour les différents bus sont présentés dans le Tableau 12.

L'efficacité de « tank-to-wheel » est définie comme l'énergie mécanique délivrée à la roue divisée par l'énergie fournie par le réservoir (diesel, batterie ou hydrogène). Elle inclut donc le rendement du moteur et de toute la chaîne de conversion et transmission associée. Comme annoncé précédemment, un paramètre moyen constant est utilisé pour chaque technologie de bus. Un paramètre différent est défini pour chaque type de ligne (urbain et rural) pour les bus à moteur thermique, alors qu'un seul est utilisé les bus à moteur électrique. Pour les DBs, un rendement de 33% est défini pour les trajets urbains (vitesse moyenne faible et grand nombre de start & stop) et de 40% pour les trajets ruraux (vitesse moyenne plus élevée et moins de start & stop). Ces paramètres sont tirés de l'étude de l'ETH [76] (voir tableau 2 à la page 59), et adaptés sur les bases des échanges avec les membres du groupe d'accompagnement [77]. Les valeurs pour le H2ICEB viennent de l'interaction avec les auteurs de l'étude P-155 [17], qui sont aussi documentés dans la Section 3.1. Un résumé plus détaillé des chiffres utilisés est également fourni dans la Section 5.3.

Les H2ICEBs ayant un comportement très similaire aux DBs en termes d'efficacité avec un rendement légèrement supérieur [34] (voir Figure 11), ces paramètres sont fixés à 36% et 43%, respectivement. Sur la base de l'étude [76] (voir tableau 2 du document à la page 59), les rendements des FCEBs et BEBs sont fixés respectivement à 44% et 73%, indépendamment du type de ligne [76]. L'efficacité de régénération « wheel-to-tank » est, quant à elle, définie symétrique pour les BEBs. L'énergie régénérée par un FCEB étant stockée dans une batterie tampon, le rendement est supposé identique au BEB.

Paramètre	Unité	DB	H2ICEB	FCEB	BEB	Source
Efficacité « tank-to-wheel »	%	33 / 40	36 / 43	44	73	[34], [76], [77]
Efficacité « wheel-to-tank »	%	0	0	73	73	[76], [77]
Masse à vide	t	12.6	12.6	14.6	14.4	[77]–[79]
Charge utile (typique / plein)	t	1.0 / 5.1				[77], [80], [81]
Coefficient de traînée	-	0.633				[82]
Coefficient de résistance au roulement	-	0.009				[83]
Surface frontale	m ²	7.8				[78]
Consommation puissance auxiliaires	kW	2	2	4	5	[84]
Marge pour capacité de stockage	%	0	0	0	25	[77]

Tableau 12 : Paramètres utilisés dans le modèle de consommation

La masse à vide est basée sur les spécifications fournies par New Flyer pour leur gamme de bus 12m XCelsior, se déclinant notamment en version DB, BEB et FCEB. Celle du H2ICEB est supposée similaire au DB. Pour ce qui est de la charge utile, deux taux d'occupation sont considérés : une occupation typique moyenne de 20% et un taux d'occupation critique de 100%. Sur la base d'une capacité de 75 occupants pour un poids moyen de 68kg (comme défini par l'UE dans [80]), cela correspond à une charge utile typique de 1.0t et maximum de 5.1t. La masse effective utilisée dans le modèle est égale à 102% de la somme de la masse du véhicule et des passagers, afin de prendre en compte l'inertie de rotation des roues et du groupe motopropulseur [75]. Ce paramètre, ainsi que les coefficients de traînée, de résistance au roulement et de la surface frontale, sont indépendants de la technologie de bus.

La consommation moyenne des auxiliaires est estimée pour une température ambiante d'environ 10°C, correspondant à un léger besoin de chauffage de l'habitacle. Cette consommation inclut : les compresseurs pour l'actionnement des portes, de la direction assistée et des freins ainsi que l'éclairage et le chauffage. Il est supposé que le DB et le H2ICEB sont chauffés par la chaleur générée par le moteur uniquement, alors que les BEBs et FCEBs sont chauffés par une pompe à chaleur. La consommation est supposée légèrement moins élevée pour le FCEB, sachant que la pile à combustible génère plus de chaleur que la batterie lors de son fonctionnement. Une partie de la chaleur peut donc être utilisée pour chauffer l'habitacle. Ces chiffres de consommation des auxiliaires ont été extrapolés de [84] (tableau 1) sur la base des échanges avec le groupe d'accompagnement. Le cas de figure à très basse température (<-10°C) a volontairement été omis. En effet, le besoin en énergie pour le chauffage étant très important, cela peut résulter à une part de consommation d'énergie irréaliste allant jusqu'à 70% de la consommation globale pour les BEBs [85]. Les constructeurs font d'ailleurs généralement le choix d'utiliser un chauffage d'appoint à combustible fossile pour éviter un surdimensionnement du système de stockage pour des rares cas en hiver. Il fait donc peu de sens de prendre en compte de telles conditions de température.

Afin de prendre en compte le vieillissement et donc la perte de capacité de la batterie du bus électrique, une capacité de stockage de 25% est ajoutée. En effet, il est généralement admis qu'une batterie arrive en fin de vie lorsque sa capacité de stockage résiduelle atteint 80% de sa capacité initiale. Ainsi, grâce à cette marge prise sur la capacité de stockage initiale, le BEB atteindra les exigences en termes d'autonomie durant toute la durée de vie de sa batterie. Aucune marge n'est considérée pour les autres technologies de bus.

5.1.4 Validation des paramètres

En prenant l'ensemble des données mises à disposition par les TPF (voir section 5.1.1) qui comprennent une mesure de consommation de carburant en temps réelle, une validation des paramètres pour les bus diesel présentée en section 5.1.3 peut être effectuée. Les mesures étant acquises sur un bus de 18m à 3 essieux, la masse à vide du véhicule est temporairement augmentée de 12.6t à 18.5t pour s'approcher au mieux des spécifications de la flotte des TPF. Pour rappel, un rendement moyen du moteur diesel de 33% est utilisé pour les lignes urbaines alors qu'il est défini à 40% pour les lignes rurales.

La Figure 27 présente une comparaison entre la consommation de diesel mesurée (en bleu), et les valeurs estimées pour un véhicule avec une charge typique (en orange) et en véhicule plein (en jaune). L'erreur observée en fin de parcours avec la charge typique varie de -6.4% pour la ligne 5, à +11.2% pour la ligne 260. Il approche les +0.3% pour la ligne 234. La précision du modèle développé et des paramètres sélectionnés est donc considérée comme satisfaisante pour la suite de l'étude. L'ajustement de l'estimation est généralement bon, voire très bon pour ce qui est de la ligne 234. L'erreur résiduelle peut certainement être réduite en effectuant une analyse de sensibilité ciblée de chaque paramètre du modèle, en implémentant une carte d'efficacité du moteur et en prenant en compte l'occupation en temps réel du véhicule et la température extérieure. Cependant, de tels développements sortent du cadre de ce projet et sont laissés ouverts pour de futures recherches.

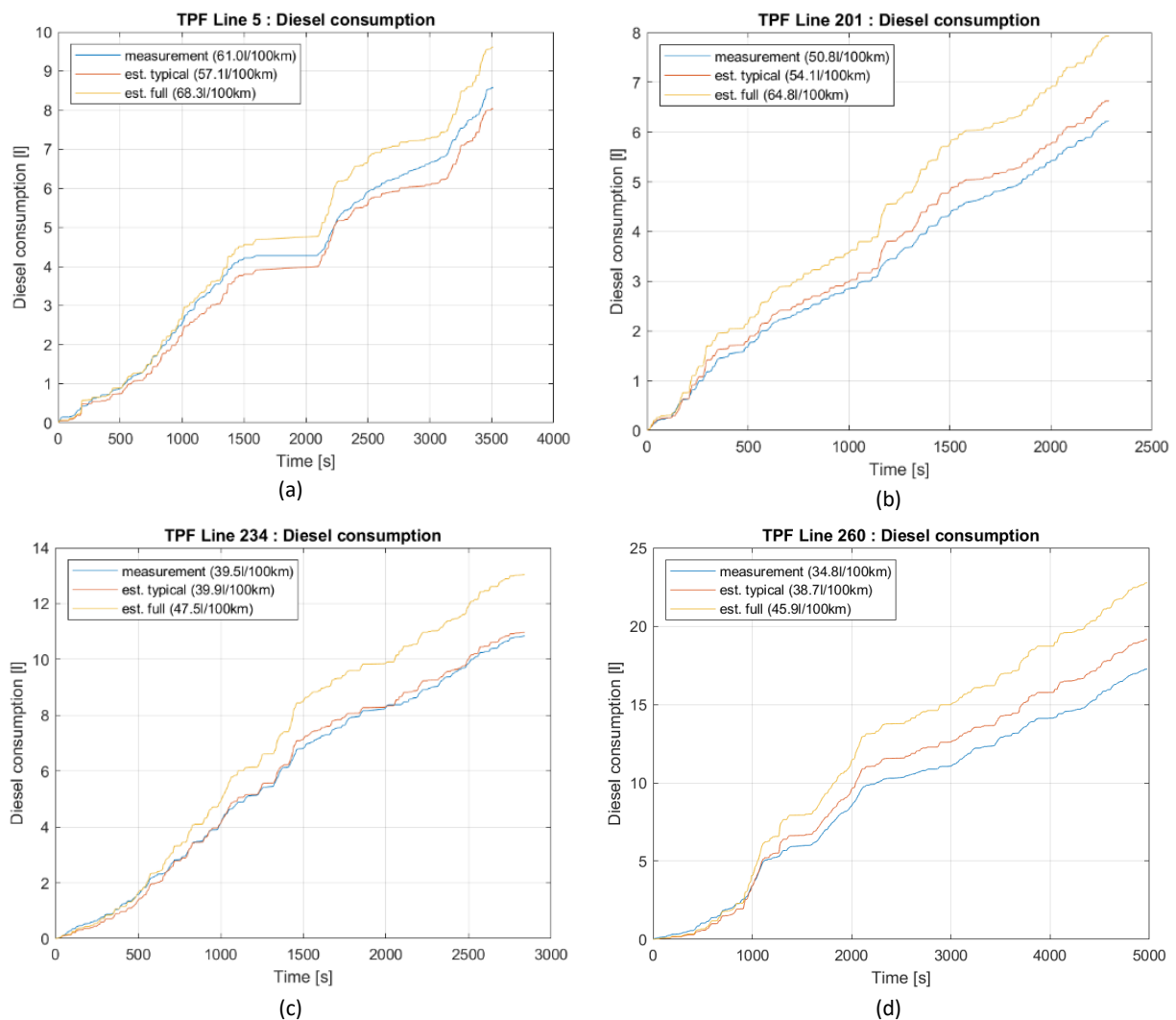


Figure 27 : Validation de la consommation de diesel mesurée (bleu) par rapport aux valeurs estimées pour une charge typique (orange) et un véhicule plein (jaune)

5.1.5 Résultats

Comme présentés plus haut, les résultats montrés ici considèrent des DB, H2ICEB, BEB et FCEB de 12m à 2 essieux et se basent sur les routes présentées dans la section 5.1.1.

Une première analyse intéressante à mettre en évidence est la répartition des différents besoins énergétiques au niveau des roues (sans prendre en compte les rendements du système d'entraînement) pour effectuer les trajets évalués. Les plages de résultats obtenues sont présentées dans le Tableau 13.

Sont représentées, la part d'énergie liée à la consommation des auxiliaires, à l'accélération positive, à la compensation du frottement de l'air et du roulement et à l'élévation positive du véhicule.

Type de bus	Aux. [%]	Acc. + [%]	Air [%]	Roul. [%]	Ele. + [%]
DB	3 – 7	27 – 48	2 – 11	18 – 22	22 – 39
H2ICEB	3 – 7	27 – 48	2 – 11	18 – 22	22 – 39
FCEB	5 – 12	26 – 47	2 – 10	17 – 22	22 – 38
BEB	6 – 15	26 – 46	2 – 10	16 – 22	21 – 38

Tableau 13 : Plage de distribution des besoins énergétiques liés à la consommation des auxiliaires *Aux.*, à l'accélération positive *Acc. +*, au frottement de l'air *Air*, à la compensation des forces de résistance au roulement *Roul.* et à l'élévation positive *Ele. +* du véhicule, au niveau des roues, pour les différentes routes évaluées et pour les 4 types de bus.

Ces résultats sont également représentés sous forme de boîte à moustaches dans la Figure 28, tous types de bus confondus.

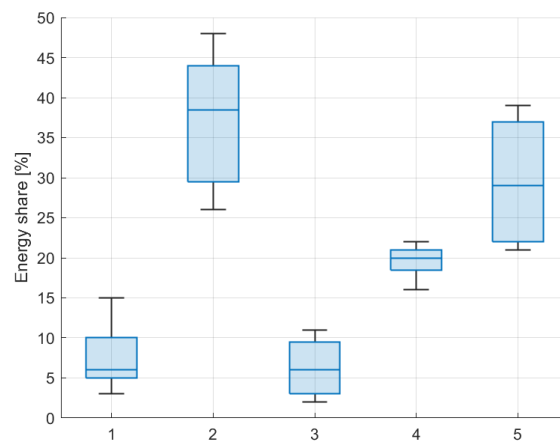


Figure 28 : Distribution des besoins énergétiques liés à la consommation des auxiliaires (1), à l'accélération positive (2), au frottement de l'air (3), à la compensation des forces de résistance au roulement (4) et à l'élévation positive du véhicule (5)

Il peut tout d'abord être remarqué que, mis à part pour les auxiliaires, la répartition des besoins énergétiques est similaire d'un type de bus à l'autre. Ainsi, la masse du véhicule, unique différence physique entre les bus, n'a pas d'impact significatif sur cette répartition. La variation observée sur la consommation des auxiliaires est une conséquence directe de la puissance moyenne des auxiliaires, définie précédemment dans le Tableau 12.

Selon la ligne, l'énergie nécessaire pour faire accélérer le véhicule représente entre un quart (ligne 260) et la moitié (ligne 201) des besoins énergétiques totaux. Cette valeur dépend non seulement de la route et du nombre de start & stop, mais également du style de conduite. Ceci souligne l'importance que peut avoir le comportement du conducteur dans la consommation du véhicule.

L'énergie nécessaire à contrer les frottements de l'air représente une faible proportion des besoins énergétiques totaux et est directement proportionnelle à la vitesse moyenne du véhicule. Ainsi, cette proportion sera plus élevée pour les lignes rurales que pour les lignes urbaines. Pour ce qui est de l'énergie nécessaire pour vaincre les forces de résistance au roulement, cette valeur est relativement constante aux alentours de 20%. Le type de revêtement de la route et de pneumatique du véhicule qui pourraient avoir un impact sur ce chiffre ne sont pas considérés dans cette analyse. Finalement, l'énergie nécessaire à élever le véhicule est uniquement dépendante de la route et de la masse du véhicule. Cette valeur varie du simple au double selon la route évaluée.

Il est intéressant de discerner ici les besoins énergétiques étant de pures pertes (auxiliaires, frottement de l'air et roulement), des besoins énergétiques potentiellement régénérables (décélération et élévation). Selon la ligne, la part des besoins énergétiques potentiellement régénérables varie de 64% pour la ligne

260 à 72% pour la ligne 5 (nombre élevé de start & stop et forte déclivité). Ces chiffres soulignent la pertinence et le potentiel des systèmes de régénération des bus électriques et à hydrogène. Il est toutefois à noter qu'il s'agit d'un maximum théorique régénérable à la roue, ne prenant pas en compte les différents rendements de transmission, conversion et régénération.

En prenant en compte ces derniers, il est possible de calculer l'efficacité énergétique des 4 types de bus, à différentes charges et pour les 4 lignes évaluées. La consommation finale est présentée en bleu, l'énergie régénérée, en orange, et le ratio entre ces deux valeurs est affiché entre parenthèses.

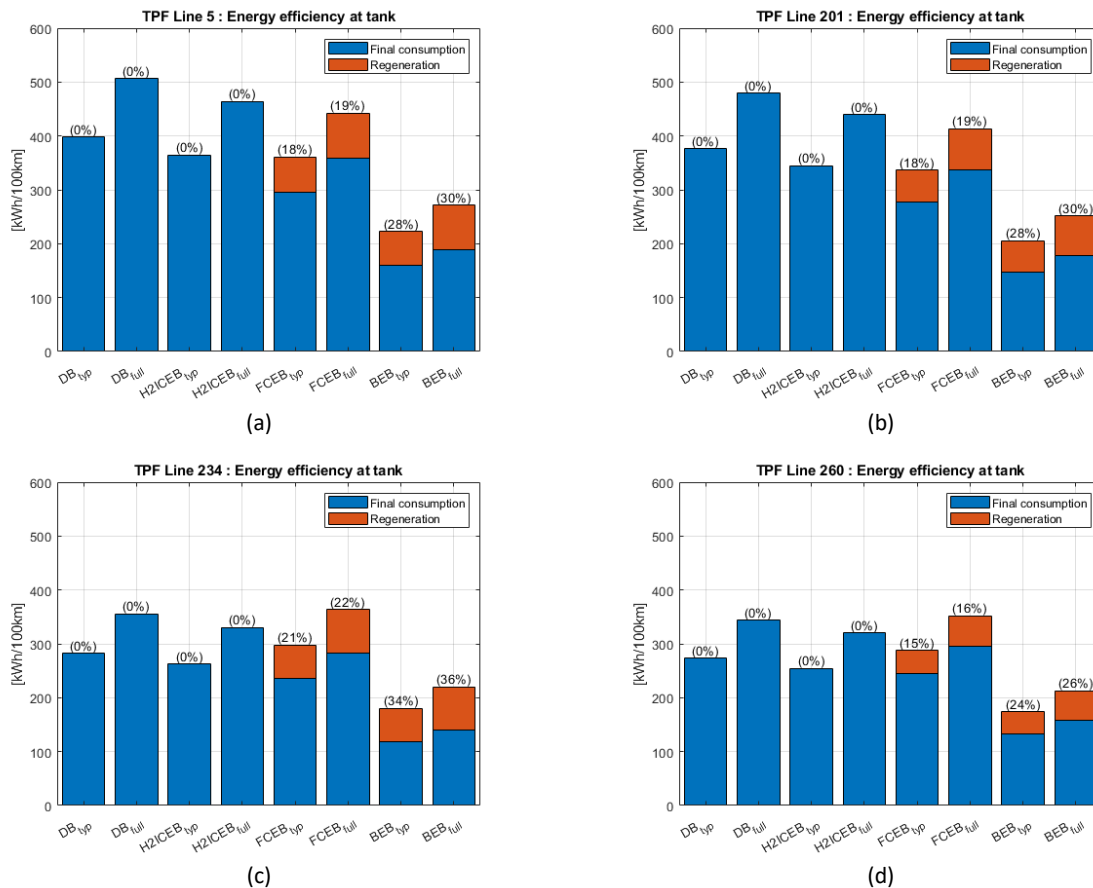


Figure 29 : Efficacité énergétique au réservoir pour les différentes lignes et types de bus. La consommation finale est représentée en bleu, l'énergie régénérée en orange et leur ratio entre parenthèses

Le taux de récupération théorique effectif pour les bus électriques (BEBs et FCEBs) varie entre 15% et 36% de l'énergie totale dépensée, en prenant en compte les différents rendements décrits plus haut. Il est toutefois à noter que, comme la ligne 234 ne représente qu'un trajet aller, avec plus de descentes que de montées, cette valeur est artificiellement augmentée. Il en va de même pour ce qui sera de l'efficacité énergétique qui sera, elle, diminuée. En excluant cette ligne, un taux de récupération moyen de 28% peut être observé pour les BEBs et 18% pour les FCEB²³. Cette différence relative est principalement due au fait du meilleur rendement du BEB et donc d'une plus faible consommation initiale. La valeur absolue de l'énergie régénérée est, elle, relativement similaire d'un bus à l'autre. Pour ce qui est de la comparaison de véhicule avec une charge typique à un véhicule plein, une augmentation de 1 à 2 points de pourcentage est observée. Ceci résulte de l'augmentation de l'énergie liée à l'accélération et à l'élévation potentiellement régénérable, qui est proportionnelle à la masse totale du véhicule.

²³ L'hybridation des bus diesel ou H2ICEB permet également de récupérer de l'énergie lors du freinage ou à la descente, mais dans une bien moindre mesure que des bus FCEB ou BEB.

Plus de résultats sont également présentés de manière condensée dans les tableaux ci-dessous. Le Tableau 14 contient l'efficacité énergétique en kWh/100km pour chaque ligne, type de bus et charge (barres bleues de la Figure 29) alors que le Tableau 15 présente ces mêmes valeurs converties dans leur carburant respectif, calculées à l'aide du Tableau 2 de comparaison du pouvoir calorifique inférieur du diesel et de l'hydrogène.

Numéro ligne	DB [kWh/100km]		H2ICEB [kWh/100km]		FCEB [kWh/100km]		BEB [kWh/100km]	
	Typique	Plein	Typique	Plein	Typique	Plein	Typique	Plein
-								
5	398.1	506.5	364.9	464.3	296.3	358.5	159.6	189.6
201	376.4	479.8	345.1	439.8	276.9	336.9	148.0	177.2
234	282.2	355.2	262.5	330.4	235.2	283.0	119.2	140.7
260	273.5	344.0	254.4	320.0	245.2	296.2	132.7	158.2

Tableau 14 : Consommation énergétique en kWh en fonction de la charge et de la ligne parcourue.

Numéro ligne	DB [l/100km]		H2ICEB [kgH ₂ /100km]		FCEB [kgH ₂ /100km]		BEB [kWh/100km]	
	Typique	Plein	Typique	Plein	Typique	Plein	Typique	Plein
-								
5	41.0	52.2	11.0	13.9	8.9	10.8	159.6	189.6
201	38.8	49.5	10.4	13.2	8.3	10.1	148.0	177.2
234	29.1	36.6	7.9	9.9	7.1	8.5	119.2	140.7
260	28.2	35.5	7.6	9.6	7.4	8.9	132.7	158.2

Tableau 15 : Consommation énergétique comme dans le Tableau 14, mais en carburant respectif.

Plusieurs éléments intéressants peuvent être mis en évidence. Tout d'abord, il peut être remarqué que la consommation moyenne varie entre 28 – 50 l/100km pour les DBs, 7.6 – 14 kgH₂/100km pour les H2ICEB, 7 – 11 kgH₂/100km pour les FCEBs et 119 – 190 kWh/100km pour les BEBs. Ces valeurs sont en ligne avec les données mises à disposition par le groupe d'accompagnement et celles trouvées dans la littérature.

Comme attendu par leur rendement supérieur, la consommation des BEBs est, en moyenne, 1.9x plus faible que les FCEBs, et 2.5x plus faible que les DBs. Les deux types de bus, BEBs et à FCEBs, sont particulièrement avantageés en zone urbaine (comprenant de nombreuses phases d'accélération et freinages) et sur des terrains vallonnés où ils peuvent tirer au moins parti de leur système de régénération. De par l'absence de système de régénération sur les H2ICEBs et le rendement légèrement moins élevé que les FCEBs, leur consommation est, en moyenne 20%, plus élevée que ces derniers.

Sur la base de ces consommations et d'une distance moyenne journalière parcourue de 250 km pour les lignes urbaines (ligne 5 et 201) et de 400 km pour les lignes rurales (ligne 234 et 260), il est possible d'estimer la capacité de stockage quotidienne nécessaire pour chaque véhicule. Comme précisé plus haut, une capacité de stockage additionnel de 25% est comptabilisée pour le BEB afin de faire face à la dégradation de sa batterie durant sa durée de vie.

La capacité de stockage nécessaire aux différents bus pour effectuer leur trajet journalier est présentée dans le Tableau 16. Ces chiffres sont mis en perspective avec les capacités de stockage typiques et maximum, généralement observées dans la documentation technique de constructeur, présentée dans le Tableau 17. Les chiffres sont présentés dans le Tableau 16 en gras lorsqu'ils excèdent la capacité de stockage typique de la technologie en question, et en rouge lorsqu'ils excèdent la capacité de stockage maximum observée.

	DB [l]		H2ICEB [kgH ₂]		FCEB [kgH ₂]		BEB [kWh]	
	Typique	Plein	Typique	Plein	Typique	Plein	Typique	Plein
-								
5	102.6	130.5	27.4	34.9	22.2	26.9	498.9	592.6
201	97.0	123.6	25.9	33.0	20.8	25.3	462.4	553.8
234	116.4	146.5	31.5	39.7	28.2	34.0	596.1	703.6
260	112.8	141.8	30.6	38.4	29.5	35.6	663.4	790.9

Tableau 16 : Capacité de stockage nécessaire pour effectuer 250km de ligne urbaine ou 400km de ligne rurale

	DB [l]		H2ICEB [kgH ₂]		FCEB [kgH ₂]		BEB [kWh]	
	Typique	Max	Typique	Max	Typique	Max	Typique	Max
250	500		37	50	37	50	450	650

Tableau 17 : Capacité de stockage typique et maximum des différents types de bus

Ainsi, il apparaît que les DBs et FCEBs ont une autonomie suffisante pour effectuer ces trajets journaliers alors que les BEBs auront plus de difficultés. À occupation et capacité de stockage typiques, les DBs utilisent, en moyenne, 43% de leur capacité de stockage, les FCEB 68% et les H2ICEB 78%. Cette valeur grimpe à 123% pour les BEBs. Les BEBs ne sont ainsi pas toujours adaptés pour garantir de pouvoir desservir un trajet avec seulement un bus par jour et l'investissement dans des bus additionnels sera nécessaire dans certains cas.

Bien que les FCEBs soient assez endurants pour effectuer tous les trajets évalués avec une capacité de stockage typique, il est tout de même à noter que le taux d'utilisation de carburant dans le scénario le plus défavorable de la ligne 260 atteint les 96% (35.6 de 37 kgH₂ à disposition), contre 57% (141.8 de 250 l à disposition) pour les DBs. La capacité de stockage d'hydrogène communément observée pour les FCEBs actuellement sur le marché n'est donc pas encore suffisante pour atteindre l'autonomie d'un DB avec assez de réserves pour des imprévus.

Pour ce qui est des H2ICEBs, ils dépassent les limites d'une capacité de stockage d'hydrogène typique pour les deux lignes rurales (ligne 234 et 260). Ainsi, l'utilisation d'une telle technologie nécessiterait une capacité de stockage d'hydrogène étendue par rapport aux standards actuels.

Finalement, la capacité de stockage typiquement observée pour les BEBs est insuffisante pour garantir les mêmes prestations qu'un DB. Même avec une capacité la plus grande observée actuellement sur un produit commercial, les BEBs n'arrivent pas à effectuer les trajets les plus exigeants. Il peut alors être imaginé d'augmenter la capacité de stockage du BEB pour lui permettre d'atteindre une autonomie suffisante. Dans le scénario le plus défavorable (ligne 260 à pleine occupation), et considérant la masse additionnelle de la batterie, un BEB nécessiterait une capacité de stockage de 830kWh pour effectuer ce trajet. Ceci résulterait en une augmentation de la masse à vide d'un BEB typique de 16%, atteignant les 16.7 tonnes. Sachant la masse effective maximum de 19.5t autorisée par la loi suisse pour un bus à deux essieux [67], l'utilisation d'une telle batterie engendrerait une diminution de la capacité de chargement de plus de 40%, soit un maximum de 41 passagers uniquement.

5.1.6 Conclusion

L'analyse de consommation s'est portée sur 4 lignes des TPF, sur la base de mesures réelles effectuées sur des véhicules en exploitation. Les différentes caractéristiques des lignes évaluées a permis de mettre en évidence leur diversité (rurales, urbaines, fortes et faibles dénivellations). La comparaison des consommations calculées avec des mesures effectives a permis de valider le modèle développé et les paramètres utilisés. Bien que perfectible, l'erreur de consommation totale par trajet pour les DB variant de -6.4% à +11.2% est considérée comme acceptable dans le cadre de cette étude.

L'étude de la distribution des besoins énergétiques à la roue a montré que l'accélération du véhicule représente entre un quart et la moitié des besoins énergétiques totaux. L'énergie nécessaire à l'élévation

du véhicule varie entre 20% et 40% selon la déclivité de la ligne parcourue. Ces besoins énergétiques potentiellement régénérables représentent, à eux deux, entre 64% et 72% des besoins totaux. Le reste des besoins énergétiques, qualifiés de pures pertes, est partagé entre la résistance au roulement (moy. 20%), les auxiliaires (moy. 6%) et les frottements de l'air (moy. 6%).

En excluant la ligne 234, ne possédant qu'un trajet aller, le taux d'énergie régénéré varie entre 15% et 30% de l'énergie totale dépensée. Ces chiffres soulignent l'intérêt des technologies de traction électriques permettant une régénération au freinage. La consommation finale moyenne observée sur ces lignes se situe entre 28 – 50 l/100km pour les DBs, 7.6 – 14 kgH₂/100km pour les H2ICEB, 7 – 11 kgH₂/100km pour les FCEBs, 119 – 190 kWh/100km pour les BEBs. Du fait de leur meilleur rendement, il est à relever que la consommation d'énergie des BEBs est presque deux fois plus faible que celle des FCEBs. Cet atout majeur est cependant péjoré par la plus faible densité d'énergie des batteries vis-à-vis de l'hydrogène et donc de leur plus faible capacité de stockage.

La capacité de stockage nécessaire quotidiennement pour effectuer des distances typiques (250km pour les lignes urbaines et 400km pour les lignes rurales) est largement couverte par les DBs actuels, avec une utilisation moyenne d'une taille de réservoir typique de 43%. Ainsi, un DB utilisera quotidiennement, en moyenne, moins de la moitié du carburant disponible. Ceci offre un avantage certain à un opérateur de transport public en termes de flexibilité d'exploitation.

Pour ce qui est des FCEBs, cette valeur est, en moyenne, de 68% et atteint les 96% pour la ligne la plus exigeante. Bien qu'ils possèdent une autonomie suffisante pour effectuer tous les trajets évalués dans cette étude, une capacité de stockage d'hydrogène typiquement observée de 37 kgH₂ n'offre que peu de marge lors des trajets difficiles. Selon la topologie de son réseau de ligne, un opérateur de transport public pourra cependant opter pour une capacité de stockage étendue (jusqu'à 50 kgH₂) pour lui permettre d'exploiter sereinement sa flotte.

Ces chiffres sont légèrement plus défavorables pour les H2ICEBs avec un taux d'utilisation moyen de 78% un maximum de 107%. Il en découle cependant des conclusions similaires aux FCEBs, avec une nécessité plus marquée d'opter pour une capacité de stockage étendue.

Finalement, les BEBs ont un taux d'utilisation moyen pour une taille typique de batterie de 123%. Ceci veut dire que les 450 kWh de la batterie d'un BEB standard ne sont suffisants pour effectuer l'un des trajets quotidiens évalués. De plus, les batteries les plus grandes disponibles actuellement ne permettraient pas d'arriver au bout des trajets ruraux. Dans l'hypothèse où une batterie suffisamment grande pour effectuer la ligne la plus exigeante était installée dans un BEB, et en respectant l'ordonnance suisse sur les règles de la circulation routière, la charge utile du bus (c.-à-d. le nombre de passagers) se verrait diminuée de plus de 40%. Un BEB n'est donc pas encore prêt à remplacer en l'état un DB. Par leur meilleure efficacité énergétique, un tel bus peut, en revanche, s'avérer tout à fait adapté pour des trajets urbains moins exigeants. De l'autre côté, la mise sur le marché de camions avec une capacité de batterie de 900 kWh en 2021 par Futuricum en Suisse²⁴, qui n'implique pas une réduction de la charge utile, montre que l'avancement technologique dans le domaine des batteries va probablement permettre l'utilisation des bus pour des trajets ruraux exigeants dans un avenir proche.

5.2 Analyse technique sur l'approvisionnement d'hydrogène vert

Comme illustré dans la Figure 12, pour l'approvisionnement d'hydrogène, on distingue les trois étapes suivantes : la production, le stockage et la distribution. Une ETP a, en général, le choix entre la production locale ou le transport de l'hydrogène par un fournisseur externe, mais le stockage et la distribution de l'hydrogène va, dans la plupart des cas, se faire directement sur site, à l'instar du stockage et de la distribution du diesel sur les entrepôts de l'ETP aujourd'hui. Dans les sections suivantes, les aspects

²⁴ Futuricum liefert schwere Elektro-LKW mit 900 kWh Batteriekapazität aus, <https://ecomento.de/2021/10/15/futuricum-liefert-schwere-elektro-lkw-mit-900-kwh-batterie/>

techniques pour les trois étapes mentionnées ci-dessus sont analysées, mais uniquement la production d'hydrogène vert comme décrit dans la section 4.1.1 est considérée. L'accent est mis sur les besoins en électricité et les contraintes d'encombrement. Les aspects sécuritaires sont volontairement exclus de cette analyse, l'utilisation de l'hydrogène étant bien connue dans l'industrie et ses aspects documentés en détails dans [11] et [86].

5.2.1 Dimensionnement et paramètres opérationnels

Les éléments clés pour les besoins électriques sont principalement la production de l'hydrogène et la compression. En ce qui concerne la production de l'hydrogène vert, les deux technologies, PEM et SOEC – voir aussi détails dans la section 4.1.1 – sont considérées car ces deux technologies sont les mieux adaptées pour une réalisation sur site. Pour l'analyse, nous partons de l'hypothèse d'un besoin d'une tonne d'hydrogène par jour. Avec une consommation entre 20 et 30 kg par jour pour un bus, voir aussi Tableau 16 comme référence, ceci est suffisant pour une flotte entre 30 à 50 bus. Il s'agit également des valeurs considérées communément dans le domaine, p.ex. dans [35]. De plus, une production d'une tonne d'hydrogène représente la valeur minimale qui semble également faire sens économiquement [59] (voir aussi section 6.1 pour plus de détails).

Pour l'analyse suivante, des données disponibles publiquement ont été utilisées. Parmi différents fournisseurs d'électrolyseurs PEM, comme par exemple [NEL](#), [Cummins](#) ou encore [ITM Linde](#), le produit Silyzer de Siemens a été sélectionné à titre d'exemple pour cette technologie (plus de détails dans [87]). Pour la technologie SOEC, la solution de Sunfire HL40, utilisée pour le projet allemand GrInHy2.0 [88], a été retenue (plus de détails dans [89]).

Paramètres des électrolyseurs	PEM	SOEC
Production d'hydrogène journalière (t H ₂ /d)		1.0
Fournisseur ou modèle d'électrolyseur	Silyzer 200	Sunfire HL40
Puissance électrique effective (kW)	1 040 ²⁵	148 ²⁵
Consommation électrique spécifique (kWh/kg H ₂)	52.0 ²⁵	41.2 ²⁶
Production d'hydrogène (kg/h)	20.0 ²⁶	3.6 ²⁶
Efficacité opérationnelle (%)	65% ²⁶	82% ²⁵

Tableau 18 : Paramètres techniques des électrolyseurs considérés.

Pour les deux exemples, une opération à plein régime, c'est-à-dire en continu et sans pause – 8'760 heures par année – est supposée à ce stade. En se basant sur les données du Tableau 18, les paramètres opérationnels du système de production d'hydrogène vert sont déterminés. Les données pour la compression et la distribution sont déterminées sur la base des données disponibles du projet *New Bus ReFuelling for European Hydrogen Bus Depots* [59], où 13 stations de ravitaillement fournissant quelques centaines de kg d'hydrogène par jour ont été analysées. Pour la distribution dans les bus une pression de 350 bar est supposée.

Dimensionnement pour une opération à plein régime	PEM	SOEC
Nombre d'électrolyseurs	3	12
Facteur d'utilisation (%)	69%	97%
Nombre de distributeurs @ 600 kg H ₂ par jour	2	2
Puissance pour la compression (kW)	167	167
Puissance pour l'électrolyse (kW)	2 167	1 715
Puissance totale (kW)	2'333	1'882
Quantité d'eau (PEM) ou vapeur (SOEC) par jours	9'000 l	11 t

Tableau 19 : Paramètres opérationnels d'une station de ravitaillement d'hydrogène.

²⁵ Calculé sur la base des valeurs disponibles dans les fiches techniques.

²⁶ Valeurs disponibles dans les fiches techniques: Silyzer 200 [87] et Sunfire HL40 [89].

Les données sur la puissance électrique montrent bien les différences au niveau des besoins de raccordement entre la production d'hydrogène sur site et un approvisionnement externe. Les puissances pour la compression sont, dans tous les cas, dix fois inférieures aux besoins de l'électrolyse. Ainsi, pour un approvisionnement externe, un raccordement avec 250 A sera suffisant pour comprimer 1 t d'hydrogène par jour tandis que, pour la production locale, un raccordement avec 3.4 kA est nécessaire en cas d'une utilisation d'un électrolyseur PEM. Les besoins électriques sont diminués à environ 2.7 kA en cas d'un électrolyseur SOEC, ceci grâce au meilleur rendement de cette technologie. Il reste à noter que, pour ce niveau de puissance, une alimentation avec des lignes de haute tension, typiquement 110 kV, sont nécessaires.

À part les besoins électriques, il reste également à noter que la production d'hydrogène nécessite une importante quantité d'eau : pour des systèmes PEM, 9 l d'eau par kg d'hydrogène sont nécessaires [87] tandis que des systèmes SOEC requièrent environ 11 kg de vapeur d'eau par kg d'hydrogène produit.

Les besoins d'énergie électrique qui découlent d'une opération à plein régime et basés sur les valeurs de puissance du Tableau 19 sont illustrés dans le tableau ci-contre. On peut voir que les besoins pour l'électrolyse sont 11 (SOEC) à 14 (PEM) fois plus importants par rapport à la compression, ce qui illustre une fois de plus la différence marquante pour une production d'hydrogène locale.

Besoins énergétiques pour 1t de H ₂ par jour	PEM	SOEC
Énergie électrique pour électrolyseur (GWh/y)	18.98	15.02
Énergie électrique pour compression (GWh/y)	1.46	
Énergie électrique totale (GWh/y)	20.44	16.48

Tableau 20 : Besoins d'énergie électrique pour une station de ravitaillement d'hydrogène.

5.2.2 Encombrement

Une analyse pertinente concernant l'espace nécessaire pour des stations de ravitaillement est disponible sur la base des données récoltées sur 13 stations, réalisées dans le cadre du projet NewBusFuel [59]. Le besoin d'espace peut varier énormément et dépend des paramètres comme l'autonomie de stockage souhaitée (qui varie typiquement entre 1 et 3 jours), le besoin, ou non, d'une station de transformation et, surtout, si l'hydrogène est produit localement ou livré. En général le besoin d'espace est plus grand pour la production d'hydrogène sur site, surtout pour des quantités en dessus de trois tonnes d'hydrogène par jour où, en moyenne, deux fois plus de place est nécessaire. Pour la production locale, l'empreinte varie typiquement d'environ 1'000 m² pour la production d'une tonne d'hydrogène par jour jusqu'à 3'000 m² pour la production de 6 t H₂ par jour, voir aussi les figures ci-dessus. Il reste à constater que ces chiffres se basent sur peu de réalisations et que de grandes variations existent encore à l'heure actuelle. Ceci est confirmé par un projet à Bielefeld, où une place de 6'600 m² est prévue pour le stockage d'une tonne d'hydrogène par jour [90].

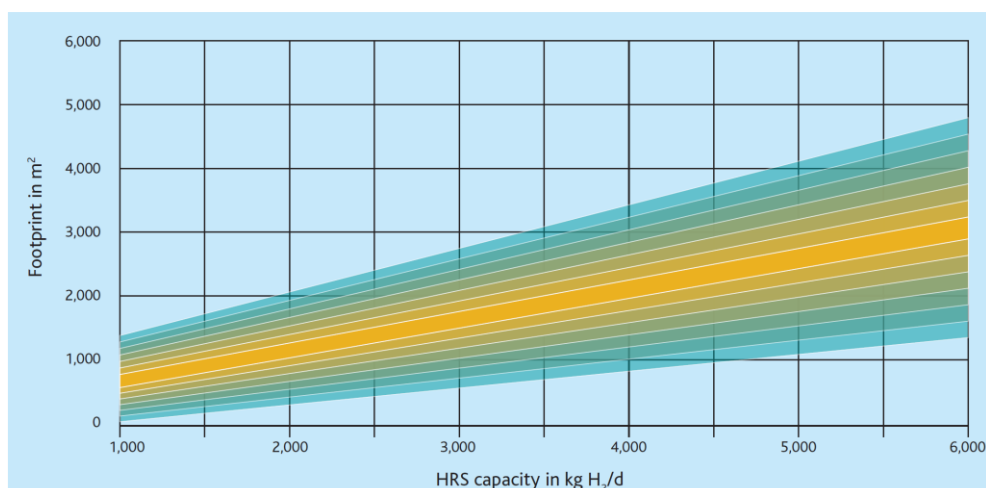


Figure 30 : Empreinte pour une station de ravitaillement avec production d'hydrogène locale [59].

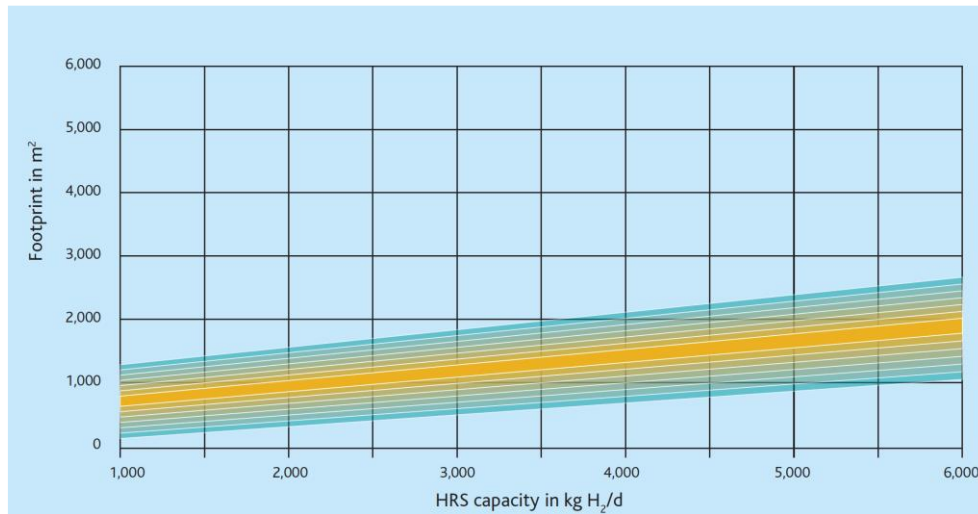


Figure 31 : Empreinte pour une station de ravitaillement avec approvisionnement externe [59].

5.3 Efficacité globale

L'analyse de l'efficacité globale pour les différentes variantes analysées dans ce rapport se compose de l'efficacité de la production – aussi référencée comme *well-to-tank efficiency* en anglais – et l'efficacité du véhicule – ou *tank-to-wheel efficiency* en anglais, voir aussi l'illustration dans la figure ci-dessus.

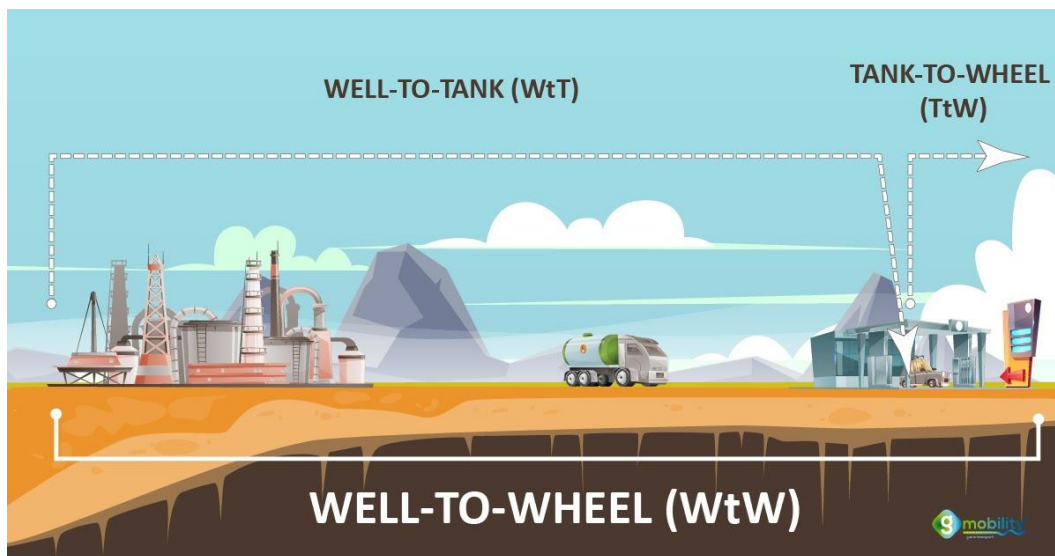


Figure 32 : Illustration de l'efficacité globale²⁷.

Pour déterminer les différents paramètres nécessaires au calcul de l'efficacité globale, des valeurs connues issues de la littérature scientifique, principalement disponibles pour d'autres types de véhicules, ont été combinées avec les valeurs pour les bus identifiées dans les analyses de ce rapport. La présentation des résultats dans le Tableau 19 pour l'efficacité de la production est inspirée par l'approche de l'étude [91], qui analyse l'efficacité globale pour des voitures et des camions (voir p. 30 et 31 de l'étude). La présentation des résultats pour la l'efficacité du véhicule est inspirée par l'étude de l'ETH [76] déjà utilisée dans la section 5.1.3 ci-dessus, où on retrouve des valeurs utilisées dans le Tableau 12. Les valeurs spécifiques pour des bus dans le contexte Suisse sont issues de l'analyse technique présentée aux

²⁷ Du site web de gmobility « Well-to-Wheel – How to better understand it », voir <https://gmobility.eu/what-is-well-to-wheel/>

chapitres 0 et 0. Comme déjà avant, une différenciation entre trajets urbains et ruraux est appliquée pour les DB et à H2ICEB.

Type d'efficacité	DB	H2ICEB	FCEB	BEB	Origine des données
Électrolyse	n.a.	65%	65%	n.a.	Section 5.2.1 pour PEM
Transport et distribution	89%	89%	89%	94%	Étude [91]
Efficacité de production	89%	58%	58%	94%	
Stockage d'énergie	100%	98%	98%	92%	Étude [76] ²⁸
Conversion et moteur	38%/46% ²⁹	42%/50% ²⁹	50%	89%	Section 3.1 et étude [76] ³⁰
Transmission	87%	87%	89%	89%	Étude [76] ³¹
Efficacité du bus	33%/40%²⁹	36%/43%²⁹	44%	73%	
Efficacité globale	30%/36%²⁹	21%/25%²⁹	25%	69%	

Tableau 21 : Efficacité globale des différents types de bus.

Ces chiffres montrent que les bus électriques présentent la meilleure efficacité globale. Il est également évident que les bus à hydrogène n'atteignent pas l'efficacité globale des bus diesel, principalement en raison de leur faible efficacité de production. Même si l'efficacité globale des véhicules à hydrogène continue de se rapprocher de celle des véhicules diesel grâce aux améliorations technologiques, elle ne l'atteindra probablement pas dans un avenir proche.

5.4 Évaluation du potentiel d'économie d'énergie

Actuellement, environ 6'000 bus des TP roulent au diesel à l'échelle nationale et les besoins en énergie primaire qui y sont liés sont estimés à environ 1.28 TWh par an [92], [93]. Ceci correspond à une consommation annuelle de 132 millions de litres de diesel et une émission de 349'691 t de CO₂³². Ces émissions peuvent être complètement éliminées si tous les bus des TP sont remplacés avec des bus à hydrogène (FCEB ou H2ICEB) ou des bus entièrement électriques. L'estimation du potentiel de l'économie d'énergie qui est fournie par la suite se base sur les chiffres des précédentes sections et des consommations moyennes standards qui sont illustrées dans le tableau suivant³³.

DB	H2ICEB	FCEB	BEB
[l/100km]	[kg H ₂ /100km]	[kg H ₂ /100km]	[kWh/100km]
37.6	10.1	8.6	150

Tableau 22 : Consommation moyenne utilisée pour l'évaluation du potentiel d'énergie³³.

Pour l'analyse du potentiel d'économie d'énergie venant du remplacement complet de 6'000 bus diesel des TP utilisés actuellement, nous supposons que des FCEB ou des BEB sont choisis. Une utilisation des bus H2ICEB n'est actuellement pas anticipée à cause de sa maturité industrielle inférieure, mais l'intégration de cette technologie ne changera les résultats présentés ci-après que légèrement à cause de l'écart faible entre les consommations moyennes des deux technologies H2ICEB et FCEB. Le tableau suivant résume les besoins en énergie finale pour l'exploitation de 6'000 bus en fonction de la part des

²⁸ Valeurs du Tableau 2 dans la catégorie stockage d'énergie, paramètres FT et EX

²⁹ La première valeur est représentative pour des trajets urbains tandis que la deuxième valeur est représentative pour des trajets ruraux, voir aussi discussion dans la Section 5.1.3

³⁰ Valeurs pour DB sur la base des échanges avec les membres du groupe d'accompagnement [77], pour H2ICEB du projet OFT P-155 [17] (voir aussi Section 3.1), et pour FCEB et BEB du Tableau 2 dans la catégorie conversion d'énergie, paramètres FC et EM ainsi que l'onduleur (inverter en anglais)

³¹ Valeurs du Tableau 2 dans la catégorie transmission d'énergie, paramètres RG, AG et DA

³² Lorsqu'un véhicule consomme un litre de diesel, il émet environ 2,37 kilogrammes de CO₂, voir aussi <https://www.helmholtz.de/newsroom/artikel/wie-viel-co2-steckt-in-einem-liter-benzin/>

³³ Pour l'estimation de la consommation moyenne pour chaque type de bus, les chiffres du Tableau 15 sont moyennés pour les trajets urbains et ruraux et l'hypothèse d'une utilisation des bus égalitaire entre en régime typique et à pleine charge est utilisée. Pour la répartition entre bus pour trajets ruraux et urbains un taux de 60% pour des bus servants pour le transport régional, donc des trajets plutôt ruraux, est supposé (voir aussi répartition sur le graphique à la p. 50 de [92]).

bus FCEB, avec l'hypothèse que cette part se situera entre 10% à 50%. Cette hypothèse semble raisonnable, car les inconvénients des BEB concernant la trop faible capacité des batteries n'est applicable que sur une petite partie des parcours, ce qui n'entraînera très probablement l'utilisation de FCEB que sur une petite fraction du réseau Suisse.

Part FCEB %	Nombre des bus		Besoin d'énergie finale		
	FCEB -	BEB -	FCEB [t H ₂ /an]	FCEB [GWh/an]	BEB [GWh/an]
10%	600	5 400	3'015	100	475
20%	1 200	4 800	6'031	201	422
30%	1 800	4 200	9'046	301	369
34%	2 065	3 935	10'379	346	346
40%	2 400	3 600	12'062	402	316
50%	3 000	3 000	15'077	502	264

Tableau 23 : Besoin d'énergie finale pour l'exploitation de 6'000 bus FCEB et BEB.

Ces chiffres montrent que, déjà, pour une petite part de FCEB, des installations importantes pour la production d'hydrogène sont nécessaires. Ainsi, pour un remplacement de 10% des bus diesel, une dizaine de stations de production d'hydrogène vert, comme celle illustrée dans la Section 5.2.1 avec une production journalière de 1 t d'hydrogène, sont nécessaires. Par conséquent, pour une part de 50% - ou une exploitation de 3'000 bus à hydrogène – une quarantaine de stations comme celles-ci sera nécessaire.

Afin de déterminer les économies d'énergie potentielles associées à un remplacement des bus diesel, les efficacités de production du Tableau 21 sont combinées avec les besoins d'énergie finale des bus afin de calculer les besoins d'énergie primaire. Les résultats sont résumés dans le tableau suivant. Ce tableau montre aussi les puissances qui sont nécessaires pour produire cette énergie, et ceci avec l'hypothèse que des centrales électriques hydro-électrique au fil de l'eau sont utilisées, comme c'est actuellement le cas pour la production d'hydrogène en Suisse par Hydrospider. Une opération continue est supposée pour la production d'hydrogène tandis que l'hypothèse de recharger les BEB seulement pendant la nuit, avec une durée d'opération de 8 heures, est utilisée pour la production de l'énergie nécessaire pour les BEB.

Part FCEB %	Besoin d'énergie primaire				Puissance pour centrale électrique		
	FCEB GWh/an	BEB GWh/an	Total GWh/an	Réduction %	FCEB [MW]	BEB ³⁴ [MW]	Total [MW]
10%	173	505	678	47%	19	173	192
20%	346	449	795	38%	39	154	192
30%	519	393	912	29%	58	134	192
40%	693	337	1'029	20%	77	115	192
50%	866	280	1'146	10%	96	96	192

Tableau 24 : Besoin d'énergie primaire et puissance nécessaire pour des centrales électriques associées pour l'exploitation de 6'000 bus FCEB et BEB.

Une réduction significative des besoins d'énergie primaire est seulement possible avec une faible part des FCEB dans la flotte des bus. Ainsi, avec un remplacement de 10% des bus diesel avec des FCEB et 90% avec des BEB, une réduction de presque la moitié (47%) est possible avec des besoins d'énergie primaire totale de 678 GWh pour l'exploitation de tous les bus. De l'autre côté, si la moitié des bus diesel est remplacée avec des FCEB, la réduction de l'énergie primaire nécessaire pour exploiter tous les bus est seulement de 10%, avec un total de 1.15 TWh.

En ce qui concerne la fourniture de cette énergie, une part de 10% des FCEB dans la flotte des bus nécessitera une centrale hydro-électrique de 19 MW qui tourne en continu pour produire de l'hydrogène, plus une capacité additionnelle de 173 MW pour recharger les BEB pendant les nuits. Dans le cas d'une part de 50% des FCEB, il faudra une capacité égale d'environ 96 MW pour produire de l'hydrogène (en

³⁴ Cette puissance est déterminée pour une recharge durant 8 heures durant la nuit. Ainsi, la centrale électrique est disponible pour fournir de l'électricité à d'autres consommateurs durant les autres périodes.

continu) et pour recharger les BEB (pendant les nuits). La puissance installée totale reste, avec environ 96 MW, inchangée pour tous les cas, mais avec une augmentation de la complexité et une potentielle réduction de l'efficacité du système de production due à la nécessité d'une gestion temporelle de flux d'énergie lié à un accroissement de la part de BEB. Il reste à noter que ces valeurs sont importantes, surtout qu'en Suisse il y actuellement seulement une vingtaine de centrales électriques avec une puissance supérieure à 100 MW³⁵ et environ 50 centrales avec plus de 10 MW. Les grandes centrales hydroélectriques, avec plus de 225 MW, sont quasi exclusivement des centrales à accumulation ou des centrales de pompage-turbinage. Si l'utilisation de ces centrales peut être exploitée de manière avantageuse pour la recharge des BEB – par exemple, via le pompage avec de l'énergie solaire pendant la journée et le turbinage pour la recharge pendant la nuit – les grandes puissances impliquées représentent certainement un défi pour la mise en œuvre.

³⁵ Liste des centrales hydroélectriques en Suisse, https://de.wikipedia.org/wiki/Liste_von_Wasserkraftwerken_in_der_Schweiz

6 Analyse économique de l'utilisation de l'hydrogène pour les ETP

Pour l'analyse économique, l'idée est d'établir une vue d'ensemble des coûts d'exploitation, couvrant les dépenses d'investissement autant que celles liées à l'exploitation, et de comparer des bus à hydrogène FCEB avec des bus traditionnels à diesel ou encore des versions électriques. L'étude [60] peut servir de référence pour le marché européen, mais l'ambition de l'analyse ci-contre est de représenter le contexte suisse. Pour réaliser cette ambition, des données et des informations ont été activement fournies par les membres du groupe d'accompagnement.

Les coûts de production de l'hydrogène vert représentent aujourd'hui encore un défi majeur, autant au niveau des coûts d'investissement que ceux liés à l'électricité nécessaire pour l'exploitation. Ceci est illustré dans la figure ci-dessous, où l'IEA [94] fait observer que les coûts de production pour l'hydrogène vert à grande échelle se situaient entre 3 et 8 \$/kg en 2019, tandis que l'hydrogène gris coûtait, en général, moins de 2 \$/kg. Si le rapport de l'IEA montre que la production d'hydrogène bleu est déjà compétitive aujourd'hui, la technologie du captage, d'utilisation et de stockage du carbone (en anglais *carbon capture utilisation and storage* ou CCUS) n'est pas encore au point pour une application industrielle à large échelle. Cette technologie n'est alors pas encore prête pour la production d'hydrogène sur site comme envisagé pour les ETP. Pour référence, seuls 12 centres de CCUS sont en cours de développement dans le monde actuellement. Dans le contexte de la production sur site, le projet NewBusFuel a estimé qu'en 2017 l'hydrogène gris basé sur le reformage à la vapeur était déjà rentable avec 4-6 €/kg H₂ tandis que les coûts pour l'hydrogène vert étaient encore en dessus de 8 €/kg H₂ [59]. Il reste néanmoins intéressant d'observer que la perspective de l'IEA pour la production à grande échelle pour 2060 est encourageante avec des coûts compétitifs pour la production d'hydrogène via l'électrolyse et avec de l'énergie des sources renouvelables.

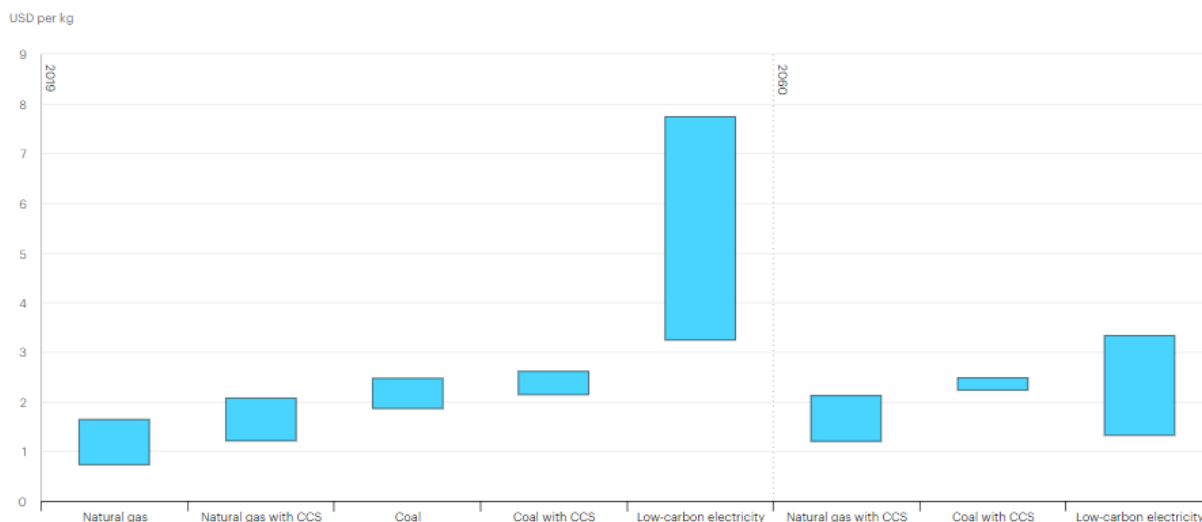


Figure 33 : Coût moyen mondial nivelé de la production d'hydrogène par source d'énergie et par technologie, 2019 et perspective pour 2060 [94].

L'analyse suivante se focalise sur la production d'hydrogène vert et ceci uniquement via la voie d'électrolyse. La section 6.1 est dédiée à cette partie, pour laquelle les exemples et les données techniques de la section 5.2.1 sont réutilisés. La section 6.2 décrit les détails de vue d'ensemble de coûts d'exploitation avec la comparaison des différents types de bus. Pour cette partie, les données techniques de la section 5.1 sont réutilisées et les différences entre des parcours du type rural ou urbain sont analysées.

6.1 Coût de production et de distribution de l'hydrogène vert

Comme illustré dans la Figure 16, le prix de l'électricité exerce une influence majeure sur le coût de production de l'hydrogène vert. L'hypothèse de base pour l'analyse ci-contre est que l'électricité est disponible pour un grand consommateur à 10 ct/kWh en Suisse. Toutes les valeurs de coûts figurant dans cette section sont basées sur ce tarif hypothétique tandis que, dans la section 6.1.3 une analyse de sensibilité par rapport au prix d'électricité est fournie à titre comparatif.

6.1.1 Paramètres économiques

L'analyse des coûts de production d'hydrogène vert se base sur les paramètres économiques qui sont résumés dans le tableau ci-dessous. Si les données pour les coûts d'investissement pour des électrolyseurs PEM viennent du rapport [41] d'IRENA et celles pour des électrolyseurs SOEC du projet GrInHy2.0 [88], toutes les autres valeurs sont tirées du rapport [59] du projet NewBusFuel. Un taux de change de 1.08 €/CHF est supposé pour toutes les valeurs qui étaient uniquement disponibles en €.

Paramètres – opération à plein régime	PEM	SOEC
Électrolyseur : coûts d'investissement (CHF/kW)	770	2 916
Électrolyseur : durée de vie et période d'amortissement (ans)	10	
Unité de compression : consommation électrique @ 350 bar (kWh/kg H ₂)	4.0	
Unité de compression et de stockage : coûts d'investissement (MCHF) @ 1t H ₂ /d	4.3	
Unité de compression et de stockage : durée de vie et période d'amortissement (ans)	20	
Distribution : coûts d'investissement (kCHF/dispenser) @ 600 kg H ₂ /jour	216	
Distribution : durée de vie et période d'amortissement (ans)	20	
Coûts liés à l'installation électrique (CHF/W)	0.66 ³⁶	
Coûts de maintenance totale (en % du CAPEX total)	3%	
Prix d'électricité pour achat depuis le réseau (ct/kWh)	10.0	

Tableau 25 : Paramètres opérationnels et hypothèses utilisés pour l'étude.

Une durée de vie de 10 ans correspond à 87'660 heures d'opération à plein régime. Si une telle valeur est aujourd'hui déjà possible avec des électrolyseurs PEM, voir aussi Tableau 8, de telles durées d'opération ne sont pas encore disponibles pour la technologie SOEC. À titre d'exemple, dans le projet GrInHy2.0, plus de 20'000 heures d'opération au niveau de l'électrolyseur sont recherchées. Néanmoins, en vue du potentiel de cette technologie et des progrès attendus, tant au niveau des coûts d'investissement qu'au niveau de la durée de vie, il a été décidé de garder aussi une durée de vie de 10 ans pour la technologie SOEC. Il est estimé que ces hypothèses sont représentatives pour l'évolution de la technologie d'ici 2030. Les coûts liés aux installations électriques nécessaires, qui couvrent les frais de génie civil ainsi que ceux au niveau du réseau basse et moyenne tension (p.ex. les sous-stations locales), ont été déduits de l'étude de VBZ pour l'installation des stations de recharge de leur nouvelle flotte de bus électriques [95] et sont détaillés dans l'Annexe 2, à la page 91. Comme les puissances en jeu sont similaires à celles nécessaires pour la production d'hydrogène, cette hypothèse semble correcte pour le contexte suisse actuel. Pour les autres paramètres concernant la compression, le stockage et la distribution, qui représentent l'état de l'art de 2017 (date de publication de [59]), on peut partir de l'idée que ces valeurs sont plutôt pessimistes, surtout par rapport aux coûts d'investissement. Ainsi on prétend qu'au niveau des investissements les résultats ci-contre représentent plutôt un cas défavorable (ou *worst-case*).

6.1.2 Coûts d'investissement et d'exploitation

Afin de déterminer les coûts de production nous réutilisons l'hypothèse d'une production d'une tonne d'hydrogène par jour, comme déjà utilisée pour les exemples de la section 5.2.1. En se basant sur les

³⁶ Déduit de l'étude de VBZ pour l'installation des stations de recharge [95], voir aussi détails dans l'Annexe 2 à la page 67.

valeurs techniques du dimensionnement du système de production du Tableau 19 avec les valeurs économiques du Tableau 25, les coûts d'investissement ci-dessous sont obtenus.

Coûts en MCHF pour une exploitation pendant 20 ans	PEM	SOEC
Électrolyseur	4.80	10.36
Compression et stockage	4.32	4.32
Distribution	0.43	0.43
Installations électriques	1.53	1.23
Total	11.09	16.34

Tableau 26 : Coûts d'investissement pour une capacité de production d'une tonne d'hydrogène vert par jour sur site et sa distribution.

Pour un système PEM il peut être observé que les coûts d'investissement pour les électrolyseurs sont comparables aux coûts pour la compression, le stockage et la distribution. Ainsi, si l'hydrogène n'est pas produit localement, les coûts d'investissement peuvent être réduits de plus de la moitié, c'est-à-dire environ 4.8 MCHF au lieu de 11.1 MCHF avec une production locale. Autrement, si la solution SOEC est choisie, les coûts d'investissement pour l'électrolyseur sont plus de deux fois plus élevés, avec un total de 16.3 MCHF pour une production locale d'une tonne d'hydrogène par jour. Dans les deux cas, il reste à noter que les coûts liés aux installations électriques nécessaires sont aussi importants.

Ces coûts d'investissement représentent le CAPEX qui est utilisé pour déterminer les coûts de maintenance, qui se montent à 3% du CAPEX par an. En combinant les coûts d'investissement avec les coûts de maintenance et les coûts pour l'électricité, on obtient les coûts opérationnels par kg d'hydrogène produit qui sont fournis dans le tableau ci-dessous. Le cas de l'électrolyseur opérant à charge pleine, c'est-à-dire avec la puissance totale installée, est donné comme référence. Cette notion est plus importante pour la technologie PEM avec des unités de production relativement grandes (1'040 kW par électrolyseur) où une adaptation de la puissance requise est plus difficile à réaliser qu'avec des petites unités de production (148 kW pour l'électrolyseur SOEC choisi). Pour des grands systèmes, une adaptation de la production journalière peut s'avérer intéressante (p.ex. le système PEM n'opère qu'à 69% de sa capacité, ce qui veut dire qu'avec une opération à plein régime de puissance, 1.45 tonne d'hydrogène pourrait être produite).

Coûts de production en CHF/kg H ₂	PEM		SOEC	
Électrolyseur (à charge pleine, cas idéal)	0.46	6%	1.37	18%
Électrolyseur (à charge partielle)	0.66	8%	1.42	18%
Compression et stockage	0.59	7%	0.59	7%
Distribution	0.06	1%	0.06	1%
Installations électriques	0.21	3%	0.17	2%
Coûts liés aux investissements	1.52	19%	2.24	28%
Coûts de maintenance	0.91	11%	1.34	17%
Coûts d'électricité	5.60	70%	4.52	56%
Coûts de production totale	8.03	100%	8.10	100%

Tableau 27 : Aperçu des éléments principaux des coûts de production de l'hydrogène vert pour une production d'une tonne d'hydrogène par jour.

Avec l'hypothèse d'une opération à plein régime concernant la durée d'exploitation annuelle avec 8'760 heures et pour une production d'une tonne d'hydrogène par jour, on observe que la majeure partie des coûts opérationnels est toujours dédiée aux coûts d'électricité. Cette observation s'aligne avec le constat général déjà fourni dans la Figure 16. Dans le cas de l'électrolyse par un système PEM 70% sont dédiés aux coûts d'électricité tandis que, pour la technologie SOEC, 56% sont nécessaires. Les coûts d'investissement sont, avec 19% (PEM) et 28% (SOEC), beaucoup moins importants tandis que les coûts de maintenance représentent, avec 11% (PEM) et 17% (SOEC), une partie significative pour les frais d'exploitation courants.

Avec un prix de production total de 8.03 CHF/kg H₂ (PEM) et 8.10 CHF/kg H₂ (SOEC), les deux technologies sont jugées intéressantes au niveau économique car ces prix se rapprochent du coût d'équivalence pour le diesel, déterminé dans la section 4.6 à 7.50 CHF/kg H₂. L'analyse montre ainsi que la production locale semble une bonne option car économiquement rentable. Ceci est à mettre en perspective avec une fourniture d'hydrogène externe, où des prix actuels de 12 CHF/kg H₂ sont pratiqués³⁷, qui semble clairement moins intéressante, surtout aussi car les coûts d'investissement et d'exploitation pour la compression, le stockage et la distribution de l'hydrogène restent nécessaires dans ce cas. Avec les mêmes hypothèses utilisées déjà avant, ces coûts se chiffrent à 1.47 CHF/kg H₂ comprimé, stocké et distribué comme illustré dans le tableau ci-contre. On peut observer que, dans le cas sans production locale, les coûts d'investissement deviennent plus importants avec 45% du total.

Coûts de production en CHF/kg H ₂ sans production locale		
Compression et stockage	0.59	40%
Distribution	0.06	4%
Installations électriques	0.01	1%
Coûts liés aux investissements	0.67	45%
Coûts de maintenance	0.40	27%
Coûts d'électricité	0.40	27%
Coûts de distribution totaux	1.47	100%

Tableau 28 : Aperçu des éléments principaux des coûts de distribution d'une tonne d'hydrogène par jour (sans production locale).

6.1.3 Analyse de sensibilité vis-à-vis du coût d'électricité

Comme le prix de l'électricité joue un rôle majeur dans les coûts de production d'hydrogène vert, il convient d'analyser l'impact de cette variable. Dans le tableau ci-contre, ces coûts ont été calculés sur la base des hypothèses utilisées ci-dessus et pour une plage de prix variant de 6 ct/kWh – ce qui représente à peu près les coûts pour les stations hydroélectriques au fil de l'eau – jusqu'à 14 ct/kWh.

Comparaison du coût de production d'hydrogène vert en CHF/kg H ₂	PEM	SOEC
Prix d'électricité à 6 ct/kWh	5.79	6.29
Prix d'électricité à 8 ct/kWh	6.91	7.19
Prix d'électricité à 10 ct/kWh	8.03	8.10
Prix d'électricité à 12 ct/kWh	9.15	9.00
Prix d'électricité à 14 ct/kWh	10.27	9.90

Tableau 29 : Coûts de production pour une tonne d'hydrogène vert par jour en fonction du prix d'électricité.

Avec un pourcentage des coûts pour l'utilisation d'électricité plus haut pour la technologie PEM, celle-ci est plus intéressante avec des prix d'électricité bas. De l'autre côté, pour des prix de l'électricité plus hauts, la technologie SOEC semble, à long terme, plus avantageuse à cause du rendement plus élevé. Dans tous les cas, une production d'hydrogène vert locale semble plus intéressante qu'une fourniture depuis l'extérieur jusqu'à un prix d'électricité d'environ 20 ct/kWh : avec cette valeur, on arrive à un coût de production de 13.63 CHF/kg H₂ pour la technologie PEM, ce qui est à peu près équivalent à la référence ci-dessus de 12 CHF/kg H₂ pour les coûts de production externe, ainsi que 1.46 CHF/kg H₂ pour les coûts de distribution comme établis dans le Tableau 28.

³⁷ Ce prix de vente était articulé après requête par HydroSpider en invoquant un facteur de conversion de 8 qui est appliqué au prix diesel pour déterminer le prix de vente de leur hydrogène vert dans le cadre des stations de recharge et la Hyundai Hydrogen Mobility. Avec un prix de diesel de 1.5 CHF/l, le prix de l'hydrogène vert de HydroSpider peut être déterminé avec environ 12 CHF/kg H₂. La requête concernant la question si le même prix était appliqué pour la livraison de l'hydrogène vert restait sans réponse dans le cadre de l'étude.

6.2 Modèle de coûts pour les ETP

Un modèle de coûts a été développé avec pour but de comparer la technologie à hydrogène avec les technologies diesel et électrique. Ce modèle incorpore les données des sections précédentes sur, a) les performances des moteurs en fonction des profils d'utilisation et, b) la production d'hydrogène.

6.2.1 Hypothèses

Les hypothèses principales utilisées dans le modèle de coûts sont présentées ci-dessous :

- CAPEX du bus et de la station de recharge.
- OPEX (carburant, maintenance).
- Efficacité de la transformation d'énergie.
- Remplacement des batteries et autres composants durant la vie du bus.

Les hypothèses viennent directement des TPF du groupe d'accompagnement, surtout pour le bus diesel et pour une grande partie des bus électriques, ou sinon des références à la littérature scientifique et aux analyses technique et économique des sections 5 et 6.1.

Les hypothèses pour la durée de vie des bus, ainsi que les distances parcourues et les heures d'exploitation journalières, qui ont été validées par le groupe d'accompagnement [77], sont résumées dans le tableau ci-contre pour des parcours urbains et ruraux typiques.

Description	Unité	Parcours urbain	Parcours rural
Distance parcourue par jour	km	250	400
Durée d'exploitation bus diesel	ans	14	10
Durée d'exploitation par jour	heures	16	12

Tableau 30 : Hypothèse de base pour parcours typiques urbains et ruraux [77].

Les hypothèses pour l'**achat et l'exploitation des bus**, qui sont résumées dans le Tableau 31 ci-contre, ont été élaborées ensemble avec le groupe de travail de ce rapport et se basent sur les études précédentes, les informations des références du rapport et les expériences du terrain. Si les valeurs du tableau se rapportent à des cas typiques pour des parcours urbains, une analyse de sensibilité concernant les parcours de référence utilisés dans la section 5.1 est fournie dans la section 6.2.2. Il reste également à noter que les données pour les bus électriques viennent des TPF qui possèdent des premières expériences concrètes avec ce type de véhicules, tandis que les valeurs pour bus diesel sont communément attestées par tous. Les valeurs calculées sont marquées en jaune clair dans le tableau, tandis que les paramètres qui dépendent du type de parcours sont marqués en bleu clair.

Les valeurs pour le CAPEX initial pour le bus à hydrogène FCEB, qui sont un peu plus élevées que les valeurs annoncées par la FCH 2 JU dans le Tableau 7, sont représentatives pour des plus petites quantités et le contexte suisse actuel. En ce qui concerne la nécessité de remplacer le groupe motopropulseur, la base pour des bus électriques, est un changement de la batterie pendant la durée de la vie afin de garantir le vieillissement. À noter que, basé sur le retour des ETP du groupe d'accompagnement, la durée d'exploitation des bus électriques et à hydrogène est supposée être un an plus longue que celle des bus diesel. Le besoin de changement de batterie est également repris pour les bus à hydrogène FCEB, mais pour une batterie de plus petite taille. En ce qui concerne la durabilité des moteurs, les TPF partent du constat que des bus diesel ainsi que des bus électriques n'ont pas besoin de changer le moteur pendant la durée d'exploitation d'un bus tandis que, pour un bus à hydrogène FCEB, la pile à combustible doit être remplacée au moins trois fois : si la durée de vie d'un moteur diesel est d'environ 100'000 heures, les piles à combustible ne fonctionnent que pendant environ 20'000 heures encore aujourd'hui (voir aussi les détails et l'évolution prévue dans le Tableau 7). De l'autre côté, les opérateurs des bus électriques urbains comptent avec le besoin d'avoir une flotte de bus qui est 10% plus grande qu'une flotte de bus diesel équivalente afin de pouvoir gérer les temps de recharge, surtout pour des cas de recharge dans le dépôt.

Cette valeur est utilisée dans le cadre de l'étude, mais des valeurs allant jusqu'à 30% ont été rapportées par les ETP du groupe d'accompagnement. Comme le cas de la recharge dans le dépôt semble le plus adapté pour le type de routes où des bus à hydrogène FCEB vont être utilisés, c'est-à-dire les parcours ruraux ou les parcours urbains avec beaucoup de dénivelés et de longues distances journalières (voir aussi section 5.1³⁸), cette option était intégrée pour les bus électriques en comptant des frais additionnels pour le CAPEX initial ainsi que les coûts pour le remplacement de la batterie pour des bus électriques. Ainsi, et purement au niveau du CAPEX, un bus électrique est 2.4 fois plus cher tandis qu'un bus à hydrogène FCEB est 3.6 fois plus cher qu'un bus diesel.

Hypothèse	Unité	Diesel	Électrique	Hydrogène
Distance totale parcourue	km	1 225 000	1 312 500	1 312 500
CAPEX initiale	CHF	350 000	650 000	850 000
Durée d'exploitation	ans	14	15	15
Nb. de recharge de la batterie	-	0	1	1
Taille de la batterie	kWh	0	450	40
Nb. de recharge du moteur	-	0	0	3
Coûts pour remplacement de la batterie et du moteur ³⁹	CHF	0	112 500	310 000
CAPEX réserve de bus ⁴⁰	CHF	0	74 375	0
Coûts spécifiques CAPEX	CHF/100km	28.6	58.1	88.4
Coûts spécifiques maintenance⁴¹	CHF/100km	60.0	30.0	34.8
Coûts pour salaires	CHF/h		47	
Coûts spécifiques chauffeurs	CHF/100km		301.2	
Coûts d'énergie	CHF/kWh	0.09	0.15	0.28
Efficacité du moteur	%	33%	73%	44%
Besoin d'énergie aux roues	kWh/100km		145	
Besoin d'énergie	kWh/100km	441	199	331
Besoin d'énergie	-	38 l/100km	199 kWh/100km	9.9 kg H ₂ /100km
Coûts d'énergie	CHF/100km	40	30	75
Récupération d'énergie	%	0	28%	18%
Coûts spécifiques énergie	CHF/100km	68.2	21.5	86.3

Tableau 31 : Hypothèses pour les coûts d'achat et d'exploitation des bus, données pour parcours urbain

(Les paramètres dépendant du type du parcours sont marqués en bleu clair tandis que les valeurs calculées sont marquées en jaune clair).

Les coûts pour la maintenance des bus électriques sont basés sur le *Global EV Outlook 2020* de l'IEA [96], qui sont environ la moitié de ceux d'un bus diesel. Pour les bus à hydrogène FCEB, une valeur de 0.56 \$/mi, qui vient de l'analyse faite par NREL de l'exploitation de cinq bus entre 2015 et 2018 dans le cadre du projet *American Fuel Cell Bus (AFCB)* [97], est utilisée. Ainsi, les coûts de maintenance pour des bus à hydrogène FCEB sont également nettement plus bas que ceux pour leurs homologues en diesel et se rapprochent plutôt des coûts pour des bus électriques.

Pour déterminer les coûts pour le personnel nécessaire pour exploiter un bus l'étude, nous nous focalisons sur le chauffeur. L'estimation des coûts se base sur les charges salariales, la durée d'exploitation du bus par jour ainsi que la distance journalière parcourue, voir Tableau 30. Il reste à noter que la distance parcourue par jour est un paramètre crucial pour la détermination des coûts du chauffeur. Si les valeurs

³⁸ Il reste à constater que des bus électriques qui atteignent les autonomies nécessaires pour des parcours ruraux ne sont à l'heure pas encore disponible sur le marché, voir aussi détails dans la section 5.1.6.

³⁹ Pour le changement de la batterie un prix de 250 CHF/kWh est utilisé tandis que pour le changement de la pile à combustible comme élément principale du moteur d'un bus à hydrogène FCEB un prix de 100'00 CHF/kWh est présumé.

⁴⁰ Les opérateurs des bus électriques comptent avec un besoin de 10% de plus de bus afin de pouvoir gérer les temps de recharge.

⁴¹ Données pour bus diesel obtenues du groupe d'accompagnement, pour BEB déduit de [96] et pour FCEB de [97].

choisies dans cette étude sont représentatives pour la moyenne suisse, des variations importantes peuvent être observées pour des conditions de topologie du terrain des TPF spécifiques.

Pour la détermination de coûts d'énergie, les mêmes efficacités au niveau du moteur, comme celles déjà utilisées dans le Tableau 12 ont été reprises. Le besoin d'énergie aux roues avec 145 kWh/100km ainsi que les taux de récupération moyens de 28% et de 18% pour respectivement des bus électriques et à hydrogène ont été également repris de la section 5.1. En ce qui concerne les prix du carburant, un prix de 1.5 CHF/l était utilisé comme précédemment pour le diesel^{17,37}, ce qui correspond à un prix sans remboursement de la taxe sur les carburants. Cette hypothèse, qui est actuellement discutée au parlement, semble équitable si elle ne reflète pas la situation économique actuelle. Un prix de 15 ct/kWh pour l'électricité pour une flotte de bus est supposé tandis qu'un prix de 9.15 CHF/kg H₂ est supposé, comme décrit dans la section 6.1.3 pour un coût d'électricité de 12 ct/kWh et la technologie PEM (voir Tableau 29).

Pour les coûts d'investissement liés à la station de recharge, l'hypothèse de base est que la flotte de référence est composée de 40 bus, ce qui semble être un minimum raisonnable économiquement pour la fabrication de l'hydrogène vert sur site, c'est-à-dire une production d'une tonne d'hydrogène par jour (voir aussi section 5.2). Toutes les hypothèses en lien avec les coûts pour l'achat et l'exploitation des stations de recharge sont présentées dans le Tableau 32. Pour une flotte de bus à hydrogène FCEB cela inclut également la production d'hydrogène vert sur site selon les données fournies dans les sections 5.2 et 6.1.

Pour des bus diesel, l'investissement pour une station de recharge – qui inclut un réservoir ainsi que quelques robinets de distribution – est supposé s'élever à 200'000.- francs pour une flotte de 40 bus, ce qui revient à un coût moyen par bus de 5'000.- francs. Pour les bus électriques l'investissement est calculé en utilisant les données de l'étude de VBZ pour l'installation de leur nouvelle flotte de bus électriques [95]. Les charges applicables et le calcul pour une station de recharge servant une flotte de 40 bus ainsi que la puissance de raccordement électrique nécessaire sont détaillés dans l'Annexe 2 à la page 91. Les coûts d'investissement pour une flotte de bus à hydrogène FCEB, qui n'incluent pas seulement la distribution, mais aussi la production de l'hydrogène, sont tirés de l'analyse économique présentée dans la section 6.1.

Pour les coûts de maintenance, une valeur de 1% est supposée pour la flotte de bus diesel et électriques tandis que pour les bus à hydrogène FCEB des coûts de maintenance de 3% ont été utilisés comme décrit dans la section 6.1.1 (voir Tableau 25).

Le dernier élément qui est pris en considération sont les frais pour la location pour l'espace nécessaire pour le dépôt de bus, ce qui inclut la place pour garer les bus ainsi que les besoins en surface pour les infrastructures de recharge. L'hypothèse de base est qu'un bus de 12 m, avec une surface au sol d'environ 30 m², a besoin, en moyenne, d'un espace d'environ 40 m² pour le stationnement (ce qui représente un surplus de 30%). Pour une station de recharge, un besoin de 50 m² est supposé, ce qui laisse la place pour un distributeur à diesel/hydrogène ou la borne de charge électrique. Pour les bus diesel et à hydrogène, deux bornes de distribution sont prévues tandis que, pour les bus électriques, une borne par bus directement dans le garage est prévue. Pour la flotte de bus à hydrogène FCEB un espace supplémentaire de 1'000 m² est prévu pour la production et le stockage de l'hydrogène (voir section 5.2.2). Les coûts de location de 100 francs par m² et par an sont supposés.

Hypothèse	Unité	Diesel	Électrique	Hydrogène
CAPEX pour station de recharge pour 40 bus	CHF	200 000	5 643 200	11 087 101
Puissance de raccordement	MW	0.00	3.40	2.33
Coûts de maintenance annuels par rapport au CAPEX	-	1%	1%	3%
Encombrement et espaces nécessaires	m ²	1 718	2 200	2 718
Frais annuels pour locations des espaces nécessaires	CHF	171 772	220 000	271 772

Tableau 32 : Hypothèses pour les coûts liés à l'achat et l'exploitation des stations de recharge.

Les détails sur les coûts liés à l'achat et l'exploitation des stations de recharge en CHF/100 km sont résumés dans le Tableau 33 ci-contre. Il reste à noter que le CAPEX, ainsi que les coûts pour la maintenance pour la production et la distribution de l'hydrogène, sont déjà intégrés dans le prix du carburant (voir aussi analyse dans la section 6.1). Ainsi, ces valeurs ne sont pas rapportées par la suite dans la partie des coûts pour la station de recharge, où uniquement les frais pour la location des espaces nécessaires seront utilisés dans les prochaines sections. Dans les deux dernières colonnes du Tableau 33 pour la catégorie « Hydrogène », toutes les valeurs qui ne sont pas utilisées par la suite sont fournies à titre d'information seulement et elles sont mises entre parenthèses.

Catégorie de coûts en CHF/100 km	Diesel		Électrique		Hydrogène ⁴²	
	Coûts	%	Coûts	%	Coûts	%
CAPEX	0.23	10.4%	6.45	71.4%	(15.84)	0% (175%)
Maintenance	0.00	0.1%	0.06	0.7%	(0.79)	0% (9%)
Location espace	1.96	89.5%	2.51	27.8%	3.11	100% (34%)
Coûts totaux⁴²	2.19	réf.	9.03	411.5%	3.11	142% (900%)

Tableau 33 : Coûts liés à l'achat et l'exploitation des stations de recharge.

6.2.2 Evaluation des coûts en fonction des parcours

En combinant les coûts pour les bus ainsi que les stations de recharge, on obtient un résumé des coûts spécifiques, c'est-à-dire le coût de parcours au km pour chaque technologie. Les données obtenues ainsi pour les paramètres d'un parcours urbain typique sont présentées dans le Tableau 34 ci-contre. La catégorie infrastructure résume tous les coûts liés à la station de recharge selon les données du Tableau 33 tandis que toutes les autres catégories résument les coûts spécifiques pour bus du Tableau 32. Les colonnes labellisées « % » fournissent la répartition des différents coûts pour chaque technologie tandis que la ligne avec les « coûts totaux » prend le bus diesel comme référence.

Catégorie de coûts en CHF/100 km	Diesel		Électrique		Hydrogène	
	Coûts	%	Coûts	%	Coûts	%
CAPEX	28.6	6.2%	63.9	15.0%	88.4	17.6%
Maintenance	60.0	13.0%	30.0	7.0%	34.8	6.9%
Chauffeur	301.2	65.5%	301.2	70.8%	301.2	59.9%
Énergie	68.2	14.8%	21.5	5.1%	75.2	15.0%
Infrastructure	2.2	0.5%	9.0	2.1%	3.1	0.6%
Coûts totaux	460.1	réf.	425.6	-7.5%	502.6	9.2%

Tableau 34 : Détails des coûts spécifiques pour un parcours urbain.

Selon cette analyse, l'exploitation d'un bus électrique est 7.5% moins chère que celui d'un bus diesel tandis qu'un bus à hydrogène FCEB est 9.2% plus cher que ce dernier. À noter que, comme avant, nous partons ici de l'hypothèse que le remboursement de la taxe sur les carburants sera supprimé pour le diesel – une évaluation de la situation actuelle avec le remboursement est présentée dans la section 6.2.3. Nous observons que le coût du conducteur est prédominant pour toutes les technologies, variant d'environ 60% pour un bus à hydrogène FCEB (le plus cher) à 70% en fonction de la technologie. Si les bus électriques et à hydrogène nécessitent des investissements au départ (CAPEX) plus importants – plus de deux fois plus pour un bus électrique et presque trois fois plus pour un bus à hydrogène FCEB – ceci est compensé, même partiellement pour des bus à hydrogène FCEB, par des coûts de maintenance qui sont presque à moitié moins chers par rapport à un bus diesel. Le bus électrique bénéficie encore des coûts pour le carburant – qui sont plus de trois fois moins élevés – tandis que des bus à hydrogène en général n'ont pas d'avantage dans cette catégorie par rapport aux bus diesel. Côté infrastructure, les bus électriques sont à

⁴² Les coûts d'investissement ainsi que pour la maintenance pour les stations de recharge sont intégrés dans les coûts du carburant, voir aussi analyse dans la section 6.1. Pour l'hydrogène le CAPEX ainsi que les coûts pour la maintenance sont intégrés dans le prix du carburant et sont seulement listés pour information (valeurs en parenthèse) mais ne seront pas utilisés par la suite.

peu près quatre fois plus coûteux que les deux autres technologies, mais cette catégorie de coût n'exerce pas une grande influence sur le coût total. À noter que, pour le bus à hydrogène FCEB, les coûts pour une éventuelle infrastructure de production d'hydrogène locale ont été intégrés directement dans le coût du carburant⁴².

Le résumé des coûts spécifiques pour les parcours ruraux typiques est présenté dans le Tableau 35. Si les proportions mentionnées ci-dessus pour les parcours urbains restent à peu près les mêmes, la grande différence est que les coûts pour le chauffeur sont beaucoup moins élevés car, pour ce type de parcours, la durée d'exploitation des bus est moindre, tandis que les distances parcourues sont plus élevées, voir aussi les hypothèses dans le Tableau 30. Ainsi, l'exploitation des bus pour des parcours ruraux est environ 40% moins chère. En général, nous observons que l'exploitation d'un bus électrique est maintenant 14.5% moins chère que celle d'un bus diesel tandis qu'un bus à hydrogène FCEB n'est plus que 6.7% plus cher que ce dernier.

Catégorie de coûts en CHF/100 km	Diesel		Électrique		Hydrogène	
	Coûts	%	Coûts	%	Coûts	%
CAPEX	25.0	8.5%	54.5	21.5%	62.3	19.8%
Maintenance	60.0	20.3%	30.0	11.9%	34.8	11.0%
Chauffeur	141.2	47.7%	141.2	55.8%	141.2	44.8%
Énergie	68.2	23.1%	21.5	8.5%	75.2	23.8%
Infrastructure	1.4	0.5%	5.6	2.2%	1.9	0.6%
Coûts totaux	295.7	réf.	252.8	-14.5%	315.4	6.7%

Tableau 35 : Détails des coûts spécifiques pour un parcours rural.

À part cette évaluation générale de l'impact du parcours, nous avons également intégré les données des parcours typiques de la section 5.1. Pour ceci, nous avons utilisé les données de consommation pour des parcours « Typiques » qui sont résumées dans le Tableau 14 pour déterminer les coûts pour la ligne « Énergie ». La comparaison entre les différents parcours est illustrée dans la Figure 34 ci-contre, où la technologie diesel est prise comme référence (les détails avec toutes les valeurs se trouvent dans l'Annexe 3 sur la page 92). Les tendances observées précédemment sont confirmées, même si les valeurs observées sont maintenant légèrement différentes : les bus électriques sont environ 5% (urbain) à 10% (rural) moins chers tandis que les bus à hydrogène FCEB sont environ 10% plus chers que des bus diesel, et ceci pour les deux cas de parcours, urbains et ruraux. Si on utilise les données de consommation pour une charge « Pleine » du Tableau 14 les avantages du bus électrique se rapprochent des données des Tableau 34 et Tableau 35 avec 8% pour des parcours urbains et 14% pour les ruraux, tandis que les valeurs pour les bus à hydrogène FCEB restent inchangées avec un surcoût d'environ 10% en moyenne. De cette observation, nous déduisons que les valeurs pour les bus électriques sont réalistes tandis qu'il faut s'attendre à ce qu'un bus à hydrogène FCEB soit toujours 10% plus cher – et ceci indépendamment du parcours – que son équivalent diesel.

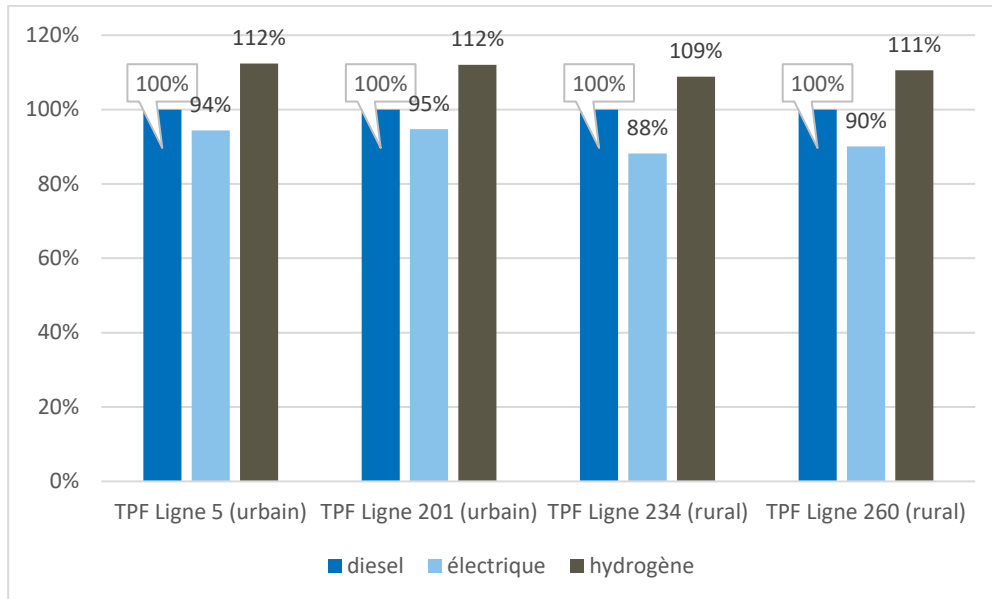


Figure 34 : Comparaison des parcours de référence des TPF de la section 5.1.1.

Comme les coûts pour le chauffeur représentent des frais qui s’appliquent de la même manière à toutes les technologies³⁸, il est aussi intéressant d’exclure ces coûts de la comparaison. Les données ainsi obtenues sont illustrées dans les tableaux ci-contre pour le parcours « Typique » du Tableau 14. Si on peut observer que les bus électriques sont entre 15% et 25% moins chers que des bus au diesel, on voit aussi que les coûts pour l’achat et l’exploitation des bus à hydrogène sont environ 36% plus chers pour les parcours urbains tandis que, pour des parcours ruraux, le surcoût représente seulement environ 20%.

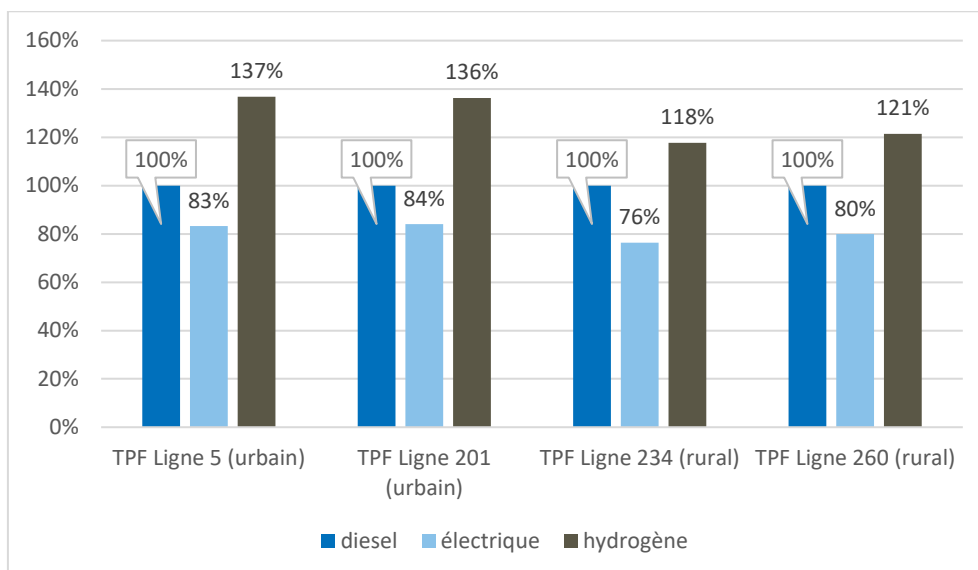


Figure 35 : Comparaison des parcours de référence des TPF, sans les coûts pour le chauffeur.

6.2.3 Potentiel des technologies

Au vu de l’état de maturité encore en progression, spécialement pour les bus à hydrogène FCEB, et afin d’évaluer le potentiel d’évolution des nouvelles technologies, nous proposons également d’anticiper une baisse des coûts à venir. Pour ceci, nous partons de l’hypothèse que l’investissement pour l’achat des bus électriques et à hydrogène pourrait baisser de moitié dans les dix à vingt ans à venir. Avec un prix d’achat de 325 kCHF, un bus électrique serait ainsi au même niveau qu’un bus diesel actuel et le bus à hydrogène FCEB serait, avec 425 kCHF, environ 20% plus cher qu’un bus diesel. Un autre point d’amélioration réside dans une baisse de prix pour la production d’hydrogène vert, où nous supposons un prix de 6.91 CHF/kg

d'hydrogène – ce qui est lié à un prix d'électricité de 8 ct/kWh selon l'analyse résumée dans le Tableau 29 – pourrait être possible, ce qui est équivalent à une réduction d'environ 40% par rapport au scénario de base. Afin de représenter également la situation actuelle, nous avons utilisé un prix pour le diesel à 1 CHF/l, ce qui intègre le fait que la taxe sur les carburants est actuellement encore remboursée. Les résultats de l'analyse avec de telles hypothèses sont résumés dans les figures ci-contre et les tableaux avec les valeurs pour les différentes catégories se trouvent dans l'Annexe 4 dès la page 93.

En considérant la situation actuelle, avec le remboursement de la taxe sur les carburants, on observe une réduction de l'avantage du bus électrique par rapport au bus diesel de 93% à 97% pour les parcours urbains et de 85% à seulement 93% pour les parcours ruraux. Mais, selon ces données, le bus électrique est plus avantageux dans les deux cas déjà aujourd'hui. De l'autre côté, l'exploitation d'un bus à hydrogène FCEB est plus coûteuse avec un surcoût variant d'environ 15% (urbain) à 16% (rural). Cette situation se renverse déjà avec une réduction du CAPEX de 50% pour les nouvelles technologies, où l'exploitation d'un bus à hydrogène FCEB est aussi coûteuse que celle d'un bus diesel pour des parcours urbains tandis que, pour des parcours ruraux, le bus à hydrogène FCEB est même 4% moins cher. Cette situation s'améliore encore avec l'hypothèse d'une réduction de coûts de production de l'hydrogène vert de 40%, où l'exploitation du bus à hydrogène FCEB est 7% (urbain) à 14% (rural) moins chère. En même temps, l'exploitation des bus électriques est 14% (urbain) et 24% (rural) moins chère avec la réduction du CAPEX.

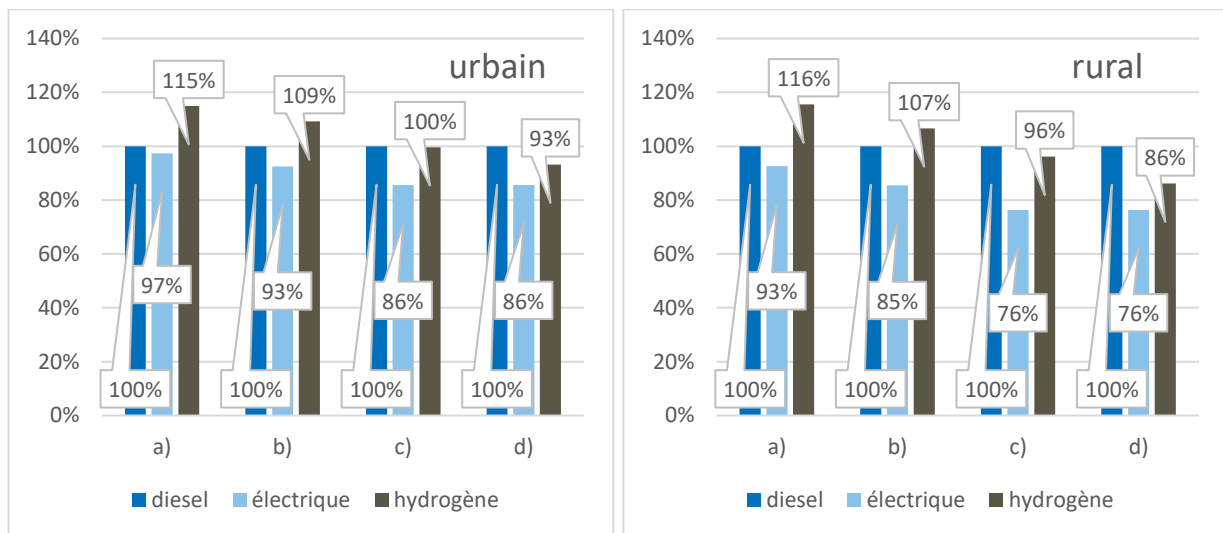


Figure 36 : Scénario des coûts pour a) la situation actuelle et en fonction de b) un ajout de la taxe diesel (scénario de référence), c) d'une réduction de 50% sur le CAPEX des bus électriques et à hydrogène, et d) d'une baisse additionnelle du coût de production d'hydrogène de 40%.

Comme avant, les coûts spécifiques, sans tenir compte des coûts pour le chauffeur, sont également fournis ci-contre pour compléter l'analyse. Ces données montrent qu'aujourd'hui, l'exploitation des bus à hydrogène FCEB est encore 30% à 50% plus chère que celle des bus diesel. De l'autre côté, dans le futur, l'exploitation des bus électriques pourrait coûter presque deux fois moins cher avec une réduction des coûts de 42% à 45% tandis que des bus à hydrogène FCEB ont le potentiel d'être environ 20 à 25% moins chers que des bus diesel d'aujourd'hui.

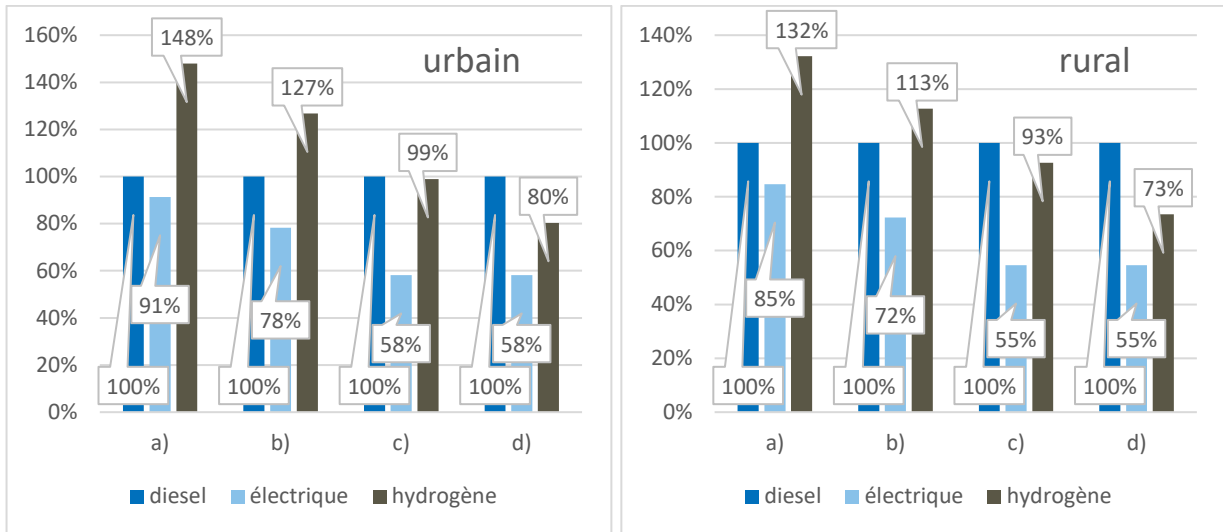


Figure 37 : Scénario de l'évolution des coûts comme dans la Figure 36 mais sans coûts pour chauffeur.

7 Conclusions et propositions de mise en œuvre

Ce rapport est consacré à l’analyse des bus à hydrogène et fournit également une comparaison avec les bus purement électriques BEB (*battery electric bus*). Il vise à fournir une base technique et économique pour la transition vers un remplacement des bus diesel DB (*diesel bus*) pour le transport public en Suisse. Au niveau des technologies de bus à hydrogène, des bus à pile à combustible (FCEB, *fuel cell electric bus*) et des bus à hydrogène à combustion interne (H2ICEB, *hydrogen internal combustion engine bus*) ont été étudiés. Actuellement l’efficacité globale des bus à hydrogène est inférieure à celui de bus diesel, ce qui veut dire qu’un bus à hydrogène aura besoin de plus d’énergie primaire qu’un bus diesel. Cette observation est surtout due au fait que le rendement de la production d’hydrogène vert, c’est-à-dire en utilisant uniquement de l’énergie renouvelable lors des processus de production, est aujourd’hui encore faible. Même si l’efficacité de production est censée s’améliorer avec des avancements technologiques, notamment comme promis par la technologie des électrolyseurs à oxyde solide (SOEC, *solid oxide electrolyser cell*), l’efficacité énergétique globale des véhicules à hydrogène est susceptible de se rapprocher de celle des véhicules diesel, mais elle ne va pas la dépasser à moyen terme. Le passage du diesel à l’hydrogène se justifie donc par ses avantages climatiques et d’usage d’énergie renouvelable produite localement ou récupérée, lorsque les conditions sont défavorables aux bus à batterie.

Type d’efficacité	DB	H2ICEB	FCEB	BEB
Efficacité de production	89%	58%	58%	94%
Efficacité du bus	33%/40% ²⁹	36%/43% ²⁹	44%	73%
Efficacité globale	30%/36% ²⁹	21%/25% ²⁹	25%	69%

Tableau 36 : Efficacité globale des différents types de bus analysés dans l’étude.

En ce qui concerne l’analyse du potentiel de la technologie à hydrogène pour le transport public, notamment concernant la topographie et le type des lignes des bus dans le contexte Suisse, il ressort que l’application de la technologie à hydrogène est plutôt adaptée pour des ETP avec des parcours de type rural avec des longues distances journalières, au-dessus de 250 km, ou des dénivelés importants, comme typiquement dans les régions montagneuses. Pour ces conditions, les bus à hydrogène peuvent directement remplacer la technologie diesel. Aujourd’hui, la technologie FCEB est arrivée à maturité technologique et divers acteurs proposent des solutions sur le marché. Il reste néanmoins que la pénétration commerciale est encore petite – l’objectif d’exploiter mille bus en Europe, prévu pour la fin 2024 semble de loin pas atteignable à cet horizon temporel. Ces systèmes sont technologiquement complexes et l’offre commerciale reste encore très restreinte, en particulier pour des bus avec une longueur autre que les 12 m des bus non-articulé standard. La technologie H2ICEB est prometteuse, car elle est potentiellement plus simple pour la mise en œuvre et pourrait permettre une montée en puissance commerciale relativement rapide. Toutefois, cette technologie n’a pas encore atteint une maturité commerciale et nécessiterait des projets pilotes de grande envergure.

Pour des parcours avec des distances journalières en dessous de 250 km et généralement pour des trajets en milieu urbain, les BEB sont actuellement mieux adaptés que les bus à hydrogène. Les BEB ont une plus grande maturité commerciale et sont plus attractifs au niveau financier avec des coûts d’exploitation aux mêmes niveaux ou meilleurs que les DB. Le problème majeur des BEB est encore l’autonomie, qui est liée à la capacité des batteries (c’est-à-dire leur taille, poids et coût). Les modèles actuellement disponibles sur le marché sont limités à des capacités d’environ 500 kWh, ce qui correspond souvent à la limite pour la recharge du bus au dépôt pendant la nuit. Les batteries de plus grosse capacité sont encore rares sur le marché. De plus, le poids additionnel entraînerait une réduction de la charge utile des bus. Néanmoins, les avancées technologiques concernant la densité énergétique vont rendre les BEB attractifs à plus long terme pour un grand nombre de parcours de TP en Suisse (des batteries avec 900 kWh sont déjà aujourd’hui utilisées dans des camions électriques).

Dans cette perspective, plus de la moitié des quelques 6’000 bus qui sont actuellement exploités par les TP en Suisse pourrait être remplacée par des bus électriques, tandis qu’une mineure partie serait progressivement remplacée par des bus à hydrogène, qui resteront plus adaptés pour les parcours les

plus exigeants. Dans ces conditions, un remplacement de tous les bus diesel entraînera une réduction des besoins d'énergie primaire. Ainsi, dans le cas où 30% des bus diesel seraient remplacés par des bus à hydrogène et 70% par des bus électriques, une réduction des besoins en énergie primaire de 29%, ou un besoin de 912 MWh, est estimée. La production de cette énergie, qui doit être électrique et renouvelable, représente cependant un défi majeur. Si on considère que deux centrales hydroélectriques seraient utilisées pour produire l'énergie pour les bus pour le transport local et régional de toute la Suisse, une centrale avec une puissance de 58 MW serait nécessaire pour produire de l'hydrogène via l'électrolyse et une centrale de 134 MW serait nécessaire pour la recharge des bus électriques. La centrale pour la production d'hydrogène tournerait en permanence tandis que la centrale pour les bus électrique tournerait que huit heures par jour pendant la nuit (c.-à-d. que l'énergie produite pendant la journée pourrait être utilisée autrement ou l'emploi d'une centrale de pompage-turbinage pourrait être considérée).

Si l'analyse de l'état de l'art a montré que les technologies liées à l'utilisation de l'hydrogène pour le transport ont beaucoup progressé au niveau technique durant les dix dernières années, elles ne sont pas encore arrivées à une maturité commerciale à grande échelle. À ce stade, le nombre de nouvelles immatriculations de bus à hydrogène FCEB reste encore bien en dessous de la barre de 1% en Europe et le nombre de sites de production d'hydrogène vert et de stations de recharge pour les véhicules à hydrogène reste faible et mal réparti géographiquement. De ce fait, il convient de réévaluer la progression technique et commerciale pendant les cinq prochaines années. En même temps, il est jugé important d'encourager la réalisation de projets pilotes concrets et d'envergure afin de gagner de l'expérience pratique. Pour l'établissement d'un écosystème attractif et performant qui peut faciliter l'introduction des technologies d'hydrogène à large échelle pour les TP en Suisse, nous proposons les actions suivantes :

Analyse de parcours de lignes de bus spécifiques : de telles analyses seraient utiles pour aider au choix entre bus électrique ou à hydrogène ainsi que pour fournir des éléments clefs pour le cahier des charges technique (voir par exemple Section 5.1 pour l'analyse des trajets TPF). Ce type d'analyse nécessite un appareil qui enregistre les accélérations et l'altitude avec une haute précision et en continue lors des courses. Ces données permettent ensuite de déterminer l'énergie nécessaire pendant tout le parcours. Le relevé des données est idéalement réalisé à plusieurs reprises, à différents moments de la journée et avec différents chauffeurs, afin de couvrir les différentes situations opérationnelles rencontrées en réalité. Le matériel développé dans le projet OFT NAVIG, qui a fourni les données utilisées dans ce rapport, représente une bonne base mais d'autres solutions plus simples peuvent être imaginées. Le logiciel d'analyse utilisé dans le cadre de ce rapport peut être mis à disposition des parties intéressées ; une mise en ligne de l'outil d'analyse pourrait être également envisagée en cas d'un plus large intérêt des ETP. Pour faciliter le choix technique entre les technologies FCEB et H2ICEB, il sera nécessaire d'intégrer l'effet du régime moteur dans l'analyse car ce paramètre joue un rôle important dans l'efficacité énergétique.

Production d'hydrogène vert : le choix entre une production locale ou de manière centralisée semble de première importance pour une ETP. Le support d'un projet d'envergure pour la production locale semble nécessaire afin d'évaluer les aspects pratiques et pour permettre de vérifier les implications économiques. Comme indiqué dans le rapport, la production locale d'hydrogène vert peut être rentable à condition que de l'électricité puisse être fournie à bas prix. Ceci peut être le cas si :

- a) Le site de production est localisé à proximité d'une centrale électrique qui permet d'éviter le paiement des coûts de transport de l'électricité, ou
- b) En combinant avec de grands champs solaires photovoltaïques qui peuvent fournir de l'électricité pendant une bonne partie des heures de production d'hydrogène et ceci en dessous du prix du marché, ou
- c) Simplement via de bonnes conditions d'achat en gros, ce qui semble possible grâce au gros volume couplé avec un besoin assez constant.

Un projet pilote pour la production locale d'hydrogène vert devrait, au minimum, pouvoir fournir de l'hydrogène pour une flotte de 40 bus (qui peut être composée des bus des deux technologies FCEB et H2ICEB), ce qui engendrerait des coûts d'investissement de l'ordre d'environ dix millions de francs.

Alternativement, **une production centralisée** de l'hydrogène peut s'avérer plus intéressante pour beaucoup d'ETP, car les coûts d'investissement sont largement réduits. Dans ce cas une ETP n'aurait qu'à installer l'infrastructure pour le stockage et la distribution locale, mais pas l'électrolyse. La société Hydrospider est actuellement en train d'établir un tel écosystème en Suisse, mais cette offre est en priorité destinée à alimenter les 1'600 camions avec des piles à combustible que d'importants distributeurs ont prévu d'exploiter en Suisse dans les prochaines années. Un partenariat ou la mise en place d'un système similaire, mais entièrement destiné aux ETP, devrait être une priorité stratégique pour toutes les ETP qui comptent exploiter des bus à hydrogène afin d'assurer l'approvisionnement en énergie. Dans le cas d'une production d'hydrogène centralisée, un autre axe de développement est également important : l'établissement d'un réseau de distribution performant. Pour ceci, il semble nécessaire d'augmenter la capacité de distribution par camion, qui est actuellement de 350 kg, à au moins 500 ou même 1'000 kg, comme déjà pratiquée en Europe. À noter que l'exploitation du système ferroviaire, très performant et bien établi en Suisse, représente une bonne opportunité dans ce sens.

Achat et exploitation de flottes de bus : en raison des surcoûts résultants du manque de maturité technologique, un support financier semble nécessaire pour rendre accessible cette technologie aux ETP. En effet, l'achat d'un bus à hydrogène FCEB est encore 2.4 fois plus cher qu'un simple remplacement d'un bus diesel tandis que les coûts d'exploitation sont actuellement encore au moins 10% à 20% plus chers.

En ce qui concerne l'exploitation, un projet serait aussi nécessaire pour fournir une première version d'un guide de bonnes pratiques pour :

- a) La mise en place des systèmes de sécurité nécessaires,
- b) Les besoins de formation des employés concernés,
- c) Le conseil pratique concernant tous les aspects techniques et économiques de la maintenance.

Afin de pouvoir livrer des renseignements pertinents et statistiquement relevant, un projet pilote devrait exploiter entre 10 et 20 bus à hydrogène (aussi bien des FCEB que des H2ICEB) et analyser les données opérationnelles pendant trois ans au moins.

Cadre juridique et normatif : des adaptations dans ces domaines semblent nécessaires. Pour que l'introduction des technologies de l'hydrogène soit un succès, il faudrait commencer par supprimer le remboursement de la taxe sur les carburants pour les bus diesel. Cette mesure permettrait de réduire de manière significative la différence des coûts d'exploitation entre les bus à hydrogène et les bus diesel. Ainsi, et pour les exploitants des lignes régionales, la différence se réduit de moitié avec des surcoûts d'exploitation se limitant à environ 7%, à la place de 16% actuels selon les données de l'étude. En ce qui concerne la sécurité opérationnelle, il est recommandé d'également suivre l'évolution des normes pertinentes. Cela concerne d'une part la formation des premiers intervenants, comme p.ex. des sapeurs-pompiers, qui reste un domaine qui est encore en évolution. D'autre part, la sécurité de l'exploitation des bus à hydrogène dans des espaces confinés, comme dans les tunnels, est un domaine où d'importantes lacunes pratiques persistent encore à l'heure actuelle. Plus de détails sur l'évolution actuelles de ces sujets peuvent être trouvés dans la Section 4.6.

Sur la base du développement technologique, **l'introduction à grande échelle des FCEB et H2ICEB d'ici 2040 est technologiquement réaliste**. Nous formulons l'hypothèse qu'environ 30% de l'ensemble du parc actuel de bus diesel des ETP sera remplacé par des bus hydrogène à cette échéance. Pour y parvenir, nous escomptons une augmentation quasi-exponentielle des nouvelles immatriculations des deux technologies avec un doublement des immatriculations environ tous les trois ans. Ce scénario est illustré dans la figure ci-dessous (à gauche).

Les besoins en énergie primaire ainsi que la puissance électrique nécessaires pour générer de l'hydrogène vert, p. ex. via une centrale hydroélectrique opérant de manière continue pour fournir de l'électricité aux

électrolyseurs, sont illustrés à droite de la même figure. Sur la base de ces hypothèses on admet une flotte d'environ 100 bus à hydrogène en 2030, 400 bus en 2035 et à peu près 1'300 bus à hydrogène en 2040. L'achat d'hydrogène est actuellement possible sur le marché, mais la disponibilité de l'hydrogène vert reste faible. Pour donner un ordre de grandeur, il faudra environ 300 kgH₂/jour pour exploiter une dizaine de bus à hydrogène. Pour un plus large déploiement de la technologie, il serait nécessaire de réaliser d'ici 2025 un projet pilote d'infrastructure hydrogène dédié aux ETP, par exemple avec une centrale de plus de 2 MW.

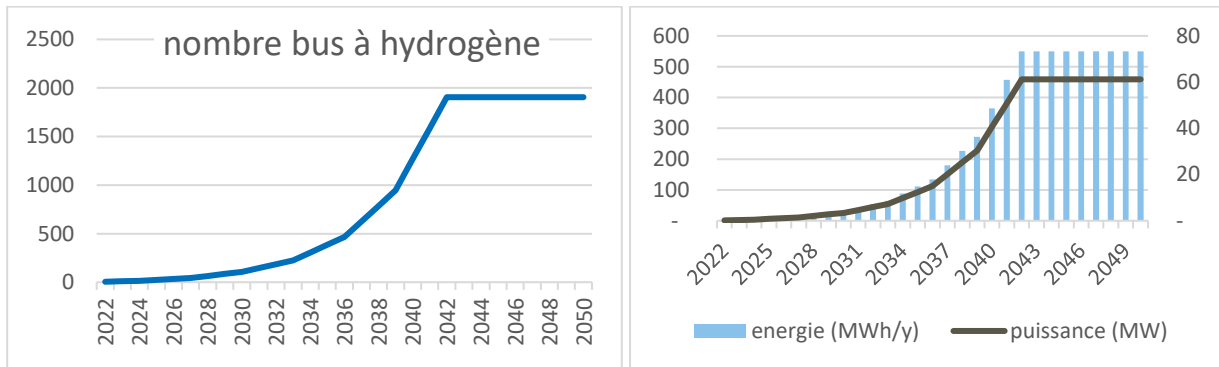


Figure 38 : Scénario d'introduction des bus à hydrogène basé sur l'hypothèse de remplacer environ un tiers de la flotte des bus diesel actuelle des ETP suisses.

Les activités qui sont jugées nécessaires pour supporter un tel développement sont illustrées dans la figure ci-dessous. Nous partons de l'hypothèse que la **validation des technologies**, qui peut être achevée d'ici 2030, est suivie d'une **mise à échelle** jusqu'à environ 2040 qui permettra de remplacer la flotte de bus diesel actuelle des ETP. Une **exploitation des bus à hydrogène à grande échelle** sera possible après cette étape. Cette première phase comprend les études techno-économiques décrites ci-dessus ainsi que la réalisation des projets pilotes.

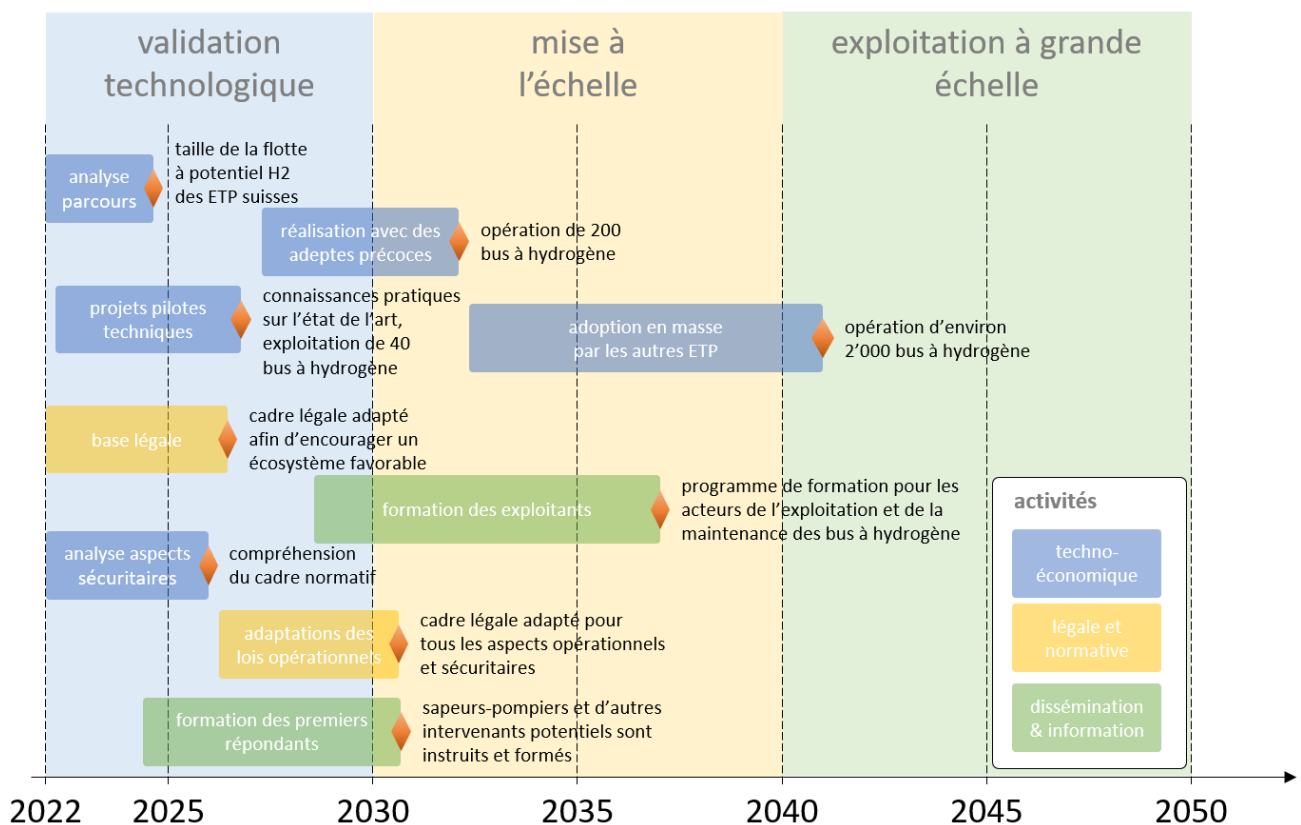


Figure 39 : Activités et échelons pour une introduction des bus à hydrogène à grande échelle en Suisse.

Une analyse des parcours des ETP suisses permettra d'identifier la taille de la flotte des bus à hydrogène future et ainsi fournir des éléments clefs pour la planification des centres de production d'hydrogène, de même que des arguments quantitatifs pour les négociations liées à l'achat des bus.

Une analyse détaillée de tous les aspects sécuritaires liés à l'utilisation et l'exploitation des véhicules à hydrogène permettra en outre de délimiter le cadre normatif nécessaire. Ce dernier échelon sera le point de départ pour lancer le processus d'une **adaptation des lois nécessaires pour garantir une exploitation sûre des bus à hydrogène des ETP suisses** (par exemple, l'exploitation dans des tunnels, maintenance dans les dépôts ou autre espaces confinés).

Cette phase constituera également un élément de base important pour la **formation des premiers répondants** en cas d'accident, comme les sapeurs-pompiers ou d'autres intervenants potentiels (police, etc.), ainsi que la **formation du personnel des exploitants**, qui n'inclut pas seulement les aspects sécuritaires, mais également tous les autres aspects opérationnels, comme p.ex. la maintenance et les adaptations opérationnelles (recharge, etc.). Ce deuxième élément devrait être supporté avec les expériences et la documentation provenant des premiers projets pilotes. Les résultats de ces projets pilotes devraient également être valorisés au sein des ETP qui sont susceptibles d'être utilisatrices, ce qui permettra de consolider la mise à l'échelle de la technologie des bus à hydrogène en Suisse.

Il semble important que, d'ici cinq ans, le **cadre légal Suisse** de base soit adapté afin de favoriser un environnement économique favorable (abolition du remboursement de la taxe sur les carburants, subventions, exemptions ou autres éléments d'encouragement économique) qui va encourager le développement d'un écosystème sain et performant. Ceci est nécessaire pour permettre l'introduction de la technologie à hydrogène dans les TP à large échelle d'ici 2040. Un encouragement pour la réalisation des projets pilotes avec une ou deux ETP devrait inclure :

- a) L'exploitation de petites flottes de bus avec au moins quelques dizaines de bus à hydrogène (FCEB et H2ICEB) d'ici 2027 et
- b) La création et l'exploitation de l'infrastructure – locale ou décentralisée – pour l'approvisionnement en hydrogène vert.

L'expérience de ces projets pilotes doit fournir la base techno-économique pour **la mise à l'échelle**.

Liste des abréviations et des symboles

BEB	bus électrique à batterie (battery electric bus)
CAPEX	<i>capital expenditure</i>
CCUS	<i>carbon capture utilisation and storage</i>
EA	électrolyseurs alcalins
ETP	entreprise de transport public
FCEB	bus à pile à combustible (<i>fuel cell electric bus</i>)
FHC JU	<i>Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking</i>
H2ICEB	bus à hydrogène à combustion interne (<i>hydrogen internal combustion engine bus</i>)
HG	hydrogène gazeux
HL	hydrogène liquide
IEA	agence internationale de l'énergie (<i>International Energy Agency</i>)
DB	bus à diesel (<i>diesel bus</i>)
MCI	moteur à combustion interne
NewBusFuel	<i>New Bus ReFuelling for European Hydrogen Bus Depots project</i>
OPEX	<i>operational expenditure</i>
PAC	pile à combustible
PCI	pouvoir calorifique inférieur
PCS	pouvoir calorifique supérieur
PEM	membrane à électrolyte polymère (<i>polymer electrolyte membrane</i>)
PV	photovoltaïque
SMR	reformage du méthane à la vapeur (<i>steam methane reforming</i>)
SRH	station de recharge d'hydrogène
SOEC	électrolyseurs à oxyde solide (<i>solid oxide electrolyser cell</i>)
TPF	transport public fribourgeois

Bibliographie

- [1] Timur Gül et Dave Turk, « The Future of Hydrogen - Seizing today's opportunities », International Energy Agency, juin 2019.
- [2] European Commission, Éd., *Hydrogen energy and fuel cells: a vision of our future*. Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities, 2003.
- [3] K. Verfondern, « Biennial Report on Hydrogen Safety, hydrogen today », *HySafe project*, 2009. <http://www.hysafe.net/wiki/BRHS/HydrogenToday>
- [4] « Mission & objectives », *Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking*. <https://www.fch.europa.eu/page/mission-objectives> (consulté le 24 novembre 2020).
- [5] M. L. Corke, « European Clean Hydrogen Alliance », 6 juillet 2020. https://ec.europa.eu/growth/industry/policy/european-clean-hydrogen-alliance_en
- [6] K. Verfondern, « Biennial Report on Hydrogen Safety, hydrogen fundamentals », *HySafe project*, 2011. <http://www.hysafe.net/wiki/BRHS/OFD-Chapter1>
- [7] T. Alleau et P. Malbruno, « Stockage de l'hydrogène sous forme de gaz comprimé », Association française pour l'hydrogène et les piles à combustible (AFHYAC), 2019.
- [8] « Energy density », *Wikipedia*. [En ligne]. Disponible sur: https://en.wikipedia.org/w/index.php?title=Energy_density&oldid=989983490
- [9] « Dieselkraftstoff », *Wikipedia*. [En ligne]. Disponible sur: <https://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Dieselmotoren&oldid=208694319>
- [10] « Motorenbenzin », *Wikipedia*. [En ligne]. Disponible sur: <https://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Motorenbenzin&oldid=208682484>
- [11] Johannes Feyrer, Julian Jepsen, et Thilo Schulz, « Wasserstoff und dessen Gefahren - Ein Leitfaden für Feuerwehren », Arbeitsgemeinschaft der Leiter der Berufsfeuerwehren AGBF, oct. 2008.
- [12] « Europe selects the consortium led by CAF for the development of a hydrogen train prototype ». <http://www.caf.net/en/sala-prensa/nota-prensa-detalle.php?e=316>
- [13] F. Bamelis, « 3EMOTION, Proposal Part B », févr. 2013. Consulté le: 21 décembre 2021. [En ligne]. Disponible sur: https://3emotion.eu/sites/default/files/documents/3EMOTION_DOW.pdf
- [14] K. K. Müller, F. Schnitzeler, A. Lozanovski, S. Skiker, et M. Ojakovoh, « Clean Hydrogen in European Cities (CHIC), Final Project Report ». 28 février 2017.
- [15] « KEYOU-inside for Hydrogen Engines and Vehicles ». Keyou, 25 octobre 2018.
- [16] A. Sousa, « The Hydrogen Combustion Engine as the Most Effective CO₂-Reduction Technology Today », p. 42, nov. 2019.
- [17] Laura Andres, « Motorisation à l'hydrogène des bus de transport public », Office fédéral des transports OFT, Descriptif succinct P-155, janv. 2020.
- [18] Dimitri Seboldt, Matthias Mansbart, Peter Grabner, et Helmut Eichlseder, « Hydrogen Engines for Future Passenger Cars and Light Commercial Vehicles », *MTZ Worldw.*, vol. 82, p. 42-47, janv. 2021.
- [19] Y. Wang, K. S. Chen, J. Mishler, S. C. Cho, et X. C. Adroher, « A review of polymer electrolyte membrane fuel cells: Technology, applications, and needs on fundamental research », *Appl. Energy*, vol. 88, n° 4, p. 981-1007, avr. 2011, doi: 10.1016/j.apenergy.2010.09.030.
- [20] « AFC vs PEM », *GenCell - Fuel Cell Generators*. <https://www.gencellenergy.com/news/afc-vs-pem/>
- [21] « Comparison of Fuel Cell Technologies », *Hydrogen and fuel cell technologies office, U.S. Department of Energy (DOE)*. <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/comparison-fuel-cell-technologies> (consulté le 25 octobre 2020).
- [22] T. Sutharssan, D. Montalvão, Y. Chen, W.-C. Wang, C. Pisac, et H. Elemara, « A review on prognostics and health monitoring of proton exchange membrane fuel cell », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 75, nov. 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.11.009.
- [23] « Product Data Sheet FCveloCity - Fuel Cell Power Module for Heavy Duty Motive Applications ». Ballard.
- [24] Geert Van Hecke, « Fuel cell Electric Bus : It works and it's ready! », Brussels, 1 mars 2018.
- [25] « State-of-the-art and Future Targets (KPIs) », *Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking*. <https://www.fch.europa.eu/soa-and-targets>

- [26] Simon Enz, « Einfluss von hochdynamischen Betriebszuständen auf die Aktivkomponenten von Polymer-Electrolyt-Membran-Brennstoffzellen », Universität Ulm, 2015.
- [27] Ž. Penga, G. Radica, et F. Barbir, « Degradation Mechanisms in Automotive Fuel Cell Systems », déc. 2017.
- [28] René Krieger, « Brennstoffzellenpostauto. Ein emissionsfreier Antrieb für unsere Umwelt », présenté à VöV-Kommission Technik und Betrieb Bus KTBB, Winterthur, 21 novembre 2017.
- [29] « H2Bus Europe », *Fuel Cell Electric Buses*, 11 septembre 2019. <https://www.fuelcellbuses.eu/projects/h2bus-europe>
- [30] « Van Hool towards the launch of the new A330 FC and Exqui.City 18 FC. A fuel cell future », *Sustainable Bus*, 4 janvier 2019. <https://www.sustainable-bus.com/news/van-hool-launch-new-a330-fc-and-exqui-fuel-cell-future/>
- [31] Angelika Huber-Strasser, « Global Automotive Executive Survey 2020 », KPMG, 2020.
- [32] David Wyatt et Luke Gear, « Electric Truck Markets 2021-2041 », IDTechEx, nov. 2020.
- [33] « Mobilité von Morgen », PSI, Das Magazin des PSI, janv. 2020.
- [34] « How hydrogen combustion engines can contribute to zero emissions | McKinsey ». <https://www.mckinsey.com/industries/automotive-and-assembly/our-insights/how-hydrogen-combustion-engines-can-contribute-to-zero-emissions> (consulté le 6 décembre 2021).
- [35] Dr. Benjamin Reuter, Dr. Michael Faltenbacher, Dr. Oliver Schuller, Nicole Whitehouse, et Simon Whitehouse, « New Bus ReFuelling for European Hydrogen Bus Depots - Guidance Document on Large Scale Hydrogen Bus Refuelling », mars 2017.
- [36] James Arnott, Sabine Schleicher, et Sabine Schleicher, « Hydrogen communities, Assessment for suitability of communities for conversion to hydrogen », KPMG, juin 2019.
- [37] « Green hydrogen and the rise of the hydrogen economy », 1 juillet 2020. <https://www.woodmac.com/market-insights/topics/hydrogen-guide/>
- [38] Catherine Azzaro-Pantel, *Hydrogen Supply Chains - Design, Deployment and Operation*. ScienceDirect, 2018.
- [39] A. C. C. Chang, H.-F. Chang, F.-J. Lin, K.-H. Lin, et C.-H. Chen, « Biomass gasification for hydrogen production », *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 36, n° 21, p. 14252-14260, oct. 2011, doi: 10.1016/j.ijhydene.2011.05.105.
- [40] N. Gallandat, K. Romanowicz, et A. Züttel, « An Analytical Model for the Electrolyser Performance Derived from Materials Parameters », *J. Power Energy Eng.*, vol. 05, p. 34-49, janv. 2017, doi: 10.4236/jpee.2017.510003.
- [41] D. Gielen, E. Taibi, et R. Miranda, « Hydrogen: A renewable energy perspective », *Int. Renew. Energy Agency*, p. 52, sept. 2019.
- [42] CSIRO, « Hydrogen Technology Marketplace ». <https://www.csiro.au/en/work-with-us/ip-commercialisation/hydrogen-technology-marketplace> (consulté le 22 décembre 2021).
- [43] S. Menia, I. Nouicer, Y. Bakouri, A. M'raoui, H. Tebibel, et A. Khellaf, « Production d'hydrogène par procédés biologiques », *Oil Gas Sci. Technol. – Rev. D'IFP Energ. Nouv.*, vol. 74, p. 34, 2019, doi: 10.2516/ogst/2018099.
- [44] O. Megret *et al.*, « Production d'hydrogène à partir de déchets. Etat de l'art et potentiel d'émergence », p. 20, sept. 2015.
- [45] S. F. Ahmed *et al.*, « Biohydrogen Production From Biomass Sources: Metabolic Pathways and Economic Analysis », *Front. Energy Res.*, vol. 9, p. 529, 2021, doi: 10.3389/fenrg.2021.753878.
- [46] L. S. F. Frowijn et W. G. J. H. M. van Sark, « Analysis of photon-driven solar-to-hydrogen production methods in the Netherlands », *Sustain. Energy Technol. Assess.*, vol. 48, p. 101631, déc. 2021, doi: 10.1016/j.seta.2021.101631.
- [47] A. Kadier, Y. Simayi, P. Abdesahian, N. F. Azman, K. Chandrasekhar, et M. S. Kalil, « A comprehensive review of microbial electrolysis cells (MEC) reactor designs and configurations for sustainable hydrogen gas production », *Alex. Eng. J.*, vol. 55, n° 1, p. 427-443, mars 2016, doi: 10.1016/j.aej.2015.10.008.

- [48] A. Benkaraache, « Production de l'hydrogène par un procédé d'électrosynthèse microbienne (ESM). », masters, Université du Québec, Institut national de la recherche scientifique, Québec, 2017. Consulté le: 7 décembre 2021. [En ligne]. Disponible sur: <http://espace.inrs.ca/id/eprint/6645/>
- [49] J. J. Lamb et K. M. Lien, « Chapter | seven - Promising Selected Biohydrogen Solutions », in *Hydrogen, Biomass and Bioenergy*, J. J. Lamb et B. G. Pollet, Éd. Academic Press, 2020, p. 119-132. doi: 10.1016/B978-0-08-102629-8.00007-4.
- [50] « Wasserstoff-Infrastruktur für eine nachhaltige Mobilität, Entwicklungsstand und Forschungsbedarf », e-mobil BW GmbH – Landesagentur für Elektromobilität und Brennstoffzellentechnologie, März 2013.
- [51] J. Adolf et al., *Shell Hydrogen Study Energy of the Future? Sustainable Mobility through Fuel Cells and H2*. 2017. doi: 10.13140/RG.2.2.31848.57604.
- [52] « Urban buses: alternative powertrains for Europe », Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, 2012.
- [53] Y. Kojima, « Hydrogen Storage and Transportation Using Ammonia », *Hyomen Kagaku*, vol. 36, p. 583-588, déc. 2015, doi: 10.1380/jssj.36.583.
- [54] « World's Largest Green Hydrogen Project Unveiled in Saudi Arabia », *Greentech Media - Energy*, 7 juillet 2020. <https://www.greentechmedia.com/articles/read/us-firm-unveils-worlds-largest-green-hydrogen-project>
- [55] G. Parks, *Hydrogen Station Compression, Storage, and Dispensing Technical Status and Costs Independent Review*. 2014. doi: 10.13140/RG.2.2.23768.34562.
- [56] « H2Ref consortium for the development of a highly competitive Compression and Buffering Module product », *H2Ref*. <http://www.h2ref.eu/about-h2ref/>
- [57] U. Cardella, L. Decker, et H. Klein, « Economically viable large-scale hydrogen liquefaction », *IOP Conf. Ser. Mater. Sci. Eng.*, vol. 171, p. 012013, févr. 2017, doi: 10.1088/1757-899X/171/1/012013.
- [58] Thorsten Herbert, « Wasserstoff-Infrastruktur für die Schiene - Ergebnisbericht », Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, 2016.
- [59] Dr. Benjamin Reuter, Dr. Michael Faltenbacher, Dr. Oliver Schuller, Nicole Whitehouse, et Simon Whitehouse, « New Bus ReFuelling for European Hydrogen Bus Depots - High-Level Techno-Economic Project Summary Report », mars 2017.
- [60] H. Ammermann, Y. Ruf, D. Fundulea, et A. Martin, « Fuel Cell Electric Buses – Potential for Sustainable Public Transport in Europe », FCH-JU, sept. 2015.
- [61] « Safety Considerations for Maintenance Facility ». Ballard, 14 novembre 2016.
- [62] S. Pozzi, « Hydrogen Fuel Safety: Essential Facts for Transit Operators ». <https://blog.ballard.com/hydrogen-fuel-safety>
- [63] « Safety for Fuel Cell Electric Buses », *Fuel Cell Electric Buses*, 1 août 2016. <https://www.fuelcellbuses.eu/category/safety>
- [64] « HyResponse - European hydrogen emergency response training program for first responders ». <http://www.hyresponse.eu/>
- [65] A. Glover, A. Baird, et C. LaFleur, « Hydrogen Fuel Cell Vehicles in Tunnels », SAND--2020-4507R, 1617268, 685771, avr. 2020. doi: 10.2172/1617268.
- [66] « HyTunnel-CS – Pre-normative research for safety of hydrogne driven vehicles and transport through tunnels and similar confined spaces. » https://hytunnel.net/?page_id=31
- [67] S. Pique, B. Weinberger, V. De-Dianous, et B. Debray, « Comparative study of regulations, codes and standards and practices on hydrogen fuelling stations », *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 42, n° 11, p. 7429-7439, mars 2017, doi: 10.1016/j.ijhydene.2016.02.158.
- [68] « H2.LIVE: Hydrogen Stations in Germany & Europe », *H2 Mobility*. <https://h2.live/en>
- [69] « Toyota Mirai: autonomie, consommation, prix, technique... », *Automobile Propre*. <https://www.automobile-propre.com/voitures/toyota-mirai/>
- [70] Wood, « Scaling up production to meet the promise of H2 », *Wood*, 12 mars 2021. <https://www.woodplc.com/insights/blogs/scaling-up-production-to-meet-the-promise-of-h2>

- [71] C. Antonini, K. Treyer, E. Moioli, C. Bauer, T. J. Schildhauer, et M. Mazzotti, « Hydrogen from wood gasification with CCS – a techno-environmental analysis of production and use as transport fuel », *Sustain. Energy Fuels*, vol. 5, n° 10, p. 2602-2621, 2021, doi: 10.1039/D0SE01637C.
- [72] « 20.4406 | Production d'hydrogène vert. Stratégie pour la Suisse | Objet | Le Parlement suisse ». <https://www.parlament.ch/fr/ratsbetrieb/suche-curia-vista/geschaefft?AffairId=20204406>
- [73] V. Robatel et F. Vannel, « P084 – Développement d'un système embarqué dans les bus pour favoriser une conduite écologique », p. 25.
- [74] « GPS Visualizer: Assign DEM elevation data to coordinates ». <https://www.gpsvisualizer.com/elevation>
- [75] C. J. J. Beckers, I. J. M. Besselink, J. J. M. Frints, et H. Nijmeijer, « Energy Consumption Prediction for Electric City Buses », p. 13.
- [76] M. Schwertner et U. Weidmann, « Comparison of Well-to-Wheel Efficiencies for Different Drivetrain Configurations of Transit Buses », *Transp. Res. Rec. J. Transp. Res. Board*, vol. 2539, n° 1, p. 55-64, janv. 2016, doi: 10.3141/2539-07.
- [77] F. Inderbitzin, « Echanges d'email, VBZ ».
- [78] « Xcelsior-Family-Brochure.pdf ». <https://www.newflyer.com/site-content/uploads/2021/03/Xcelsior-Family-Brochure.pdf> (consulté le 7 septembre 2021).
- [79] « Xcelsior-CHARGE-H2-web-1.pdf ». <https://www.newflyer.com/site-content/uploads/2019/03/Xcelsior-CHARGE-H2-web-1.pdf> (consulté le 13 juillet 2020).
- [80] « Règlement no 107 de la Commission économique pour l'Europe des Nations unies (CEE-ONU) — Prescriptions uniformes relatives à l'homologation des véhicules des catégories M2 ou M3 en ce qui concerne leurs caractéristiques générales de construction [2015/ 922] », p. 115.
- [81] A. Lajunen et K. Tammi, *Evaluation of energy consumption and carbon dioxide emissions of electric city buses*. VTT Technical Research Centre of Finland, 2019. Consulté le: 25 mai 2021. [En ligne]. Disponible sur: <https://aaltodoc.aalto.fi:443/handle/123456789/37315>
- [82] C. Bayındırlı et M. Çelik, « The Experimentally and Numerically Determination Of The Drag Coefficient Of A Bus Model », *Int. J. Automot. Eng. Technol.*, vol. 7, p. 117-123, nov. 2018, doi: 10.18245/ijaet.486409.
- [83] Z. Gao *et al.*, « Evaluation of electric vehicle component performance over eco-driving cycles », *Energy*, vol. 172, p. 823-839, avr. 2019, doi: 10.1016/j.energy.2019.02.017.
- [84] J. Vepsäläinen, K. Otto, A. Lajunen, et K. Tammi, « Computationally efficient model for energy demand prediction of electric city bus in varying operating conditions », *Energy*, vol. 169, p. 433-443, févr. 2019, doi: 10.1016/j.energy.2018.12.064.
- [85] M. Bartłomiejczyk et R. Kołacz, « The reduction of auxiliaries power demand: The challenge for electromobility in public transportation », *J. Clean. Prod.*, vol. 252, p. 119776, avr. 2020, doi: 10.1016/j.jclepro.2019.119776.
- [86] Reinhold Wurster et Ulrich Schmidtchen, « Wasserstoff Sicherheits Kompendium », nov. 2011.
- [87] Gernot Schneider, « Power2Hydrogen: Electrolysis, Silyzer », présenté à Power2X event, 23 octobre 2019.
- [88] « GrInHy 2.0 - Green Industrial Hydrogen ». <https://www.green-industrial-hydrogen.com/>
- [89] « Sunfire-HyLink HL40 - technical data ». Sunfire.
- [90] « Wasserstoffbusse und -tankstelle bestellt ». <https://www.mobiel.de/aktuelles/aktuelle-news/wasserstoffbusse-und-tankstelle-bestellt/> (consulté le 24 novembre 2021).
- [91] Geert De Cock, « Electrofuels? Yes, we can ... if we're efficient », *Transport & Environment*, déc. 2020. [En ligne]. Disponible sur: https://www.transportenvironment.org/wp-content/uploads/2020/12/2020_12_Briefing_feasibility_study_renewables_decarbonisation.pdf
- [92] Matthias Lebküchner, Hans-Jörg Althaus, Anne Greinus, Cornelia Graf, Brian Cox, et Silvan Köppel, « Abschätzung des Einsatz- und CO2-Reduktionspotenzials durch Busse mit nicht fossilen Antriebstechnologien und Fördermöglichkeiten », BFE+BAV, oct. 2020. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/publikationen.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWWRtaW4uY2gvZGUvcHVibGljYX/Rpb24vZG93bmxyYVQvMTA0MTM=.html>

-
- [93] « Mise en oeuvre de la stratégie énergétique 2050 dans les transports publics - faits et chiffres ». Office fédéral des transports OFT, septembre 2020. [En ligne]. Disponible sur: https://www.bav.admin.ch/dam/bav/fr/dokumente/themen/umwelt/energiestrategie-projekte/esoev-factsheet-fakten-zahlen.pdf.download.pdf/ES%C3%B6V_Faktenblatt_A4_final_FR_180523.pdf
- [94] IEA, « CCUS in Clean Energy Transitions », *Global average levelised cost of hydrogen production by energy source and technology, 2019 and 2050*, 23 septembre 2020. <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-average-levelised-cost-of-hydrogen-production-by-energy-source-and-technology-2019-and-2050>
- [95] « Verkehrsbetriebe, Busgarage Hardau, Bereitstellung der Ladeinfrastruktur für Elektrobusse, Objektkredit », Stadt Zürich, STRB. 118, févr. 2021.
- [96] « Global EV Outlook 2020 », p. 276, 2020.
- [97] L. Eudy et M. Post, « SunLine Transit Agency American Fuel Cell Bus Progress Report, Data Period Focus: January 2017–July 2019 », NREL/PR-5400-71312, 1659871, MainId:6948, avr. 2020. doi: 10.2172/1659871.

Annexes

Annexe 1 - Profils des paramètres pour les routes analysées dans la section 5.1

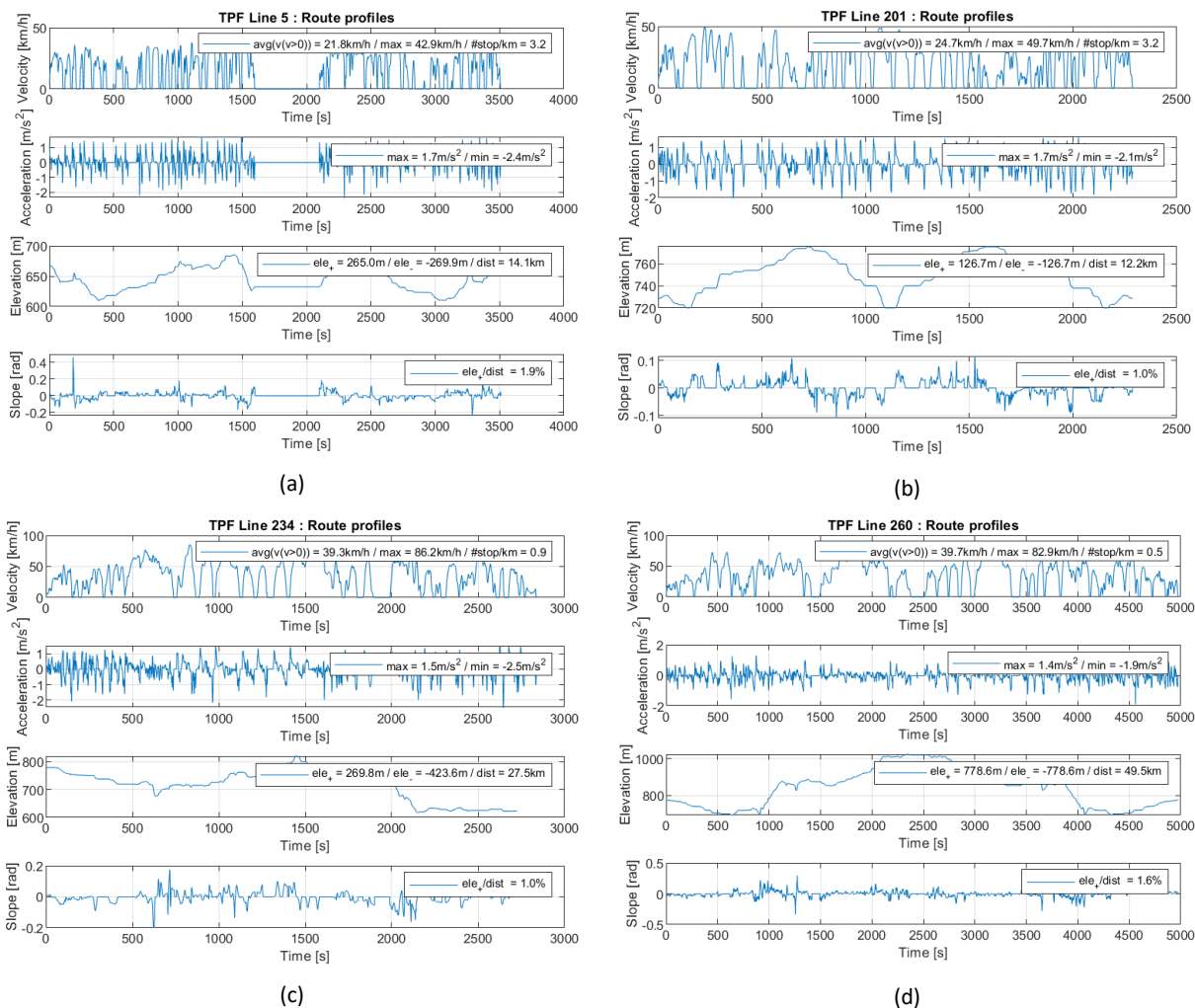


Figure 40 : Profils de vitesse, d'accélération, d'élévation et de pente pour les lignes TPF 5 (a), 201 (b), 234 (c) et 260 (d)

Annexe 2 – Coûts d’investissement pour connexion électrique

Le coût pour l’installation des infrastructures avec un gros besoin d’électricité avec des puissances de raccordement dans l’ordre de quelques MW est déterminé sur l’expérience récente de VBZ pour les stations de recharge pour des bus électriques [95]. Ce projet prévoit la transformation des réservoirs à diesel en vue de la construction d’une station de transformation moyenne tension qui peut, à terme, supporter 75 stations de recharge. Au début, uniquement 45 stations de recharge vont être installées et les coûts pour la réalisation de la connexion électrique ainsi que l’achat des stations de recharge sont présentés dans le tableau ci-contre. Le coût d’investissement pour 40 bus, comme utilisé à titre d’exemple dans cette étude, est également fourni dans le même tableau.

Type de coûts	75 Bus	40 bus	Unité
Honoraires pour la planification globale	497 000	265 067	CHF
Démantèlement de réservoirs, assainissement de sites contaminés et travaux de maîtrise d’œuvre	887 000	473 067	CHF
Fourniture et installation des rails conducteurs	1 100 000	586 667	CHF
Frais accessoires de construction	280 000	149 333	CHF
Connexion au réseau moyenne tension	1 017 000	542 400	CHF
Distribution principale basse tension	400 000	213 333	CHF
Sous-total pour connexion électrique	4 181 000	2 229 867	CHF
Livraison et installation de 45 colonnes de charge @ 85 kW	6 400 000	3 413 333	CHF
Total	10 581 000	5 643 200	CHF

Tableau 37 : Coûts d’investissement pour la connexion électrique et les stations de recharge [95].

Avec une puissance de recharge prévue de 85 kW par station de recharge, une puissance de raccordement totale de 6.4 MW ou 3.4 MW est nécessaire pour pouvoir respectivement charger 75 ou 40 bus. Avec ces valeurs, un coût de 0.66 CHF/W peut être déterminé pour la réalisation de la connexion électrique. Dans le cas d’une station de recharge à hydrogène avec production locale, cette valeur sera également utilisée.

Annexe 3 – Détails des coûts spécifiques en fonction des routes analysées dans la section 5.1

Cette annexe résume les données utilisées dans l'analyse des parcours de la section 6.2.2, où les données de consommation pour des parcours « Typiques » du Tableau 14 de la section 5.1 sont utilisées pour la ligne « Énergie ».

Pour les parcours 5 et 201, les autres données économiques du Tableau 34, c'est-à-dire pour un parcours urbain, étaient utilisées.

Catégorie de coûts en CHF/100 km	Diesel		Électrique		Hydrogène	
	Coûts	%	Coûts	%	Coûts	%
CAPEX	28.6	6.3%	63.9	14.9%	88.4	17.3%
Maintenance	60.0	13.2%	30.0	7.0%	34.8	6.8%
Chauffeur	301.2	66.4%	301.2	70.4%	301.2	59.1%
Énergie	61.6	13.6%	23.9	5.6%	82.1	16.1%
Infrastructure	2.2	0.5%	9.0	2.1%	3.1	0.6%
Coûts totaux	453.5	réf.	428.1	-5.6%	509.6	12.4%

Tableau 38 : Détails des coûts pour la ligne 5 des TPF et basés sur les données d'un parcours urbain.

Catégorie de coûts en CHF/100 km	Diesel		Électrique		Hydrogène	
	Coûts	%	Coûts	%	Coûts	%
CAPEX	28.6	6.3%	63.9	14.9%	88.4	17.3%
Maintenance	60.0	13.2%	30.0	7.0%	34.8	6.8%
Chauffeur	301.2	66.4%	301.2	70.4%	301.2	59.1%
Énergie	58.2	12.8%	22.2	5.2%	76.8	15.1%
Infrastructure	2.2	0.5%	9.0	2.1%	3.1	0.6%
Coûts totaux	450.2	réf.	426.3	-5.3%	504.2	12.0%

Tableau 39 : Détails des coûts pour la ligne 201 des TPF et basés sur les données d'un parcours urbain.

Pour les parcours 234 et 260, les autres données économiques du Tableau 35, c'est-à-dire pour un parcours rural, étaient utilisées.

Catégorie de coûts en CHF/100 km	Diesel		Électrique		Hydrogène	
	Coûts	%	Coûts	%	Coûts	%
CAPEX	25.0	5.5%	54.5	12.7%	62.3	12.2%
Maintenance	60.0	13.2%	30.0	7.0%	34.8	6.8%
Chauffeur	141.2	31.1%	141.2	33.0%	141.2	27.7%
Énergie	55.8	12.3%	18.6	4.3%	68.3	13.4%
Infrastructure	1.4	0.3%	5.6	1.3%	1.9	0.4%
Coûts totaux	283.4	réf.	249.8	-11.8%	308.5	8.9%

Tableau 40 : Détails des coûts pour la ligne 234 des TPF et basés sur les données d'un parcours rural.

Catégorie de coûts en CHF/100 km	Diesel		Électrique		Hydrogène	
	Coûts	%	Coûts	%	Coûts	%
CAPEX	25.0	5.5%	54.5	12.7%	62.3	12.2%
Maintenance	60.0	13.2%	30.0	7.0%	34.8	6.8%
Chauffeur	141.2	31.1%	141.2	33.0%	141.2	27.7%
Énergie	51.3	11.3%	19.9	4.6%	68.0	13.3%
Infrastructure	1.4	0.3%	5.6	1.3%	1.9	0.4%
Coûts totaux	278.8	réf.	251.2	-9.9%	308.2	10.6%

Tableau 41 : Détails des coûts pour la ligne 260 des TPF et basés sur les données d'un parcours rural.

Annexe 4 – Détails des coûts spécifiques pour l'analyse du potentiel des technologies de la section 6.2.3

Cette annexe résume les données utilisées dans l'analyse du potentiel des technologies de la section 6.2.3.

Pour le parcours urbain, les données du Tableau 34 sont reprises et modifiées selon la description à la page 76. Les valeurs modifiées sont marquées en jaune dans les tableaux suivants.

Catégorie de coûts en CHF/100 km	Diesel		Électrique		Hydrogène	
	Coûts	%	Coûts	%	Coûts	%
CAPEX	28.6	6.2%	63.9	15.0%	88.4	17.6%
Maintenance	60.0	13.0%	30.0	7.0%	34.8	6.9%
Chauffeur	301.2	65.5%	301.2	70.8%	301.2	59.9%
Énergie	45.4	9.9%	21.5	5.1%	75.2	15.0%
Infrastructure	2.2	0.5%	9.0	2.1%	3.1	0.6%
Coûts totaux	437.4	réf.	425.6	-2.7%	502.6	14.9%

Tableau 42 : Détails des coûts pour la situation actuelle avec remboursement de la taxe sur les carburants, données pour des parcours urbains.

Catégorie de coûts en CHF/100 km	Diesel		Électrique		Hydrogène	
	Coûts	%	Coûts	%	Coûts	%
CAPEX	28.6	6.2%	32.0	7.5%	44.2	8.8%
Maintenance	60.0	13.0%	30.0	7.0%	34.8	6.9%
Chauffeur	301.2	65.5%	301.2	70.8%	301.2	59.9%
Énergie	68.2	14.8%	21.5	5.1%	75.2	15.0%
Infrastructure	2.2	0.5%	9.0	2.1%	3.1	0.6%
Coûts totaux	460.1	réf.	393.7	-14.4%	458.4	-0.4%

Tableau 43 : Détails des coûts pour une réduction du CAPEX pour l'acquisition de bus électriques et à hydrogène de 50%, données pour des parcours urbains.

Catégorie de coûts en CHF/100 km	Diesel		Électrique		Hydrogène	
	Coûts	%	Coûts	%	Coûts	%
CAPEX	28.6	6.2%	32.0	7.5%	44.2	8.8%
Maintenance	60.0	13.0%	30.0	7.0%	34.8	6.9%
Chauffeur	301.2	65.5%	301.2	70.8%	301.2	59.9%
Énergie	68.2	14.8%	21.5	5.1%	45.6	9.1%
Infrastructure	2.2	0.5%	9.0	2.1%	3.1	0.6%
Coûts totaux	460.1	réf.	393.7	-14.4%	428.9	-6.8%

Tableau 44 : Détails des coûts pour une réduction du CAPEX pour l'acquisition de bus électriques et à hydrogène de 50% ainsi que d'une réduction du coût de production d'hydrogène vert de 40%, données pour des parcours urbains.

Pour le parcours rural, les données du Tableau 35 sont reprises et modifiées selon la description à la page 76. Les valeurs modifiées sont à nouveau marquées en jaune dans les tableaux suivants.

Catégorie de coûts en CHF/100 km	Diesel		Électrique		Hydrogène	
	Coûts	%	Coûts	%	Coûts	%
CAPEX	25.0	8.5%	54.5	21.5%	62.3	19.8%
Maintenance	60.0	20.3%	30.0	11.9%	34.8	11.0%
Chauffeur	141.2	47.7%	141.2	55.8%	141.2	44.8%
Énergie	45.4	15.4%	21.5	8.5%	75.2	23.8%
Infrastructure	1.4	0.5%	5.6	2.2%	1.9	0.6%
Coûts totaux	273.0	réf.	252.8	-7.4%	315.4	15.5%

Tableau 45 : Détails des coûts pour la situation actuelle avec remboursement de la taxe sur les carburants, données pour des parcours ruraux.

Catégorie de coûts en CHF/100 km	Diesel		Électrique		Hydrogène	
	Coûts	%	Coûts	%	Coûts	%
CAPEX	25.0	8.5%	27.2	10.8%	31.2	9.9%
Maintenance	60.0	20.3%	30.0	11.9%	34.8	11.0%
Chauffeur	141.2	47.7%	141.2	55.8%	141.2	44.8%
Énergie	68.2	23.1%	21.5	8.5%	75.2	23.8%
Infrastructure	1.4	0.5%	5.6	2.2%	1.9	0.6%
Coûts totaux	295.7	réf.	225.6	-23.7%	284.3	-3.9%

Tableau 46 : Détails des coûts pour une réduction du CAPEX pour l'acquisition de bus électriques et à hydrogène de 50%, données pour des parcours ruraux.

Catégorie de coûts en CHF/100 km	Diesel		Électrique		Hydrogène	
	Coûts	%	Coûts	%	Coûts	%
CAPEX	25.0	8.5%	27.2	10.8%	31.2	9.9%
Maintenance	60.0	20.3%	30.0	11.9%	34.8	11.0%
Chauffeur	141.2	47.7%	141.2	55.8%	141.2	44.8%
Énergie	68.2	23.1%	21.5	8.5%	45.6	14.5%
Infrastructure	1.4	0.5%	5.6	2.2%	1.9	0.6%
Coûts totaux	295.7	réf.	225.6	-23.7%	254.7	-13.9%

Tableau 47 : Détails des coûts pour une réduction du CAPEX pour l'acquisition de bus électriques et à hydrogène de 50% ainsi que d'une réduction du coût de production d'hydrogène vert de 40%, données pour des parcours ruraux.

Annexe 5 - Revue de l'actualité

Bus

Titre	Date de publication	Lien	Résumé
World's first hydrogen double deckers arrive in Aberdeen	12.10.2020	https://www.theengineer.co.uk/hydrogen-double-deckers-aberdeen-wrightbus/	The world's first hydrogen-powered double decker bus has been revealed in Aberdeen, a move that demonstrates the city's commitment to tackling air pollution and implementation of its Net Zero Vision
50 hydrogen buses in operation and 200 ordered through EU-backed JIVE and JIVE 2 projects	09.10.2020	https://www.sustainable-bus.com/news/50-hydrogen-buses-in-operation-and-200-ordered-through-eu-backed-jive-and-jive-2-projects/	Over 200 hydrogen buses ordered through the EU-backed JIVE and JIVE 2 projects. The announcement comes from the Joint Initiative for Hydrogen Vehicles across Europe project, co-financed by the Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU). What is more, the first 50 buses are now in operation.

Autres moyens de transport

Titre	Date de publication	Lien	Résumé
Airbus Hopes to Be Flying Hydrogen-Powered Jetliners With Zero Carbon Emissions by 2035	27.10.2020	https://insideclimatenews.org/news/26102020/hydrogen-fueled-aircraft-clean-energy-emissions	The company says it is studying three designs for commercial air travel, but a host of complex problems remain related to producing "clean" hydrogen fuel.
World's first hydrogen truck fleet on course for Switzerland	12.10.2020	https://www.theengineer.co.uk/worlds-first-hydrogen-truck-fleet-hyundai-xcient/	Hyundai shipped the first 10 units of XCIENT Fuel Cell to Switzerland in July, 2020 and is planning to put 1,600 hydrogen trucks on Swiss roads by 2025.
Train à hydrogène : Siemens Energy et Siemens Mobility officialisent leur collaboration	06.10.2020	https://www.h2-mobile.fr/actus/train-hydrogene-siemens-energy-siemens-mobility-officialisent-collaboration/	Siemens Energy et Siemens Mobility ont signé un protocole d'accord pour développer et proposer conjointement des systèmes hydrogène pour le transport ferroviaire.
Hylas : un bateau à hydrogène pour le golfe de Morbihan en 2023	09.11.2020	https://www.h2-mobile.fr/actus/hylas-bateau-hydrogene-golfe-morbihan-2023/	Le projet Hylas (HYdrogen for Land, Integrated renewables And Sea) souhaite lancer un navire hydrogène pour assurer le transport de passagers entre Vannes et les îles du golfe du Morbihan.

Production d'hydrogène

Titre	Date de publication	Lien	Résumé
World's Largest Green Hydrogen Project Unveiled in Saudi Arabia	07.07.2020	https://www.greentechmedia.com/articles/read/us-firm-unveils-worlds-largest-green-hydrogen-project	Air Products, the world's leading hydrogen producer, plans to power a huge green hydrogen plant using 4 gigawatts of Saudi renewable electricity.
European Union Sets Gigawatt-Scale Targets for Green Hydrogen	09.07.2020	https://www.greentechmedia.com/articles/read/eu-sets-green-hydrogen-targets-now-blue-hydrogen-has-to-keep-up	The EU wants 40 gigawatts of electrolyzers installed within its borders by 2030, up from the 250 megawatts in place globally today.