

# Les carrefours d'appui à la transition énergétique : des pistes pour le développement de l'hydrogène vert au Québec

Étude réalisée par l'Institut de l'énergie Trottier pour le Bureau du développement de l'hydrogène vert et des bioénergies du ministère de l'énergie et des ressources naturelles.

Rapport d'analyse

Éloïse Edom  
Simon Langlois-Bertrand  
Elvire Chloé Agnès Mbog  
Normand Mousseau

Octobre 2022

## Les carrefour d'appui à la transition énergétique : des pistes pour le développement de l'hydrogène vert au Québec

Étude réalisée par l'Institut de l'énergie Trottier pour le Bureau du développement de l'hydrogène vert et des bioénergies, du ministère de l'énergie et des ressources naturelles.

Éloïse Edom, M. Ing., M. Sc. A.  
Simon Langlois-Bertrand, Ph. D.  
Elvire Chloé Agnès Mbog, stagiaire  
Normand Mousseau, Ph. D.

### À propos de l'Institut de l'énergie Trottier (IET)

L'Institut de l'énergie Trottier (IET) a été créé en 2013 grâce à une généreuse donation de la Fondation familiale Trottier. Sa mission consiste à former une nouvelle génération d'ingénieurs et de scientifiques qui comprennent les enjeux énergétiques afin de soutenir la recherche de solutions durables. L'IET vise ainsi à soutenir la transition énergétique qui s'impose en contribuant à la diffusion des connaissances et au dialogue sociétal sur les questions énergétiques.

Ce mandat permet à l'IET de se positionner comme une institution unique dans le secteur de l'énergie au Canada. Basé à Polytechnique Montréal, l'IET rassemble des professeurs-chercheurs de HEC Montréal, de Polytechnique Montréal et de l'Université de Montréal. Cette diversité d'expertises permet de former des équipes de travail transdisciplinaires, une condition essentielle à la compréhension systémique des enjeux énergétiques dans un contexte de lutte aux changements climatiques.

Institut de l'énergie Trottier  
Polytechnique Montréal  
2900, boulevard Édouard-Montpetit  
2500, chemin de Polytechnique  
Montréal (Québec) H3T 1J4  
Web : [iet.polymtl.ca](http://iet.polymtl.ca)  
Twitter : @EnergieTrottier

### Remerciements

Les auteurs tiennent à remercier le Bureau du développement de l'hydrogène vert et des bioénergies du ministère de l'énergie et des ressources naturelles pour le soutien financier ayant permis la réalisation de cette étude.

### Note aux lecteurs

Le contenu de ce rapport n'engage que ses auteurs et d'aucune façon les individus et les organisations qui en ont fait une relecture et fourni des commentaires.

## TABLE DES MATIERES

1.	Introduction.....	1
2.	La décarbonation des secteurs économiques.....	2
2.1.	Les émissions de GES du Québec et les cibles de décarbonation.....	2
2.2.	Les éléments de la méthodologie de l'Accélérateur de transition.....	5
2.3.	Les tendances actuelles de décarbonation dans les secteurs de l'économie québécoise.....	8
2.3.1.	Les émissions de GES au Québec.....	8
2.3.2.	Commentaires sur les secteurs et sous-secteurs économiques du Québec.....	9
3.	Concepts, et contexte de déploiement du marché de l'hydrogène au Québec.....	14
3.1.	Rappel des objectifs de l'étude.....	14
3.2.	Concept de carrefour d'appui à la transition énergétique.....	14
3.3.	Contexte de déploiement du marché de l'hydrogène.....	14
3.3.1.	Enjeux.....	14
3.3.2.	Prix cible de l'hydrogène.....	15
3.3.3.	La production d'hydrogène à faible émissions.....	18
3.3.4.	Le transport et le stockage.....	23
3.4.	L'état actuel de la production d'hydrogène au Québec.....	24
4.	Une première orientation de carrefour hydrogène : les mines.....	26
4.1.	Le portrait du secteur des mines au Québec.....	26
4.1.1.	Les émissions de GES, l'énergie et l'économie.....	26
4.1.2.	La main-d'œuvre.....	29
4.1.3.	Les acteurs.....	30
4.2.	Les opportunités et les barrières.....	32
4.3.	Proposition d'orientation d'un carrefour d'appui à la transition énergétique pour le secteur des mines	34
4.3.1.	Description de l'orientation axée sur les mines.....	35
4.3.2.	La caractérisation de la chaîne d'approvisionnement.....	36
5.	Autres orientations proposées.....	39
5.1.	Un carrefour technologique et sectoriel axé sur la chaleur industrielle.....	39
5.2.	Autres carrefours envisageables.....	41
5.3.	Un carrefour existant : le carrefour hydrogène d'Edmonton.....	41
6.	Conclusion et prochaines étapes.....	42
6.1.	Conclusion.....	42
6.2.	Les prochaines étapes.....	42

6.2.1.	Les étapes à suivre pour l'orientation axée sur les mines.....	42
6.2.2.	Étapes pour l'orientation chaleur industrielle .....	46
	Références.....	47
	ANNEXES.....	56
I.	Fiche : Projet de microréseau intégré (éolien et stockage), mine Raglan de Glencore .....	56
II.	Solutions technologiques .....	58
a.	Électricité : Approvisionnement et stockage .....	58
b.	Les véhicules hors-route.....	58
III.	Les acteurs.....	63
a.	Les acteurs rencontrés .....	63
b.	La cartographie des chaînes de valeur .....	64

## LISTES DES FIGURES

Figure 1 : Les émissions totales de gaz à effet de serre pour le Québec. 1990-2050.....	2
Figure 2 : Schéma du système énergétique canadien.....	3
Figure 3 : Schéma d'un système énergétique carboneutre .....	4
Figure 4 : Méthodologie en 4 étapes de l'Accélérateur de transition.....	5
Figure 5 : Les émissions de GES au Québec en 2019, en fonction des secteurs économiques (Total : 84 Mt éq CO <sub>2</sub> ).....	8
Figure 6 : Le coût du diesel, de l'électricité et du gaz naturel au Québec en 2022 .....	16
Figure 8 : Le prix cible de l'H <sub>2</sub> basé sur le gaz naturel .....	17
Figure 7 : Le prix cible de l'H <sub>2</sub> basé sur le prix du diesel.....	17
Figure 9 : La variation du prix actualisé de la production d'hydrogène, en \$/kg H <sub>2</sub> , en fonction du nombre d'heures d'opération et du prix du MWh d'électricité pour un électrolyseur de 4.2 MW de nos jours (a), et en 2030 (b). .....	21
Figure 10 : Les différentes options de transport, distribution, conversion, et stockage de l'hydrogène .	23
Figure 11 : L'évolution de la valeur des livraisons minérales du Québec 2000-2019 .....	27
Figure 12 : L'énergie consommée et les émissions de GES du secteur minier au Québec, 2000-2019....	27
Figure 13 : Schémas des sources de demande énergétique dans une mine de fer.....	28
Figure 14 : Répartition des établissements miniers en fonction de leur nombre d'employés.....	30
Figure 15 : Schéma d'une mine utilisant de l'hydrogène pour une partie de sa flotte de tombereaux...	35
Figure 16 : Schéma de l'écosystème minier dont l'énergie est décarbonée.....	36
Figure 17 : La chaîne d'influence des acteurs d'un carrefour axé sur le secteur des mines.....	45

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Commentaires sur les différents secteurs et sous-secteurs considérés .....	9
Tableau 2 : Le prix du carbone et son impact sur le prix du diésel et du gaz naturel .....	17
Tableau 3 : Les coûts projetés de production de l'hydrogène par RMV ou RA + CSC [\$/kg H <sub>2</sub> ] .....	21
Tableau 4 : Les caractéristiques principales des électrolyseurs à membrane échangeuse de protons (EMEP) et des électrolyseurs alcalins (EA) .....	19
Tableau 5 : Production d'hydrogène au Québec en 2021 .....	25
Tableau 6 : Les caractéristiques des mines québécoises .....	26
Tableau 7 : L'intensité énergétique de quelques minerais dans le contexte canadien .....	29
Tableau 8 : Exemple de caractéristiques de tombereaux .....	37
Tableau 9 : Ordres de grandeur des variables si 15 % du diésel actuellement consommé était remplacé .....	38
Tableau 10 : Les étapes à suivre pour la mise en place d'un carrefour axé sur le secteur minier .....	43
Tableau 11 : L'échéancier préliminaire pour la création d'un carrefour axé sur le secteur minier .....	44
Tableau 12 : Étapes pour la mise en place d'un carrefour pour la chaleur industrielle.....	46
Tableau 13 : La Cartographie à haut niveau de la chaîne de valeur du secteur minier .....	64
Tableau 14 : La cartographie à haut niveau de la chaîne de valeur du secteur du transport de marchandise .....	66

## 1. Introduction

L'hydrogène à faibles émissions de carbone est reconnu comme faisant partie du bouquet de solutions pour atteindre la carboneutralité sur la scène internationale. Toutefois, la création des nouvelles chaînes de valeur de l'hydrogène à faibles émissions de carbone<sup>1</sup> demeure complexe.

**L'objectif de ce rapport est de mener une réflexion stratégique pour identifier des orientations pouvant contribuer au déploiement et à la croissance du marché de l'hydrogène au Québec sur un horizon d'une quinzaine d'années.** À cette fin, l'étude s'appuie sur une méthodologie en quatre étapes développée par l'Accélérateur de Transition. Ces étapes sont les suivantes : 1) comprendre le fonctionnement du système, 2) élaborer des trajectoires, 3) évaluer et améliorer ces trajectoires et 4) passer à l'action. **Le carrefour d'appui à la transition énergétique** constitue l'un des outils utilisés pour appliquer cette méthodologie. **Il a pour mandat, entre autres, d'apporter son soutien à la mise en œuvre de solutions** en fédérant les acteurs clés et en coordonnant les efforts entrepris (analyses, projets, sources de financement, etc.). **Cette organisation travaille à la création d'une masse critique et à l'atteinte de la viabilité économique** pour un marché émergent sélectionné.

Cette démarche vise à ancrer le développement du marché de l'hydrogène dans l'objectif climatique à long terme, soit l'atteinte de la carboneutralité en 2050. Ce rapport s'inscrit dans le cadre de la Stratégie québécoise sur l'hydrogène vert et les bioénergies 2030 (MERN, 2022b). Il s'appuie sur les travaux déjà réalisés et sur diverses consultations avec des acteurs du milieu. **Ce rapport propose les prochaines étapes à entreprendre et constitue un point de départ pour commencer à rassembler les acteurs et déployer les carrefours proposés.**

Le chapitre 2 brosse un portrait des émissions de gaz à effet de serre au Québec et identifie les tendances liées à la décarbonation dans les différents secteurs économiques. Le chapitre 3 présente quelques concepts clés ainsi que les éléments de contexte qui ont été pris en compte pour évaluer diverses orientations possibles pour le déploiement du marché de l'hydrogène au Québec. Le chapitre 4 précise en détail l'orientation axée sur les mines qui est proposée. Le chapitre 5 présente d'autres orientations envisagées. En dernier lieu, après la conclusion, un plan résume les prochaines étapes à suivre.

---

<sup>1</sup> Dans ce rapport, on se réfère toujours à l'hydrogène à faibles émissions de carbone, à moins d'une indication contraire.

## 2. La décarbonation des secteurs économiques

### 2.1. Les émissions de GES du Québec et les cibles de décarbonation

Le Québec a publié en 2006 un premier plan d'action pour lutter contre les changements climatiques. Ce plan couvrait la période 2006-2012 et avait pour objectif une réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) de 6 % par rapport au niveau de 1990 (MELCC, s. d.). Cet objectif a été atteint et même dépassé. Selon les données de l'inventaire québécois des émissions de GES publié en 2020, les émissions ont diminué de 6,8 % par rapport à 2012. Le deuxième plan d'action du Québec couvrait la période 2013-2020 et avait pour objectif une diminution des émissions de 20 % par rapport au niveau de 1990. Les données de 2020 de l'inventaire officiel des GES du Canada indiquent que cet objectif n'a pas été atteint car la réduction totale des émissions en 2020 a été de 12 %, ce qui représente 8 % de moins que l'objectif cible pour 2020. Il faut donc procéder à des changements majeurs pour se réaligner sur une ou des trajectoires menant aux deux prochains objectifs que s'est fixés la province. Le premier changement important est inscrit dans la loi et il consiste à réduire les émissions de 37,5 % en 2030 par rapport au niveau de 1990. Le second changement d'importance annoncé par le gouvernement est l'atteinte de la carboneutralité en 2050 (Figure 1).

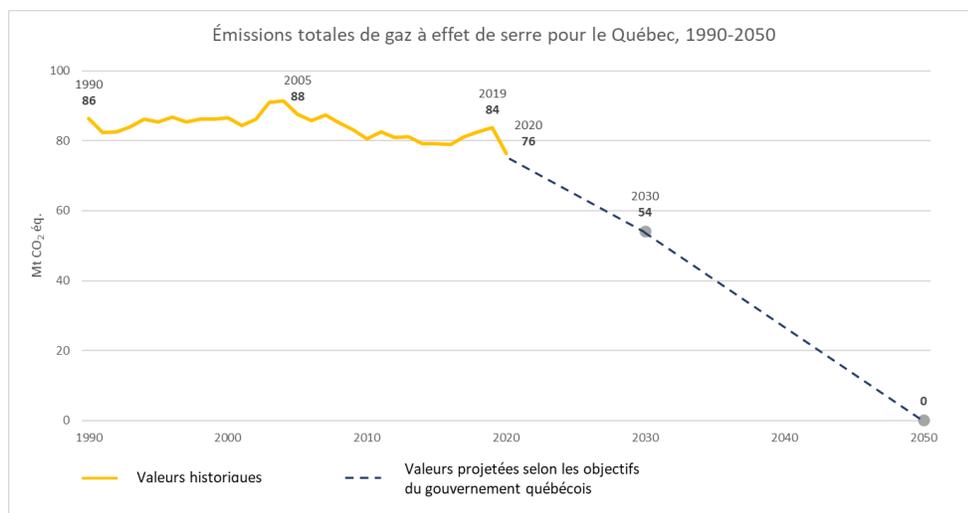
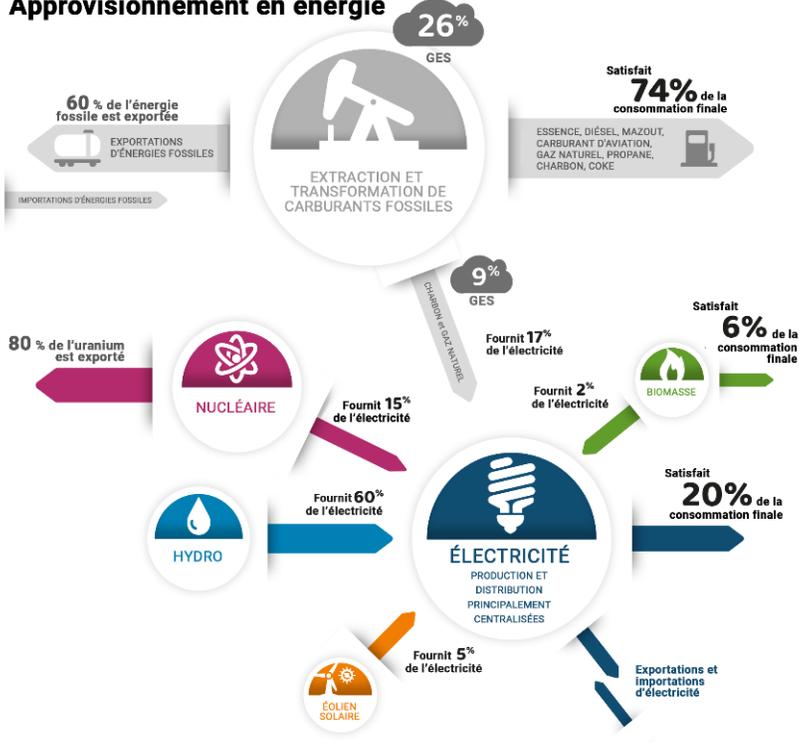


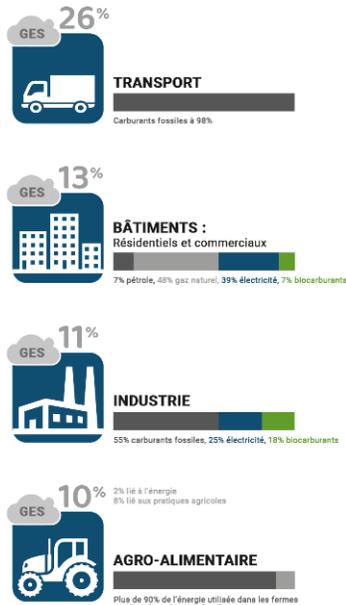
Figure 1 : Les émissions totales de gaz à effet de serre au Québec. 1990-2050  
(Tableau A11-11, ECCC, 2021; MELCC, s. d.)

Selon l'étude sur les « Perspectives énergétiques canadiennes 2021 » réalisée par l'Institut de l'énergie Trottier (2021), qui propose une comparaison des scénarios de transformation permettant d'atteindre différents objectifs de réduction des émissions de GES au Canada, l'objectif de la carboneutralité change complètement la donne. En effet, viser la carboneutralité implique des efforts substantiels de réduction des émissions de GES auxquels viendront s'ajouter des solutions de compensation pour les émissions résiduelles incompressibles. Ce nouveau paradigme implique une reconfiguration profonde de notre système énergétique en passant d'un système où les combustibles fossiles occupent une place prépondérante (Figure 2) pour se diriger vers un système où les énergies à faibles émissions seront prioritaires (Figure 3). Ce constat est également valide pour l'ensemble de la province de Québec.

**Approvisionnement en énergie**



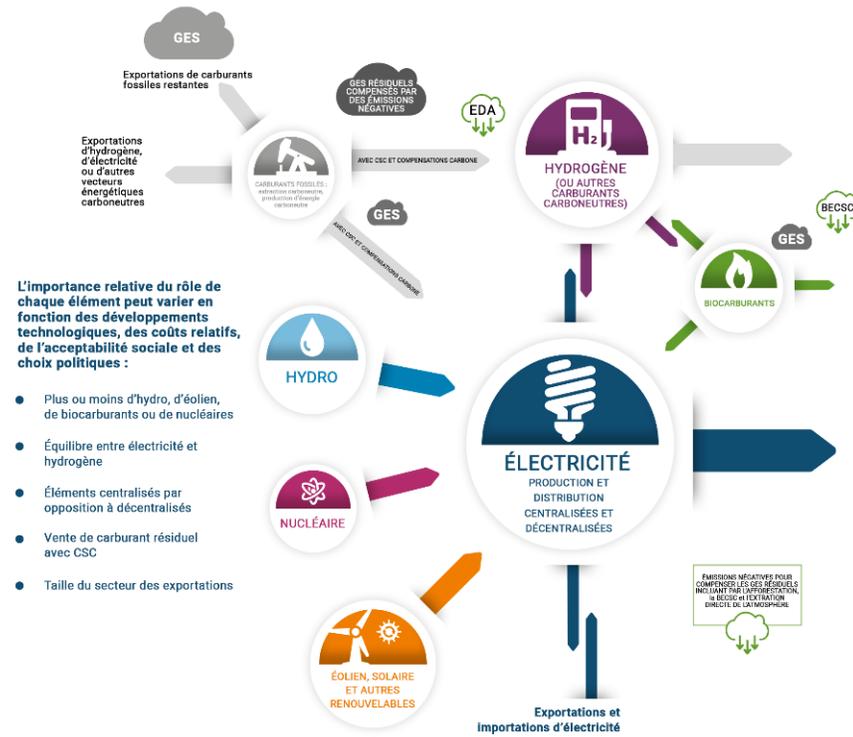
**Utilisation finale d'énergie**



Les émissions de GES des secteurs incluent les émissions de procédés.  
 Les émissions du secteur des déchets et des changements d'affectation des terres ne sont pas montrées ici.  
 Les émissions de GES du secteur de l'électricité ne sont pas montrées lorsqu'elles sont de moins de 50 g CO2 eq/kWh.

Figure 2 : Schéma du système énergétique canadien (Traduit de Meadowcroft, 2021)

### Approvisionnement en énergie



L'importance relative du rôle de chaque élément peut varier en fonction des développements technologiques, des coûts relatifs, de l'acceptabilité sociale et des choix politiques :

- Plus ou moins d'hydro, d'éolien, de biocarburants ou de nucléaires
- Équilibre entre électricité et hydrogène
- Éléments centralisés par opposition à décentralisés
- Vente de carburant résiduel avec CSC
- Taille du secteur des exportations

### Utilisation finale d'énergie

- TRANSPORT
- BÂTIMENTS : Résidentiels et commerciaux
- INDUSTRIE
- AGRO-ALIMENTAIRE

Figure 3 : Schéma d'un système énergétique carbonéutre (Traduit de Meadowcroft, 2021)

Un contexte géographique particulier ainsi que certaines décisions politiques prises dans le passé font que le Québec produit la majeure partie de son électricité à partir de barrages hydroélectriques. Cette situation lui confère une position unique au monde car son électricité est largement décarbonée et les barrages permettent une grande flexibilité d'opération. Ceux-ci offrent notamment la possibilité de procéder à un démarrage rapide des turbines pour répondre à la demande, ou encore la possibilité de stocker de l'énergie. Le Québec doit donc développer des solutions sur mesure pour paver sa voie vers la carboneutralité.

Les trois principaux secteurs à décarboner au Québec sont les secteurs de l'industrie, du transport et du bâtiment, en particulier le chauffage. À ceux-ci s'ajoutent d'autres secteurs, comme l'agriculture et les déchets, qui doivent également être décarbonés.

L'hydrogène à faibles émissions de carbone peut avoir sa place dans les trajectoires qui mèneront le Québec à la carboneutralité. Pour ce faire, il faut aller au-delà d'une approche qui consiste à identifier uniquement les situations où il est techniquement possible d'utiliser cet hydrogène à faibles émissions de carbone. Il est également nécessaire de préciser les utilisations où l'on trouve une valeur ajoutée par rapport à d'autres solutions en termes techniques, environnementaux et socio-économiques. Pour pouvoir répondre aux questions soulevées par la transition énergétique déjà en cours, il faut se doter d'outils pour construire les trajectoires qui nous mèneront vers un avenir souhaitable.

## 2.2. Les éléments de la méthodologie de l'Accélérateur de transition

Pour accélérer l'atteinte des objectifs de carboneutralité, l'approche dite « traditionnelle » qui vise à réduire de manière incrémentale et à moindre coût les émissions de GES suivant des jalons temporels doit être remplacée par une approche de transition axée sur l'objectif final qui est : la carboneutralité. Selon la définition de l'Accélérateur de transition (Meadowcroft, 2021), une telle approche consiste à accélérer les changements des systèmes ou des secteurs utilisés à grande échelle afin d'atteindre la carboneutralité, mais aussi dans le but de profiter d'autres avantages sociétaux qui ne sont pas

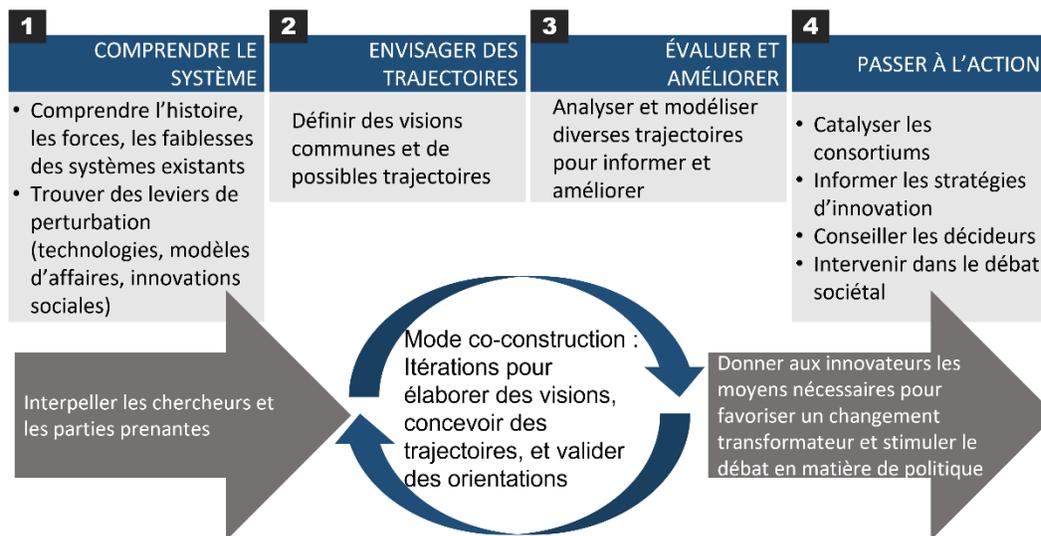


Figure 4 : Méthodologie en 4 étapes de l'Accélérateur de transition (Meadowcroft et al., 2019)

directement liés au climat. Ainsi, dans le but de développer des trajectoires de décarbonation, l'Accélérateur de transition a développé une méthodologie en quatre étapes ( Figure 4).

Cette méthodologie itérative en quatre étapes vise essentiellement à comprendre le fonctionnement des systèmes actuels afin de codévelopper, analyser et faire progresser des trajectoires de transition crédibles, performantes et convaincantes, et cela dans le but d'atteindre des objectifs sociétaux et économiques tels que la cible canadienne de carboneutralité en 2050. Cette approche se caractérise par l'intégration d'analyses critiques quantitatives et qualitatives des dimensions technologiques, sociales, économiques et politiques des trajectoires de transformation. L'accent sera mis sur le passage de l'analyse à l'action, à l'aide de carrefours d'appui à la transition.

<b><i>Encadré 1 : Les critères d'évaluation des éléments d'une trajectoire</i></b>	
<b>Crédible</b>	
<b>Maturité</b>	C'est le progrès réalisé dans le développement de l'option, soit son évolution depuis le concept de base vers la solution établie. Est-ce une technologie qui a dépassé le stade d'essais en laboratoire? Bénéficie-t-elle d'années d'expérimentation pratique?
<b>Viabilité économique</b>	C'est la compréhension que l'on a actuellement des coûts économiques de l'option par rapport aux alternatives, à l'heure actuelle et dans l'avenir.
<b>Acceptabilité sociale</b>	C'est la probabilité que cette option soit largement acceptée par le public. Y a-t-il des groupes ou des communautés susceptibles de s'opposer de manière active à son déploiement?
<b>Apte</b>	
<b>Adapté aux besoins/objectifs</b>	C'est la capacité d'une option à combler le besoin pour lequel elle est proposée, en se basant sur les performances actuelles et celles anticipées dans l'avenir.
<b>Potentiel de contribution à un avenir carboneutre</b>	C'est le potentiel de contribution de l'option à un avenir carboneutre : (a) en tant que partie de cet avenir, (b) en tant qu'étape nécessaire pour y parvenir ou (c) en tant qu'accélérateur de changement sectoriel. Bien que des technologies et des processus spécifiques dans une société à zéro émissions nettes puissent avoir des émissions de GES résiduelles, les solutions systémiques et sectorielles devraient pouvoir s'approcher le plus possible des émissions nulles afin d'éviter qu'il soit nécessaire de garantir des émissions négatives importantes ailleurs.

Attrayant / Convaincant	
<b>Pour les parties prenantes critiques</b>	C'est l'attrait de l'option pour les groupes ayant le potentiel de faire progresser son développement et sa mise en œuvre. Il peut s'agir d'acteurs des milieux commerciaux, sociétaux, autochtones ou gouvernementaux. Une option pour laquelle il n'y a pas de promoteurs actifs aura du mal à progresser. Les « parties prenantes critiques » peuvent inclure ou non les opérateurs historiques du secteur, le changement pouvant être stimulé par des innovateurs externes.
<b>Coûts et avantages</b>	Ce sont les gains ou les pertes sur le plan sociétal qui ne sont pas liés aux gaz à effet de serre associés au déploiement de cette option, qui peuvent soit encourager ou décourager sa mise en œuvre, et qui ont la possibilité d'entraîner une transformation du système.
<b>Opportunités de développement économique</b>	Ce sont les possibilités économiques pour le Canada dans un monde en voie de décarbonation. L'option peut-elle générer des emplois, créer des marchés, des occasions d'affaires et promouvoir l'avantage comparatif du Canada dans l'avenir?
Prioritaire	
<b>Priorité</b>	C'est la mesure dans laquelle l'option devrait retenir l'attention des décideurs d'aujourd'hui. Ce critère s'appuie sur l'évaluation des huit catégories susmentionnées, en mettant l'accent sur le potentiel stratégique d'accélération du mouvement du système vers le zéro net. Ce que le « statut prioritaire » implique actuellement pour les politiques et les investissements dépend de l'état de développement de l'option, de la phase de transition du secteur et du contexte économique et politique en général. Dans certains cas, l'action doit se concentrer sur l'accélération du déploiement immédiat; dans d'autres, des recherches, des essais ou des expériences supplémentaires peuvent être aujourd'hui nécessaires pour préparer un déploiement à plus grande échelle dans l'avenir.

## 2.3. Les tendances actuelles de décarbonation dans les secteurs de l'économie québécoise

### 2.3.1. Les émissions de GES au Québec

Le Québec a établi des cibles de réduction d'émission globale (-37,5% en 2030 par rapport à 1990, puis la carboneutralité en 2050). Pour les atteindre, l'approche sectorielle offre de nombreux avantages. En effet, comme chaque secteur a ses propres caractéristiques et contraintes, une approche par secteur permet d'avoir des problèmes de taille plus abordable à solutionner, ainsi que d'avoir une certaine homogénéité (partage de structures de financement, de technologies, de politiques économiques). D'autre part, une approche sectorielle intégrée permet d'aborder non seulement les changements technologiques nécessaires, mais aussi les changements en termes de modèles d'affaires, d'infrastructures, de marché et d'habitudes sociales. Ces démarches sectorielles doivent toutefois être coordonnées afin de pouvoir maintenir la cohérence et la consistance nécessaires dans les efforts déployés pour atteindre les objectifs globaux.

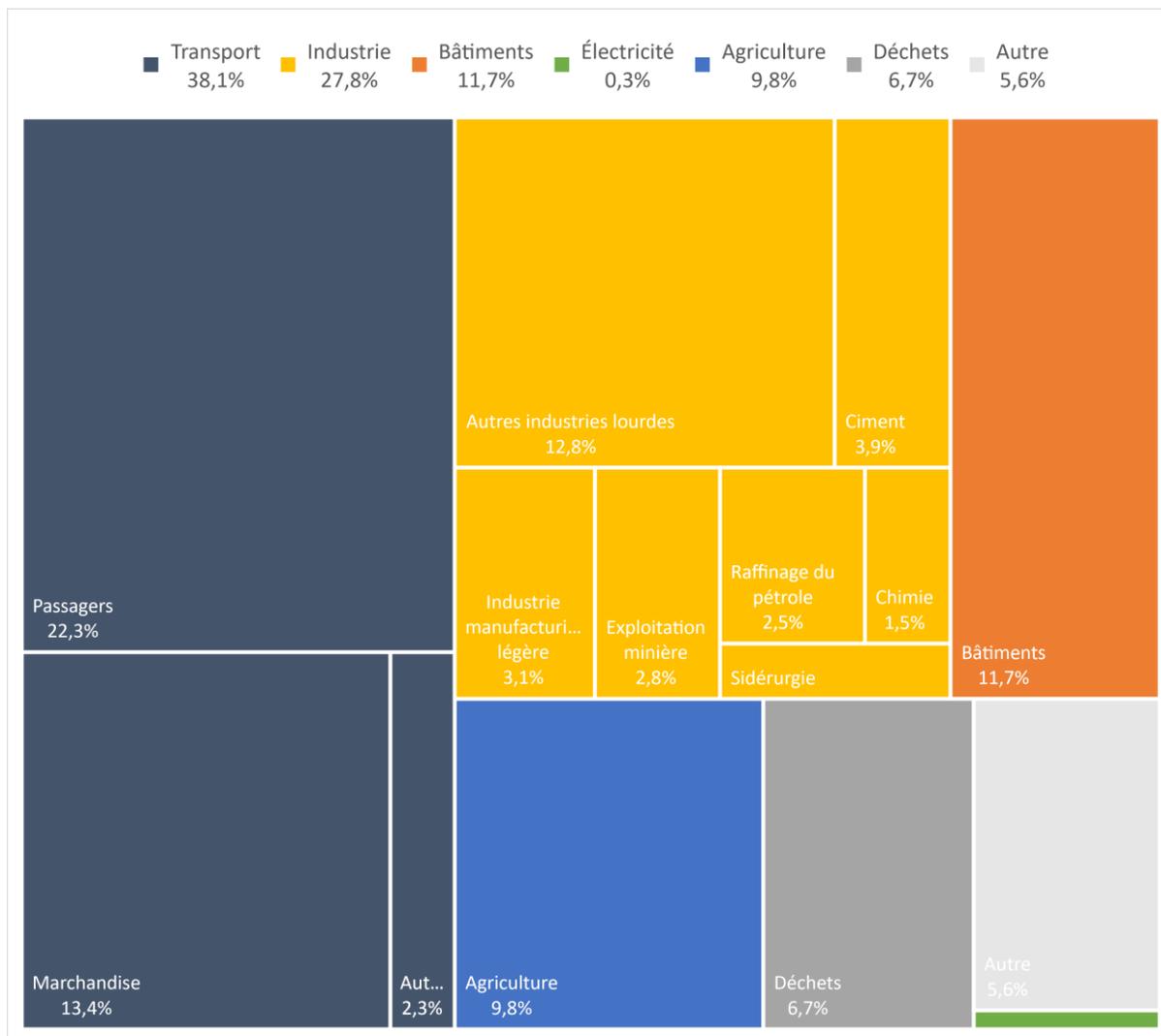


Figure 5 : Les émissions de GES au Québec en 2019, en fonction des secteurs économiques (Total : 84 Mt éq CO<sub>2</sub>) (ECCC, 2022)

Notes :

- Émissions de GES selon les secteurs économiques définis par ECCC
- Bâtiments : industrie des services, commercial, institutionnel et résidentiel; comprend la combustion fixe mais aussi l'électricité, les halocarbures et autres produits non énergétiques.
- Autres industries lourdes : Fonte et raffinage (métaux non ferreux, dont aluminium) + pâtes et papiers + chaux et gypse.
- Autre : pétrole et gaz (à l'exception du raffinage de pétrole) + construction + ressources forestières.

### 2.3.2. Commentaires sur les secteurs et sous-secteurs économiques du Québec

Le choix des secteurs et sous-secteurs qui ont été évalués pour définir l'orientation des carrefours d'hydrogène est basé sur les critères suivants :

- la place de ce secteur dans l'économie actuelle et future;
- le fait que, jusqu'à maintenant, l'électrification directe de ce secteur est difficile;
- le fait que l'hydrogène est déjà utilisé, ou qu'il existe des usages connus dans ce secteur au niveau des procédés ou au niveau énergétique;
- le prix payé par ce secteur pour l'énergie qu'il consomme; et
- le niveau d'émission de GES.

Tableau 1 : Commentaires sur les différents secteurs et sous-secteurs considérés

<b>Bâtiments</b>	<b>Bâtiments</b>	Le chauffage des espaces et de l'eau peut être électrifié directement. Les solutions qui semblent faire consensus sont les thermopompes, les réseaux de chaleur et le solaire (passif et actif). Toutefois, l'électrification du chauffage soulève des défis en ce qui concerne la gestion de la demande de pointe.	Pedroli & Mousseau, 2020, 2022; Rosenow, 2022
<b>Industrie</b>	<b>Ciment</b>	En 2020, le Québec compte quatre cimenteries qui émettent un peu plus de 3 Mt d'éq. CO <sub>2</sub> . Trois d'entre elles sont situées dans la région du Grand Montréal. Celle qui génère le plus d'émissions est la cimenterie de Port-Daniel en Gaspésie. Environ 65 % des émissions de GES proviennent du procédé, le reste découlant de la combustion de combustibles fossiles (charbon, gaz naturel, huile lourde). La principale piste avancée pour réduire les émissions provenant du procédé est l'utilisation du captage et de la séquestration des GES. Des efforts pour décarboner la combustion sont réalisés avec notamment le procédé Synergia de Ciment Québec, ou encore l'utilisation de biomasse comme le prévoit la cimenterie de Port-Daniel. Toutefois, des besoins énergétiques considérables, de l'ordre d'une	Ciment Québec, s. d.; ICI.Radio-Canada, s. d.; Pineau et al., 2019

		tonne de charbon par heure, rendent difficile le remplacement complet des combustibles fossiles.	
	<b>Raffinage du pétrole</b>	Deux raffineries sont en opération au Québec, soit celles des sociétés Énergie Valero à Lévis et Suncor à Montréal. Chacune d'elle émet plus d'un million de tonnes d'éq. CO <sub>2</sub> /an. Elles produisent près de 90 % (246,4 t H <sub>2</sub> /j) de l'hydrogène au Québec à partir de combustibles fossiles (gaz naturel et naphta lourd).	MELCC, 2021; Whitmore & Pineau, 2022

<b>Industrie</b>	<b>Chimie</b>	Deux entreprises de fabrication de produits chimiques génèrent de l'hydrogène en grande quantité comme sous-produit de leurs procédés, soit la société Olin à Bécancour qui utilise un procédé d'électrolyse chlorosoude, et la société Nouryon à Magog qui utilise un procédé de production de chlorate de sodium. Plusieurs industries au Québec consomment de l'hydrogène comme intrant de leur procédé, entre autres pour la production d'engrais, de cosmétiques et de matériel électronique tel que les semi-conducteurs. Il existe plusieurs solutions d'électrification directe pour remplacer la combustion produisant la chaleur nécessaire aux procédés (entre autres la biomasse, les thermopompes et les technologies électrothermiques).	Furszyfer Del Rio et al., 2022; MEI, s. d.; Meillaud, 2020; Pineau et al., 2019; Whitmore & Pineau, 2022; Pyonnier, 2022
	<b>Sidérurgie</b>	En grande partie grâce à son électricité décarbonée et abordable, le Québec compte de nombreux acteurs dans l'industrie de la sidérurgie, dont de grandes entreprises internationales comme les sociétés Arcelor Mittal et Rio Tinto Fer et Titane. La technologie des fours à arcs électriques est celle qui est la plus utilisée dans la province, et aucun haut fourneau n'est en exploitation. L'association canadienne des producteurs d'acier considère l'hydrogène à faibles émissions comme une option potentielle pour la production de chaleur des procédés, ou encore comme agent réducteur dans les procédés.	CSPA & CCRA, 2020
	<b>Autres industries</b>	Les producteurs d'aluminium, qui profitent également des caractéristiques avantageuses de l'électricité	Rio Tinto, 2022

	<b>lourdes (dont la production d'aluminium)</b>	<p>québécoise, sont très présents dans la province. Cette industrie émet entre 5 et 7 Mt d'éq. CO<sub>2</sub>. Parmi les efforts de décarbonation menés dans le secteur, citons les sociétés Alcoa et Rio Tinto qui ont développé un procédé d'électrolyse de l'aluminium qui élimine les émissions directes de GES provenant du procédé. Elles ont formé la coentreprise Elysis dont le siège social est situé à Montréal.</p> <p>En ce qui concerne l'industrie des pâtes et papiers, il existe plusieurs solutions d'électrification directe pour remplacer la combustion produisant la chaleur nécessaire aux procédés (entre autres la biomasse, les thermopompes et les technologies électrothermiques).</p>	
<b>Industrie</b>	<b>Industrie manufacturière légère</b>	<p>Il existe plusieurs solutions d'électrification directe pour le chauffage des espaces et la production de la chaleur nécessaire aux procédés (entre autres la biomasse, les thermopompes et les technologies électrothermiques). Toutefois, l'électrification de la production de chaleur pose des défis en ce qui concerne la gestion de la demande de pointe.</p>	Pineau et al., 2019
	<b>Exploitation minière</b>	<p>Les émissions générées par l'exploitation minière résultent principalement de la combustion de combustibles fossiles (plus de 80 % des émissions du secteur), en particulier du diesel qui sert à la mobilité de la machinerie et à la production de l'électricité. Au Québec, la chaleur générée sur les sites miniers est généralement produite à partir de mazout ou de coke. Une partie de la machinerie fixe fonctionne déjà à l'électricité, de même qu'une partie de la machinerie mobile (généralement par des systèmes à batterie). Les solutions considérées pour décarboner le secteur comprennent, entre autres, l'électrification, le remplacement des combustibles fossiles par des énergies renouvelables et le stockage de l'énergie pour produire de l'électricité (éolien, solaire, batteries lithium-ion, hydrogène) ainsi que l'automatisation des opérations.</p>	Pineau et al., 2019; Rogers et al., 2019; TUGLIQ Énergies Co., 2016; Zuliani et al., 2021

Les enjeux soulignés dans le tableau ci-dessus concernent surtout les aspects technologiques. Il existe d'autres considérations qui affectent la demande d'énergie, de services et de biens (changements comportementaux, optimisation de la conception des bâtiments, modification des stratégies d'urbanisme, réduction de la production, etc.); cependant, la nature même des secteurs que nous évaluons fait que ces aspects ne sont pas pris en considération dans ce tableau. De même, le secteur des déchets et celui de l'agriculture<sup>2</sup> n'ont pas été évalués dans le cadre de cette étude car, à court et moyen terme, nous considérons qu'ils ne jouent pas un rôle direct significatif dans le développement éventuel d'un marché de l'hydrogène.

### L'électricité

Le secteur de l'électricité au Québec est en situation de quasi-monopole avec la société d'État Hydro-Québec en ce qui a trait à la production, au transport et à la distribution d'électricité. Il existe toutefois quelques producteurs indépendants, surtout dans le secteur de l'éolien et les petites centrales hydroélectriques. Certaines communautés éloignées ne sont pas raccordées au réseau électrique d'Hydro-Québec et dépendent principalement de génératrices au diesel. L'électricité produite au Québec est largement décarbonée, mais l'ampleur de la croissance de la demande générée par l'électrification confronte la province à des défis de taille en ce qui concerne ses infrastructures électriques, tant au niveau de la production que du transport et de la distribution. L'électrification risque également d'accentuer les effets des pointes de demande. Plusieurs pistes sont évaluées pour gérer ces pointes de demande, notamment le stockage par batterie, le stockage thermique ou le stockage sous forme d'hydrogène (Edom et al., 2022). L'hydrogène peut aussi être brûlé directement dans une chaudière (Pyonnier, 2022).

### Le transport routier

Il existe un consensus concernant l'électrification directe des véhicules légers avec l'option des batteries lithium-ion. Cette tendance est moins prononcée pour les parcs de véhicules légers captifs à haute fréquence d'usage et les véhicules lourds (Hunter et al., 2021; IRENA, 2022; Kayser-Bril et al., 2021; Khan et al., 2022).

Bien que le transport lourd soit potentiellement un secteur de demande d'hydrogène, le choix a été fait de ne pas traiter ce secteur dans le présent rapport car nous estimons que ce secteur est moins mature que d'autres secteurs pour la technologie de l'hydrogène à causes des raisons suivantes :

- Il manque beaucoup de données récentes dans ce secteur (profil de déplacement routier, nombre de camions par catégorie, etc.). Les données des études les plus récentes (2019-2021) datent de 2006 (soit de plus de 16 ans) ou au mieux de 2015 (soit près de 7 ans). Les pratiques dans le secteur du transport de marchandises évoluant dans le temps, il est important d'avoir une information reflétant raisonnablement la réalité la plus récente possible. Il faut donc une phase de collection de données. Ce genre de tâches est très chronophage.

---

<sup>2</sup> Les engrais sont classés dans l'industrie chimique.

- De plus, choisir l'hydrogène pour le transport lourd implique des infrastructures importantes à l'échelle de la province, cela vient avec des risques qui peuvent être atténués et mieux appréhendés si la mobilité à l'hydrogène est testée dans des secteurs ayant un impact plus localisé.
- Plusieurs autres technologies à faibles émissions carbone sont envisagées par le secteur, une analyse comparative de celles-ci dépasserait de loin le mandat accordé ici.
- Le transport lourd est fortement lié au commerce interprovincial et international (USA), il serait toutefois possible de s'attaquer d'abord à certains corridors à l'intérieur de la province. Il faudrait tout de même travailler en collaboration avec les partenaires des autres provinces et des USA pour avoir une stratégie commune et cohérente.

#### Transport – autres

Les secteurs du transport maritime, ferroviaire et aérien n'ont pas été traités de manière approfondie dans cette étude. Toutefois, l'hydrogène possède le potentiel pour jouer un rôle dans la décarbonation de ces secteurs (IRENA, 2022).

### 3. Concepts, et contexte de déploiement du marché de l'hydrogène au Québec

#### 3.1. Rappel des objectifs de l'étude

Cette étude vise à **identifier et caractériser des orientations stratégiques** qui permettront le **déploiement et la mise à l'échelle du marché de l'hydrogène au Québec**, tout en restant compatibles avec les cibles de réduction de GES de la province et en particulier celle de la carboneutralité à l'horizon 2050. Les orientations proposées contribueront, sur **un horizon d'une quinzaine d'années**, à **créer une masse critique pour atteindre un marché de l'hydrogène qui soit compétitif du point de vue économique**.

#### 3.2. Concept de carrefour d'appui à la transition énergétique

Un carrefour d'appui à la transition énergétique est une organisation dont le mandat est de susciter et de mener un ensemble de dialogues stratégiques entre plusieurs acteurs intervenant à différentes étapes de la chaîne de valeur d'une technologie. Ce n'est pas une structure matérielle rigide régie par des procédures administratives lourdes. Le carrefour mise plutôt sur une approche agile et flexible capable de s'adapter rapidement aux changements locaux, régionaux, nationaux et même internationaux, ainsi qu'aux conditions particulières, risques et opportunités qui se présentent. Il s'appuie de manière continue sur des analyses multifacettes (techniques, environnementales et des modèles d'affaires, des modèles de financement, des barrières réglementaires et sociales, des chaînes de valeur) pour favoriser le passage à l'action en priorisant l'utilisation des technologies existantes et l'innovation des modèles d'affaires (Edom & Mousseau, 2022).

Un carrefour d'appui à la transition énergétique se définit de la manière suivante :

*Une organisation agile et flexible qui appuie la reconfiguration de systèmes en vue de la décarbonation de notre société. Pour un marché émergent sélectionné, elle travaille à la création d'une masse critique et à l'atteinte d'un fonctionnement viable économiquement en renforçant les maillons les plus faibles de la chaîne de valeur. À cette fin, elle s'appuie sur les technologies existantes, des analyses multifacettes et divers partenariats avec les secteurs public et privé.*

#### 3.3. Contexte de déploiement du marché de l'hydrogène

##### 3.3.1. Enjeux

En dépit des nombreuses incertitudes entourant le développement du marché de l'hydrogène, certains critères sont privilégiés pour identifier des secteurs ayant un potentiel de demande. Ces critères, qui s'appuient sur plusieurs études (IEA, 2022; IRENA, 2022; Lazard, 2021; Riemer et al., 2022), sont les suivants :

- Viser les secteurs où l'hydrogène apporte le plus de valeur ajoutée;
- Prioriser les usages où il n'existe pas actuellement de solutions alternatives viables;

- Favoriser une consommation locale de l'hydrogène car sa conversion et son transport sont énergivores;
- Prioriser les secteurs où l'hydrogène est déjà utilisé; et
- Viser des usages où la demande peut rapidement contribuer à une mise à l'échelle du marché de l'hydrogène.

L'hydrogène considéré dans cette analyse est surtout l'hydrogène marchand. Toutefois, certaines entreprises industrielles produisent de l'hydrogène qu'elles consomment sur site. Au Québec, par exemple, c'est le cas de la société Arcelor Mittal.

### 3.3.2. Prix cible de l'hydrogène

À court terme, l'hydrogène a le potentiel d'être un produit compétitif dans l'industrie, en particulier pour les véhicules lourds (mine, construction), comme intrant dans certains procédés industriels et, dans une moindre mesure, comme outil de gestion de la demande de pointe ou encore dans la production de chaleur (Tanguy et al., 2020; Riemer et al., 2022).

De manière générale, le coût de l'unité d'énergie peut grandement différer selon le vecteur énergétique utilisé, l'usage qui en est fait, ainsi que l'endroit où cette énergie est consommée. Au Québec en 2021-2022, les consommateurs raccordés au réseau d'Hydro-Québec ont payé leur électricité entre 0,057 \$/kWh<sup>3</sup> et 0,142 \$/kWh selon la catégorie de client (Hydro-Québec, 2021). Dans les communautés éloignées qui ne sont pas connectées au réseau, comme certaines communautés autochtones ou encore certains sites miniers, le prix du kilowattheure peut atteindre jusqu'à 1,20 \$ (TUGLIQ Énergies Co., 2016). La Figure 6 illustre bien cet écart. Elle montre aussi le coût du kilowattheure livré à Hydro-Québec annoncé dans le cas du projet d'Apuiat, soit 0,06 \$/kWh (en vert), ainsi que le coût estimé du kilowattheure pour un projet éolien de taille moyenne<sup>4</sup> dans les régions du nord du Québec, soit 0,15 \$/kWh (en vert) (ICI.Radio-Canada.ca, 2021; Zuliani et al., 2021).

---

<sup>3</sup> Toutes les valeurs monétaires sont en dollars canadiens sauf indication contraire.

<sup>4</sup> Selon Zuliani et al. (2021), un projet éolien de taille moyenne (40 MW) dans les régions éloignées du nord du Canada coûte de deux à trois fois plus cher qu'un projet de grande puissance dans les régions proches des grands centres.

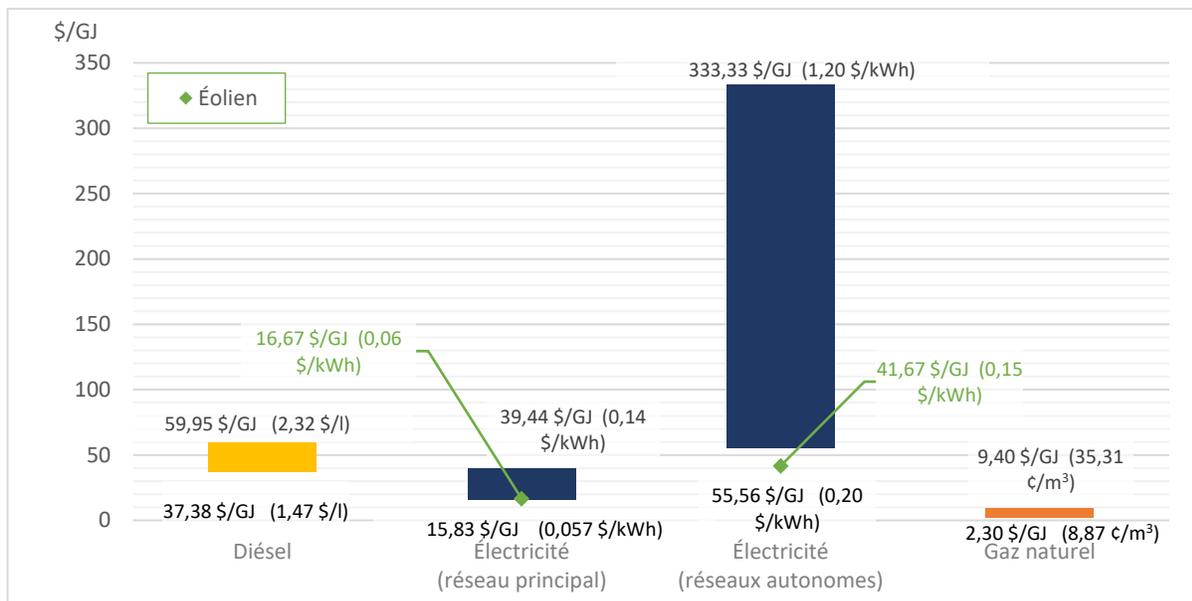


Figure 6 : Le coût du diesel, de l'électricité et du gaz naturel au Québec en 2022

En plus des prix de l'électricité, la Figure 6 présente l'indicateur quotidien du coût d'acquisition (IQCA) minimum et maximum pour le diesel au Québec en 2022 pour les régions de l'Abitibi-Témiscamingue, la Côte-Nord et le Nord-du-Québec (en excluant le Nunavik). L'IQCA a oscillé entre 1,49 \$/l et 2,56 \$/l en 2022 (Régie de l'énergie du Québec, 2022c). Cet IQCA est défini comme étant une évaluation de ce qu'il en coûte à un détaillant pour acquérir le carburant (Régie de l'énergie du Québec, 2022a). Il comprend le prix minimal à la rampe de chargement (PMRC)<sup>5</sup>, le coût minimal de transport du produit entre le point d'approvisionnement et l'essencerie ainsi que les taxes fédérales et provinciales. **Les grands consommateurs de diesel, comme les mines, peuvent négocier de gré à gré des contrats avec les grossistes afin d'obtenir un prix d'achat plus compétitif. Ces prix sont confidentiels et donc inaccessibles au public**, mais ils sont fort probablement plus proches du PMRC que du prix à la pompe (González, 2020).

Depuis 2017, le prix de fourniture du gaz naturel est en deçà de 10 \$/GJ (37,9 ¢/m³). À ce prix de fourniture s'ajoutent entre 5 et 7 \$/GJ pour prendre en compte les coûts de transport, d'équilibrage, des ajustements liés aux inventaires, de la distribution et des frais liés au SPEDE (Système québécois de plafonnement et d'échange de droits d'émission) (Énergir, s. d.). Le prix du gaz naturel livré est comparable à celui de l'électricité dans le sud du Québec pour les clients industriels et il est nettement inférieur à celui du diesel.

<sup>5</sup> Le PMRC comprend le prix du pétrole brut, la marge de raffinage, la quote-part payable au MERN ainsi que les frais relatifs au SPEDE (Régie de l'énergie du Québec, 2022a).

Selon la Figure 8, et **considérant un prix livré du diésel pour les grands consommateurs qui est compris entre 1,004 \$/l et 1,944 \$/l<sup>6</sup>**, l'hydrogène devient compétitif sans subvention pour des prix livrés cibles compris entre 3,63 \$/kg et 7,04 \$/kg lorsque que l'on ne tient pas compte de l'efficacité relative<sup>7</sup> des technologies. Par exemple, si on prend en compte cette notion dans le cas de véhicules hors route lourds

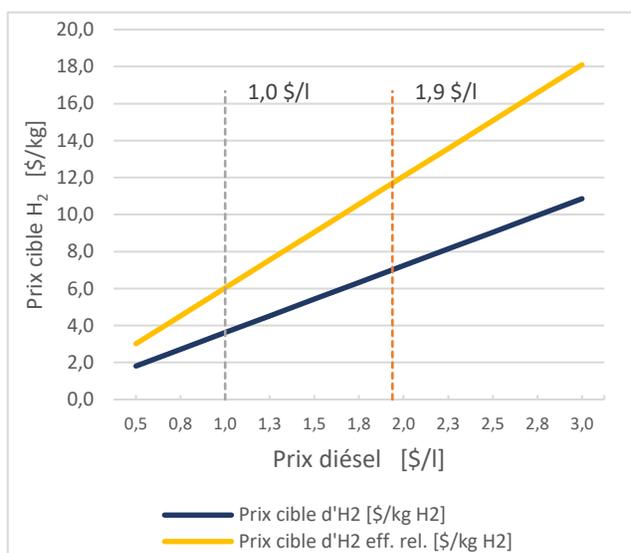


Figure 8 : Le prix cible de l'H<sub>2</sub> basé sur le prix du diésel

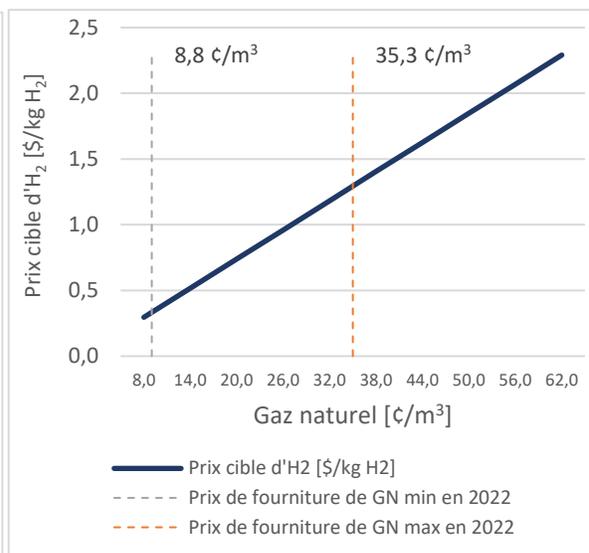


Figure 7 : Le prix cible de l'H<sub>2</sub> basé sur le gaz naturel

(secteur minier) en supposant une efficacité relative de 0,6<sup>8</sup>, le prix cible de l'hydrogène se situe entre 6,06 \$/kg et 11,73 \$/kg. Selon la Figure 7, **pour être compétitif avec les prix du gaz naturel actuels au Québec, l'hydrogène devrait atteindre un prix cible qui se situe environ entre 0,5 \$/kg et 1,3 \$/kg.**

Avec l'augmentation des frais relatifs au SPEDE qui composent le prix du diésel, comme le montre le Tableau 2, de même que la tendance à la hausse du prix du pétrole observée au port de New York depuis 2016<sup>9</sup>, il est probable que le prix du diésel au Québec continuera de croître dans l'avenir en dépit des oscillations du marché.

Tableau 2 : Le prix du carbone et son impact sur le prix du diésel et du gaz naturel (Lecavalier, 2022; MELCC, 2022)

	2022 QC	2030 QC	2030 CA
Prix du carbone [\$/t <sub>éq CO2</sub> ]	38,3	97	170
Impact sur le prix du diésel [€/L]	10,7	27,2	47,7
Impact sur le prix du gaz naturel [€/m <sup>3</sup> ]	7,3	18,4	32,3

<sup>6</sup> Ces valeurs sont les PMRC minimums et maximums rapportés par la Régie de l'énergie du Québec entre janvier et août 2022.

<sup>7</sup> L'efficacité relative = efficacité du moteur thermique au diésel/efficacité du moteur électrique alimenté par une pile à combustible.

<sup>8</sup> On suppose ici un rendement de 0,5 pour un véhicule lourd fonctionnant avec une pile à combustible hydrogène, et 0,3 pour un véhicule lourd à moteur diésel à combustion interne (Ballard, 2021).

<sup>9</sup> Note basée sur la figure 16 de González (2020) et sur la Régie de l'énergie du Québec, 2022b.

En résumé, le prix actuel du gaz naturel rend son remplacement par l'hydrogène difficile à court et moyen termes dans la plupart des usages sans recourir à un ensemble de mesures pour soutenir et favoriser ce changement. Il existe déjà de plus en plus d'opportunités pour décarboner certains usages employant du diesel, en particulier dans les régions éloignées où ce carburant peut être très coûteux, notamment en raison du coût du transport. Malgré des prix d'électricité qui sont encore faibles par rapport au prix de l'hydrogène à faibles émissions, celui-ci peut jouer un rôle pour faire face au défi grandissant de la gestion de la demande de pointe auquel sont confrontés les systèmes électriques.

### 3.3.3. La production d'hydrogène à faible émissions

#### 3.3.3.1. Le reformage de méthane à la vapeur ou le reformage autotherme avec CSC

Actuellement, la technologie la plus utilisée pour la production d'hydrogène à travers le monde est le reformage de méthane à la vapeur (RMV). Comme le montre le Tableau 5 de la section 3.4, en 2021, plus de 95 % de l'hydrogène produit au Québec provient du gaz naturel ou de produits pétroliers (naphta lourd). Les technologies utilisant des énergies fossiles produisent un hydrogène ayant une intensité carbone d'environ 8 à 12 kg d'éq. CO<sub>2</sub> par kg d'H<sub>2</sub> (figure 17, Gouvernement du Canada, 2020; Neisiani et al., 2020).

**Certaines provinces, comme l'Alberta, étudient la possibilité de coupler le procédé de reformage de méthane à la vapeur, ou le procédé de reformage autotherme (RA), à un système de captage et séquestration du carbone (CSC) afin de produire un hydrogène à faibles émissions de carbone, soit environ 0,9 à 3,1 kg d'éq. CO<sub>2</sub> par kg d'H<sub>2</sub> à un taux de captage de CO<sub>2</sub> de 90 %. L'hydrogène produit à partir de cet ensemble de technologies (RMV ou RA + CSC) est couramment appelé hydrogène bleu. Son coût de production est grandement influencé par le prix du gaz naturel. Dans l'étude technico-économique portant sur la chaîne de valeur de l'hydrogène pour le transport lourd en Alberta, Khan et al. (2022) calculent les plages de coût de production de l'hydrogène bleu au Canada pour trois horizons temporels. Ces coûts de production varient en fonction de la capacité de production quotidienne d'une centrale (100 à 600 t H<sub>2</sub>/j) et du prix du gaz naturel (1 à 17 \$/GJ). Le cas de figure étudié est celui d'une production centralisée, et les auteurs supposent un taux de rendement de 8 % sur le coût du capital investi.**

**En prenant un prix du gaz naturel de 5 \$/GJ, ce qui est proche de la valeur médiane du prix du gaz au Québec pour 2021-2022<sup>10</sup>, et une production de 100 t H<sub>2</sub>/j, le prix de production d'un kilogramme d'hydrogène serait de 2,3 \$/kg H<sub>2</sub> (14,3 \$/GJ H<sub>2</sub>) à court terme et de 2 \$/kg H<sub>2</sub> (16,4 \$/GJ H<sub>2</sub>) en 2030.**

La production d'hydrogène à faibles émissions par RMV ou RA + CSC est compétitive en termes de coûts pour une production centralisée. Toutefois, elle présente plusieurs inconvénients :

- Elle nécessite de passer par des étapes de purification, surtout si l'hydrogène est destiné à être utilisé dans une pile à combustible;

---

<sup>10</sup> 5 \$/GJ ≈ 4,64 \$/GJ, valeur médiane calculée pour 2021-2022 à partir de l'historique du prix de référence Énergir (Énergir, s. d.).

- Elle n'est pas adaptée à une production décentralisée car les coûts du système de CSC ne sont compétitifs qu'à partir d'environ 1 Mt CO<sub>2</sub> captée par an. Cela implique une production d'hydrogène par RMV ou RA d'au moins 400 t H<sub>2</sub>/j;
- La séquestration de carbone nécessite un sous-sol ayant des caractéristiques géologiques spécifiques qu'on ne retrouve pas dans tous les cas; et
- La technologie de CSC présente encore beaucoup d'incertitudes.

Au Québec, le potentiel de stockage géologique est limité (Bédard et al., 2012, 2017; Konstantinovskaya et al., 2011). Il serait donc peut-être judicieux de réserver le CSC aux procédés industriels pour lesquels il n'existe pas actuellement de solutions de décarbonation complètes et déployables, par exemple pour la production de ciment. De plus, le Québec n'étant pas un producteur de gaz naturel, cette production ne présente donc que peu d'attrait pour la province.

Il serait toutefois possible, dans une certaine mesure, d'importer de l'hydrogène bleu des autres provinces. Pour que cette option soit envisageable, il faudrait que le prix de production, de conditionnement (compression et/ou liquéfaction), de transport et de livraison soit compétitif avec le coût de la production locale par électrolyse.

### 3.3.3.2. L'électrolyse à partir d'électricité à faibles émissions de carbone

Au Québec, l'accent est mis sur la production d'hydrogène à faibles émissions de carbone par électrolyse (MERN, 2022b). En 2021, l'hydrogène produit par électrolyse ou obtenu comme sous-produit d'un autre procédé chimique représente environ 4 % de la production totale du Québec. Il existe plusieurs technologies d'électrolyse, soit :

- L'électrolyse alcaline (EA);
- L'électrolyse à membrane échangeuse de protons (EMEP); et
- L'électrolyse à oxyde solide (EOS).

Les électrolyseurs à oxyde solide n'ont pas atteint un stade de commercialisation comparable à celui des deux autres technologies.

Tableau 3 : Les caractéristiques principales des électrolyseurs à membrane échangeuse de protons (EMEP) et des électrolyseurs alcalins (EA)

(Cummins, 2022; IEA, 2022; IEA, 2019; Langlois-Bertrand et al., 2021; Neisiani et al., 2020)

	EMEP	EA
<b>Pression d'opération [bars]</b>	15-30	2-10
<b>Durée de vie du système (an)</b>	10-20	20-30
<b>Efficacité [kWh/kg H<sub>2</sub>]</b>	51-55	55-60
<b>Démarrage à froid [min]</b>	<10	>15

<b>Coût actuel [\$/kW]</b>	1220-2750	760-2140
<b>Coût à l'horizon 2030 [\$/kW]</b>	1070	880
<b>Inconvénients</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nécessite l'utilisation d'eau d'une grande pureté</li> <li>• Coût d'investissement généralement plus élevé</li> <li>• Durée de vie typiquement plus courte</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Dynamique lente</li> <li>• Plage de fonctionnement plus réduite (de 10 à 110 % de la charge nominale)</li> <li>• Pression de fonctionnement limitée</li> <li>• Électrolyte corrosif</li> </ul>
<b>Avantages</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Conception compacte</li> <li>• Produit de l'H<sub>2</sub> d'une très grande pureté (&gt; 99,995 %)</li> <li>• Produit de l'H<sub>2</sub> déjà comprimé réduisant les besoins de compression pour le stockage et le transport</li> <li>• Dynamique rapide</li> <li>• Plage de fonctionnement large (de 0 à 160 % de la charge nominale)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Technologie bien établie</li> <li>• Coût d'investissement généralement plus faible</li> <li>• Représente 60 % de la capacité de fabrication d'électrolyseurs à travers le monde</li> </ul>

La technologie EMEP est considérée comme étant celle qui est la plus apte à fonctionner à partir d'une électricité produite par des énergies renouvelables variables, grâce, entre autres, à sa capacité à démarrer rapidement et à sa large plage de fonctionnement, comme l'indique le Tableau 3. Toutefois, avec une conception des équipements auxiliaires adaptée, les électrolyseurs alcalins peuvent offrir des performances équivalentes (IRENA, 2020).

Le coût de production d'hydrogène par électrolyse dépend de plusieurs facteurs, notamment du coût d'investissement de l'électrolyseur, du prix de l'électricité alimentant le procédé et de l'efficacité de l'électrolyseur. L'amélioration technique et l'augmentation de la production des électrolyseurs contribueront à faire diminuer leur coût d'investissement (IEA, 2019, 2022; IRENA, 2020). **Dans la Figure 9, on note que pour un prix de l'électricité de 6 ¢/kWh (prix d'achat par Hydro-Québec du kilowattheure annoncé pour le projet éolien d'Apuiat dont la mise en service est prévue pour 2024), le coût actualisé estimé de production d'hydrogène en 2022 varie entre 4,1 \$/kg H<sub>2</sub> et 6,7 \$/kg H<sub>2</sub>, selon le facteur de charge de l'électrolyseur, et il peut éventuellement diminuer d'ici 2030, pour se situer entre 3,6 \$/kg H<sub>2</sub> et 5,5 \$/kg H<sub>2</sub>.**

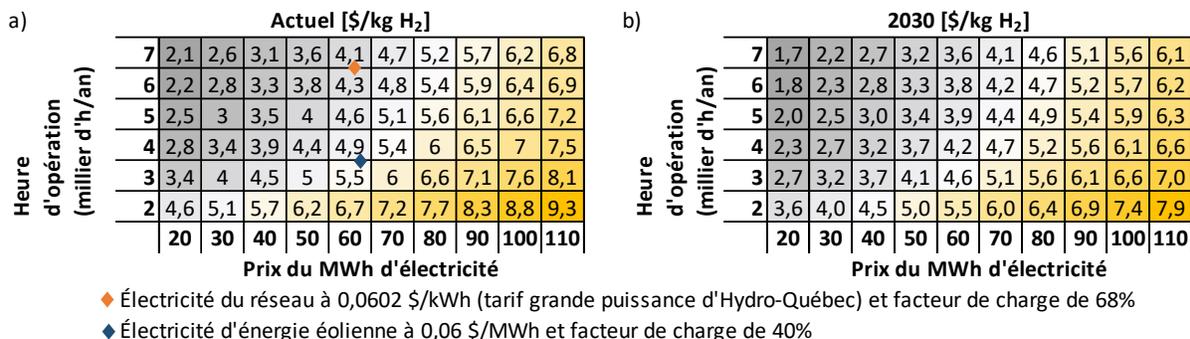


Figure 9 : La variation du prix actualisé de la production d'hydrogène, en \$/kg H<sub>2</sub>, en fonction du nombre d'heures d'opération et du prix du MWh d'électricité pour un électrolyseur de 4.2 MW de nos jours (a), et en 2030 (b).

(Figure adaptée du rapport de Khan et al. 2022).

Notes :

- Efficacité de l'électrolyseur : 52 kWh/kg H<sub>2</sub>
- Le facteur de charge pour l'électricité du réseau, soit 68 %, provient du rapport « The future of hydrogen » (IEA, 2019). Ce facteur se base sur l'existence d'un prix de l'électricité qui varie en fonction de la pointe de demande. Ce mécanisme est peu présent au Québec. Il pourrait donc être raisonnable de supposer un facteur de charge qui soit plus élevé.
- Le facteur de charge pour l'éolien (40 %) provient de l'article de Zuliani et al., 2021.
- Les calculs sont faits pour un CAPEX d'électrolyseur de 1 377 \$/kW pour le tableau a, et un CAPEX de 1 071 \$/kW pour le tableau b (IEA, 2019).

Avec le prix actuel du kilowattheure au Québec pour les clients industriels connectés au réseau (5.70 ¢/kWh et 7.96 ¢/kWh (Hydro-Québec, 2021)), et les plus récents prix kilowattheure livré de l'éolien au Québec, l'hydrogène pourrait être livré à un prix compétitionnant celui du diesel sous certaines conditions. Parmi elles, deux conditions ont été identifiées :

- l'usage de l'hydrogène dans les régions éloignées où le prix du diesel est élevé;
- la production et l'utilisation localisées pour éviter les coûts de transports (IRENA, 2020).

Avec le prix actuel du kilowattheure au Québec pour les clients industriels connectés au réseau (5,70 ¢/kWh et 7,96 ¢/kWh (Hydro-Québec, 2021)), et les prix les plus récents du kilowattheure livré de l'éolien au Québec, l'hydrogène pourrait être livré à un prix pouvant compétitionner avec celui du diesel sous certaines conditions. Parmi ces conditions, deux ont été identifiées, soit :

- L'utilisation de l'hydrogène dans les régions éloignées où le prix du diesel est élevé; et
- La production et l'utilisation localisées pour éviter les coûts de transport (IRENA, 2020).

À l'horizon 2030, les coûts actualisés de l'éolien devraient continuer à décroître, ce qui augmentera l'attrait de cette énergie pour alimenter la production d'hydrogène (NREL, 2022). Le Tableau 4 résume les coûts projetés de production de l'hydrogène.

Tableau 4 : Les coûts projetés pour la production de l'hydrogène par RMV ou RA + CSC et par électrolyse [\$/kg H<sub>2</sub>]

(Khan et al., 2022)

	2022	2030	2050	
RMV ou RA + CSC	1,2-4,8	1,0-4,5	1,0-4,4	Prix du gaz naturel variant de 1 à 17 \$/GJ Échelle de production variant de 100 à 600 t H <sub>2</sub> /j
Électrolyse	2,1-9,3	1,7-7,9	1,3-6,5	Prix de l'électricité variant de 20 à 110 \$/MWh Heures d'opération de l'électrolyseur variant de 2000 à 7000 h/an

Dans les cas où l'eau nécessaire à l'électrolyse doit être dessalée et/ou transportée, les coûts associés sont faibles, de l'ordre de 0,5 % du coût d'électrolyse pour le dessalement et de 0,07 \$/100 km pour le transport (IEA, 2022). Il existe d'autres technologies de production d'hydrogène à faibles émissions de carbone, telles que la pyrolyse de la biomasse. Ces technologies n'ont cependant pas encore atteint le stade de commercialisation à moyenne/grande échelle et ne sont donc pas analysées dans cette étude.

### 3.3.3.3. L'hydrogène produit à partir de biomasse

Bien que sa part actuelle dans la production mondiale d'hydrogène soit négligeable, la production d'hydrogène à partir de biomasse pourrait être appelée à jouer un rôle important dans les efforts de décarbonation. Par exemple, là où des ressources adéquates se trouvent concentrées, cette production pourrait voir son coût diminuer. En supposant une gestion active de la biomasse assurant son renouvellement rapide, une telle production représenterait également une alternative à faibles émissions par rapport à l'électrolyse qui a été décrite ci-dessus.

On classifie généralement les méthodes utilisées pour une telle production selon deux catégories distinctes, soit les méthodes thermochimiques et les méthodes biochimiques (Neisiani et al., 2020). Dans les méthodes thermochimiques, l'hydrogène est obtenu soit par gazéification ou par pyrolyse de la biomasse solide ou liquide. On forme ainsi un mélange gazeux contenant du CO<sub>2</sub> et de l'H<sub>2</sub> qui, par la suite, peut être traité pour isoler l'hydrogène. Lorsque l'on procède par pyrolyse, la biomasse est chauffée rapidement en absence d'air. La ressource est ainsi vaporisée, pour être ensuite condensée en bio-huile. La phase suivante, qui est nécessaire, consiste en une gazéification permettant de produire un gaz de synthèse qui, encore ici, nécessite une étape finale de purification pour en extraire l'hydrogène.

La seconde catégorie, soit celle des méthodes biochimiques, utilise le biogaz issu de la digestion anaérobie de biomasse résiduelle, par exemple des résidus agricoles, des eaux usées industrielles ou provenant de stations d'épuration. Le biogaz ainsi obtenu peut ensuite être purifié pour produire du méthane, lequel peut subir un reformage à la vapeur comme décrit à la section 3.3.3.1.

Pour que la production d'hydrogène à partir de biomasse présente un intérêt dans une perspective de décarbonation, il faut toujours porter une attention particulière à deux aspects. En premier lieu, la disponibilité continue et la qualité de la ressource utilisée demande une gestion attentive du cycle d'approvisionnement de cette production. Par exemple, les ressources en résidus forestiers nécessitent parfois une décontamination (par exemple, le bois peut contenir des impuretés métalliques susceptibles d'endommager les équipements de traitement pour la gazéification). D'autre part, l'approvisionnement de ces ressources doit être coordonné afin de s'assurer de disposer de quantités suffisantes pour permettre une production qui soit rentable. En second lieu, le CO<sub>2</sub> relâché par le traitement du mélange gazeux annule l'effet de stockage naturel de CO<sub>2</sub> par la biomasse utilisée. Il existe toutefois un potentiel de captage appliqué à ces procédés, ce qui permettrait d'en faire une production à faibles émissions, souvent considérée comme étant négative en termes d'émissions nettes, puisque le CO<sub>2</sub> capté et stocké est retiré de l'atmosphère lors du cycle de vie de la biomasse utilisée (IEA, 2022). Pour qu'elle soit complète, cette comptabilisation demande toutefois de prendre en compte l'impact d'une telle

utilisation sur la biomasse existante. Autrement dit, il faut s'assurer de la soutenabilité de la ressource si sa coupe est utilisée pour remplir ces objectifs.

Nonobstant ce potentiel, il n'existe qu'un seul projet en développement au Québec qui utilise la biomasse, soit celui de H2V à Bécancour (voir le Tableau 5), dont la mise en service est prévue pour 2024. Quant au captage des émissions, la première usine de gazéification de biomasse pour la production d'hydrogène avec captage du CO<sub>2</sub> pourrait être achevée en 2025 (IEA, 2022). Actuellement, il y a peu d'informations disponibles concernant les coûts liés à ces projets.

### 3.3.4. Le transport et le stockage

Dans le cas d'une production à grande échelle qui est centralisée, l'hydrogène doit être transporté jusqu'au lieu de consommation. Dans un tel cas, une chaîne d'approvisionnement générale comprend les étapes suivantes : la production, la préparation (conversion en vecteur liquide comme l'ammoniac, si applicable; purification; compression), le transport ainsi que la station de ravitaillement ou simplement le poste de distribution sur le lieu de consommation.

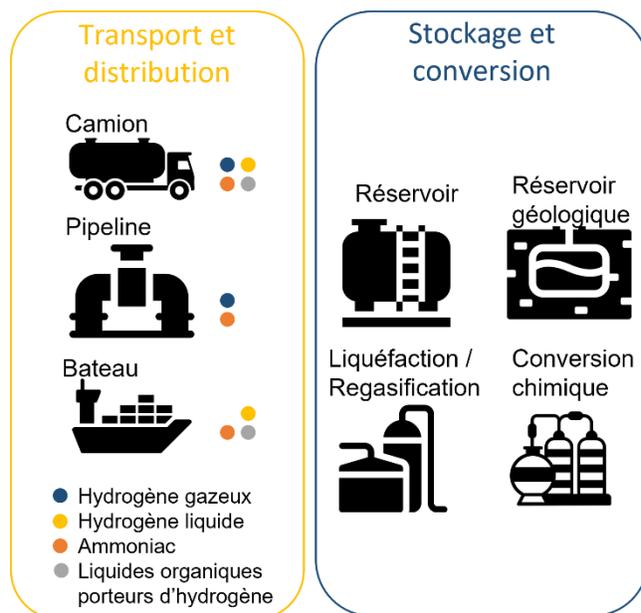


Figure 10 : Les différentes options de transport, distribution, conversion, et stockage de l'hydrogène

Le choix du mode de transport, et les coûts associés, dépendent principalement de la quantité Le choix du mode de transport et les coûts qui y sont associés dépendent surtout de la quantité d'hydrogène qui doit être transportée par jour, ce qui équivaut à la demande quotidienne, la distance parcourue et la pureté requise pour l'hydrogène (IEA, 2019). Toutefois, quelques tendances sont soulignées par l'Agence internationale de l'énergie (IEA, 2019) et Khan et al. (2022). Ces tendances sont les suivantes :

- Actuellement, pour transporter des quantités de tailles faibles ou modestes (< 100 t<sub>pj</sub><sup>11</sup>), le transport d'hydrogène gazeux comprimé par camion est l'option la plus intéressante.

<sup>11</sup> t<sub>pj</sub> : tonnes par jour

- À l'horizon 2030, les gazoducs ou pipelines (pour vecteurs liquides) sont les options de transport les plus compétitives en termes de coûts pour de grandes quantités ( $\geq 100$  tpj) et de longues distances. Au-delà d'une distance de 3 500 km, les vecteurs liquides deviennent l'option la moins chère, et l'option du transport par navire devient compétitive.
- Les chaînes de valeur possibles pour l'hydrogène sont toutes intensives en capital, ce dernier étant dominé par le CAPEX qui peut représenter entre 45 et 65 % du total (l'ordre de grandeur est de plusieurs millions de dollars canadiens).

Dans le cas d'une production décentralisée, le besoin de transport est presque inexistant et, bien souvent, l'hydrogène comprimé ou liquéfié répond aux besoins, ce qui permet d'éviter les coûts de conversion et reconversion en vecteurs liquides tels que l'ammoniac ou les liquides organiques porteurs d'hydrogène (LOPH).

### 3.4. L'état actuel de la production d'hydrogène au Québec

Plusieurs projets de production d'hydrogène sont actuellement en exploitation ou en développement au Québec (Tableau 5). Comme c'est le cas ailleurs qu'au Québec, la majeure partie de cette production provient du reformage de méthane et de naphta lourd, bien que la mise en service prochaine de plusieurs électrolyseurs soit prévue. Un seul projet de gazéification de biomasse, utilisant des matières résiduelles, est en cours de développement; sa mise en service est prévue pour 2024.

Pour le moment, il faut noter que cette production vise essentiellement des clients locaux. L'absence d'infrastructures de stockage, de transport et de distribution, qui demeurent très coûteuses, fait en sorte qu'il y a très peu de commerce d'hydrogène (autant entre régions qu'à l'international).

Dans sa revue des développements prévus liés à l'hydrogène, et particulièrement en ce qui concerne le commerce international, l'Agence internationale de l'énergie indique que malgré une évolution rapide des chaînes de valeur pour le commerce international, l'immense majorité de la production est toujours planifiée avec des visées locales. On note, entre autres, que l'hydrogène continuera souvent à être produit dans des grappes industrielles, soit près de son lieu d'utilisation (IEA, 2022).

Si des infrastructures de transport et de distribution sont en cours de développement à travers le monde, elles demeurent très coûteuses, quel que soit le mode de transport utilisé (pipeline, navires, etc.). Par conséquent, plusieurs des projets d'exportation sont planifiés comme faisant partie intégrante de carrefours industriels situés à proximité d'installations portuaires. Comme la plupart des pôles d'utilisation industrielle de l'hydrogène au Québec ne présentent pas ces caractéristiques géographiques, il semble difficile d'envisager ce genre de développement pour le Québec. De plus, la mise à niveau des systèmes de distribution gaziers pour l'hydrogène demande des transformations significatives et la gestion de problèmes de sécurité importants.

Tableau 5 : Production d'hydrogène au Québec en 2021

Adapté de (Whitmore & Pineau, 2022)

	Capacité de production [kgH <sub>2</sub> /j]	Lieu	Technologie	Intrant ou puissance installée	Commentaires	
En exploitation	Station Harnois	200	Québec	Électrolyse	1 MW	Station-service. Alimente 50 véhicules appartenant au gouvernement provincial et à la Ville de Québec.
	Air Liquide	8 200	Bécancour	Électrolyse	20 MW	-
	Messer Canada (Nouryon)	1 400	Magog	Électrolyse de chlorate de sodium	-	Nouryon produit de l'H <sub>2</sub> gazeux comme sous-produit d'électrolyse dans le procédé de production du chlorate de sodium (dés herbant et pyrotechnie) et le vend à Messer qui le purifie et le liquéfie pour la vente. La capacité de production ci-contre correspond à celle de Messer à liquéfier l'H <sub>2</sub> gazeux, or la quantité d'H <sub>2</sub> produit par Nouryon, qui n'est pas connue, est potentiellement plus grande.
	Air Liquide (Olin)	2 000	Bécancour	Électrolyse chlore-soude	-	Le volume d'H <sub>2</sub> généré comme sous-produit du procédé de production de chlore et de soude caustique varie. L'H <sub>2</sub> est capté, acheminé et vendu à l'installation d'Air Liquide qui le purifie pour la vente.
	Air Liquide	16 000	Bécancour	Reformage du méthane	Gaz naturel	-
	Suncor	96 393	Montréal	Reformage du méthane	Gaz naturel	-
	Valero	150 000	Lévis	Reformage catalytique	Naphta lourd	Reformage servant à améliorer l'octane du naphta dont la réaction chimique produit de l'H <sub>2</sub>
À l'étude / en développement	Éthanol cellulosique Varennes	-	Varennes	Électrolyse	88 MW	Mise en service prévue : fin 2023. L'usine alimentera la future usine de biocarburants Recyclage Carbone Varennes (RCV). Capacité de production potentielle de 34 619 kgH <sub>2</sub> /j
	Grenfield Global	-	Varennes	Électrolyse	60 MW	Mise en service prévue : fin 2025. Production d'H <sub>2</sub> , méthanol et GNR. Capacité de production potentielle de 26 000 kgH <sub>2</sub> /j
	Charbone Corporation	-	Sorel-Tracy	Électrolyse	0.5 MW	Projet en cinq phases, dont la première, de 0,5 MW, permettra de produire 230 kgH <sub>2</sub> /j et débutera en avril 2022. Le projet vise un total de 20 MW afin de produire 9 000 kgH <sub>2</sub> /j.
	Évolugen-Gazifère	-	Gatineau	Électrolyse	20 MW	Hydrogène pour injection dans le réseau de distribution gazier de Gazifère. Capacité estimée d'environ 425 000 GJ (soit près de 10 000 kg/jour).
	H2V Énergies	-	Bécancour	Gazéification par torche à plasma	Matières résiduelles	Mise en service prévue : 2024. Capacité de production potentielle de 36 986 kgH <sub>2</sub> /j. Matière résiduelle : rejets de bois de construction, écorces, plastiques et papiers non recyclables.

## 4. Une première orientation de carrefour hydrogène : les mines

### 4.1. Le portrait du secteur des mines au Québec

#### 4.1.1. Les émissions de GES, l'énergie et l'économie

En 2019, le secteur des mines au Canada a consommé environ 1 500 PJ d'énergie et a émis près de 90 Mt d'éq. CO<sub>2</sub>. Au Québec, la consommation d'énergie s'est élevée à 43 PJ et les émissions étaient de 2,3 Mt d'éq. CO<sub>2</sub>, ce qui représente un peu moins de 3 % des émissions totales du Canada en 2019 (ECCC, 2022).

Le Québec possède une longue histoire d'exploitation minière. En 2019, on recense 26 mines actives, et plus d'une dizaine de projets sont considérés comme étant avancés (Institut de la statistique du Québec, 2021; Table jamésienne de concertation minière, 2020). Les sites miniers se retrouvent dans neuf régions dont les trois principales sont le Nord-du-Québec, l'Abitibi-Témiscamingue et la Côte-Nord. À elles seules, ces trois régions étaient responsables de plus de 75 % de la valeur totale des livraisons minérales du Québec en 2019. Les principaux minerais exploités, en termes de valeur, sont l'or, le minerai de fer et la silice. En 2020, le Québec a produit 31 % de l'or et 56 % du minerai de fer au Canada (Ressources naturelles Canada, 2022). Présentement, il n'existe qu'une seule mine de graphite active au Canada et elle est située au Québec. Toutefois, plusieurs projets sont en cours, dont un qui est en phase de démonstration au Québec et dont l'exploitation commerciale devrait commencer d'ici un à trois ans (Nouveau Monde Graphite, 2022).

Tableau 6 : Les caractéristiques des mines québécoises

<b>Types de mines</b>	Fosse Mine souterraine
<b>Minerais exploités<sup>12</sup></b>	Argent, cadmium, cobalt, cuivre, diamant, graphite, ilménite, iridium, lithium, matériaux de construction, minerai de fer, nickel, niobium, or, palladium, platine, rhodium, ruthénium, silice, zinc
<b>Régions</b>	Abitibi-Témiscamingue, Capitale-Nationale, Côte-Nord, Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine, Laurentides, Mauricie, Nord-du-Québec, Outaouais, Saguenay-Lac-Saint-Jean

<sup>12</sup> Pour une liste plus complète des minerais métalliques et non métalliques exploités, voir *La production minérale au Québec en 2019* (Institut de la statistique du Québec, 2021).

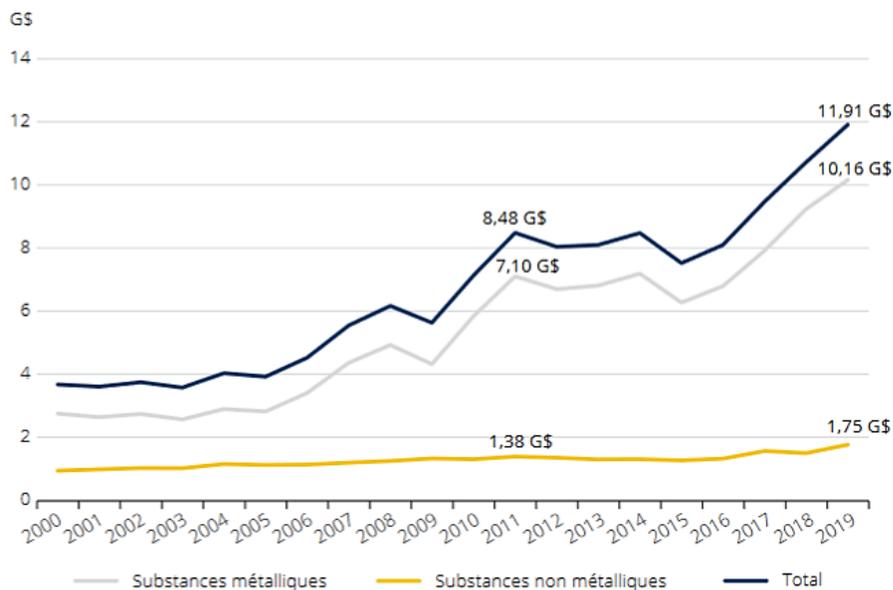


Figure 11 : L'évolution de la valeur des livraisons minérales du Québec 2000-2019

Tiré de (Institut de la statistique du Québec, 2021)

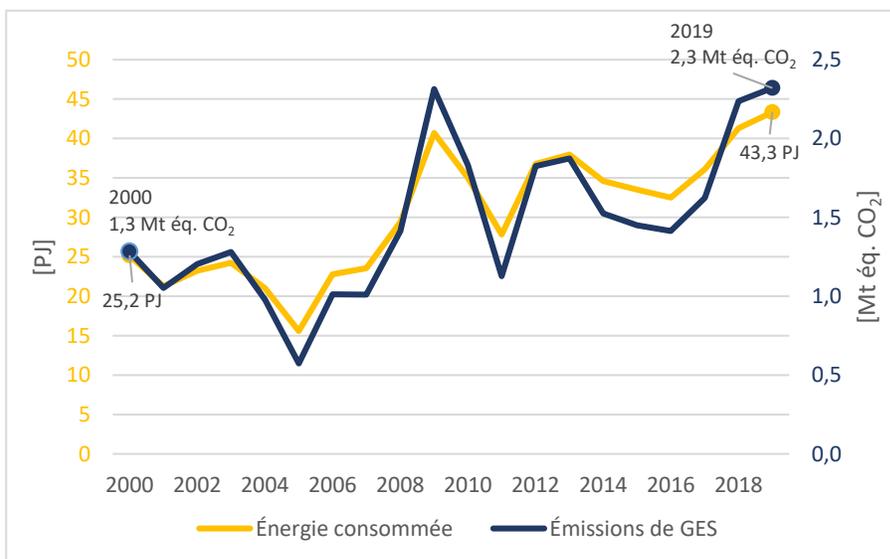


Figure 12 : L'énergie consommée et les émissions de GES du secteur minier au Québec, 2000-2019

(Secteur industriel – Québec, Tableau 12, Ressources naturelles Canada, s. d.)

Les Figure 11 et Figure 12 montrent l'évolution de la valeur de la livraison minérale, de la consommation d'énergie et des émissions de GES du secteur minier au Québec depuis l'année 2000. On remarque d'abord que la valeur des livraisons minérales poursuit une tendance vers la croissance entre 2000 et 2019. Ainsi, la valeur de livraison des substances métalliques a plus que triplé durant cette période, passant d'un peu moins de 3 G\$ à environ 10 G\$. Cette augmentation de l'extraction et de la production de minerais entraîne également un accroissement de 72 % de l'énergie consommée et de 77 % des émissions de GES; en 2019, cela représentait 43,3 PJ et 2,3 Mt d'éq. CO<sub>2</sub> respectivement. **Les principaux vecteurs énergétiques consommés sont le diesel (32 %), l'électricité (32 %) et le mazout lourd (23 %)**

(Ressources naturelles Canada, s. d.). Le diésel est surtout utilisé pour les équipements mobiles, l'électricité plutôt pour les équipements stationnaires, et en particulier la ventilation dans le cas des mines souterraines, tandis que le mazout lourd sert exclusivement à la production de chaleur pour des procédés comme le bouletage de minerai de fer (Allen, 2021; Katta et al., 2020). La Figure 13 présente un schéma détaillé de la demande énergétique dans une mine pour deux types différents de minerais de fer, soit la magnétite et l'hématite, qui sont les types de minerais les plus présents au Canada. De nos jours, les mines éloignées des réseaux électriques existants produisent généralement leur électricité à partir de génératrices au diésel, ou plus rarement à partir de centrales au gaz naturel. L'énergie est le deuxième plus important poste de dépenses en termes d'opérations après celui de la main-d'œuvre (TUGLIQ Énergies Co., 2016).

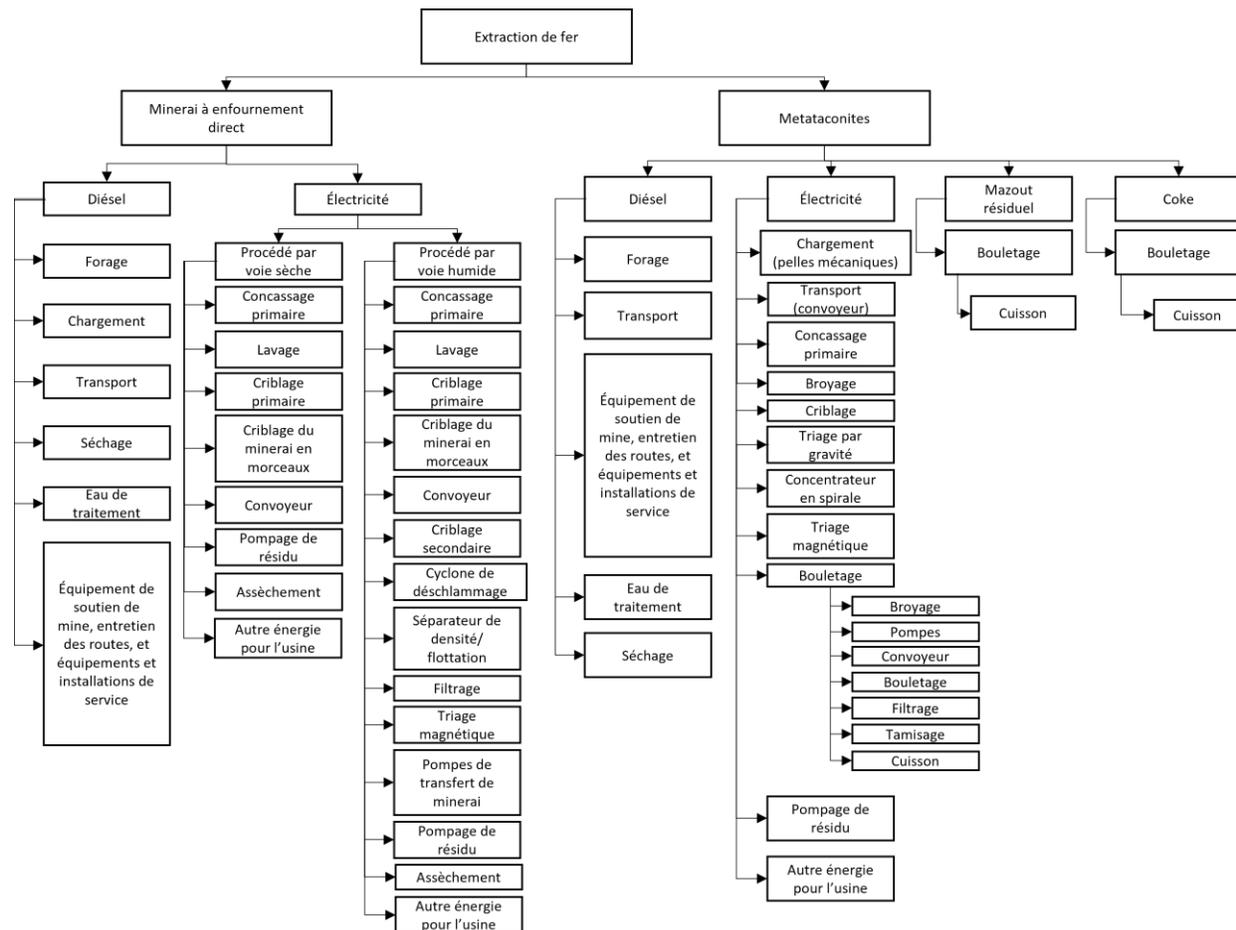


Figure 13 : Schémas des sources de demande énergétique dans une mine de fer  
Traduit de Katta et al. (2020)

**La consommation d'énergie et les émissions de GES d'une mine dépendent de plusieurs facteurs, en particulier du minerai exploité, du type de mine (fosse ou mine souterraine), mais aussi de la taille de la mine.** Par exemple, la consommation moyenne d'énergie d'une mine d'or au Canada en 2016 est de l'ordre de 150 GJ/kg de produit, tandis que celle d'une mine de fer est de 0,7 GJ/t de produit (Katta et al., 2020; Ulrich et al., 2020). La consommation énergétique est nettement plus élevée pour les mines d'or, et ce, pour plusieurs raisons. Tout d'abord, les minerais ayant des teneurs très différentes, l'écart

peut être de plusieurs ordres de grandeur; il faut donc extraire plus ou moins de matière pour produire un kilogramme de minerai. Par exemple, l'or a une teneur de l'ordre de 5 ppm (1 000 t de matériau extrait pour produire 5 kg d'or) alors que le minerai de fer a une teneur allant de 15 à plus de 60 % (dans le cas de 50 %, 2 t de matériau extrait pour produire 1 t de minerai de fer). De plus, la très grande majorité des mines d'or sont souterraines et ont donc besoin de grands systèmes de ventilation, ce qui n'est pas le cas des mines de fer qui, au Québec, sont toutes des exploitations à ciel ouvert. Il existe d'autres raisons liées notamment aux procédés d'extraction et de concentration des minerais et à la localisation de la mine. **En termes de GES, les ordres de grandeur des intensités d'émissions sont de 8 620 kg d'éq. CO<sub>2</sub>/kg de produit pour les mines d'or, de 33 kg d'éq. CO<sub>2</sub>/t de produit pour les mines de fer, et de 380 kg d'éq. CO<sub>2</sub>/t de matériau transformé pour le graphite** (Engels et al., 2022; Katta et al., 2020; Ulrich et al., 2022).

Tableau 7 : L'intensité énergétique de quelques minerais dans le contexte canadien (Allen, 2021; Engels et al., 2022; Katta et al., 2020; Ulrich et al., 2022)

	Total [GJ/t de produit]	GES [kg éq. CO <sub>2</sub> /t de produit]
Or - fosse	150 000	8 620 000
Minerai de fer - magnétite + bouletage	0,7	33
Graphite	3,1	380

Le Québec est un grand exportateur de minerai de fer. Une grande partie du minerai exporté est conditionné sous forme de boulettes; ces dernières sont utilisées dans les hauts fourneaux servant à fabriquer de l'acier. Le procédé de bouletage, généralement réalisé sur le site de la mine, est très énergivore à cause des hautes températures des fours de cuisson qui peuvent atteindre jusqu'à 1 350 °C; on parle d'un peu plus de 1 GJ/t produite (Katta et al., 2020; Moraes et al., 2018; Pineau et al., 2019). C'est principalement du mazout lourd qui est utilisé comme combustible, ce qui en fait un procédé à fortes émissions de GES.

#### 4.1.2. La main-d'œuvre

Le bassin de main-d'œuvre du secteur minier compte environ 18 000 travailleurs et travailleuses. Près de 50 % des établissements miniers comptent de 50 à 500 employés. Toutefois, deux très grands établissements ont plus de 1 000 employés, soit la mine Mont-Wright (minerai de fer) détenue par la société Arcelor Mittal et la mine Raglan (nickel et cuivre) propriété de la société Glencore Canada (Figure 14). Les trois régions du Québec responsables de 75 % des valeurs de livraison de minerai concentrent près de 60 % des emplois. Selon l'étude « Estimation des besoins de main-d'œuvre du secteur minier au Québec 2019-2023 avec tendances 2028 » réalisée par la Table jamésienne de concertation minière (2020) pour le compte du Comité sectoriel de main-d'œuvre de l'industrie des mines, le nombre d'emplois dans le secteur minier aura tendance à demeurer stable jusqu'en 2028. Toutefois, une forte proportion de la main-d'œuvre devra être renouvelée durant la période 2019-2023 à cause des départs à la retraite et des migrations extrasectorielles.

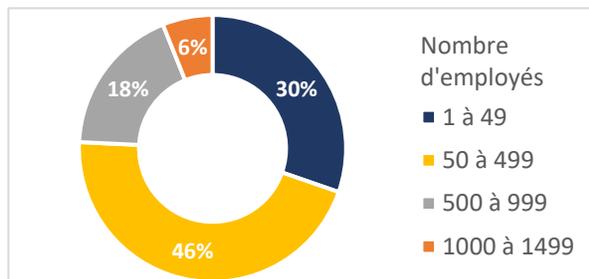


Figure 14 : Répartition des établissements miniers en fonction de leur nombre d'employés.

(Institut de la statistique du Québec, 2021)

Note : Cette répartition est basée sur un nombre total de 33 établissements comprenant les fosses, les mines souterraines, les concentrateurs et les usines de bouletage. Les fonderies, les affineries et les usines de transformation de cuivre, chaux, ciment et mica ne sont pas prises en compte.

#### 4.1.3. Les acteurs

Actuellement, les trois plus grands acteurs en termes de taille d'entreprise (établie en fonction du nombre d'employés, mais aussi en termes de valeur de livraison) sont les suivants :

- La société Glencore Canada Corporation avec deux mines situées dans la région du Nord-du-Québec, extrayant du cuivre, du nickel et du zinc;
- La société Arcelor Mittal Exploitation Minière Canada qui détient deux mines de minerai de fer et une usine de bouletage dans la région de la Côte-Nord; et
- La société Mines Agnico Eagle qui exploite quatre mines d'or en Abitibi-Témiscamingue.

**Plusieurs minéraux sont appelés à jouer un rôle incontournable pour atteindre l'objectif d'une société faible en carbone, tant à l'échelle du Québec que du monde entier.** Parmi ces minéraux figurent notamment le lithium et le graphite (Hund et al., 2020). Les sous-sols du Québec renferment d'importantes réserves de ces minerais. La production de ces minerais est actuellement limitée au Canada, toutefois, plusieurs projets sont présentement actifs. **Au Québec, sept projets sont en cours de réalisation pour l'exploitation du lithium et un pour le graphite** (MERN, 2022a). Les exploitations de lithium ont tendance à être des projets de mines à ciel ouvert, et c'est également le cas pour les exploitations de graphite. Les acteurs pilotant ces projets sont, entre autres, la société Nemaska Lithium, rachetée en 2020 par Investissement Québec et d'autres partenaires, ou encore la société Nouveau Monde Graphite (NMG). Cette dernière a démarré ses activités à une échelle de démonstration en 2018 et poursuit actuellement la mise à l'échelle de ses opérations. Une fois le projet complété, cette mine, située dans la région de Lanaudière au Québec, sera la plus grande mine de graphite naturel d'Amérique du Nord.

La société NMG est un acteur d'intérêt dans le cadre des efforts de décarbonation du Québec, non seulement à cause du minerai que l'entreprise exploite, mais aussi par ses engagements envers le développement durable. Elle a, entre autres, comme objectif d'électrifier entièrement ses activités à la mine et au concentrateur situé à Matawinie. Afin d'atteindre cet objectif, l'entreprise mise sur une connexion au réseau d'Hydro-Québec lui donnant accès à de l'électricité à très faible empreinte carbone, et sur un partenariat avec le manufacturier Caterpillar pour électrifier l'ensemble de ses équipements mobiles d'ici 2028.

Dans une étude sur les engins hybrides et électriques dans le secteur minier au Québec parue en 2022, l'Institut national des mines a fait plusieurs constats. **D'abord, les équipements mobiles des sites miniers, et en particulier ceux des mines à ciel ouvert, sont surtout équipés de moteurs à combustion interne fonctionnant essentiellement au diesel. Toutefois, on note que de plus en plus de manufacturiers offrent davantage de modèles d'engins miniers électriques ou hybrides. On retrouve des engins électriques à batterie, des engins hybrides diesel/électrique fonctionnant avec une caténaire ainsi que des engins hybrides électriques à batteries et piles à combustible hydrogène.** Pour l'instant, l'offre est dominée par la solution électrique à batterie, mieux adaptée aux engins miniers légers. **Dans le cas des engins lourds comme les tombereaux, plusieurs solutions sont encore à l'essai. Les principales contraintes pour ce type d'engin sont : (i) la nécessité d'avoir de la puissance (celle-ci pouvant être supérieure à 1,5 MW), (ii) des conditions d'opération difficiles, et (iii) des temps d'opération élevés (de l'ordre de 20 h d'opération par 24 h).** Au niveau international, plusieurs sociétés testent des solutions de remplacement. Ainsi, la société Boliden, dans sa mine Aitik en Suède, teste des tombereaux hybrides diesel/électrique à caténaires (*Boliden Aitik Mine, s. d.*); de même, la société Anglo American teste à sa mine Mogalakwena en Afrique du Sud un tombereau électrique hybride de 2 MW à batteries et piles à combustible hydrogène (Rébillon, 2022). Les piles à combustible de ce prototype proviennent du spécialiste canadien Ballard. Plus près du Québec, en Ontario, la mine Borden Gold, qui est détenue par la société Newmont Goldcorp et qui est entrée en opération durant le dernier trimestre de 2019, a électrifié l'ensemble de son parc d'engins miniers en utilisant des engins électriques à batterie (Mining Technology, 2020).

D'autres acteurs, comme des fournisseurs de solutions énergétiques par exemple, sont présents au Québec. Que ce soit dans le passé, le présent ou l'avenir, ces acteurs jouent toujours un rôle actif dans le secteur minier et dans d'autres secteurs au Québec. Parmi ceux-ci, on retrouve la société Tugliq Énergie, un producteur d'énergie indépendant qui offre plusieurs types de solutions à faibles émissions pour les milieux isolés. Cette société, en partenariat avec Hatch, a mené un projet de démonstration de réseau intelligent d'électricité renouvelable à la mine Raglan Glencore<sup>13</sup>. Ce réseau a été mis en service en 2014 (TUGLIQ Énergies Co., 2016). Un deuxième projet, sur le même site, a permis d'accroître la puissance installée d'énergie éolienne et de stockage (Tugliq Energie, 2018). Dans cette optique, les offres de service se structurent. Ainsi, la société Charbone Hydrogène (Charbone Hydrogène, s. d.) vise à acquérir, développer, exploiter et optimiser des centrales hydroélectriques de faible et moyenne puissance (0,25 MW à 25 MW) en Amérique du Nord, ainsi que fournir de l'hydrogène à faibles émissions de carbone sur site. Cet hydrogène serait produit par des électrolyseurs alimentés par de l'électricité provenant de sources renouvelables. Les travaux de construction de la première usine de production d'hydrogène de cette entreprise ont débuté à Sorel-Tracy au Québec en juin 2022 et le début de la production est prévu pour le quatrième trimestre de 2022. Charbonne adopte une approche modulaire et extensible en utilisant des solutions conteneurisées.

---

<sup>13</sup> Voir les annexes pour plus d'information sur le projet d'intégration d'énergie renouvelable à la mine Raglan.

Il existe plusieurs manufacturiers d'équipements miniers mobiles au Canada. Parmi ceux-ci, on retrouve des sociétés comme Komatsu, RDH-Scharf, MacLean Engineering<sup>14</sup> ou encore Cummins<sup>15</sup>, qui réalisent des opérations de fabrication, assemblage et distribution en Ontario et parfois ailleurs au pays. D'autre part, des acteurs comme les sociétés Sandvik, Caterpillar, Volvo Construction Equipment, Sany ou Liebherr Canada distribuent leurs produits au Québec et dans d'autres provinces canadiennes.

#### 4.2. Les opportunités et les barrières

Bien que l'atteinte d'une société sobre en carbone soit un objectif primordial, plusieurs autres objectifs peuvent être atteints tout au long des trajectoires empruntées. Dans le cas du secteur minier au Québec, des discussions avec certains acteurs du milieu et une revue de la littérature sur le sujet<sup>16</sup> ont permis d'identifier un ensemble d'opportunités mais aussi de barrières en lien avec la décarbonation du secteur et l'émergence du marché de l'hydrogène.

##### LES FREINS PERÇUS

- Les acteurs ont une crainte du risque encore marquée par rapport à ces technologies. Cette crainte est surtout due au fait que les efforts de décarbonation des activités d'une mine demandent des investissements considérables dans un contexte où les politiques publiques sont sujettes à changements.
- Les surcoûts engendrés par plusieurs technologies, comme les véhicules miniers à faibles émissions, les piles à combustible ou les électrolyseurs, demeurent élevés.
- Dans le cadre réglementaire actuel, une entreprise qui fournit des efforts pour décarboner ses activités ne bénéficiera pas d'avantages compétitifs sur le marché.
- Certaines caractéristiques, comme la durée de vie restante d'une mine, sa localisation, ou encore une configuration à ciel ouvert, sont perçues comme des freins à l'engagement pour la décarbonation par les acteurs du secteur.
- L'hydrogène, qui est l'une des solutions envisageables pour décarboner les activités minières, est perçu par certains acteurs comme une substance dangereuse à cause de son potentiel d'inflammabilité et d'explosivité. Le risque perçu est accentué dans le cas d'une mine souterraine.
- Il n'existe pas de manufacturiers qui fabriquent des véhicules miniers ou des électrolyseurs au Québec.

---

<sup>14</sup> Spécialisées, entre autres, dans les équipements miniers mobiles.

<sup>15</sup> Spécialisée, entre autres, dans les moteurs d'équipements mobiles industriels et les générateurs d'électricité industriels.

<sup>16</sup> Les trois principaux rapports qui ont été utilisés pour identifier les éléments du tableau ont : CIRAIQ, 2020; Deloitte & Norcat, 2020; Institut national des mines, 2022.

## LES OPPORTUNITÉS

- Les véhicules à faibles émissions et l'électricité décarbonée engendrent souvent des coûts d'exploitation inférieurs aux coûts actuels, notamment en réduisant la consommation de diesel, les coûts de maintenance et les dépenses liées aux droits d'émission de carbone.
- Les prix des carburants issus du pétrole sont volatils. Réduire sa dépendance vis-à-vis de ces derniers permet d'accroître la prévisibilité des charges d'exploitation.
- Les moteurs thermiques sont encore largement utilisés dans les parcs mobiles des exploitations minières. Les remplacer par des moteurs à zéro ou faibles émissions permettrait d'améliorer la santé et la sécurité des mines pour les travailleurs.
- Les règlements et normes sont de plus en plus sévères en ce qui concerne les émissions produites par les moteurs thermiques et la qualité de l'air en milieu de travail. Au Canada, depuis 2018, la norme d'émission de groupe 4 s'applique à tous les moteurs diesel hors route<sup>17</sup> (Loi canadienne sur la protection de l'environnement, 2022). À cela s'ajoute au Québec le règlement sur la santé et la sécurité du travail dans les mines (Loi sur la santé et la sécurité du travail, 2022).
- Décarboner l'énergie utilisée dans le secteur minier peut contribuer à rendre les projets plus acceptables pour les communautés (réduction des émissions de particules, réduction des passages de camions pour le transport de carburant, etc.).
- Certaines entreprises qui se positionnent par rapport à des technologies vertes peuvent avoir un intérêt stratégique à décarboner leurs activités.
- Présentement, des efforts sont réalisés à l'échelle de la planète pour décarboner les activités minières (développements par les manufacturiers de machineries à zéro ou faibles émissions, automatisation, optimisation des procédés, nouveaux procédés).

Par ailleurs, le secteur minier est confronté, comme beaucoup d'autres secteurs économiques au Québec, à des enjeux en rapport avec la main-d'œuvre. Une forte proportion de la main-d'œuvre doit être renouvelée à cause des départs à la retraite dans les prochaines années. Cette situation peut être perçue comme un frein dans les efforts de transition, mais peut aussi être vue comme une incitation au

---

<sup>17</sup> Les normes d'émissions et les procédures d'essai sont basées sur celles de l'*Environmental Protection Agency* (EPA) des États-Unis.

changement, car décarboner les activités minières permet d'offrir un environnement de travail qui est plus sain. Cet argument peut contribuer à faciliter le recrutement de main-d'œuvre.

En dehors des solutions reposant sur l'électricité (batteries, piles à combustible hydrogène ou hybrides), il existe la possibilité d'utiliser des biocarburants. C'est l'option qui engendrerait le moins d'impacts sur les infrastructures existantes, mais elle ne permettrait pas de solutionner les problèmes de pollution de l'air et de pollution sonore, ni les coûts liés à l'approvisionnement pour les régions éloignées. De plus, cet usage de la biomasse peut entrer en conflit avec d'autres usages ayant une plus forte valeur ajoutée, comme la production d'électricité à partir de biomasse avec captage et séquestration des émissions.

#### 4.3. Proposition d'orientation d'un carrefour d'appui à la transition énergétique pour le secteur des mines

La décarbonation des activités minières exigera l'utilisation de plusieurs technologies complémentaires. Les trois groupes d'activités à décarboner sont la production d'énergie, les parcs de véhicules et les procédés. La présente section se concentre sur la décarbonation des deux premiers groupes, soit l'énergie et les véhicules. Plusieurs études évaluent la possibilité de remplacer le diesel utilisé dans des communautés éloignées, en totalité ou en partie, par des énergies renouvelables (éolien et/ou solaire PV), et dans certains cas par de l'hydrogène (Cecilia et al., 2020; Karimi & Kazerani, 2017). D'autres études et projets se concentrent sur le cas particulier du remplacement du diesel, en totalité ou en partie, sur des sites miniers éloignés (Romero et al., 2020; TUGLIQ Énergies Co., 2016; Wallace, 2021; Zuliani et al., 2021).

Le choix de l'orientation axée sur les mines, et en particulier celles situées en régions éloignées, se justifie pour plusieurs raisons, dont les suivantes :

- Le prix du diesel, en particulier dans les régions éloignées non connectées au réseau électrique, est élevé.
- Certains usages sont difficiles à électrifier; c'est le cas des véhicules de grande puissance qui fonctionnent durant de longues heures et qui ont besoin d'être rechargés rapidement. De plus, pour ces véhicules, la possibilité de réduire la fréquence ou le temps de maintenance constitue un avantage.
- Un véhicule de grande puissance consomme une à deux tonnes d'hydrogène par jour, donc un parc de ces véhicules requiert une puissance installée d'électrolyseur de l'ordre de quelques mégawatts.
- Cette orientation offre la possibilité de réaliser un déploiement par phases.
- Cette orientation a le potentiel de contribuer au développement des électrolyseurs, des systèmes de compression et de stockage de l'hydrogène ainsi que des systèmes de ravitaillement (station de distribution). Si la production d'hydrogène repose sur des énergies renouvelables variables, cette orientation peut aussi contribuer à améliorer les solutions d'intégration et de gestion de microréseaux.

#### 4.3.1. Description de l'orientation axée sur les mines

L'orientation proposée consisterait à décarboner la production d'électricité, actuellement produite essentiellement à partir de diesel, en utilisant l'énergie éolienne couplée à des solutions de stockage, dans le cas de mines non connectées au réseau électrique québécois. Cette orientation permettrait également de décarboner les parcs de véhicules hors route en combinant des solutions de véhicules électriques à batterie, à piles à combustible et hybrides. Dans cette orientation, l'hydrogène nécessaire aux véhicules serait produit sur place par électrolyse. Une production locale éviterait les coûts de

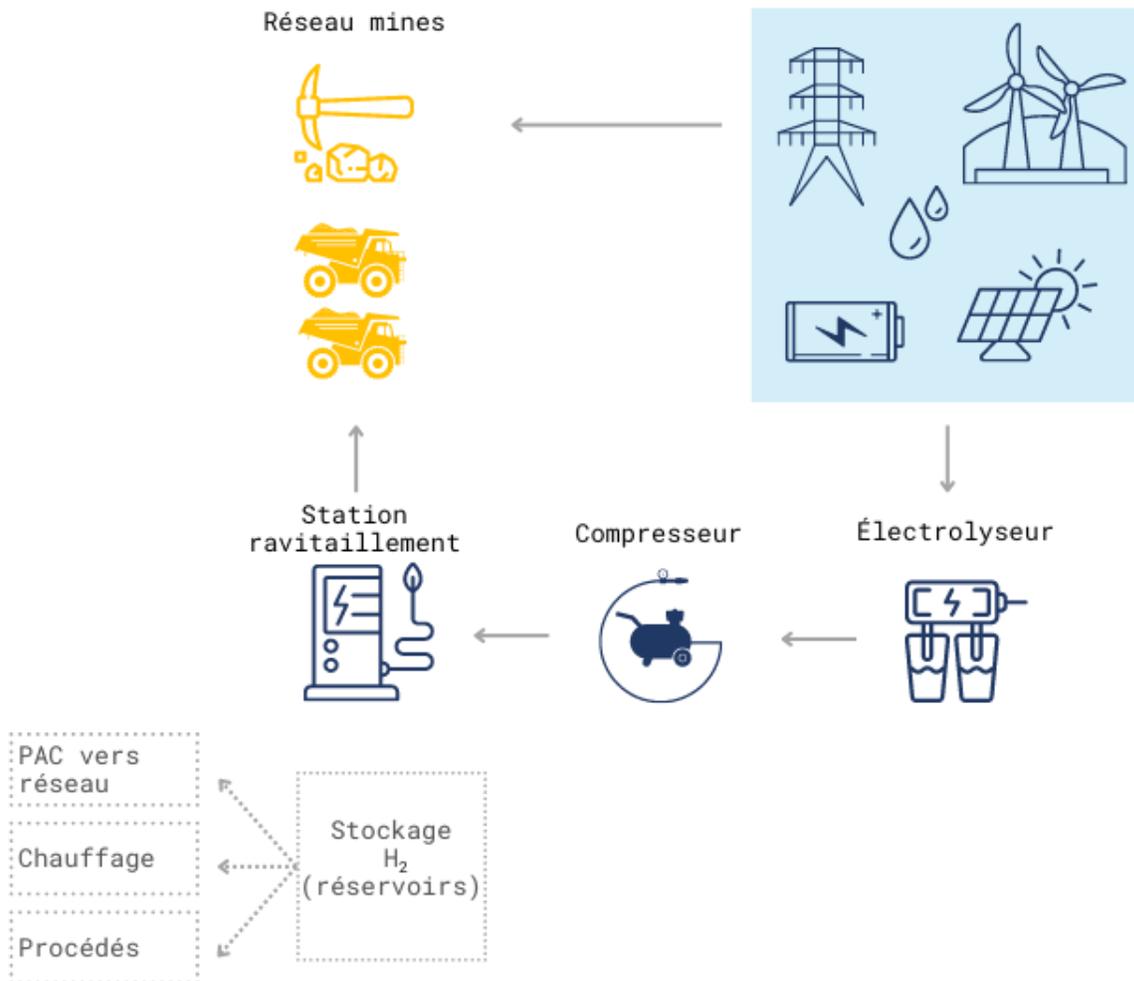


Figure 15 : Schéma d'une mine utilisant de l'hydrogène pour une partie de sa flotte de tombereaux

transport et réduirait les coûts de transformation de l'hydrogène. La Figure 15 illustre schématiquement une mine alimentée par de l'énergie décarbonée et qui utilise de l'hydrogène à faible émission pour une partie de sa flotte de tombereaux.

Les véhicules qui sont considérés pour les options employant de l'hydrogène sont ceux qui nécessitent une grande puissance (1,5 à 3 MW) et sont en opération de 15 à 20 heures par jour, comme les tombereaux de grande capacité par exemple. On suppose que les véhicules nécessitant moins de puissance utiliseront des batteries de type lithium-ion.

Selon la capacité de production, l'hydrogène produit sur place pourrait servir de stockage à long terme pour l'électricité, d'intrant dans certains procédés ou encore pour le chauffage d'appoint de bâtiments (via la récupération de chaleur ou chaudière à l'hydrogène).

#### 4.3.2. La caractérisation de la chaîne d'approvisionnement

La Figure ci-dessous illustre l'écosystème minier décarboné s'appuyant sur l'hydrogène qui est envisagé, et présente certains des acteurs qui en font partie (cette liste n'est pas exhaustive).

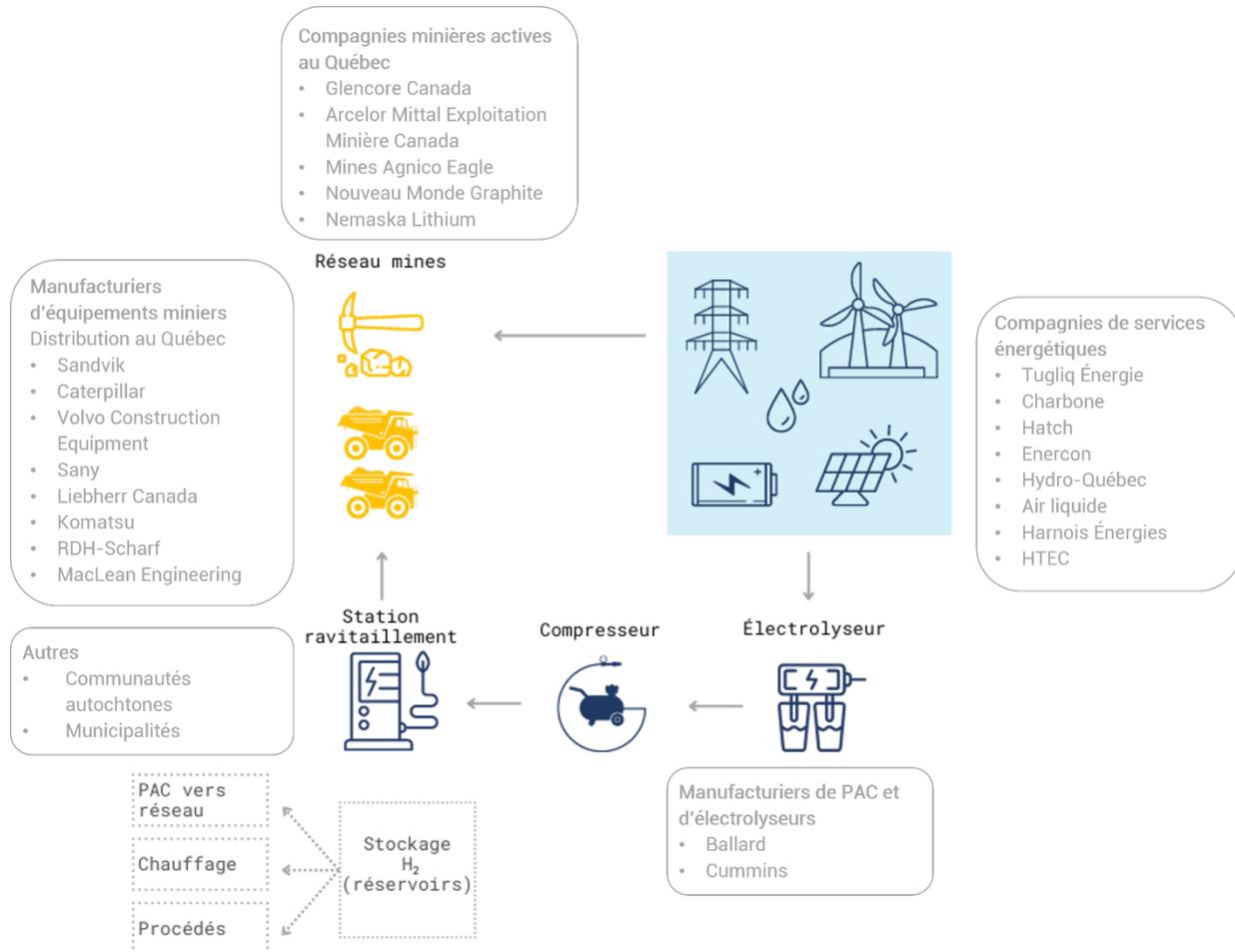


Figure 16 : Schéma de l'écosystème minier dont l'énergie est décarbonée (Listes des acteurs non exhaustives)

La demande viendrait principalement des compagnies minières qui utiliseraient, dans un premier temps, l'hydrogène pour les tombereaux de grande capacité. Les communautés à proximité pourraient aussi être une source de demande. Pour ces communautés, l'hydrogène pourrait, par exemple, combler une partie des besoins pour le chauffage. Les manufacturiers d'équipements miniers mobiles sont ceux qui fourniraient les technologies consommatrices d'hydrogène, en particulier les tombereaux. Présentement, il n'y a pas de tombereau à piles à combustible à l'hydrogène qui soit commercialisé, il y a toutefois quelques prototypes en cours d'essai. Les entreprises de services énergétiques accompagnent

les compagnies minières dans leurs projets énergétiques, elles offrent des services allant de la réalisation d'analyses technico-économiques, jusqu'à la livraison de solutions énergétiques clé en main. Enfin, les manufacturiers d'équipements de production et de conversion d'hydrogène fournissent les technologies et les services permettant une production locale de l'hydrogène, ils peuvent aussi collaborer avec les manufacturiers d'équipements miniers pour le développement de véhicules électriques à piles à combustible. L'annexe III.b fournit des informations supplémentaires sur la chaîne de valeur pour le secteur minier.

Typiquement, un tombereau de grande capacité (290 t de charge utile et plus, appelé camion « ultra class » en anglais) consomme plus d'un million de litres de diésel par an. En 2016, le Canada comptait près de 700 tombereaux (Wallace, 2021). La réduction des émissions de GES que représente la décarbonation de l'ensemble de ces véhicules est de l'ordre de 2 Mt d'éq. CO<sub>2</sub>/an. Ce nombre est une borne inférieure, car la production minière et l'énergie consommée par le secteur ont continué de croître et le nombre de tombereaux a donc sûrement augmenté depuis 2016. Le nombre de tombereaux en usage au Québec n'est pas disponible dans la documentation publique. Toutefois, le Québec faisant partie des trois provinces canadiennes ayant les valeurs d'expédition de minerais les plus élevées, il serait raisonnable de supposer qu'une proportion importante des tombereaux en circulation au Canada se trouve au Québec (≈ 1/3). La combustion issue de ces véhicules représente entre 30 et 80 % des émissions produites par une mine (Wallace, 2021).

Tableau 8 : Exemple de caractéristiques de tombereaux (Caterpillar, s. d.; Stantec, 2019; Wallace, 2021)

Description	Diésel	H <sub>2</sub>
Taille du tombereau (charge utile) [t]	364	364
Puissance brute [kW]	2983	2983
Consommation diésel [L/j] et H <sub>2</sub> [kg/j]	3000-5000	900-1400
CAPEX véhicule (estimé) [M\$ CAD]	6,6	8,6

La consommation énergétique d'une mine dépend grandement du type de minerai exploité, de la concentration de ce dernier dans la zone exploitée ainsi que du type de mine. Par exemple, une mine d'or produisant sept tonnes d'or par année consomme environ 1 000 TJ/an, soit 277 800 MWh/an. Cette valeur peut varier selon que la mine est souterraine ou à ciel ouvert. Entre 30 et 60 % de cette énergie est directement utilisée pour la mobilité sur le site minier (Allen, 2021; Katta et al., 2020). Cela équivaut à une consommation se situant entre 7 et 15,2 millions de litres de diésel par année. Dans le cas d'une mine de lithium produisant 7 000 tonnes de concentré par année, l'énergie consommée est plutôt de l'ordre de 100 TJ/an, soit 30 800 MWh. Si on suppose une proportion d'utilisation du diésel pour la mobilité similaire à celle d'une mine d'or, soit entre 30 et 60 %, cela représenterait, en termes de diésel consommé, entre 0,8 et 1,7 million de litres par an. Le tableau ci-dessous montre des ordres de grandeur si une proportion de 15 % du diésel des exemples de mines cités précédemment était remplacée par de l'hydrogène. Ces valeurs ne prennent pas en compte l'efficacité relative des technologies.

Tableau 9 : Ordres de grandeur des variables si 15 % du diesel actuellement consommé était remplacé

	Quantité de diesel annuelle convertie en H <sub>2</sub>	Quantité d'H <sub>2</sub>	Capacité de production à installer (électrolyseur)	CAPEX électrolyseur
	l/an	t/an	MW	M\$ CAD
<b>Or</b>	2,3	630	3,7	5,1
<b>Lithium</b>	0,1	36	0,2	0,3

Parmi les critères pouvant favoriser l'adoption de solutions d'énergie et de mobilité à faibles émissions de carbones, on retrouve les suivants :

- La taille de la mine;
- Si la mine est déjà en exploitation ou selon le nombre d'années d'exploitation qu'il lui reste. Car, dans l'un ou l'autre cas, ce critère permet d'optimiser les investissements dans les infrastructures;
- Si la mine est souterraine ou à ciel ouvert. Car dans le cas des fosses, les équipements mobiles qui sont utilisés ont tendance à être de plus grande taille;
- Si la mine est connectée ou non au réseau électrique d'Hydro-Québec; et
- Selon le type de minerai exploité, car certains minerais requièrent davantage de transport par tombereau que d'autres.

## 5. Autres orientations proposées

### 5.1. Un carrefour technologique et sectoriel axé sur la chaleur industrielle

L'électrification massive de plusieurs secteurs de l'économie nécessite une réflexion en profondeur sur la gestion de la demande d'électricité en général, et la demande de pointe en particulier. Dans l'industrie ou le bâtiment par exemple, une électrification importante pour arriver à supprimer ou réduire fortement les émissions liées à l'utilisation de carburants fossiles passe par l'utilisation d'électricité pour les principales fonctions en lien avec cette demande, soit la production de chaleur et le chauffage des espaces et de l'eau. Par conséquent, et parallèlement à l'accroissement de la demande totale d'électricité, cette décarbonation par l'électrification suscite des inquiétudes liées à un accroissement du déséquilibre entre la demande de pointe et la demande moyenne ou typique.

Au cours des dernières années, il s'est constitué un important corpus de littérature sur le sujet dans le but de trouver des solutions à ce déséquilibre. Ainsi, plusieurs études explorent et modélisent différentes options de gestion de la demande, particulièrement pour les bâtiments commerciaux ou institutionnels. Des modèles sont utilisés, entre autres, pour évaluer le potentiel d'une optimisation de la demande pour les systèmes de chauffage, la ventilation et la climatisation (CVC). Par exemple, en regroupant les bâtiments par grappes pour permettre la mise en commun des avantages inhérents aux différentes caractéristiques des bâtiments, comme l'inertie thermique ou le type de chauffage à stockage thermique tel que les planchers dits chauffants (Mugnini et al., 2021; Sun et al., 2018). Un autre exemple est l'optimisation des horaires de recharge des véhicules électriques des employés et travailleurs sur leur lieu de travail (Cai & Braun, 2019; Krzywda et al., 2018).

Les services publics d'électricité proposent aussi des options tarifaires pour amenuiser le déséquilibre lié à la demande de pointe. Par exemple, depuis 2019, Hydro-Québec offre une option de gestion de la demande de puissance à ses clients, incluant les abonnés industriels, leur permettant d'obtenir une compensation financière en diminuant leur demande de puissance lors d'événements de pointe.

La littérature scientifique comprend également des études exploratoires sur le potentiel de certaines configurations technologiques pour arriver à mieux gérer cette demande de pointe, entre autres par des transformations technologiques incluant le recours au stockage d'énergie. L'hydrogène est parfois appelé à jouer un rôle dans cette problématique. Par exemple, une contribution étudiée porte sur la possibilité d'utiliser un mélange d'hydrogène et de gaz naturel dans le réseau gazier pour décarboner l'utilisation de gaz naturel dans la production de chaleur (en supposant que la production d'hydrogène soit sans émissions). La portion d'hydrogène qu'il est possible d'introduire dans ce mélange est toutefois limitée sans apporter des transformations majeures aux infrastructures de transport et de distribution du mélange. Cette option est surtout étudiée pour les milieux urbains à forte densité où l'espace se trouve limité pour installer d'autres options technologiques, comme c'est le cas dans certaines villes européennes. De la même façon, une revue récente des études sur le sujet montre de manière non équivoque que l'utilisation de l'hydrogène pour la production de chaleur à faible intensité, comme pour le chauffage des espaces ou les applications de chaleur industrielle à basse température, est presque toujours surpassée par d'autres options technologiques déjà disponibles ou en cours de développement (Rosenow, 2022).

Néanmoins, la réponse aux besoins divers en ce qui concerne la production de chaleur industrielle exigera l'utilisation de plusieurs solutions, puisque les températures à atteindre et les conditions précises des applications varient fortement. D'une part, si certaines de ces solutions sont électriques, les effets potentiels sur la demande de pointe exigeront la réalisation d'une analyse comparative avec d'autres solutions permettant d'alléger cette pression, et l'hydrogène fait partie de ces solutions potentielles. De plus, certains niveaux de chaleur à produire présentent des enjeux techniques importants pour d'éventuelles solutions électriques dans lesquelles l'utilisation de l'hydrogène présente un potentiel intéressant. C'est le cas, par exemple, de la production de ciment ou d'acier, où la chaleur demandée doit atteindre entre 1 000 et 1 600 °C (Pineau et al., 2019; Pyonier, 2022).

L'hydrogène pourrait ainsi être un complément important à d'autres options technologiques, par exemple, pour faciliter la gestion de la demande de pointe d'électricité. De plus, l'utilisation d'hydrogène pour la production de chaleur industrielle peut être couplée à d'autres sources pour améliorer l'efficacité du procédé. Par exemple, la biomasse peut être utilisée pour atteindre les 250 à 1 000 °C nécessaires à certaines transformations chimiques et, avec l'aide de l'hydrogène, il est possible de réaliser des économies sur la quantité de biomasse nécessaire (Pineau et al., 2019).

Plusieurs éléments sont perçus comme des freins par les acteurs du secteur. Un carrefour axé sur la chaleur industrielle devra s'appuyer, entre autres, sur les opportunités qui s'offriront grâce à la résolution de ces freins.

### LES FREINS PERÇUS

- Faible prix du gaz naturel
- Difficulté de répondre au besoin de haute température
- Longue durée de vie des équipements industriels limitant leur renouvellement
- Surcoûts encore élevés des technologies à faibles émissions
- Manque d'incitatifs (réglementation, pratiques du marché)
- Manque de connaissance chez les acteurs des solutions existantes à faibles émissions

Une orientation envisagée est la décarbonation d'une partie de la production de chaleur en industrie qui est actuellement essentiellement produite à partir de carburants fossiles. Cette décarbonation serait réalisée en utilisant des technologies à l'hydrogène en complément à d'autres options de décarbonation, telles que les thermopompes, et ce, particulièrement pour la chaleur à haute intensité. L'hydrogène nécessaire pourrait être produit localement, soit par électrolyse ou par gazéification de la biomasse, selon la composition du parc industriel de la région et de ses ressources en biomasse, afin de réduire les coûts de transport.

## 5.2. Autres carrefours envisageables

Ce rapport a présenté de manière détaillée une orientation axée sur le secteur des mines, puis de manière plus succincte, celle axée sur la chaleur industrielle. Toutefois, plusieurs autres orientations de carrefours de décarbonation, englobant les solutions basées sur l'hydrogène mais aussi sur l'électrification directe, peuvent être envisagées. Il y a, par exemple, la piste de la gestion de la demande de pointe des bâtiments institutionnels et commerciaux, ou encore l'électrification des parcs captifs de véhicules lourds ou à haute fréquence d'usage ayant besoin de puissance ou de recharge rapide.

## 5.3. Un carrefour existant : le carrefour hydrogène d'Edmonton

Lancé en 2021, le Carrefour hydrogène d'Edmonton, en Alberta, a été le premier à voir le jour au Canada. Il a pour objectif de développer et de mettre à l'échelle le marché de l'hydrogène à faible intensité de carbone dans la ville d'Edmonton et ses environs. C'est un carrefour hybride alliant des caractéristiques de carrefour technologique, sectoriel et géographique. En plus des comités de direction et de gestion, il est composé de cinq comités d'action axés sur les points suivants :

- L'approvisionnement en hydrogène à faible intensité de carbone;
- L'hydrogène pour la production de chaleur et d'électricité;
- La décarbonation du transport grâce à l'hydrogène
  - des parcs de véhicules municipaux, et
  - des parcs privés de camions lourds; et
- Le développement économique de la région.

Ce dernier comité travaille à l'élaboration et à l'application d'une stratégie visant à exploiter pleinement le potentiel économique de l'hydrogène dans la grande région d'Edmonton (Edom & Mousseau, 2022).

Ce carrefour travaille en collaboration avec le Centre d'excellence pour l'hydrogène qui est piloté par « Alberta Innovates », une agence de recherche et d'innovation. Ce centre d'excellence offre un programme de financement, des installations d'essai ainsi que des forums d'échange qui favorisent la création de partenariats (*Hydrogen Centre of Excellence*, s. d.).

Depuis son lancement, ce sont plus de cent organisations qui ont été mobilisées par le Carrefour. Plus d'une douzaine de webinaires et d'ateliers ont été présentés<sup>18</sup> et plusieurs articles de blogue et analyses technico-économiques<sup>19</sup> ont été publiés afin de diffuser le plus rapidement possible les informations. Par ailleurs, plusieurs projets sont en cours, comme le projet AZETEC<sup>20</sup> portant sur l'essai de camions lourds à pile à combustible à hydrogène.

---

<sup>18</sup> [Edmonton Region Hydrogen HUB - YouTube](#)

<sup>19</sup> <https://erh2.ca/news-and-events/>

<sup>20</sup> [Alberta Zero Emissions Truck Electrification Collaboration \(AZETEC\) - Emissions Reduction Alberta \(eralberta.ca\)](#)

## 6. Conclusion et prochaines étapes

### 6.1. Conclusion

En conclusion de ce rapport, nous présentons une **analyse s'intéressant aux aspects stratégiques de la décarbonation de notre société**, sur un **horizon d'une quinzaine d'années**, afin d'identifier des **orientations pouvant contribuer au déploiement d'un marché de l'hydrogène compétitif** du point de vue économique et **s'inscrivant dans les efforts de décarbonation** du Québec et du Canada. Deux orientations ont été identifiées et présentées en détail, soit celles axées sur les mines et la chaleur industrielle. Des carrefours d'appui à la transition énergétique peuvent être créés pour enrichir et réaliser les trajectoires proposées.

Les orientations qui ont été présentées dans ce rapport ne sont pas les seules qui soient possibles. Ce document propose une approche reproductible pour d'autres secteurs à décarboner et ayant le potentiel de contribuer au marché de l'hydrogène. **Ce rapport est une ébauche qui pourra servir à rassembler différents acteurs pour encourager la création de carrefours d'appui à la transition énergétique.** Les prochaines étapes présentées dans la section suivante se résument ainsi : d'abord mobiliser les acteurs souhaités, puis réaliser des études technico-économiques détaillées afin de soutenir un ensemble de projets.

### 6.2. Les prochaines étapes

Les carrefours d'appui à la transition énergétique doivent avoir comme objectif premier la décarbonation des secteurs visés. Dans certains cas, l'hydrogène fait partie des solutions compétitives permettant d'atteindre cet objectif. Dans cette perspective, les carrefours découlant des orientations proposées doivent toujours développer des trajectoires et mener des actions compatibles avec les cibles climatiques à long terme annoncées par les gouvernements provincial et fédéral. Tout au long du développement de trajectoires, il faut éviter de se piéger technologiquement, en optant pour des options menant à des réductions partielles mais ne pouvant déboucher sur les transformations profondes qui sont nécessaires à l'atteinte de la carboneutralité.

Pour la plupart d'entre elles, les étapes décrites ci-dessous peuvent être menées en parallèle. Les partenaires initiaux qui sont ciblés doivent être en mesure de prendre des décisions au sein de leur propre organisation. Les premières implications de ces parties prenantes peuvent être un partage de données, d'expertise, d'installations physiques, de ressources humaines ou encore de financement.

#### 6.2.1. Les étapes à suivre pour l'orientation axée sur les mines

Dans le cadre de l'orientation axée sur les mines, l'usage proposé pour l'hydrogène est complémentaire à d'autres technologies et repose sur l'utilisation d'électricité décarbonée. Dans ce cas, le carrefour proposé pourrait, par exemple, s'appeler : « Carrefour des mines vers la carboneutralité ».

Tableau 10 : Les étapes à suivre pour la mise en place d'un carrefour axé sur le secteur minier

<b>Étape 1</b>	Identifier et mobiliser les partenaires initiaux	Prioriser les consommateurs potentiels directs et indirects d'hydrogène - dans l'industrie : minières et, possiblement, manufacturiers (matériel roulant, piles à combustible) - autres consommateurs : communautés, municipalités (chaleur / électricité), industries locales
<b>Étape 2</b>	Créer le carrefour, et chercher un financement initial	Financement initial pour la création du secrétariat d'intégration, pour la réalisation d'études (dont le rapport de référence), et la préparation de documents de cadrage
<b>Étape 3</b>	Identification et analyses des contraintes	- Contraintes externes (réglementation, accès à l'énergie, etc.) - Contraintes internes (stratégie de décarbonation du secteur, de l'entreprise; objectifs de la maison mère; etc.)
<b>Étape 4</b>	Évaluation des coûts initiaux en fonction des technologies, des risques et des stratégies opérationnelles	Investissement et opération
<b>Étape 5</b>	Développer et renforcer des partenariats	Pour les technologies, l'expertise, le financement
<b>Étape 6</b>	Mise en œuvre des premiers projets	Projets concernant : le matériel roulant, la production d'hydrogène, l'intégration, l'opération, les données

L'étape 1, soit l'identification et la mobilisation des partenaires initiaux, permet d'identifier des acteurs critiques qui sont en mesure de faire bouger les choses et qui possèdent la capacité de collaborer et d'agir pour stimuler la création d'un carrefour. Si une personne travaille à temps plein à la réalisation de cette première étape, il doit être possible de la compléter sur une période d'environ six mois (voir Tableau 11). D'autres étapes peuvent être réalisées en parallèle, au fur et à mesure des échanges avec les partenaires initiaux. La chaîne d'influence à suivre dans le cadre des activités d'un carrefour minier au Québec est présentée à la Figure 17.

Les gouvernements fédéral et provincial peuvent contribuer au financement du carrefour. Les retombées de ce dernier seront d'abord perçues au niveau provincial, mais elles peuvent potentiellement avoir aussi des impacts aux niveaux national et international, suivant les stratégies qui seront adoptées par les sociétés minières internationales.

Tableau 11 : L'échéancier préliminaire pour la création d'un carrefour axé sur le secteur minier

Étapes		Mois									
		3	6	9	12	15	18	21	24	30	36
Étape 1	<b>Étapes préliminaires</b>	■	■	■							
	Identification des partenaires initiaux	■	■								
Étape 2	Recherche de financement pour le carrefour		■	■							
	Création du carrefour			■							
Étapes 3 & 4	<b>Définition de la vision/analyse des contraintes</b>			■	■	■	■	■	■	■	■
	<b>Analyses</b>			■	■	■	■	■	■	■	■
	Analyses des éléments fondamentaux			■	■	■	■	■	■	■	■
	Autres analyses				■	■	■	■	■	■	■
	<b>Élaboration des trajectoires</b>				■	■	■	■	■	■	■
	Itération 1				■	■					
	Itérations suivantes					■	■	■	■	■	
Étape 5	<b>Développement et renforcement des partenariat</b>			■	■	■	■	■	■	■	
Étape 6	<b>Premier projet</b>				■	■	■	■	■	■	
	Planification et recherche de financement				■	■	■	■	■	■	
	Début du projet						■	■	■	■	
	<b>Autres projets</b>							■	■	■	

Légende	
Activité définie dans le temps	■
Activité récurrente	■
Jalon	■

La Figure 17 illustre la chaîne d'influence à suivre pour mobiliser les acteurs autour de la cocréation de trajectoires attrayantes, aptes et crédible, et pour mettre en œuvre ces trajectoires. L'accent est d'abord mis sur le côté demande en identifiant des consommateurs potentiels, ici les compagnies minières et les communautés vivant à proximité des sites miniers. Les listes d'acteurs présentées ne sont pas exhaustives.

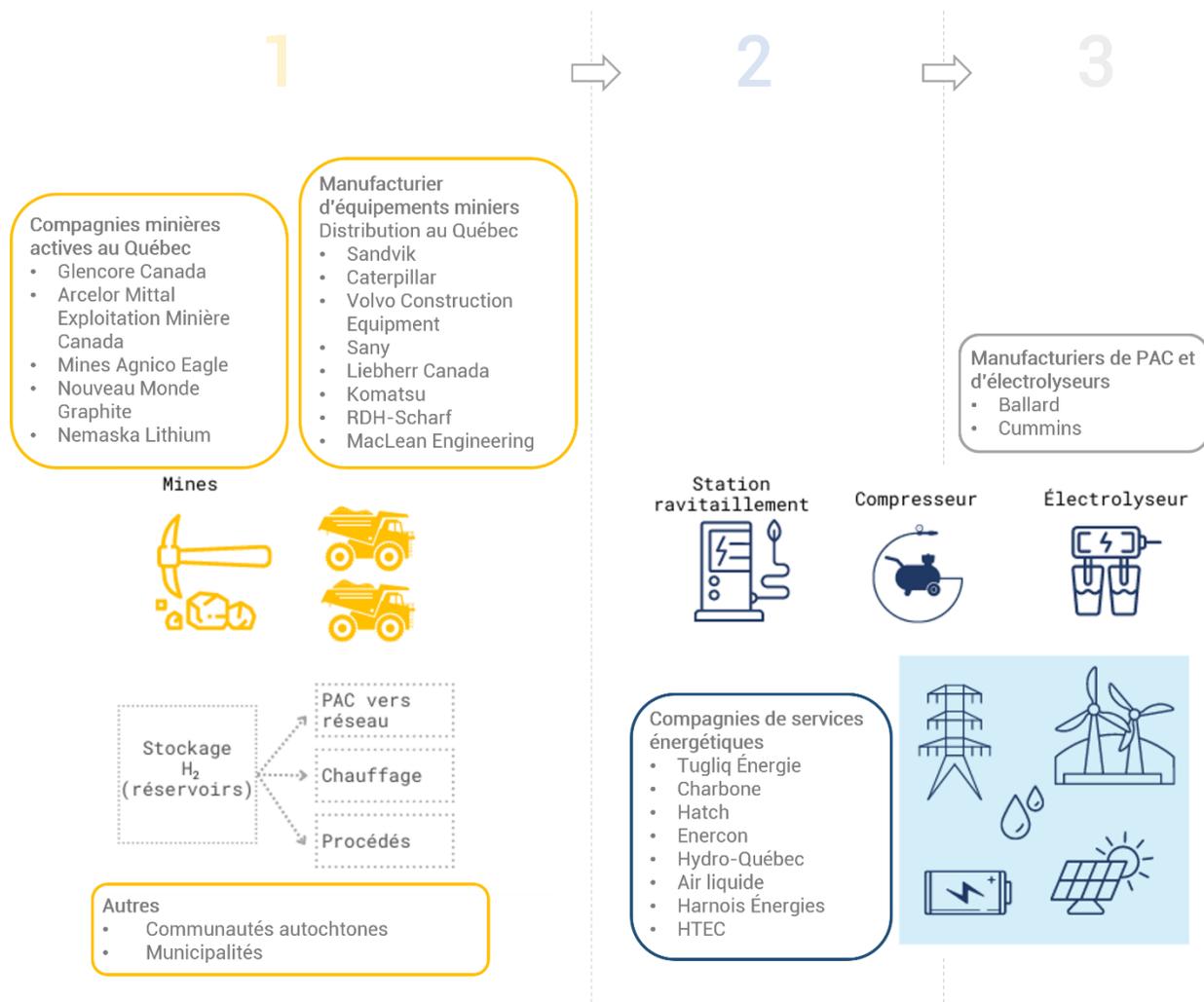


Figure 17 : La chaîne d'influence des acteurs d'un carrefour axé sur le secteur des mines

### 6.2.2. Étapes pour l'orientation chaleur industrielle

Les étapes à suivre pour le carrefour de décarbonation de la chaleur industrielle sont sensiblement les mêmes que pour le carrefour de décarbonation des mines. Toutefois, le contexte et l'angle d'approche sont différents. Dans le cas de la chaleur industrielle, l'approche vise des zones géographiques regroupant une certaine densité d'industries avec des profils de demande d'électricité présentant une variation quotidienne ou hebdomadaire importante rendant ainsi critique le défi de gestion de la pointe. L'hydrogène pourrait servir à produire de l'électricité pour alimenter les thermopompes industrielles.

Tableau 12 : Étapes pour la mise en place d'un carrefour pour la chaleur industrielle

<b>Étape 1</b>	Identifier et mobiliser les partenaires initiaux	Prioriser les consommateurs - industries présentant une variation de la demande quotidienne ou hebdomadaire importante - industries ayant une complémentarité saisonnière
<b>Étape 2</b>	Créer le carrefour, et chercher un financement initial	Financement initial pour la création d'un secrétariat d'intégration, la réalisation d'études et la préparation de documents de cadrage
<b>Étape 3</b>	Identification et analyses des contraintes	- Contraintes externes (réglementation, accès à l'énergie, etc.) - Contraintes internes (stratégie de décarbonation du secteur, de l'entreprise; etc.)
<b>Étape 4</b>	Évaluation des coûts initiaux en fonction des technologies, des risques et des stratégies opérationnelles	Investissement et opération
<b>Étape 5</b>	Développer et renforcer des partenariats	Pour les technologies, l'expertise, le financement
<b>Étape 6</b>	Mise en œuvre des premiers projets	Projets concernant : la production d'hydrogène, la production d'électricité à partir de piles à combustibles, la production de chaleur à partir de thermopompes, l'intégration, l'opération, les données

## Références

- Allen, M. (2021). *MINING ENERGY CONSUMPTION 2021*. Engeco.  
<file:///C:/Users/eload/Downloads/wm21-14927-engeco-reportv06-spreads-fa.pdf>
- Ballard. (2021). *Hydrogen is less efficient? Part 3: Energy Cost*.  
<https://www.ballardmotivesolutions.com/insights/hydrogen-is-inefficient-part-3-energy-cost>
- Bédard, K., Comeau, F.-A., & Malo, M. (2012). *Capacité effective de stockage géologique du CO<sub>2</sub> dans le bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent* (R-1331). INRS.
- Bédard, K., Malo, M., & Gloaguen, E. (2017). *Évaluation du potentiel de stockage géologique du CO<sub>2</sub> des bassins sédimentaires du sud du Québec. Mise à jour et évaluation complémentaire du bassin siluro-dévonien de la Gaspésie* (R-1762). INRS.
- Boliden Aitik Mine*. (s. d.). Boliden. Consulté 26 août 2022, à l'adresse  
[https://streamio.com/api/v1/videos/4f3bc47511581e3b9e000111/public\\_show?link=true&player\\_id=581212096f8d8dcddb000011](https://streamio.com/api/v1/videos/4f3bc47511581e3b9e000111/public_show?link=true&player_id=581212096f8d8dcddb000011)
- Cai, J., & Braun, J. E. (2019). Assessments of demand response potential in small commercial buildings across the United States. *Science and Technology for the Built Environment*, 25(10), 1437-1455. <https://doi.org/10.1080/23744731.2019.1629245>
- Caterpillar. (s. d.). *Tombereau pour applications minières 400t 797F*. Consulté 21 septembre 2022, à l'adresse [https://www.cat.com/fr\\_US/products/new/equipment/off-highway-trucks/mining-trucks/18093014.html](https://www.cat.com/fr_US/products/new/equipment/off-highway-trucks/mining-trucks/18093014.html)
- Cecilia, A., Carroquino, J., Roda, V., Costa-Castelló, R., & Barreras, F. (2020). Optimal Energy Management in a Standalone Microgrid, with Photovoltaic Generation, Short-Term Storage, and Hydrogen Production. *Energies*, 13(6), Art. 6.  
<https://doi.org/10.3390/en13061454>
- Charbone Hydrogène. (s. d.). *Notre entreprise*. Consulté 27 août 2022, à l'adresse  
<https://www.charbone.com/a-propos>
- Ciment Québec. (s. d.). *Synergia*. Consulté 14 décembre 2021, à l'adresse  
<https://cimentquebec.com/developpement-durable/synergia/>

- CIRAIG. (2020). *Étude sur le potentiel technico-économique du développement de la filière de l'hydrogène au Québec et son potentiel pour la transition énergétique – Volet D: Propositions pour le déploiement de l'hydrogène vert au Québec*. Rapport préparé pour Transition énergétique Québec. Polytechnique Montréal.
- CSPA & CCRA. (2020). *Steel Industry GHG Reduction R&D Overview*. Association canadienne des producteurs d'acier. [https://aciercanadien.ca/files/resources/A3-CSPA\\_CCRA-Steel-Industry-GHG-RD-Overview.pdf](https://aciercanadien.ca/files/resources/A3-CSPA_CCRA-Steel-Industry-GHG-RD-Overview.pdf)
- Cummins. (2022). *Hydrogen: The next generation—Discover Cummins electrolyzer technologies*. <https://mart.cummins.com/imagelibrary/data/assetfiles/0071313.pdf>
- Deloitte & Norcat. (2020). *Powering the future of mining: From energy technology to core design*. <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/global/Documents/Energy-and-Resources/gx-norcat-report-future-of-energy-in-mining.pdf>
- ECCC. (2021). *Tableau A11-11 : Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Québec, 2019*. [https://donnees.ec.gc.ca/data/substances/monitor/canada-s-official-greenhouse-gas-inventory/D-Tableaux-Secteur-Economique-Canadien-Provinces-Territoires/FR\\_GES\\_Econ\\_Prov\\_Terr.xlsx](https://donnees.ec.gc.ca/data/substances/monitor/canada-s-official-greenhouse-gas-inventory/D-Tableaux-Secteur-Economique-Canadien-Provinces-Territoires/FR_GES_Econ_Prov_Terr.xlsx)
- ECCC. (2022). *Tableau A12-6 : Émissions de GES pour le Québec par secteurs économiques canadiens, 1990-2020*. <https://donnees.ec.gc.ca/data/substances/monitor/canada-s-official-greenhouse-gas-inventory/B-Secteurs-Economiques/?lang=fr>
- Edom, É., Langlois-Bertrand, S., & Mousseau, N. (2022). *Une perspective stratégique pour le secteur de l'électricité dans le centre et l'est du Canada*. Institut de l'énergie Trottier, Polytechnique Montréal.
- Edom, É., & Mousseau, N. (2022). *Méthodologie des Carrefours d'appui à la transition énergétique : Un outil pour accélérer le développement d'une économie carboneutre*. Institut de l'énergie Trottier.
- Énergir. (s. d.). *Le prix du gaz naturel et son historique*. Consulté 26 septembre 2022, à l'adresse <https://www.energir.com/fr/grandes-entreprises/prix-du-gaz-naturel/prix-et-historique/>
- Engels, P., Cerdas, F., Dettmer, T., Frey, C., Hentschel, J., Herrmann, C., Mirfabrikar, T., & Schueler, M. (2022). Life cycle assessment of natural graphite production for lithium-ion

battery anodes based on industrial primary data. *Journal of Cleaner Production*, 336, 130474. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.130474>

Furszyfer Del Rio, D. D., Sovacool, B. K., Griffiths, S., Bazilian, M., Kim, J., Foley, A. M., & Rooney, D. (2022). Decarbonizing the pulp and paper industry : A critical and systematic review of sociotechnical developments and policy options. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 167, 112706. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112706>

González, P. (2020). *Le prix à la rampe de chargement : Une étude du marché des produits pétroliers raffinés au québec*. Rapport produit pour la Régie de l'énergie du Québec. Centre de Recherche en économie de l'Environnement, de l'Agroalimentaire, des Transports et de l'Énergie.

Gouvernement du Canada. (2020). *Stratégie canadienne pour l'hydrogène : Saisir les possibilités pour l'hydrogène*. Ressources naturelles Canada.

Hund, K., Porta, D. L., Fabregas, T. P., Laing, T., & Drexhage, J. (2020). *The Mineral Intensity of the Clean Energy Transition*. 112.

Hunter, C., Penev, M., Reznicek, E., Lustbader, J., Birky, A., & Zhang, C. (2021). *Spatial and Temporal Analysis of the Total Cost of Ownership for Class 8 Tractors and Class 4 Parcel Delivery Trucks* (Technical report NREL/TP-5400-71796). National Renewable Energy Laboratory. <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/71796.pdf>

*Hydrogen Centre of Excellence*. (s. d.). Alberta Innovates. Consulté 28 septembre 2022, à l'adresse <https://albertainnovates.ca/programs/hydrogen-centre-of-excellence/>

Hydro-Québec. (2021). *Comparaison des prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines—2021*. <https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/comparaison-prix-electricite.pdf>

ICI.Radio-Canada. (s. d.). *Décarboner le monde : Les défis de l'industrie lourde*. Radio-Canada.ca. Consulté 29 septembre 2022, à l'adresse <https://ici.radio-canada.ca/recit-numerique/3218/cop26-decarboner-ciment-acier-monde-industrie-lourde>

ICI.Radio-Canada.ca, Z. É.-. (2021, février 4). *Le projet éolien Apuiat ira de l'avant*. Radio-Canada.ca; Radio-Canada.ca. <https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1768323/apuiat-eolien-port-cartier-electricite-innu-quebec-legault>

- IEA. (2019). *The Future of Hydrogen : Seizing today's opportunities*. International Energy Agency.
- IEA. (2022). *Global Hydrogen Review 2022*. International Energy Agency.  
<https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022>
- Institut de la statistique du Québec. (2021). *La production minérale au Québec en 2019*.  
<https://statistique.quebec.ca/fr/fichier/mines-en-chiffres-production-minerale-quebec-2019.pdf>
- Institut national des mines. (2022). *Engins hybrides et électriques dans le secteur minier au Québec : Perspectives, analyses et besoins de formation*.  
[https://inmq.gouv.qc.ca/publication/376/engins\\_hybrides\\_electrique\\_secteur\\_minier\\_qu\\_ebec](https://inmq.gouv.qc.ca/publication/376/engins_hybrides_electrique_secteur_minier_qu_ebec)
- International Energy Agency. (2019). *The future of hydrogen : Assumptions annexe—Revised version Dec 2020*. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/29b027e5-fefc-47df-aed0-456b1bb38844/IEA-The-Future-of-Hydrogen-Assumptions-Annex\\_CORR.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/29b027e5-fefc-47df-aed0-456b1bb38844/IEA-The-Future-of-Hydrogen-Assumptions-Annex_CORR.pdf)
- IRENA. (2020). *Green hydrogen cost reduction : Scaling up electrolyzers to meet the 1.5°C climate goal*. International Renewable Energy Agency.
- IRENA. (2022). *Geopolitics of the Energy Transformation : The Hydrogen Factor*. International Renewable Energy Agency.
- Karimi, E., & Kazerani, M. (2017). Impact of renewable energy deployment in Canada's remote communities on diesel generation carbon footprint reduction. *2017 IEEE 30th Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE)*, 1-5.  
<https://doi.org/10.1109/CCECE.2017.7946740>
- Katta, A. K., Davis, M., & Kumar, A. (2020). Development of disaggregated energy use and greenhouse gas emission footprints in Canada's iron, gold, and potash mining sectors. *Resources, Conservation and Recycling, 152*, 104485.  
<https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2019.104485>
- Kayser-Bril, C., Ba, R., Whitmore, J., & Kinjarapu, A. (2021). *Decarbonization of long-haul trucking in eastern Canada : Simulation of the e-highway technology on the a20-h401 highway corridor*.

- Khan, M. A., MacKinnon, C., Young, C., & Layzell, D. B. (2022). Techno-economics of a new hydrogen value chain supporting heavy duty transport. *Transition Accelerator Reports*, 4(5), 1-52.
- Konstantinovskaya, E., Ngoc, T. D. T., Lefebvre, R., & Malo, M. (2011). *Le potentiel de stockage expérimental du CO2 dans les aquifères salins profonds de Bécancour : Partie II Évaluation de la porosité effective et de l'épaisseur productive nette* (R-1266). INRS.
- Krzywda, M., Jurasz, J., & Mikulik, J. (2018). The use of photovoltaics and electric vehicles for electricity peak shaving in office buildings. *E3S Web of Conferences*, 45, 00037. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/20184500037>
- Langlois-Bertrand, S., Vaillancourt, K., Beaumier, L., Pied, M., Bahn, O., & Mousseau, N. (2021). *Perspectives énergétiques canadiennes 2021 – Horizon 2060*. <http://iet.polymtl.ca/perspectives-energetiques/>
- Lazard. (2021). *Lazard's levelized cost of hydrogen analysis*. <https://www.lazard.com/media/451779/lazards-levelized-cost-of-hydrogen-analysis-vf.pdf>
- Lecavalier, C. (2022, avril 28). Prix du carbone en 2030 : Québec met la barre bien moins haut qu'Ottawa. *La Presse*. <https://www.lapresse.ca/actualites/politique/2022-04-28/prix-du-carbone-en-2030/quebec-met-la-barre-bien-moins-haut-qu-ottawa.php>
- Loi canadienne sur la protection de l'environnement, Règlement sur les émissions des moteurs hors route à allumage par compression (mobiles et fixes) et des gros moteurs hors route à allumage commandé (DORS/2020-258). (2022). <https://laws-lois.justice.gc.ca/fra/reglements/DORS-2020-258/page-2.html#h-1266583>
- Loi sur la santé et la sécurité du travail, Règlement sur la santé et la sécurité du travail dans les mines c S-2.1, r.14 (2022). [https://www.legisquebec.gouv.qc.ca/fr/document/rc/S-2.1,%20r.%2014?langCont=fr#ga:l\\_iv-gb:l\\_1-h1](https://www.legisquebec.gouv.qc.ca/fr/document/rc/S-2.1,%20r.%2014?langCont=fr#ga:l_iv-gb:l_1-h1)
- Meadowcroft, J. (2021). Pathways to net zero : A decision support tool. *Transition Accelerator Reports*, 3(1), 1-108.
- MEI. (s. d.). *Le secteur / Aperçu de l'industrie chimique*. Ministère de l'Économie et de l'Innovation. Consulté 29 septembre 2022, à l'adresse <https://www.economie.gouv.qc.ca/bibliotheques/secteurs/chimie/aperçu-de-lindustrie-chimique/>

- Meillaud, L. (2020, avril 27). *De l'hydrogène bas carbone pour faire des semi-conducteurs*. H2Today. <https://hydrogentoday.info/de-lhydrogene-bas-carbone-pour-faire-des-semi-conducteurs/>
- MELCC. (s. d.). *Engagements du Québec : Nos cibles de réduction d'émissions de GES*. Ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques. Consulté 6 octobre 2022, à l'adresse <https://www.environnement.gouv.qc.ca/changementsclimatiques/engagement-quebec.asp>
- MELCC. (2021). *Registre des émissions de gaz à effet de serre pour l'année 2020*. Ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques. <https://www.environnement.gouv.qc.ca/changements/ges/registre/index.htm>
- MELCC. (2022). *Rapport sommaire de la vente aux enchères conjointe n°32*. <https://www.environnement.gouv.qc.ca/changements/carbone/ventes-encheres/2022-06-17/resultats-20220617.pdf>
- MERN. (2022a). *Tableau des mines et projets miniers*. [https://mern.gouv.qc.ca/wp-content/uploads/TB\\_mines\\_projets-miniers\\_MERN.pdf](https://mern.gouv.qc.ca/wp-content/uploads/TB_mines_projets-miniers_MERN.pdf)
- MERN. (2022b). *Stratégie québécoise sur l'hydrogène vert et les bioénergies 2030*. Secteur de l'innovation et de la transition énergétiques. Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles.
- Mining Technology. (2020, juin 24). *Borden Gold Mine*. <https://www.mining-technology.com/projects/borden-gold-mine-chapleau-ontario/>
- Moraes, S. L. de, Lima, J. R. B. de, & Ribeiro, T. R. (2018). Iron Ore Pelletizing Process : An Overview. Dans *Iron Ores and Iron Oxide Materials*. IntechOpen. <https://doi.org/10.5772/intechopen.73164>
- Mugnini, A., Polonara, F., & Arteconi, A. (2021). Demand response strategies in residential buildings clusters to limit HVAC peak demand. *E3S Web of Conferences*, 312, 09001. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202131209001>
- Neisiani, M., Savadogo, O., Chaouki, J., Fradette, L., & Tanguy, P. A. (2020). *Étude sur le potentiel technico-économique du développement de la filière de l'hydrogène au Québec et son potentiel pour la transition énergétique – Volet B: Revue de littérature*

*technicoéconomique de l'hydrogène : De la production à l'utilisation*. Rapport préparé pour Transition énergétique Québec. Polytechnique Montréal.

Nouveau Monde Graphite. (2022). *Des matériaux de batterie écologiques pour propulser la transition énergétique* (p. 45). [https://nmg.com/wp-content/uploads/2021/02/NMG\\_Presentation\\_corporative.pdf](https://nmg.com/wp-content/uploads/2021/02/NMG_Presentation_corporative.pdf)

NREL. (2022). *2022 Annual Technology Baseline—Land-Based Wind*. National Renewable Energy Laboratory. [https://atb.nrel.gov/electricity/2022/land-based\\_wind](https://atb.nrel.gov/electricity/2022/land-based_wind)

Pedroli, F., & Mousseau, N. (2020). Analyse du secteur des bâtiments commerciaux et institutionnels. *Les rapports de l'Accélérateur de transition*, 2(6). <https://transitionaccelerator.ca/analyse-du-secteur-des-batiments-commerciaux-et-institutionnels/?lang=fr>

Pedroli, F., & Mousseau, N. (2022). Enjeux, leviers et freins de la décarbonation des bâtiments commerciaux et institutionnels au Québec. *Les rapports de l'Accélérateur de transition*, 4(1). <https://transitionaccelerator.ca/enjeux-leviers-et-freins-de-la-decarbonation-des-batiments-commerciaux-et-institutionnels-au-quebec/?lang=fr>

Philippe A. Tanguy, Louis Fradette, Jamal Chaouki, Mania Neisiani, & Oumarou Savadogo. (2020). *Étude sur le potentiel technico-économique du développement de la filière de l'hydrogène au Québec et son potentiel pour la transition énergétique – Volet A : Portrait régional, canadien et international actuel de l'économie de l'hydrogène*. Rapport préparé pour Transition énergétique Québec. Polytechnique Montréal.

Pineau, P.-O., Gauthier, P., Whitmore, J., Normandin, D., Beaudoin, L., & Beaulieu, J. (2019). *Portrait et pistes de réduction des émissions industrielles de gaz à effet de serre au Québec—Volet 1*.

Pyonnier. (2022). *Principaux usages de l'hydrogènes*. Préparé pour le MERN. [https://cdn-contenu.quebec.ca/cdn-contenu/ressources-naturelles/Documents/Energie/ED\\_usages\\_hydrogene\\_2022\\_MERN.pdf?1652812015](https://cdn-contenu.quebec.ca/cdn-contenu/ressources-naturelles/Documents/Energie/ED_usages_hydrogene_2022_MERN.pdf?1652812015)

Rébillon, H. (2022, août 26). *Le plus gros dumper minier au monde alimenté à l'hydrogène*. TRM24.fr. <https://trm24.fr/le-plus-gros-dumper-minier-au-monde-alimente-a-lhydrogene-2/>

Régie de l'énergie du Québec. (2022a). *Guide méthodologique pour l'établissement des différents relevés sur les produits pétroliers*.

Régie de l'énergie du Québec. (2022b). *Prix du carburant diesel dans la région de Montréal 1998-2022*. [http://www.regie-energie.qc.ca/energie/archives/graphiques/diesel\\_graph\\_historique\\_mtl2022.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/energie/archives/graphiques/diesel_graph_historique_mtl2022.pdf)

Régie de l'énergie du Québec. (2022c). *Prix moyen affiché, carburant diesel, par région administrative du Québec*. [http://www.regie-energie.qc.ca/energie/archives/diesel/diesel\\_moyen2022.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/energie/archives/diesel/diesel_moyen2022.pdf)

Ressources naturelles Canada. (s. d.). *Tableau 12 : Consommation d'énergie secondaire et émissions de GES de l'extraction minière, exploitation en carrière, et extraction de pétrole et de gaz*. Base de données complète sur la consommation d'énergie – Secteur industriel – Québec. Consulté 8 septembre 2022, à l'adresse <https://oee.nrcan.gc.ca/organisme/statistiques/bnce/apd/showTable.cfm?type=CP&sector=agg&juris=qc&rn=12&page=0>

Ressources naturelles Canada. (2022, février 3). *Faits sur les minéraux et les métaux*. Ressources naturelles Canada. <https://www.nrcan.gc.ca/nos-ressources-naturelles/mines-materiaux/faits-mineraux-metaux/20603>

Riemer, M., Zheng, L., Eckstein, J., Wietschel, M., Pieton, N., & Kunze, R. (2022). *Future hydrogen demand : A cross-sectoral, global meta-analysis*. <https://www.hypat.de/hypat-en/project.php>

Rio Tinto. (2022, février 4). *Électrolyse de l'aluminium sans carbone : Un pas de plus dans la bonne direction*. <https://www.riotinto.com/can/news/stories/aluminium-emissions-free>

Rogers, W. P., Kahraman, M. M., Drews, F. A., Powell, K., Haight, J. M., Wang, Y., Baxla, K., & Sobalkar, M. (2019). Automation in the Mining Industry : Review of Technology, Systems, Human Factors, and Political Risk. *Mining, Metallurgy & Exploration*, 36(4), 607-631. <https://doi.org/10.1007/s42461-019-0094-2>

Romero, A., Millar, D., Carvalho, M., & Abrahão, R. (2020). 100% renewable fueled mine. *Energy*, 205, 117964. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117964>

Rosenow, J. (2022). Is heating homes with hydrogen all but a pipe dream? An evidence review. *Joule*. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2022.08.015>

Stantec. (2019). *Evaluation of alternate ore and waste haulage technologies*. Préparé pour COSIA.

Sun, Y., Panchabikesan, K., Joybari, M. M., Olsthoorn, D., Moreau, A., Robichaud, M., & Haghghat, F. (2018). Enhancement in peak shifting and shaving potential of electrically heated floor residential buildings using heat extraction system. *Journal of Energy Storage, 18*, 435-446. <https://doi.org/10.1016/j.est.2018.05.021>

Table jamésienne de concertation minière. (2020). *Estimation des besoins de main d'oeuvre du secteur minier au Québec 2019-2023 avec tendances 2023*. [https://inmq.gouv.qc.ca/medias/files/Publications/Rapports\\_de\\_recherche/Estimation%20des%20besoins%20de%20main%20oeuvre%20du%20secteur%20minier%20au%20Qu%C3%A9bec%202019-2023%20avec%20tendances%202028.pdf](https://inmq.gouv.qc.ca/medias/files/Publications/Rapports_de_recherche/Estimation%20des%20besoins%20de%20main%20oeuvre%20du%20secteur%20minier%20au%20Qu%C3%A9bec%202019-2023%20avec%20tendances%202028.pdf)

Tugliq Energie. (2018). *Raglan II – Réseau hybride éolien, diesel et stockage d'énergie dans l'Arctique Canadien*. <https://tugliq.com/realisation/raglan-ii/>

TUGLIQ Énergies Co. (2016). *Projet pilote de démonstration de réseau intelligent d'électricité renouvelable à la mine RAGLAN Glencore (GC 128296)*. L'Initiative écoÉNERGIE sur l'innovation Composante de démonstration.

Ulrich, S., Trench, A., & Hagemann, S. (2020). Greenhouse gas emissions and production cost footprints in Australian gold mines. *Journal of Cleaner Production, 267*, 122118. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.122118>

Ulrich, S., Trench, A., & Hagemann, S. (2022). Gold mining greenhouse gas emissions, abatement measures, and the impact of a carbon price. *Journal of Cleaner Production, 340*, 130851. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.130851>

Wallace, C. (2021). *Utilizing Renewable Hydrogen For Fuel-Cell Mine Haul Vehicles In Canada : A Techno Economic Assessment*. University of Calgary.

Whitmore, J., & Pineau, P.-O. (2022). *État de l'énergie au Québec—Édition 2022*. Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal. [https://energie.hec.ca/wp-content/uploads/2022/03/EEQ2022\\_web.pdf](https://energie.hec.ca/wp-content/uploads/2022/03/EEQ2022_web.pdf)

Zuliani, J. E., Guilbaud, J., & Carreau, M. (2021). Decarbonization of remote mine electricity supply and vehicle fleets. *CIM Journal, 12(4)*, 135-148. <https://doi.org/10.1080/19236026.2021.1973205>

## ANNEXES

### I. Fiche : Projet de microréseau intégré (éolien et stockage), mine Raglan de Glencore

**Localisation :** Québec, territoire du Nunavik, région du Nord-du-Québec

**Description :** Le projet s’est déroulé en deux phases réparties entre 2009 et 2019. Son objectif consistait à tester la faisabilité de la mise en place d’un réseau intelligent basé sur l’énergie éolienne et le stockage dans les conditions climatiques rigoureuses de l’Arctique. Ce projet a permis de démontrer que l’exploitation d’énergie renouvelable et le stockage de cette énergie à l’échelle industrielle et communautaire peut réduire de façon importante les coûts de l’énergie et la consommation du diesel par rapport à la production d’électricité à partir de diesel seulement ou à partir d’autres options de production éolienne-diesel.

Phase 1	Phase 2
<b>Équipements :</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Turbine éolienne de 3 MW</li> <li>• Système de stockage : <ul style="list-style-type: none"> <li>○ volant à inertie, 200 kW / 1.5 kWh</li> <li>○ batteries lithium ion, 200 kW / 250 kWh</li> <li>○ boucle à hydrogène, 200 kW / 4 MWh</li> </ul> </li> </ul> Mise en service : 2014	<b>Équipements :</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Turbine éolienne de 3 MW</li> <li>• Système de stockage : <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Batteries lithium ion, 3 MW / 1 MWh</li> </ul> </li> </ul> Mise en service : 2019
Pour plus de détails : <a href="#">Raglan I - Microréseau hybride éolien / batteries - Tugliq Energie</a>	Pour plus de détails : <a href="#">Raglan II - Commande renouvelée d'une éolienne de 3MW - Tugliq Energie</a>

#### Résultats globaux :

- Intégration d’énergie provenant de source renouvelable et équivalant à 40 % de la puissance installée alimentée au diesel;
- Réduction de la consommation de diesel de 4,2 millions de litres par an;
- Réduction des GES, plus de 20 000 t cumulées en 2019;
- Réduction des risques de déversement de produits pétroliers grâce à la réduction des quantités de diesel transportées;
- Réduction des effets économiques des mécanismes de tarification du carbone sur les acteurs industriels;
- Établissement de références en termes de technologies, mais aussi en ce qui concerne les modèles d’exploitation et de partenariats;
- Développement de connaissances utiles pour l’élaboration de règlements soutenant la décarbonation de l’énergie consommée dans les mines canadiennes;
- Identification des options de stockage compétitives;
- Expérimentation d’une boucle à hydrogène pour le stockage amenant à la conclusion que l’hydrogène serait possiblement plus pertinent pour la mobilité sur le site minier.

Pour plus d'information, consulter le rapport « *Projet-pilote de démonstration de réseau intelligent d'électricité renouvelable à la mine RAGLAN Glencore (GC 128296)* » (TUGLIQ Énergies Co., 2016).

## II. Solutions technologiques

### a. Électricité : Approvisionnement et stockage

Approvisionnement en électricité		Stockage d'électricité	
Réseau d'Hydro-Québec	Mature	Batteries lithium-ion	Émergent / Mature
Parc éolien	Mature	Volants d'inertie	Mature
Parc solaire photovoltaïque	Émergent / Mature	Boucle hydrogène (électrolyseur, réservoirs, PAC)	Émergent
Petit ou microréacteur nucléaire modulaire	En développement		

### b. Les véhicules hors-route

Le tableau ci-dessous analyse un ensemble de technologies existantes pour les véhicules hors route (VHR), tels que les engins miniers, en utilisant une méthodologie développée par J. Meadowcroft (2021). Cette analyse se base sur les critères présentés dans l'*Encadré 1* de ce document. Deux autres technologies s'ajoutent à celles présentées dans le tableau :

- Les systèmes à caténaires qui peuvent être couplés à des véhicules électriques et des véhicules hybrides (diésel- électrique). Les véhicules hybrides diésel-électrique ont un faible potentiel pour contribuer à l'atteinte de la carboneutralité car, bien qu'ils réduisent de manière importante les émissions de GES, ils ne les éliminent pas complètement.
- L'automatisation des véhicules qui peut s'appliquer en combinaison avec toutes les autres technologies présentées.

Ce tableau peut être mis à jour périodiquement afin de servir d'outil d'aide à la décision.

La légende pour la colonne « Priorité » est la suivante:

Satisfait les critères
Satisfait potentiellement l'ensemble des critères
Satisfait partiellement les critères
Ne satisfait pas les critères

	Crédible			Apte		Attrayant/Convaincant			Priorité
	Maturité	Viabilité économique	Acceptabilité sociale	Adapté aux besoins/objectifs	Potentiel de contribution à un avenir carboneutre	Pour les principales parties prenantes	Coûts et avantages	Opportunités de développement économique	
Pile à combustible à hydrogène									
<b>VPACH</b>	Pile à combustible mature mais application pour les VHR en cours d'émergence. H <sub>2</sub> par électrolyse : disponible mais performances encore à améliorer. Infrastructure d'approvisionnement très peu déployée.	Coût des véhicules encore très élevé par rapport aux modèles « classiques ». Transport d'H <sub>2</sub> encore très cher. Actuellement, la production à partir de méthane est moins chère que l'électrolyse ou la production à partir de biomasse.	Préoccupations concernant la sécurité autour de l'H <sub>2</sub> .	Oui, bonne performance (couple élevé)	Oui, si l'H <sub>2</sub> est produit par électrolyse à partir d'électricité décarbonée ou à partir de biomasse.	Suscite l'intérêt de certains acteurs (minières, équipementiers).	Bon couple, moins de maintenance, pas de pollution de l'air, réduction du bruit. Préoccupation sur la possibilité de recycler les piles à combustible. Peut jouer un rôle important dans une économie de l'hydrogène (PACH, électrolyseur).	Potentiel de développement d'une filière de fabrication de piles à combustible pour la mobilité; de fabrication d'électrolyseurs; de production d'H <sub>2</sub> par électrolyse ou à partir de biomasse.	Moyen/Élevé A le potentiel de prendre part à un avenir carboneutre
<b>Électrique</b>									
<b>À batterie lithium-ion</b>	En cours d'émergence. La technologie de batterie doit encore être améliorée pour répondre pleinement aux besoins spécifiques des différents secteurs (mine, construction, foresterie).	Coût des véhicules encore élevé par rapport aux véhicules diesel, mais coûts d'exploitation plus faibles (maintenance et énergie).	Préoccupations sur l'impact de la production et la gestion de fin de vie des batteries.	Oui, bonne performance (couple élevé). Toutefois, il reste des défis à relever; entre autres, le rapport autonomie, encombrement et masse des batteries.	Oui, si l'électricité de recharge est décarbonée, et si la chaîne d'approvisionnement l'est aussi, sans oublier la gestion de fin de vie des équipements.	Suscite l'intérêt de certains acteurs (minières, équipementiers).	Bon couple, moins de maintenance, pas de pollution de l'air, réduction du bruit.	Opportunités d'emploi en recherche, conception, assemblage et maintenance.	Élevée A le potentiel de prendre part à un avenir carboneutre

	Crédible			Apte		Attrayant/Convaincant			Priorité
	Maturité	Viabilité économique	Acceptabilité sociale	Adapté aux besoins/objectifs	Potentiel de contribution à un avenir carboneutre	Pour les principales parties prenantes	Coûts et avantages	Opportunités de développement économique	
<b>Biodiésel</b>									
<b>Biodiésel</b>	Mature	Actuellement plus cher que le diésel principalement à cause de la nature de la source d'approvisionnement (matière agricole et/ou matière résiduelle) nécessitant du transport, de la manutention et des traitements.	Pas de préoccupations identifiées pour le moment.	Oui, performances similaires aux véhicules diésel.	Possible mais la disponibilité de la matière première est limitée et potentiellement en compétition avec d'autres usages (émissions négatives - BECSC).	Suscite l'intérêt de certains acteurs (surtout du côté production).	Peut utiliser les infrastructures existantes (stockage, transport, distribution). Ne répond pas aux problèmes de pollution de l'air et sonore. A un impact négatif sur l'utilisation des sols.	Peut ouvrir de nouveaux marchés pour la biomasse et les matières résiduelles.	Faible/Moyen Ne contribue que partiellement à la transition. Contribue à la pollution de l'air.
<b>Hydrogène</b>									
<b>Moteur à combustion à hydrogène</b>	Encore à l'étape de R&D.		Préoccupations concernant la sécurité autour de l'H <sub>2</sub> .		Pas d'émission de CO <sub>2</sub> ou CO, mais des émissions d'oxydes d'azote (Nox).	Encore à l'étape de R&D.			Faible

	Crédible			Apte		Attrayant/Convaincant			Priorité
	Maturité	Viabilité économique	Acceptabilité sociale	Adapté aux besoins/objectifs	Potentiel de contribution à un avenir carboneutre	Pour les principales parties prenantes	Coûts et avantages	Opportunités de développement économique	
<b>Gaz naturel (GN)</b>									
<b>GN compressé ou liquéfié</b>	Mature	Le gaz naturel est globalement peu cher, toutefois son prix est très variable.	Socialement encore acceptable, mais c'est un combustible fossile.	Faibles performances.	Réduction des GES par rapport au diesel (17 % à 30 %), mais n'est pas compatible avec la carboneutralité.	Suscite l'intérêt de certains acteurs (fournisseurs de gaz).	Peut utiliser les infrastructures de GN existantes, et est compatible avec les moteurs thermiques existants.	Peut contribuer à court terme à l'expansion du marché du GN.	Nulle Émissions incompatibles avec un avenir carboneutre
<b>GN renouvelable</b>	Production existante, en cours d'expansion. Usage limité pour les VHR.	Peut-être viable, mais est encore beaucoup plus cher que le GN (2 à 6 fois plus cher).	Pas de préoccupations identifiées pour le moment.	Faibles performances.	Possible mais la disponibilité de la matière première est limitée et localisée. Potentiellement en compétition avec d'autres usages (émissions négatives - BECSC).	Suscite l'intérêt de certains acteurs (fournisseurs de biomasse).	Peut utiliser les infrastructures de GN existantes, et est compatible avec les moteurs thermiques existants.	Peut offrir des opportunités de développement localisées.	Faible

<p><b>GN synthétique</b></p>	<p>Encore à l'étape de R&amp;D.</p>	<p>Coûts de production présentement très élevés.</p>	<p>Pas de préoccupations identifiées pour le moment; toutefois si le CO<sub>2</sub> utilisé est transporté par pipeline, peut être source de préoccupations à cause des risques de fuites.</p>	<p>Faibles performances.</p>	<p>A du potentiel mais dépend fortement de l'évolution des technologies de production décarbonée d'H<sub>2</sub> et des sources de CO<sub>2</sub> (DAC, CUC). Potentiellement en compétition avec d'autres usages (émissions négatives - BECSC).</p>	<p>Encore à l'étape de R&amp;D</p>	<p>Peut utiliser les infrastructures de GN existantes, et est compatible avec les moteurs thermiques existants.</p>	<p>Pas claires pour le moment.</p>	<p>Faible Technologie encore très immature</p>
------------------------------	-------------------------------------	--	--	------------------------------	--	------------------------------------	---	------------------------------------	--

### III. Les acteurs

#### a. Les acteurs rencontrés

Nom	Entité	Poste	Adresse courriel	Rencontré.e.s le
Simon Barnabé	UQTR, IRH	Directeur assistant	simon.barnabe@uqtr.ca	21-03-2022
Oumarou Savadogo	Polytechnique Montréal	Professeur	oumarou.savadogo@polymtl.ca	30-03-2022
Junior Lagrandeur	Université de Sherbrooke	Post Doctorant	Junior.Lagrandeur@USherbrooke.ca	20-04-2022
Daniel Charrette	Charbone	Chef de l'exploitation	dc@charbone.com	23-05-2022
Sid Zerbo	Charbone	Chef de l'ingénierie	sz@charbone.com	23-05-2022
Cédric Lalaizon	Propulsion Québec	Directeur Innovation et expérimentation	sarah.houde@propulsionquebec.com cedrick.lalaizon@propulsionquebec.com	21-06-2022
Alex Champagne-Gélinas	Innovée	Conseiller en intelligence sectorielle	agelinas@innovee.quebec	21-06-2022
Nicolas Seguin	Raglan / TUGLIQ Énergie	VP Développement, Projets et Opérations	Nseguin@TUGLIQ.com	29-06-2022
Martine Paradis	Nouveau Monde Graphite	VP Ingénierie, environnement et projet Matawinie	mparadis@nouveau monde.ca	Par courriel uniquement
Julie Paquet	Nouveau Monde Graphite	VP Communications & Stratégie ESG	jpaquet@nmg.com	05-07-2022
Dinara Millington	Accélérateur de transition	Responsable des régions de l'ouest	dmillington@transitionaccelerator.ca	15-07-2022

## b. La cartographie des chaînes de valeur

### Le secteur minier

Tableau 13 : La Cartographie à haut niveau de la chaîne de valeur du secteur minier  
(Les listes d'acteurs ci-dessous ne sont pas exhaustives)

PRODUCTION		DISTRIBUTION		CONSOMMATION	
Manufacturiers d'équipement de production et conditionnement	Services énergétiques / Production	Stockage	Stations de ravitaillement	Manufacturiers d'équipements miniers*	Secteur d'utilisation: Mines
Cummins	Tugliq Énergie	Change Energy Services	Harnois Énergies	Sandvik	Glencore Canada
Ballard Power Systems	Charbone		HTEC	Caterpillar	Arcelor Mittal Exploitation Minière Canada
Siemens Canada	Hatch			Volvo Construction Equipment	Mines Agnico Eagle
Next Hydrogen	Enercon			Sany	Nouveau Monde Graphite
Sim Composites	Hydro-Québec			Liebherr Canada	Nemaska Lithium
Xebec (ACS)	Air liquide Canada			Komatsu	
	Harnois Énergies			RDH-Scharf	
	HTEC			MacLean Engineering	
	Xebec (HyGear)				
<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ Maillon le plus mature, mais peu d'acteurs basés au Québec</li> <li>➢ <b>Reconfiguration</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ Plusieurs acteurs ayant des activités au Québec</li> <li>➢ <b>Diffusion</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ Peu d'acteurs présent</li> <li>➢ <b>Diffusion</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ Quelques acteurs présents</li> <li>➢ <b>Diffusion</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ Essentiellement de la distribution, peu d'activité de production ou d'assemblage au Québec</li> <li>➢ <b>Émergence</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ Plusieurs grands acteurs potentiels au Québec</li> <li>➢ <b>Diffusion</b></li> </ul>

**Note :** La dernière ligne du tableau ci-dessus indique en gras l'état de maturité le plus avancé parmi les acteurs de chaque maillon.

### Légende

QC				
Reste du Canada				
	<b>Reconfiguration</b> Cet acteur joue un rôle établi dans l'économie des technologies et des services directement liés à l'hydrogène.	<b>Diffusion</b> Cet acteur joue un rôle dans l'économie des technologies et des services directement liés à l'hydrogène, ou à des solutions complémentaires à l'hydrogène.	<b>Émergence</b> Cet acteur peut jouer un rôle potentiel et il manifeste publiquement son intérêt pour des technologies et des services liés à l'hydrogène.	<b>Non connu</b> Cet acteur peut jouer un rôle potentiel mais son intérêt pour des technologies et des services liés à l'hydrogène n'est pas connu.

### Commentaires sur la chaîne de valeur du secteur minier

- La cartographie de la chaîne de valeur du secteur des mines ci-dessus est organisée selon l'approche classique allant de la production à la consommation. Toutefois, si on applique plutôt la méthodologie des carrefours d'appui à la transition énergétique, l'accent est d'abord mis sur les acteurs du côté de la demande plutôt que de la production.
- En plus des utilisateurs principaux comme les compagnies minières, d'autres acteurs, comme les communautés autochtones, ou les municipalités, peuvent bénéficier de la production d'électricité à partir énergie renouvelable et de la production d'hydrogène à faibles émissions. La première étape d'un carrefour pour le secteur minier viserait donc à mobiliser les compagnies minières, les manufacturiers d'équipements miniers mobiles, et les communautés à proximité des sites pour valider la possibilité de bâtir une demande.
- Glencore Canada a réalisé plusieurs projets pilotes à sa mine Raglan pour tester des solutions permettant de décarboner l'énergie qui y est consommée, en particulier la consommation de diesel. Les options testées sont, entre autres, des éoliennes, du stockage par batterie, et une boucle hydrogène (électrolyseur, stockage dans des réservoirs, piles à combustible). La minière Nouveau Monde Graphite, développe ses activités pour atteindre une production de matériel d'anode actif à faibles émissions de carbone. Elle est donc à la recherche de solutions à faibles émissions de carbone pour ses équipements mobiles, ainsi que le reste de ses activités.
- De nombreux manufacturiers d'équipements miniers mobiles distribuent leurs produits au Québec, toutefois il n'y a que peu d'activités de fabrication ou d'assemblage de ce type d'équipement dans la province. On retrouve plus de ces activités dans la province voisine de l'Ontario. Plusieurs manufacturiers et compagnies minières testent des solutions (véhicule électrique à batteries, véhicule électrique hybride à batteries et à piles à combustible, véhicule hybride diesel et électrique à caténaires) pour décarboner les tombereaux de grande capacité.

- La trajectoire proposée pour le secteur minier est caractérisée par un déploiement localisé des infrastructures de production et de consommation, les enjeux liés au transport de l'hydrogène sont donc en grande partie écartés.
- La production d'hydrogène est gérée par la compagnie minière ou par une compagnie de service énergétique. Selon leur taille et leur emplacement chaque mine ou petit groupe de mines aura ses propres infrastructures. Chaque mine a besoin d'un certain niveau de personnalisation de la solution déployée à cause des caractéristiques propres à chacune.

### Le secteur du transport de marchandise

Tableau 14 : La cartographie à haut niveau de la chaîne de valeur du secteur du transport de marchandise (Les listes d'acteurs ci-dessous ne sont pas exhaustives)

PRODUCTION		DISTRIBUTION			CONSOMMATION	
Manufacturiers d'équipement de production et conditionnement	Production	Stockage	Distribution / Transport	Services énergétiques	Manufacturiers d'équipements	Secteur d'utilisation: Transport lourd
Sim Composites	Air liquide Canada (Olin et autres)	Change energy Services	Harnois Énergies	Air liquide Canada	Caterpillar	TFI International
Xebec	Charbone	Intragaz	HTEC	Harnois Énergies	Volvo Trucks	Canadian National Transportation
Cummins	Harnois Énergies			HTEC	Dana	CAT / Canadian American Trans.
Ballard Power Systems	Messer (Nouryon)			Hatch	Kenworth (Paccar)	Robert
Siemens Canada	Evolugen-Gazifère			Hydro-Québec	Peterbilt (Paccar)	
Next Hydrogen	Air products			Stantec	Cummins	
	HyGear (Xebec)				Ballard Power Systems	

### Commentaires sur la chaîne de valeur du secteur du transport de marchandise

- La cartographie de la chaîne de valeur du secteur du transport lourd ci-dessus suit l'organisation classique allant de la production vers la demande.
- Dans le cas du transport lourd (marchandises), le déploiement doit se faire à l'échelle de la province, ou du moins le long de certains axes routiers. Les stations de ravitaillement doivent

être positionnées stratégiquement et adopter un format similaire afin d'offrir un service consistant aux camionneurs. L'hydrogène peut être produit sur le site de la station de ravitaillement ou être livré à partir d'un centre de production centralisé.

- Ballard et Dana sont des partenaires dans le projet AZETEC en Alberta qui vise à tester deux camions lourds de transport de marchandise fonctionnant avec des piles à combustible. Par ailleurs, Ballard a fourni les piles à combustible qui équipent le tombereau hybride mis à l'essai par la minière Anglo American en Afrique du Sud.
- Les principaux rapports utilisés pour la compléter sont :
  - Hoornweg, D., Wotten, D., Kauling, D., Jianu, O., & Armouldi, E. (2021). Hydrogen : An Overview – Eastern Canada. Transition Accelerator Reports, 3(3), 1-120.
  - Whitmore, J., & Pineau, P.-O. (2022). État de l'énergie au Québec—Édition 2022. Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal.

### **Commentaires généraux sur les chaînes de valeur de l'hydrogène au Québec**

- Les maillons des chaînes de valeurs qui diffèrent le plus selon le secteur d'utilisation visé sont
  - Le maillon concernant les manufacturiers d'équipements du côté de la demande,
  - Les maillon production et transport/distribution car les acteurs de ce maillon ne sont pas les mêmes selon que la production soit centralisée ou pas.
- D'autres maillons regroupent sensiblement les mêmes acteurs quelle que soit la filière, notamment le maillon des manufacturiers d'équipement de production d'hydrogène.
- Au Québec, plusieurs établissements universitaires mènent des activités de recherche liées à l'hydrogène, notamment l'université du Québec à Trois-Rivières au sein de son Institut de recherche sur l'hydrogène, et Polytechnique Montréal.