



Natural Resources
Canada

Ressources naturelles
Canada

Deputy Minister

Sous-ministre

Ottawa, Canada
K1A 0E4

Cédric Taquet
Greffier du Comité
Comité permanent des comptes publics
6^e étage, 131, rue Queen
Chambre des communes
Ottawa ON K1A 0A6
Canada

Jerry V. DeMarco
Commissaire à l'environnement et au
développement durable
Bureau du vérificateur général du Canada
240, rue Sparks
Ottawa ON K1A 0G6

Monsieur le greffier Taquet,
Monsieur le commissaire DeMarco,

Je vous écris pour vous présenter une modélisation actualisée des possibilités offertes par l'hydrogène au Canada et du rôle qu'il pourrait jouer dans le cadre de la trajectoire d'émissions nettes zéro du Canada. J'aimerais également vous informer de l'état d'avancement du rapport biennal sur la *Stratégie canadienne pour l'hydrogène* (stratégie pour l'hydrogène). Cette démarche répond à un engagement que j'ai pris à votre égard à la suite de la publication du rapport des commissaires à l'environnement et au développement durable (CEDD) en avril 2022 intitulé [Rapport 3 – Le potentiel de l'hydrogène pour réduire les émissions de gaz à effet de serre](#) et de la réunion du 2 décembre 2022 du Comité permanent des comptes publics.

En 2021, le CEDD a lancé une vérification sur le rôle de l'hydrogène dans la filière énergétique du Canada. La vérification a été publiée en avril 2022 et a révélé que Ressources naturelles Canada (RNCan) et Environnement et Changement climatique Canada (ECCC) avaient des points de vue différents sur le rôle que l'hydrogène devrait jouer dans la réduction des émissions de gaz à effet de serre, et a remis en question les hypothèses de la modélisation du potentiel de l'hydrogène.

En outre, lors de la réunion du Comité permanent des comptes publics du 2 décembre 2022, j'ai proposé de fournir des informations supplémentaires sur le rapport biennal de la Stratégie canadienne pour l'hydrogène.

Le CEDD a formulé les deux recommandations suivantes à l'intention de RNCan dans la vérification de 2022 :

3.34 Ressources naturelles Canada devrait réaliser une modélisation exhaustive ascendante pour l'utilisation de l'hydrogène. Cette modélisation devrait tenir compte des éléments suivants :

Canada

- a. Les gains d'efficacité en matière de réduction d'émissions par secteur (les coûts de réduction d'émissions par mégatonne d'équivalent en dioxyde de carbone);
- b. Les combustibles de rechange (par exemple, biocarburants, électrification, systèmes de crédits);
- c. Le déploiement réalisable des technologies et des infrastructures de soutien.

3.35 En se fondant sur la modélisation mise à jour, Ressources naturelles Canada, en partenariat avec les parties prenantes intéressées, devrait publier une feuille de route pour le développement du marché de l'hydrogène afin de suivre les progrès et les résultats du déploiement de l'hydrogène au Canada.

La recommandation 3.34 a été mise en œuvre par le ministère au cours de la dernière année et est jointe en annexe. Le rapport s'intitule Modélisation du potentiel de l'hydrogène dans plusieurs secteurs de l'économie canadienne. Le rapport a été réalisé par ESMIA, une firme de consultants en modélisation des filières énergétiques, et fournit une modélisation actualisée qui sera incluse et communiquée à tous dans le rapport biennal de la stratégie pour l'hydrogène.

La modélisation initiale entreprise en 2020 a examiné la contribution potentielle de l'hydrogène à la réduction des gaz à effet de serre (GES). La modélisation actualisée utilise le North American Times Energy Model (NATEM), un modèle détaillé couvrant l'ensemble du système énergétique. Elle est basée sur une modélisation similaire présentée par le Canada dans le cadre de sa stratégie à long terme soumise à la Convention-Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques. Le modèle est neutre sur le plan de la sélection de combustibles et des technologies; la production et la consommation d'énergie au cours de la période considérée sont évaluées sur la base d'une estimation de la concurrence des coûts entre toutes les technologies potentielles. Les résultats du modèle reflètent une simulation de l'évolution de l'économie dans le temps, l'hydrogène étant un type d'énergie en concurrence directe avec tous les autres, y compris l'électrification et les autres carburants de remplacement.

La modélisation actualisée présente les trois scénarios principaux suivants :

1. **Neutre sur le plan technologique** – un scénario de base avec des paramètres reflétant une approche neutre au niveau de la gamme des valeurs disponibles dans la littérature. Par rapport à la modélisation originale réalisée dans le cadre de la Stratégie canadienne pour l'hydrogène, ce scénario pourrait être considéré comme le plus proche du scénario « graduel ».
2. **Favorable à l'hydrogène** – un scénario montrant les résultats si des conditions plus favorables à l'hydrogène étaient réunies, comme une baisse des coûts, un soutien politique plus important ou des innovations technologiques. Par rapport à la modélisation originale réalisée dans le cadre de la Stratégie canadienne pour l'hydrogène, ce scénario pourrait être considéré comme le plus proche du scénario « transformateur ».

- 3. Défavorable à l'hydrogène** – un scénario montrant les résultats si des conditions moins favorables à l'hydrogène étaient réunies, comme moins de réductions des coûts au fil du temps, ou d'autres limitations politiques ou technologiques. Il n'y a pas d'équivalent à ce scénario dans la Stratégie canadienne pour l'hydrogène.

L'analyse explore également des scénarios hypothétiques spécifiques basés sur l'évolution du marché depuis la publication de la stratégie pour l'hydrogène. Ces scénarios étudient notamment l'impact de niveaux importants d'exportation d'hydrogène, d'une plus grande utilisation de l'hydrogène pour le chauffage des bâtiments et d'une plus grande conversion de l'infrastructure de gaz naturel vers l'hydrogène.

Lors de la modélisation, toutes les hypothèses sur les principaux paramètres, y compris les émissions associées, le rendement des technologies, l'adoption des technologies et les coûts, ont été appuyées par des études et des ensembles de données accessibles au public, et adaptées aux considérations technologiques, temporelles et géographiques du Canada.

Plus de 90 experts en la matière du secteur privé, des provinces et des territoires, des universités et des organisations non gouvernementales ont été consultés sur les données et les résultats préliminaires de la modélisation lors de trois séances et ateliers formels. Des experts d'ECCC et de la Régie de l'énergie du Canada ont été directement impliqués.

Dans l'ensemble, les résultats indiquent que l'hydrogène peut continuer à jouer un rôle important dans la décarbonisation des secteurs dans lesquels il est difficile de supprimer les émissions, mais (sur la base du scénario « d'exportation » qui a été modélisé) la croissance de cette filière et ses avantages économiques pourraient provenir davantage des exportations. L'hydrogène devrait rester en concurrence avec d'autres technologies et pénétrer au mieux les secteurs où l'utilisation d'autres formes d'énergie, en particulier l'électricité, ne serait pas économiquement ou techniquement réalisable.

Les résultats sont plus conservateurs que ceux de la stratégie pour l'hydrogène de 2020, mais ils sont cohérents avec les projections d'autres études sur les émissions nettes zéro, notamment la stratégie à long terme d'ECCC et les perspectives énergétiques canadiennes de Trottier. Par exemple, dans le scénario favorable de ce modèle, la consommation d'hydrogène atteindrait 9,3 millions de tonnes (Mt/H₂) en 2050, contre 20 Mt en 2050 selon le scénario transformateur de la Stratégie canadienne pour l'hydrogène.

De manière similaire aux perspectives énergétiques canadiennes, le modèle prévoit une production importante d'hydrogène issu de la gazéification de la biomasse avec captage et stockage du carbone d'ici 2050, probablement en raison de l'hypothèse du modèle selon laquelle cette filière produit des émissions négatives (crédits de séquestration de CO₂ biogénique pendant la production de l'usine). Le scénario d'exportation prévoit la plus forte augmentation de la production par électrolyse.

En ce qui concerne les émissions de GES, la modélisation actualisée estime à 69 millions de tonnes l'équivalent en dioxyde de carbone évité et attribué à la consommation d'hydrogène

propre en 2050 dans le scénario favorable, contre 190 millions de tonnes de potentiel de décarbonisation de l'hydrogène d'ici 2050, selon le scénario « transformateur » de la Stratégie canadienne pour l'hydrogène.

RNCan reconnaît que l'évolution du secteur canadien de l'hydrogène implique une interaction complexe de considérations politiques, économiques et sociales dans l'ensemble du pays. Nos efforts continus pour approfondir notre compréhension de l'évolution de cette industrie au fil du temps, par rapport aux projections de la modélisation, permettront aux preneurs de décisions de se faire une idée plus précise du rôle de l'hydrogène par rapport à d'autres voies de décarbonisation de l'économie du Canada. Il convient de souligner que cette modélisation n'inclut que les mesures politiques existantes qui étaient en place au 15 mars 2023, les nouvelles mesures annoncées dans le budget 2023 n'ont pas été prises en compte.

Dans ce contexte, bien que le rapport de modélisation constitue une étape importante dans la compréhension du rôle de l'hydrogène dans un système énergétique carboneutre et à zéro émission nette d'ici 2050, des travaux complémentaires sont en cours. RNCan continuera à impliquer les parties prenantes dans les résultats de la modélisation et à suivre les principaux développements dans le secteur de l'hydrogène.

Les résultats de la modélisation seront également intégrés dans le prochain rapport biennal de la Stratégie canadienne pour l'hydrogène, qui sera publié cette année et qui rendra compte au public des progrès accomplis et des résultats de la modélisation, conformément au plan fourni par RNCan pour donner suite à la recommandation 3.35 du CEDD.

Je vous prie d'agréer l'assurance de mes meilleurs sentiments.



John Hannaford
(il/lui)
Sous-ministre
Ressources naturelles Canada

20 mars 2023

Modélisation du potentiel de l'hydrogène dans plusieurs secteurs de l'économie canadienne

RAPPORT FINAL

Pour Ressources naturelles Canada, contrat numéro : 3000752048

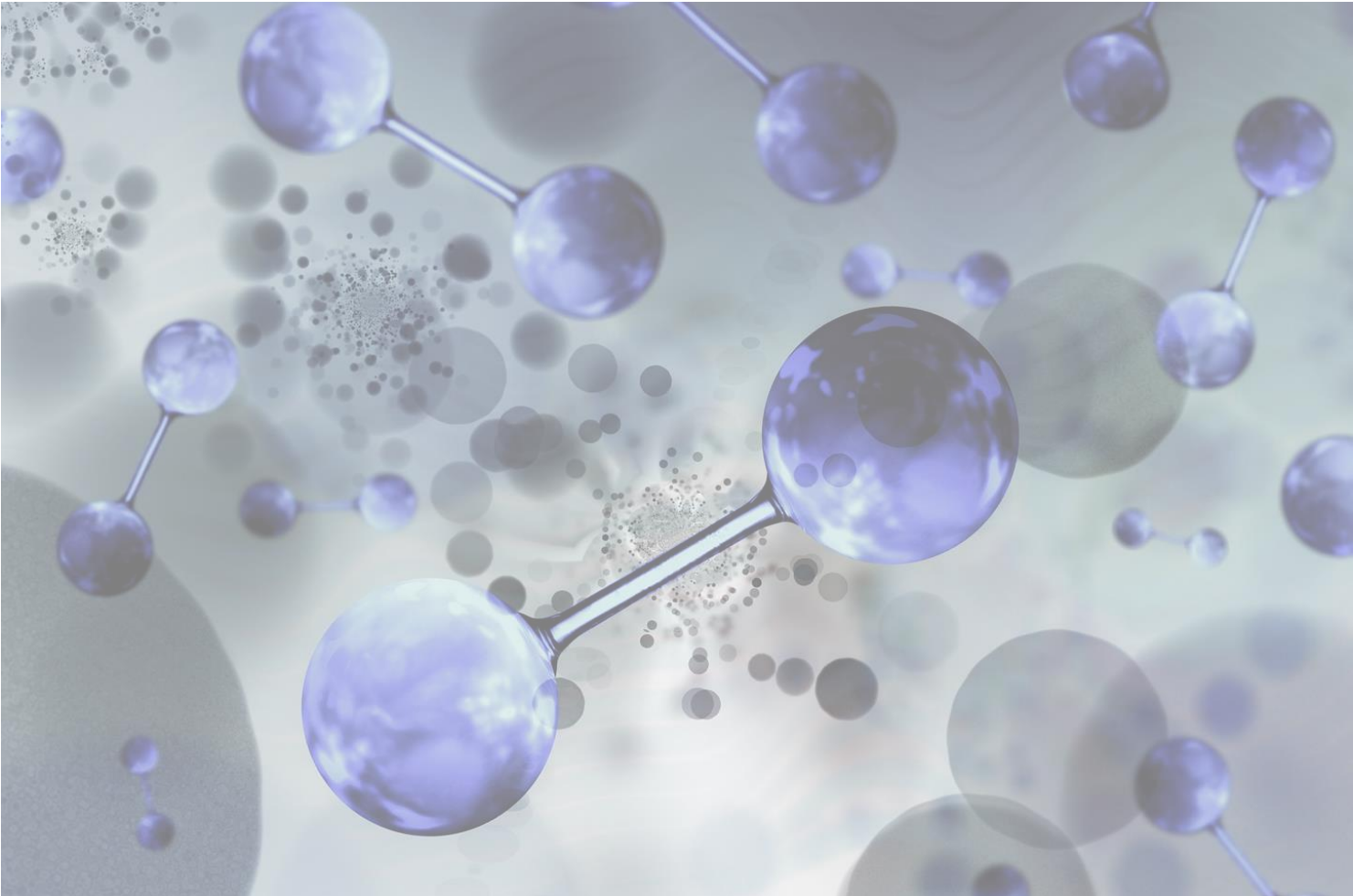


Image par : [Gerd Altmann](#) Source : [Pixabay](#)

À propos d'ESMIA

ESMIA offre une solide expertise en modélisation de systèmes intégrés 3E (énergie-économie-environnement) pour la prise de décisions stratégiques à l'échelle des villes, des régions, du pays et du monde. Nous nous spécialisons dans les modèles d'optimisation des filières énergétiques à l'échelle de l'économie. Nous avons dirigé le développement de modèles clés en main de filières énergétiques à grande échelle en utilisant une grande variété de plateformes. De nombreuses organisations publiques et privées de premier plan dans le monde entier ont fait appel à notre expertise, tant dans les pays développés que dans les pays en développement. Nous offrons également des services-conseils basés sur nos modèles propriétaires qui se concentrent sur l'analyse de problèmes complexes tels que la sécurité énergétique, l'électrification, les transitions énergétiques et l'atténuation des changements climatiques.

AVERTISSEMENTS

ESMIA Consultants fournit ce rapport en l'état et ne donne aucune garantie sur le contenu du rapport, qu'elle soit expresse, implicite ou légale, y compris, mais sans s'y limiter, toute garantie de qualité marchande ou d'adéquation à un usage particulier ou toute garantie que le contenu du rapport ne contiendra pas d'erreur.

Toutes les conclusions, recommandations et opinions engagent uniquement les auteurs et ne sont approuvées ni par le partenaire financier de ce projet ni par les nombreuses personnes qui ont offert des commentaires et des suggestions.

Il convient de souligner que cette modélisation n'inclut que les mesures politiques existantes qui étaient en place au 15 mars 2023, les nouvelles mesures annoncées dans le budget 2023 n'ont pas été prises en compte.

REMERCIEMENTS

Les auteurs remercient Ressources naturelles Canada (RNCan) pour le soutien financier apporté à la réalisation de ce projet.

Les auteurs souhaitent remercier les personnes des secteurs de l'énergie, de l'ingénierie et de la modélisation qui ont fourni des informations et des commentaires pendant la durée du projet.

Toutes les conclusions, recommandations et opinions sont celles des auteurs et n'ont pas été approuvées par d'autres parties.

Table des matières

Sommaire.....	1
Contexte.....	2
Scénarios de base.....	3
Production d’hydrogène	4
Consommation totale d’hydrogène	7
Scénarios supplémentaires.....	11
Discussion.....	13
Répercussions de l’élaboration de politiques sur l’hydrogène.....	14
1. Contexte et hypothèses.....	16
1.1. Contexte	17
1.2. Approche de modélisation	19
1.2.1. Développement technologique et modélisation de l’hydrogène.....	20
1.2.2. Représentation de la politique de l’hydrogène	20
1.2.3. Émissions nettes zéro de GES	21
Que signifie émissions nettes zéro de GES au Canada?.....	22
1.3. Limites de la modélisation et recherches complémentaires.....	24
1.4. Le modèle d’optimisation énergétique NATEM (North American TIMES Energy Model)	26
1.5. Contexte économique	26
2. L’hydrogène dans le modèle NATEM.....	28
2.1. L’hydrogène dans la filière énergétique du modèle NATEM	29
2.2. Hydrogène et technologies concurrentes à faible émission de carbone	32
3. Résultats : Scénarios de base	35
3.1. Description des scénarios.....	36
3.2. Production d’hydrogène.....	40
3.3. Consommation totale d’hydrogène	43
3.3.1. Prix de l’hydrogène	44
3.4. Secteur des transports	45
3.4.1. Camions de poids moyen et lourd	46
3.4.2. Transport ferroviaire et maritime	47
3.5. Secteur industriel.....	49
3.6. Chauffage des bâtiments.....	50

3.7.	Production d'électricité.....	51
3.8.	Impacts des scénarios relatifs à l'hydrogène	53
3.8.1.	Investissement et emplois	54
3.8.2.	Émissions de GES.....	55
4.	Résultats : Scénarios supplémentaires	58
4.1.	Description des scénarios.....	59
4.2.	Discussion	62
4.2.1.	Exportation d'hydrogène (hypothétique)	62
4.2.2.	Scénario régional pour l'hydrogène (hypothétique)	62
4.2.3.	Scénario d'amélioration écoénergétique du transport de gaz à l'H2 (hypothétique).....	63
4.2.4.	Prix de l'hydrogène	64
4.3.	Graphiques principaux pour les scénarios supplémentaires.....	66
4.4.	Sensibilité aux limites relatives la biomasse avec CSC	68
5.	Discussion	70
5.1.	Consommation d'hydrogène au Canada	71
5.2.	Production d'hydrogène au Canada	72
5.3.	Répercussions de l'élaboration de politiques sur l'hydrogène	74
Annexe A – Le modèle d'optimisation énergétique NATEM (North American TIMES Energy Model) 77		
Annexe B – L'hydrogène dans le modèle NATEM.....		83
Annexe C - Hypothèses relatives aux intrants - Technologies choisies.....		103
	Technologies de production d'électricité	104
	Production, conversion et transport d'hydrogène et d'ammoniac	107
	Technologies consommant de l'hydrogène	114
Annexe D – Approche d'ESMIA par rapport à la recommandation de la vérification du CEDD		
120		
Annexe E – Résumé de la participation		125
	Ateliers	125
Références		127

Table des figures

Figure 1 Production d'hydrogène et d'ammoniac par type de technologie, 2030, 2040 et 2050 (PJ), production existante et nouvelle production	6
Figure 2 Consommation d'hydrogène par secteur	8
Figure 3 Consommation d'énergie dans le secteur des transports	9
Figure 4 Consommation d'énergie dans le secteur industriel	10
Figure 5 Émissions de GES du Canada pour cette analyse.....	24
Figure 6 Représentation de l'hydrogène dans le modèle NATEM.....	30
Figure 7 Production d'hydrogène et d'ammoniac par type de technologie, 2030, 2040 et 2050 (PJ), production existante et nouvelle production	42
Figure 8 Consommation d'hydrogène par secteur	44
Figure 9 Consommation d'énergie dans le secteur des transports	46
Figure 10 Consommation d'énergie les camions de poids moyen et lourd	47
Figure 11 Énergie consommée pour le transport ferroviaire	48
Figure 12 Énergie consommée pour le transport maritime	49
Figure 13 Consommation d'énergie par le secteur industriel	50
Figure 14 Production d'électricité par type, scénarios de base.....	53
Figure 15 Investissements dans la production et la distribution d'hydrogène	55
Figure 16 Émissions totales de gaz à effet de serre (GES) par secteur	56
Figure 17 Production d'hydrogène pour les scénarios supplémentaires	66
Figure 18 Consommation d'hydrogène pour les scénarios supplémentaires	67
Figure 19 Production d'hydrogène par type, Favorable à l'hydrogène avec une sensibilité aux limites de la BECSC.....	69
Figure 20 Total de l'énergie finale consommée par type d'énergie, trois scénarios de base.	71
Figure 21 Production d'hydrogène et d'ammoniac par type de technologie, 2030, 2040 et 2050 (PJ)	74

Table des tableaux

Tableau 1 Consommation d'hydrogène pour le chauffage dans les secteurs résidentiel et commercial..	11
Tableau 2. Projections des prix mondiaux de l'énergie (22 CAD/GJ).....	27
Tableau 3 Documents de référence clés pour les attributs technologiques (non exhaustif).....	32
Tableau 4 Description des scénarios de base	36
Tableau 5. Résumé des paramètres d'entrée des scénarios neutre sur le plan technologique, défavorable à l'hydrogène et favorable à l'hydrogène	38
Tableau 6 Prix moyens de l'hydrogène (\$/kg)	45
Tableau 7 Consommation d'hydrogène pour le chauffage dans les secteurs résidentiel et commercial..	51
Tableau 8 Émissions de GES évitées, attribuées à la consommation d'hydrogène (Mt éq. CO ₂).....	57
Tableau 9 Description des scénarios supplémentaires.....	59
Tableau 10. Résumé des paramètres d'entrée du scénario d'exportation, du scénario régional et du scénario d'amélioration écoénergétique du réseau de transport de gaz.	60
Tableau 11 Consommation d'hydrogène pour le chauffage dans les secteurs résidentiel et commercial	64

Liste des abréviations

CO ₂	Dioxyde de carbone
GES	Gaz à effet de serre
GIEC	Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat
N ₂ O	Oxyde nitreux
PFC	Perfluorocarbones
PIB	Produit intérieur brut
RIN	Rapport d'inventaire national
SIERE	Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité
UTCATF	Utilisation des terres, changement d'affectation des terres et foresterie

Liste des unités

GW	Gigawatts (10 ⁹ watts)
Mt éq. CO ₂	Millions de tonnes d'équivalent CO ₂
PJ	Pétajoules (10 ¹⁵ joules)
TCO ₂ éq/MWh	Tonnes d'équivalent CO ₂ par mégawattheure
TWh	Térawattheure (10 ¹² wattheures)

RÉSUMÉ

Sommaire

Contexte

L'objectif de ce projet est d'actualiser la modélisation, qui a été entreprise par le passé dans le cadre de la Stratégie canadienne pour l'hydrogène, afin de contribuer à l'élaboration du premier rapport d'étape biennal sur la mise en œuvre de la stratégie pour l'hydrogène et de contribuer aux actions plus globales du gouvernement du Canada liées à l'hydrogène. Les résultats du scénario sont destinés à être des orientations, étant donné que le développement technologique, les coûts et la mise en œuvre des politiques évolueront au fil du temps par rapport aux informations disponibles aujourd'hui. En raison de l'importance du facteur temps, il est conseillé de faire preuve de prudence lors de l'utilisation future de ces résultats.

Ressources naturelles Canada (RNCan) a chargé ESMIA Consultants (ESMIA) de modéliser la filière énergétique afin d'explorer le potentiel de l'hydrogène à soutenir l'atteinte de l'objectif d'émissions nettes zéro du Canada d'ici 2050.

Dans le cadre de cette étude, ESMIA a utilisé un modèle détaillé de la filière énergétique qui permet de trouver la trajectoire à moindre coût pour répondre aux besoins économiques du Canada tout en maintenant les émissions de GES à un niveau égal ou inférieur à celui prévu par la trajectoire vers l'atteinte de l'objectif d'émissions nettes zéro. Le modèle NATEM (North American TIMES Energy Model) est neutre sur le plan des combustibles et des technologies; chaque possibilité de production et de consommation d'énergie au cours de la période considérée est évaluée par le biais de la concurrence des coûts entre les technologies potentielles représentées dans le modèle. Le modèle NATEM comprend plus de 290 technologies représentatives des équipements qui produisent, transportent, traitent et consomment de l'hydrogène ou de l'ammoniac, faisant elles-même partie d'une base de données de milliers de technologies représentatives de l'ensemble de la filière énergétique.

L'objectif d'émissions nettes zéro de GES d'ici 2050 constitue le cadre principal de l'analyse. Les modélisations réalisées par le gouvernement du Canada, ainsi qu'aux États-Unis et ailleurs, ont montré les changements considérables qui s'opèrent dans l'ensemble de l'économie, y compris l'utilisation de technologies¹ à émissions négatives, dont les pays développés ont besoin pour atteindre les objectifs d'émissions nettes zéro de GES (p. ex., Lawson et al. 2021, AIE 2021). Ce projet prévoit également des changements importants dans la filière énergétique, indépendamment du rôle de l'hydrogène.

¹ Les technologies à émissions négatives contribuent à l'élimination du dioxyde de carbone de l'atmosphère et génèrent donc des émissions négatives, par exemple la capture directe dans l'air (CDA) et la bioénergie et captage et stockage du dioxyde de carbone (BECCS). Les solutions climatiques naturelles, telles que la reforestation, sont également des options à émissions négatives.

Scénarios de base

ESMIA a utilisé divers scénarios pour tester des conditions de remplacement qui pourraient favoriser ou entraver le rôle de l'hydrogène dans l'atteinte de l'objectif d'émissions nettes zéro et, surtout, quantifier l'ampleur des impacts. Les scénarios sont conçus pour tester des conditions de remplacement qui ont un impact sur l'hydrogène potentiel au Canada et ces tests ne doivent pas être interprétés comme représentant une vision ou des objectifs de la politique énergétique future du gouvernement du Canada. Les éléments des scénarios sont liés aux incertitudes ou aux lacunes des hypothèses d'entrée en raison de l'évolution de la recherche sur les coûts et sur le rendement de la technologie fonctionnant à l'hydrogène.

ESMIA a élaboré plusieurs scénarios sur la base de la rétroaction à notre modélisation préliminaire qui a été partagée avec plus de 80 participants issus des gouvernements fédéral et provinciaux, de l'industrie et du milieu universitaire. Nous avons regroupé les scénarios en un ensemble de trois scénarios de base qui répondent à l'objectif du projet, auxquels s'ajoutent des scénarios supplémentaires pour une rigueur accrue. Les scénarios de base sont les suivants :

- *Neutre sur le plan technologique* – Ce scénario détermine la filière énergétique au Canada qui permet d'atteindre les objectifs d'émissions nettes zéro de GES au moindre coût social. Les carburants et les technologies se font concurrence pour répondre aux besoins de l'économie et à la trajectoire des GES. Les paramètres technologiques reflètent une approche neutre de la gamme des valeurs dans la littérature. Ce scénario ne prévoit pas de nouvelles politiques propres à l'hydrogène, de sorte que le crédit d'impôt à l'investissement proposé par le Canada pour la production d'hydrogène est exclu.
- *Soutien favorable à l'hydrogène* – Pour ce scénario, des coûts et des rendements plus optimistes pour l'hydrogène, tirés de la littérature externe, sont utilisés pour les hypothèses technologiques. Nous supposons également que des mesures supplémentaires sont prises pour réduire davantage les coûts d'investissement; ces mesures pourraient prendre la forme d'un soutien continu de la part des gouvernements fédéral ou provinciaux ou d'un impact plus important de la recherche et de l'apprentissage par la pratique que ce qui est actuellement prévu. Une subvention est appliquée à la production d'hydrogène; le mélange d'hydrogène et de gaz naturel autorisé à être transporté dans le réseau de pipelines actuel et à être utilisé dans les équipements à gaz est plus élevé que dans le scénario neutre sur le plan technologique.
- *Défavorable à l'hydrogène* – Pour ce scénario, nous supposons que les réductions des coûts d'investissement dues à la recherche et à l'apprentissage par la pratique sont plus limitées que ce qui est actuellement prévu pour les coûts en 2025. Nous supposons également que les niveaux autorisés pour le mélange d'hydrogène avec le gaz naturel sont plus bas.

Pour obtenir des résultats comparables, tous les scénarios sont soumis aux contraintes de modélisation suivantes :

1. Les émissions de GES du Canada atteignent la carboneutralité en 2050 et suivent la même trajectoire pour les émissions annuelles entre aujourd'hui et 2050.
2. Le choix de la technologie est déterminé par le modèle à l'aide de l'algorithme du moindre coût social.
3. Les demandes de tous les biens et services doivent être satisfaites; chaque scénario utilise les mêmes données exogènes pour ces demandes, mais le modèle ajuste les valeurs sur la base des élasticités des prix pour un ensemble limité de biens et de services.

Production d'hydrogène

La Figure 1 montre la production d'hydrogène et d'ammoniac par type de technologie pour les trois scénarios de base.

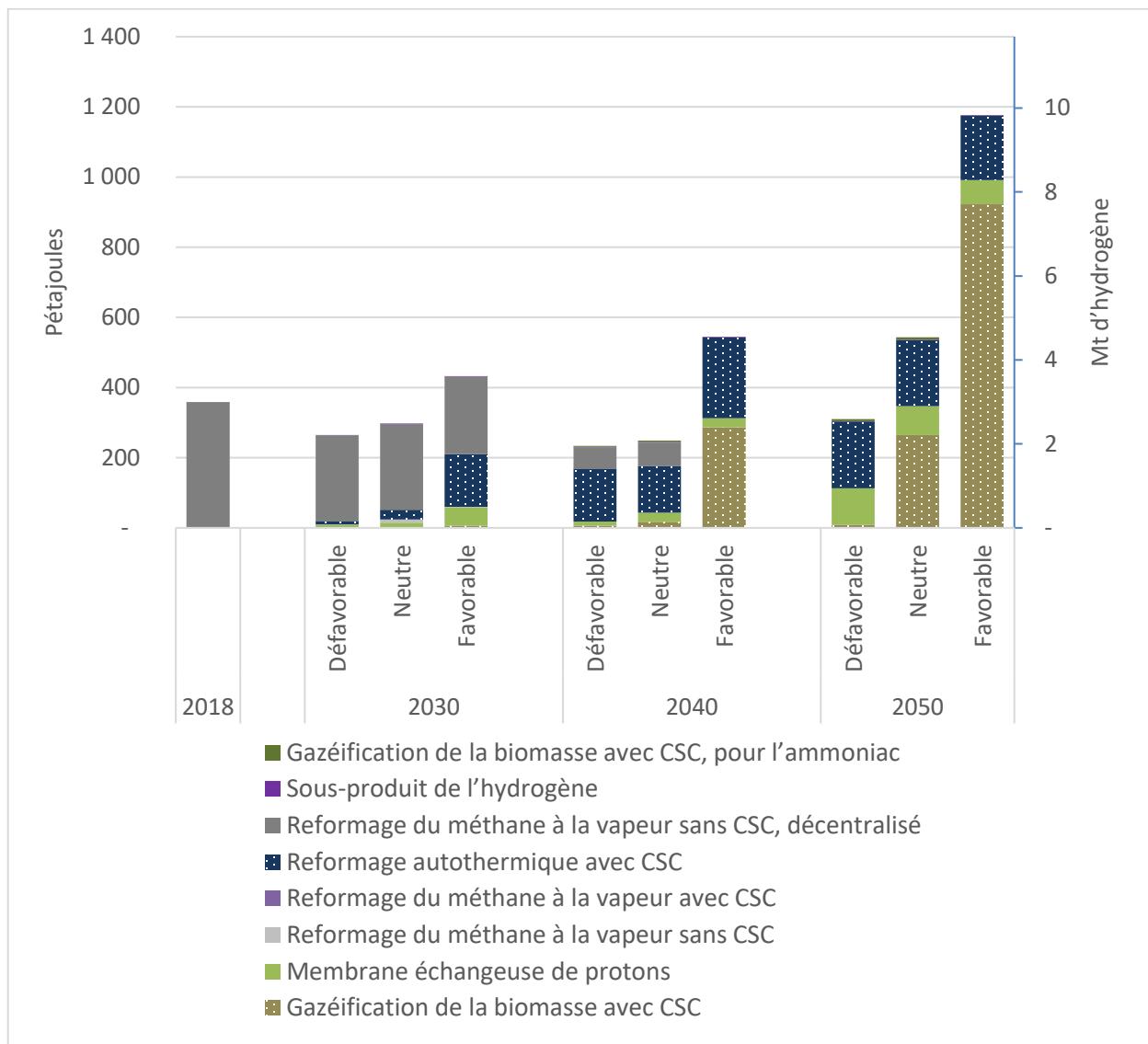
En 2018, plus de 3 millions de tonnes (Mt) d'hydrogène ont été produites au Canada, principalement (97 %) à partir du reformage du méthane à la vapeur en utilisant du gaz naturel et du gaz de procédé (Okunlola A. et al., 2021). En 2030, le scénario défavorable à l'hydrogène et le scénario neutre sur le plan technologique montrent que la production à partir de reformage du méthane à la vapeur sans capture et stockage de CO₂ (CSC) diminue légèrement, mais que la production par reformage autothermique (ATR) avec CSC et l'électrolyse utilisant la technologie de membrane échangeuse de protons (MEP) augmente. Le scénario favorable à l'hydrogène prévoit une plus grande production d'hydrogène à partir des technologies MEP et ATR avec CSC que les deux autres scénarios.

En 2050, lorsque le Canada aura atteint ses objectifs en matière d'émissions nettes zéro, la production à partir de reformage du méthane à la vapeur sans CSC ne sera plus possible, compte tenu des contraintes modélisées. Les trois scénarios diffèrent à la fois en termes de production totale et de combinaison de technologies de production. La production totale est déterminée par la demande, comme décrit dans les sections suivantes. Les équipements utilisant l'ATR avec CSC qui ont été installés avant 2030 produisent toujours à peu près la même capacité en 2050 et les besoins supplémentaires en hydrogène sont satisfaits par une nouvelle électrolyse MEP combinée à la gazéification de la biomasse avec CSC. La production d'hydrogène par gazéification de la biomasse avec CSC est censée produire des émissions négatives en raison de la comptabilisation des crédits de séquestration pendant la croissance de la plante et du stockage des émissions de CO₂ libérées par la combustion de la biomasse².

Réserve : Les projections actuelles de la modélisation montrent que, pour atteindre les objectifs d'émissions négatives nettes, il faudra des options d'émissions négatives nettes pour compenser les

² La disponibilité de la biomasse est restreinte dans le modèle NATEM pour refléter les sources durables, en se basant sur les informations disponibles d'ESMIA qui correspondent le mieux à la situation. La définition de la biomasse durable est un domaine où les connaissances évoluent et qui a uniquement fait l'objet d'un examen limité dans le cadre de ce projet.

secteurs dans lesquels il est difficile de supprimer les émissions, comme les émissions de certains processus industriels et agricoles (sur la base des connaissances actuelles concernant les technologies existantes et émergentes, et sur la base des options incluses dans le modèle NATEM). Il convient de noter les limites importantes liées aux émissions négatives nettes des options de gazéification de la biomasse. L'augmentation prévue de l'utilisation de la bioénergie s'explique par diverses raisons, notamment parce qu'elle est considérée neutre relativement aux émissions de CO₂ et que le CO₂ émis lors de la combustion est considéré comme égal au CO₂ absorbé lors de la croissance des arbres. Toutefois, il existe un décalage dans les aspects temporels de la production de bioénergie par le secteur forestier, car les émissions de CO₂ lors de la combustion de la biomasse de type bois sont immédiates, alors que l'absorption correspondante dans l'atmosphère se produit progressivement au fil de la croissance des arbres pendant plusieurs dizaines d'années. Cette méthode comptable est celle utilisée aujourd'hui par la plupart des gouvernements pour préparer leurs soumissions à la Convention-Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques (CCNUCC). De plus, il existe des risques technologiques importants, car la filière hydrogène utilisant la gazéification de la biomasse avec CSC n'est pas disponible pour l'instant (à la connaissance d'ESMIA) à l'échelle commerciale ou même à l'échelle d'un projet au Canada.



Remarques : Sauf indication contraire, les technologies utilisées sont celles de la production centralisée d'hydrogène.

L'énergie de l'hydrogène est convertie de pétajoules en millions de tonnes en utilisant le facteur 120,1 PJ/Mt.

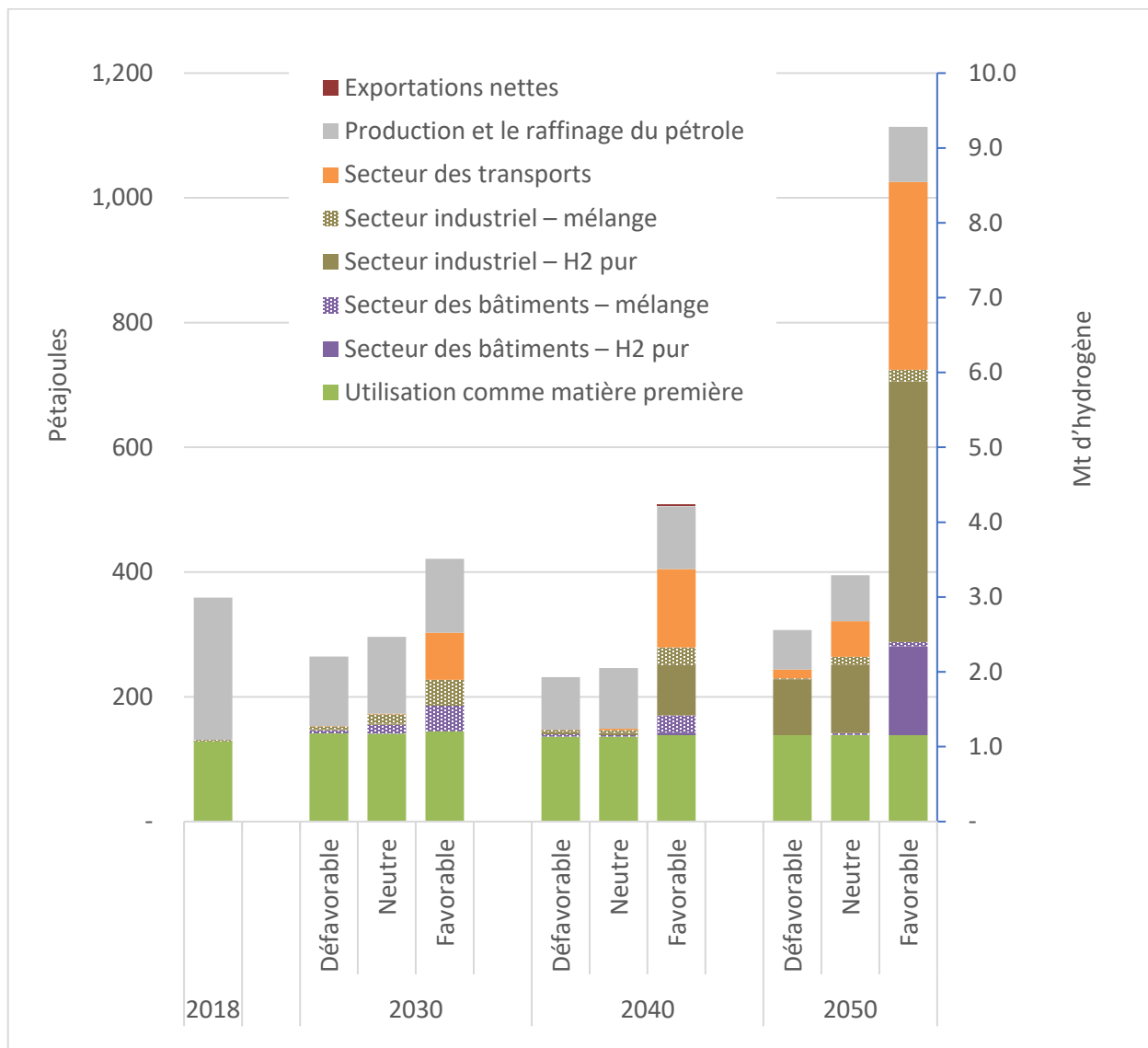
Figure 1 Production d'hydrogène et d'ammoniac par type de technologie, 2030, 2040 et 2050 (PJ), production existante et nouvelle production

Consommation totale d'hydrogène

La consommation d'hydrogène par secteur est indiquée dans la Figure 2. Dans le scénario neutre sur le plan technologique, la consommation d'hydrogène devrait atteindre 3,3 millions de tonnes en 2050³. Bien qu'elle soit uniquement supérieure d'environ 10 % à celle de 2018, la consommation relative à la production de pétrole diminue, alors qu'elle augmente pour les transports et les autres industries. Le scénario favorable affiche une forte croissance de la consommation d'hydrogène, qui atteint environ 9 Mt.

Actuellement et en 2030, la consommation intérieure d'hydrogène est dominée par la production et le raffinage du pétrole, avec une utilisation modérée d'hydrogène mélangé dans les bâtiments et les transports dans le scénario favorable à l'hydrogène, en raison des coûts inférieurs liés à la production et aux technologies axées sur la demande mis de l'avant dans ce scénario. La demande devrait diminuer jusqu'en 2040 en raison de la baisse de la demande dans le secteur de la production et du raffinage du pétrole. L'hydrogène mélangé est moins utilisé en raison de l'électrification accrue, ce qui entraîne une baisse de la demande globale de gaz pour les bâtiments et l'industrie. La demande d'hydrogène pur survient principalement après 2040, en raison de la demande industrielle. Ce décalage s'explique par la longue durée de vie des équipements dans ce secteur. Dans le scénario favorable à l'hydrogène, la demande d'hydrogène pour les transports est manifeste dès 2030 et représente une demande similaire à celle du secteur industriel. Le secteur des bâtiments contribue également à la demande d'hydrogène dans ce scénario, dont les coûts sont fixés à un niveau inférieur à ceux des autres scénarios pour tenir compte du potentiel d'évolution des politiques ou des technologies au fil du temps. Dans les trois scénarios et durant toutes les années, le prix de l'hydrogène destiné à l'exportation est proche de zéro, car le prix auquel les producteurs canadiens pourraient vendre l'hydrogène est fixé à 2 \$/kg (CAD en 2022).

³ Les pertes liées au transport et au stockage de l'hydrogène expliquent la différence entre les valeurs totales projetées pour l'hydrogène et les valeurs de production.



Remarque : L'énergie de l'hydrogène est convertie de pétajoules en millions de tonnes en utilisant le facteur 120,1 PJ/Mt.

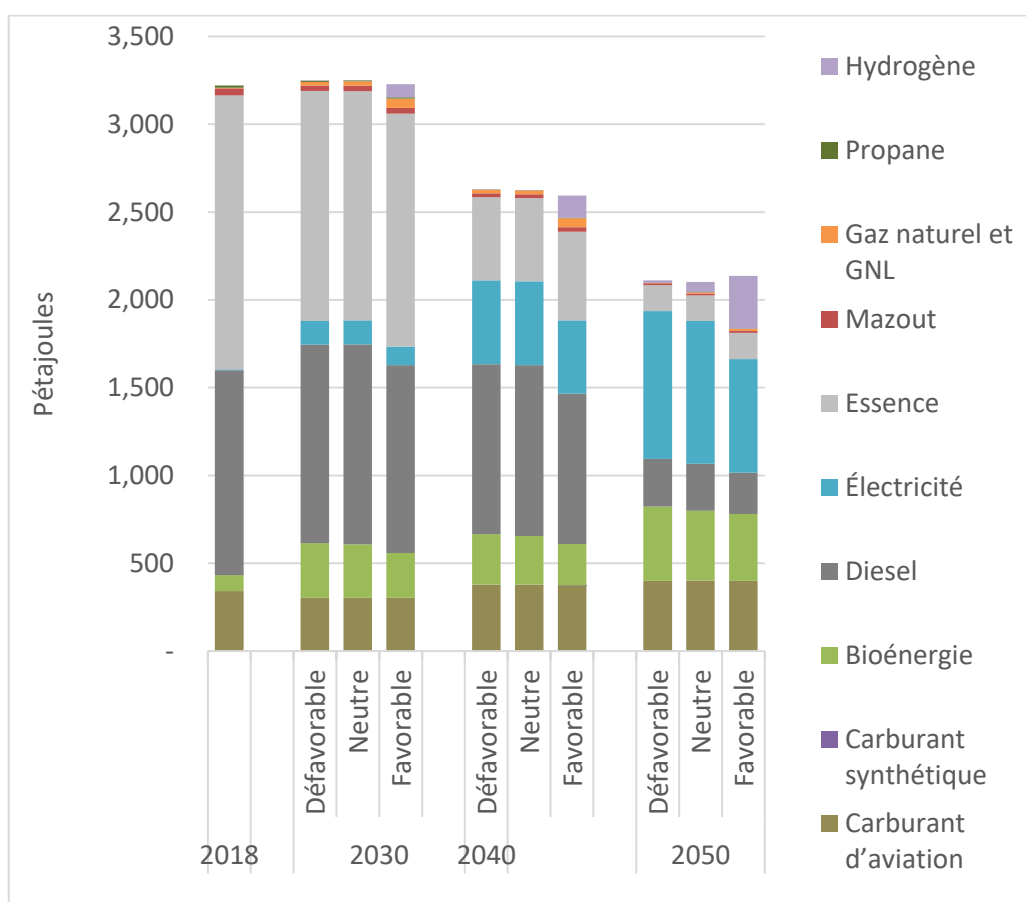
Figure 2 Consommation d'hydrogène par secteur

Secteur des transports

La consommation d'énergie pour le transport par type d'énergie dans les différents scénarios est présentée dans la Figure 3. Pour ces scénarios, en 2050, la consommation d'hydrogène en tant que fraction de la consommation totale d'énergie est de 1 % dans le scénario défavorable à l'hydrogène, de

3 % dans le scénario neutre sur le plan technologique et de 14 % dans le scénario favorable à l'hydrogène.

Dans le scénario favorable à l'hydrogène, les camions de poids moyen et lourd devraient représenter la majorité de l'hydrogène consommé dans le secteur des transports en 2050 (près de 80 %). Le transport maritime et ferroviaire devrait représenter environ 22 % de la consommation d'hydrogène dans le secteur des transports, mais la modélisation est moins précise pour ces sous-secteurs et des recherches supplémentaires sont recommandées. En raison de la concurrence exercée par les véhicules électriques, la modélisation prévoit une consommation d'hydrogène quasiment nulle pour les véhicules légers.. L'utilisation de l'hydrogène dans le secteur de l'aviation n'a pas été modélisée, en raison du manque d'informations disponibles.

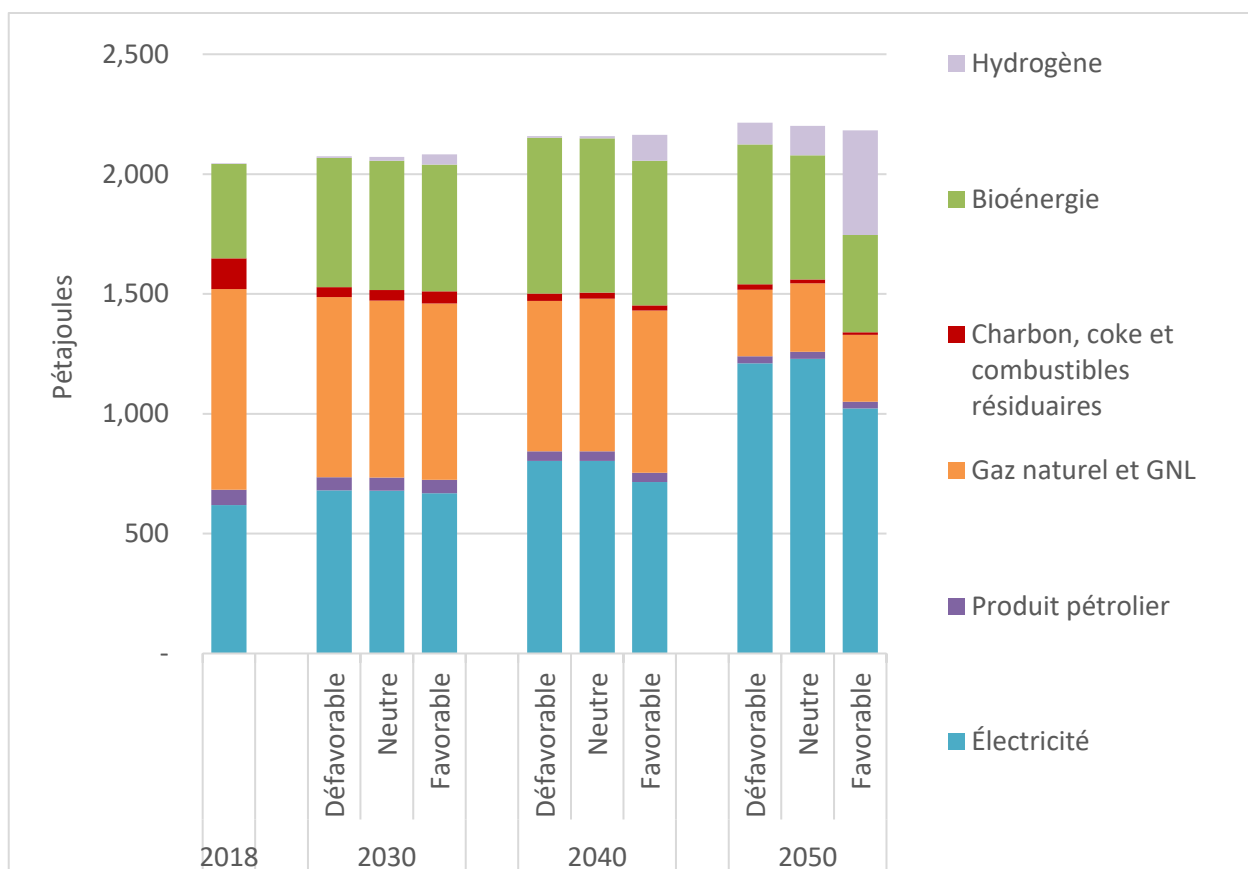


Remarque : 1 PJ d'hydrogène correspond à environ 0,008 Mt d'hydrogène (pouvoir calorifique inférieur).

Figure 3 Consommation d'énergie dans le secteur des transports

Secteur industriel

La consommation d'hydrogène pour le secteur industriel devrait être limitée jusqu'en 2040 dans les scénarii défavorable à l'hydrogène et neutre sur le plan technologique, mais elle augmentera pour atteindre environ 5 % de la consommation totale d'énergie en 2050 dans les deux scénarios. Les réductions des coûts prévues dans le scénario favorable à l'hydrogène devraient permettre à l'hydrogène d'être de plus en plus compétitif par rapport à la bioénergie et à l'électricité en 2040. En 2050, l'électricité devrait dominer la consommation d'énergie dans le scénario favorable à l'hydrogène, tandis que l'hydrogène rattrape la bioénergie et représente 20 % de la consommation finale d'énergie.



Remarque : 1 PJ d'hydrogène correspond à environ 0,008 Mt d'hydrogène (pouvoir calorifique inférieur).

Figure 4 Consommation d'énergie dans le secteur industriel

La consommation d'énergie pour la production et le raffinage du pétrole est exclue de la Figure 4, mais il convient de noter que ce secteur représente la majorité de la consommation d'hydrogène en 2018, celle-ci diminuant au fil du temps en raison de la baisse des volumes de production de pétrole dans le cadre des objectifs de réduction nette des émissions de GES.

Chauffage des bâtiments

Les projections concernant la consommation d'hydrogène pour le chauffage des bâtiments sont faibles dans la plupart des scénarios et des années, à l'exception des scénarios favorables à l'hydrogène, en 2050 (voir Tableau 1). Contrairement aux autres secteurs, la consommation d'hydrogène dans les bâtiments devrait diminuer entre 2030 et 2040 dans les trois scénarios. Dans ces scénarios, le modèle prévoit que la consommation d'hydrogène dans les bâtiments proviendra d'hydrogène mélangé au gaz naturel et acheminé par le réseau de transport et de distribution existant jusqu'en 2040. Cette quantité diminue entre 2030 et 2040 en raison de l'adoption prévue des thermopompes qui entraînera la diminution de la consommation de gaz dans les bâtiments. D'ici à 2050, le modèle prévoit la mise en place de pipelines transportant de l'hydrogène pur. Toutefois, les projections ne montrent qu'une faible adoption de l'hydrogène pur dans les bâtiments en 2050, sauf dans le cadre du scénario favorable à l'hydrogène, qui prévoit une réduction des coûts pour les équipements de chauffage consommant de l'hydrogène.

Tableau 1 Consommation d'hydrogène pour le chauffage dans les secteurs résidentiel et commercial

(indiquant la consommation en PJ et en Mt d'hydrogène)

	2030		2040		2050		% de l'énergie totale
	PJ	Mt	PJ	Mt	PJ	Mt	
Défavorable	5	0,05	4	0,03	0	0,00	0,0 %
Neutre	14	0,12	2	0,02	3	0,03	0,1 %
Favorable	41	0,34	32	0,27	149	1,24	5,4 %

Scénarios supplémentaires

ESMIA a étudié des scénarios supplémentaires pour prendre en compte les exportations d'hydrogène et d'autres scénarios qui ont été suggérés lors de la mobilisation des experts dans ce domaine. Les scénarios sont conçus pour refléter plusieurs incertitudes importantes liées à la compréhension actuelle des technologies de l'hydrogène, des circonstances économiques et des mesures potentielles des secteurs public ou privé. Les incertitudes sont regroupées dans des scénarios contrastés dans le cadre du présent rapport.

- *Exportations d'hydrogène (hypothétique)* – Le potentiel d'exportation d'hydrogène est un élément important pour les secteurs public et privé canadiens. Cependant, l'incertitude liée aux exportations est encore plus grande que les facteurs nationaux inclus dans la modélisation pour les autres scénarios. Nous qualifions ce scénario d'hypothétique, car les résultats de la

production d'hydrogène sont étroitement liés aux hypothèses d'entrée utilisées pour représenter le marché mondial. Pour ce scénario, nous avons fixé des prix hypothétiques pour les exportations canadiennes d'hydrogène en nous basant sur les valeurs de Layzell et al. 2020.

- *Régions à hydrogène pur (hypothétique)* – Ce scénario explore les conditions dans lesquelles, grâce à une combinaison de mesures des secteurs public et privé, certaines régions du pays soutiennent expressément l'hydrogène pour le chauffage des bâtiments. Nous classons ce scénario comme hypothétique car, bien que des études soient en cours pour explorer la faisabilité de communautés à hydrogène pur au Canada (Alberta Innovates 2023), les évaluations ne sont pas terminées. Nous modélisons ce scénario en limitant l'utilisation de l'électricité comme source de chauffage dans certaines régions et en autorisant jusqu'à de l'hydrogène pur dans le réseau de distribution existant. Les systèmes de chauffage à l'hydrogène sont disponibles à un coût réduit pour ce scénario, en utilisant les mêmes valeurs que celles du scénario *favorable à l'hydrogène*. Tous les besoins supplémentaires en matière de transport d'hydrogène seraient satisfaits par la construction de nouveaux pipelines dans le cadre de ce modèle.
- *Amélioration écoénergétique du réseau de transport de gaz pour l'adapter à l'H₂ (hypothétique)* – Ce scénario envisage les conditions futures qui pourraient permettre aux réseaux de distribution et de transport de gaz existants de se convertir au transport d'hydrogène pur dans l'ensemble du Canada. Ce scénario est modélisé en autorisant tous les pipelines actuels à se convertir au transport d'hydrogène pur en tenant compte des coûts d'investissement supplémentaires engendrés par ces conversions et des besoins en énergie pour les exigences supplémentaires en matière de compression.

Le scénario d'exportation d'hydrogène prévoit une augmentation significative de la production, comparativement au scénario neutre sur le plan technologique ou au scénario favorable à l'hydrogène, mais il convient de noter que cette augmentation est basée sur le prix hypothétique que le Canada pourrait recevoir pour la vente de l'hydrogène.

Les paramètres d'entrée du scénario régional pour l'hydrogène pur et du scénario d'amélioration écoénergétique du réseau de transport de gaz conduisent à des projections d'augmentation de la consommation d'hydrogène similaires; l'augmentation la plus marquée étant celle associée à la consommation dans les bâtiments, qui représentera environ 9 % de la consommation totale d'énergie pour le chauffage des locaux dans les bâtiments en 2050.

- Réserve : l'augmentation de la consommation d'hydrogène par rapport au scénario favorable à l'hydrogène est due aux deux changements de paramètres du modèle, soit l'augmentation de l'allocation pour le mélange d'hydrogène et la restriction relative à l'utilisation de l'électricité pour le chauffage des locaux. La probabilité de ces conditions est très incertaine et les paramètres des scénarios sont hypothétiques. En outre, le scénario vise à explorer le potentiel économique des conversions et est simplifié en permettant à certaines parties du système de changer progressivement. La modélisation ne tient pas compte des coûts de mise en œuvre du

changement, comme l'interruption des services énergétiques pendant la conversion des pipelines.

Discussion

D'ici 2050, l'hydrogène devrait jouer un rôle pour soutenir le Canada vers l'atteinte de l'objectif d'émissions nettes zéro de GES dans les trois scénarios de base. La modélisation prévoit que la consommation d'hydrogène au Canada en 2050, dans des conditions d'émissions nettes zéro de GES, représentera 2 % de la consommation totale d'énergie finale dans le scénario défavorable à l'hydrogène, 3 % dans le scénario neutre sur le plan technologique et 12 % dans le scénario favorable à l'hydrogène. La fourchette de ces scénarios reflète les incertitudes qui pèsent sur les prochaines décennies en ce qui concerne les coûts et les performances des technologies, ainsi que le niveau de soutien politique accordé à l'hydrogène.

Ces projections indiquent que l'ampleur potentielle de son rôle dépend étroitement des coûts de production et de consommation de l'hydrogène, qui peuvent être influencés par les politiques du secteur public.

Selon les projections, les secteurs de l'industrie et des transports sont ceux qui présentent le plus grand potentiel d'augmentation de la consommation d'hydrogène sans impliquer une réduction des coûts (dans les scénarios défavorables à l'hydrogène et neutres sur le plan technologique). Le secteur des bâtiments devient un important consommateur d'hydrogène uniquement dans les scénarios où les coûts de l'hydrogène sont les plus bas, et seulement jusqu'en 2050.

- L'évolution de la technologie entre les coûts actuels et ceux prévus dans la littérature représente une augmentation d'environ 30 % de la consommation (en comparant le scénario défavorable à l'hydrogène et le scénario neutre sur le plan technologique).
- La poursuite de l'évolution technologique, combinée à un soutien politique, devrait multiplier par près de trois la consommation d'hydrogène (comparaison entre le scénario favorable à l'hydrogène et le scénario neutre sur le plan technologique).

Les technologies envisagées pour produire de l'hydrogène évoluent dans le temps, en fonction des besoins de consommation d'hydrogène et du soutien (ou de l'absence de soutien) à la réduction des coûts, comme le montrent les différents scénarios. Au fil du temps et avec une consommation d'hydrogène plus élevée, la production à partir d'équipements à faibles émissions de GES remplace la production des équipements actuels. La production à partir de la gazéification de la biomasse avec CSC joue un rôle important en 2050 dans les scénarios où la consommation d'hydrogène est plus importante. Ce résultat doit toutefois être considéré avec prudence. Dans cette analyse, la production d'hydrogène par gazéification de la biomasse avec CSC est censée produire des émissions négatives en raison de la comptabilisation des crédits de séquestration pendant la croissance de la plante et du stockage des

émissions de CO₂ libérées par la combustion de la biomasse. Une analyse de faisabilité plus approfondie est nécessaire pour les méthodes de comptabilisation des GES et pour cette technologie en particulier.

Répercussions de l'élaboration de politiques sur l'hydrogène

Bien que la recherche, la modélisation et l'analyse de l'hydrogène ne soient pas l'objet de cette étude, une conclusion évidente s'impose : pour que le Canada parvienne à des émissions zéro nettes de GES d'ici 2050, il est nécessaire de transformer en profondeur la filière énergétique. Les secteurs public et privé devront prendre en compte cette réflexion dans leurs stratégies, y compris dans l'évaluation des risques, quel que soit leur rôle dans la filière énergétique de l'hydrogène.

- Si l'objectif du Canada d'émissions nettes zéro de GES d'ici 2050 est modifié, avec une rigueur accrue ou réduite, les résultats de cette analyse devront être révisés.

L'objectif étant de parvenir à des émissions nettes zéro de GES au moindre coût social, la production et la consommation d'hydrogène devraient rester similaires aux niveaux actuels en raison de la concurrence d'autres options à faibles émissions de GES (ou à émissions négatives), à moins que les technologies de l'hydrogène ne parviennent à réduire les coûts d'investissement et à évoluer sur le plan technologique.

- De telles modifications de l'équipement qui consomme de l'hydrogène devraient probablement être soutenues par des actions du secteur public ou privé axées sur l'hydrogène, au Canada et ailleurs, sur la base d'un examen actuel de la littérature qui prévoit les coûts et le rendement de l'éventuel équipement qui consomme de l'hydrogène.
- Les réductions des coûts d'investissement testées ici couvrent l'ensemble de la filière énergétique de l'hydrogène, avec des réductions d'au moins 20 % des coûts d'investissement pour les équipements consommant de l'hydrogène, combinées à des réductions des coûts pour les équipements de production d'hydrogène, des dispositions pour que les pipelines existants puissent transporter de l'hydrogène (mélangé à du gaz naturel ou pur) et des politiques visant à atteindre l'objectif d'émissions nettes zéro⁴.
- Des niveaux inférieurs de soutien politique pour l'un de ces composants entraîneraient une baisse de la production et de la consommation d'hydrogène.

Cette analyse, de par sa conception, ne couvre pas les nouvelles politiques spécifiques à l'hydrogène et n'est pas une analyse d'impact des orientations politiques proposées par les gouvernements. Les résultats fournissent des indications sur le niveau de soutien financier qui pourrait être nécessaire pour

⁴ Dans le cadre de cette modélisation, toutes les politiques nécessaires pour atteindre le niveau d'émissions nettes zéro de GES en 2050, au-delà de celles qui sont actuellement mises en œuvre ou annoncées de manière suffisamment détaillée, sont représentées par un plafond d'émissions de GES à l'échelle de l'ensemble de l'économie. Il s'agit d'une simplification de la modélisation aux fins de ce projet et non d'une orientation ou d'une recommandation politique.

augmenter la consommation et la production d'hydrogène au Canada, sur la base des hypothèses de ce projet. Il convient de noter que la modélisation comprend la représentation des détails des politiques actuelles et annoncées, notamment la taxe fédérale sur les combustibles et les politiques industrielles de tarification climatique, le règlement sur les combustibles propres, les mesures incitatives pour les véhicules moyens et lourds zéro émission, le crédit d'impôt à l'investissement pour les technologies propres et le crédit d'impôt à l'investissement pour le captage, l'utilisation et le stockage du dioxyde de carbone. Le crédit d'impôt à l'investissement proposé par le gouvernement fédéral pour la production d'hydrogène n'est pas pris en compte.

Les résultats du modèle indiquent que le Canada pourrait devenir un exportateur d'hydrogène, sous réserve des prix mondiaux de l'hydrogène, qui seront influencés à la fois par la demande et les coûts de l'offre d'hydrogène dans d'autres pays.

Les projections indiquent que l'hydrogène peut jouer un rôle dans l'atteinte des objectifs d'émissions nettes zéro de GES au Canada, mais son rôle dans la réalisation globale de ces objectifs est celui d'une source d'énergie d'appoint plutôt que d'une source d'énergie principale pour la plupart des utilisations finales, sur la base des hypothèses de cette analyse.

- Les mesures prises par les secteurs public ou privé (par le Canada et d'autres pays) auront une incidence sur l'étendue du rôle de l'hydrogène.
- Les objectifs en matière de production et de consommation d'hydrogène doivent être clairement définis, car il peut être moins avantageux d'augmenter les deux.
- Le gouvernement pourrait envisager de fixer des objectifs concernant d'autres rôles pour l'hydrogène, tels que le soutien des infrastructures énergétiques existantes (pipelines) ou la fourniture de nouvelles exportations d'énergie, indépendamment des objectifs en matière d'émissions de GES

SECTION 1

1. Contexte et hypothèses

1.1. Contexte

L'objectif de ce projet est de mettre à jour la modélisation, qui a été entreprise précédemment pour étayer la stratégie pour l'hydrogène, afin de contribuer à l'élaboration du premier rapport d'étape biennal sur la mise en œuvre de la stratégie pour l'hydrogène et aux actions plus générales du gouvernement du Canada liées à l'hydrogène.

Ressources naturelles Canada (RNCan) a chargé ESMIA Consultants (ESMIA) de modéliser la filière énergétique afin d'explorer le potentiel de l'hydrogène à soutenir l'atteinte de l'objectif d'émissions nettes zéro du Canada d'ici 2050.

L'expression émissions nettes zéro signifie que toutes les émissions de GES rejetées dans l'atmosphère sont compensées par l'absorption du dioxyde de carbone. Les absorptions peuvent inclure des puits de carbone naturels tels que les zones humides et les forêts, ou la séquestration à l'aide de technologies émergentes telles que le captage, l'utilisation et le stockage du carbone (CCUS) (ECCC 2022c, p. 4).

Dans le cadre de cette étude, ESMIA a utilisé un modèle détaillé de la filière énergétique qui permet de trouver la trajectoire la moins coûteuse pour répondre aux besoins économiques du Canada tout en maintenant les émissions de gaz à effet de serre à un niveau égal ou inférieur à celui prévu par la trajectoire vers l'atteinte de l'objectif d'émissions nettes zéro. Le modèle est neutre sur le plan des combustibles et des technologies; chaque possibilité de production et de consommation d'énergie au cours de la période considérée est évaluée par le biais de la concurrence des coûts entre les technologies potentielles représentées dans le modèle (sous réserve des contraintes physiques liées à la disponibilité des ressources et des technologies). La production et la consommation d'énergie dans les résultats du modèle reflètent une simulation de l'économie évoluant dans le temps avec des millions de décisions individuelles relatives à l'achat et à la mise hors service d'équipements conduisant à une combinaison de technologies en évolution. L'hydrogène est un type d'énergie qui est en concurrence directe avec tous les autres.

Dans le cadre de cette étude, nous avons utilisé le modèle pour explorer les futurs énergétiques possibles à l'aide de scénarios contrastés. Les différents scénarios permettent de tester les conditions qui pourraient favoriser ou entraver le rôle de l'hydrogène dans la réalisation des émissions nettes zéro et, surtout, quantifier l'ampleur des impacts. **Les scénarios sont conçus pour tester les conditions qui ont un impact sur l'hydrogène potentiel au Canada et ne doivent pas être interprétés comme représentant une vision ou des objectifs de la politique énergétique future du gouvernement du Canada.**

Par rapport à d'autres modèles de services énergétiques, les caractéristiques uniques du modèle NATEM sont les suivantes :

- Il s'agit d'un modèle d'optimisation qui recherche l'ensemble de technologies le moins coûteux sur le plan social;
- Il dispose de la base de données technologiques la plus complète de tous les modèles de filières énergétiques au Canada; et
- Il a recours à l'équilibre partiel lorsqu'il s'agit de tenir compte de l'impact économique de différentes combinaisons de technologies.

Des renseignements supplémentaires sur le modèle NATEM sont disponibles à la section 1.4 et à l'annexe A.

La modélisation réalisée par ESMIA répond aux besoins de RNCAN en matière d'hydrogène en tenant compte des éléments suivants :

- plusieurs secteurs d'offre et de demande,
- les caractéristiques explicites des équipements (état de préparation technologique, coûts d'investissement et d'exploitation, consommation d'énergie, émissions de GES, durée de vie),
- les filières énergétiques du Canada, qui sont diversifiés d'une région à l'autre⁵, et
- la période allant jusqu'à 2050, avec des rapports en 2030 et 2040.

Toute modélisation nécessite des simplifications et des décisions concernant le niveau de détails inclus. Les réserves concernant ce travail, communes à la plupart des modélisations de filières énergétiques, sont les suivantes :

- Il s'agit d'une analyse directionnelle basée sur la collecte, par ESMIA, des informations disponibles au moment de la modélisation. Le projet a donné lieu à des réunions et à des rétroactions de la part de fonctionnaires fédéraux et provinciaux, d'universitaires et d'autres chercheurs, ainsi que de l'industrie pour l'examen des données et des demandes de mise à jour des informations, mais il ne prétend pas être exhaustif.
- Des technologies représentatives sont utilisées ainsi que des approximations pour les mesures prises par les secteurs public et privé à des fins de modélisation. À mesure que les travaux relatifs aux objectifs en matière d'hydrogène et d'émissions nettes zéro de GES se poursuivent, les hypothèses et les paramètres d'entrée devront être réexaminés et éventuellement rajustés en fonction de l'amélioration des informations disponibles.
- Bien que les hypothèses relatives au cycle de vie aient été prises en compte dans la mesure du possible, le champ d'application et le temps disponible n'ont pas permis de réaliser une analyse complète du cycle de vie conforme au modèle d'évaluation du cycle de vie du gouvernement du Canada. Notamment, les émissions de GES déclarées reflètent les GES émis au Canada et ne tiennent pas compte des GES émis pour la production de produits importés au Canada.
- Cette modélisation ponctuelle ne doit pas être considérée en dehors du contexte plus large de la modélisation et de la documentation de la stratégie pour l'hydrogène.

⁵ Bien que le modèle NATEM représente la structure économique et les ressources de chaque province et territoire, il n'est pas possible de fournir des résultats régionaux dans le cadre de ce projet.

Consulter la section 1.3 sur les limitations propres au modèle NATEM et à ce projet.

1.2. Approche de modélisation

L'approche de modélisation retenue pour cette étude tient compte de trois facteurs clés :

- La transformation nécessaire au Canada pour parvenir à des émissions nettes zéro de GES en reconnaissant les limites des projections sur des périodes de plusieurs décennies.
- L'immaturation relative de l'hydrogène en tant que source d'énergie et produit commercial, ce qui ouvre la voie à un large éventail de possibilités de développement; et
- La complexité de l'élaboration de politiques de développement technologique qui soient équitables et évitent les conséquences imprévues.

Comme convenu avec RNCAN, nous avons utilisé l'approche hybride suivante pour cette étude.

Modèle ascendant de technologie et de filière énergétique – L'incertitude quant à la manière dont la filière de l'hydrogène se développera au Canada est abordée par la représentation de la filière énergétique dans le modèle NATEM, qui tient compte des flux physiques et économiques nécessaires à un tel système. Les choix de filières et de technologies qu'ESMIA introduit dans le modèle NATEM sont les étapes potentielles de la création de la filière énergétique de l'hydrogène et le modèle choisit la combinaison d'étapes la plus efficace dans chaque scénario.

Représentation limitée des politiques ou des mesures détaillées et complètes en matière d'hydrogène; la conception potentiellement complexe de politiques hypothétiques n'est pas incluse dans ce travail. En revanche, des représentations simplifiées des impacts des politiques testées sont introduites dans le modèle. Les résultats du modèle sont ensuite examinés en fonction des paramètres politiques possibles (tels que les crédits d'impôt, les aides à la production, les subventions et les objectifs de recherche et développement pour les technologies), avec une quantification de l'ordre de grandeur, en notant que les conceptions politiques futures refléteront les valeurs de la société et des acteurs qui mettent en œuvre les politiques. Par exemple, l'un des paramètres du modèle est une subvention du coût du capital et il existe de nombreux paramètres politiques différents qui pourraient conduire à une réduction du coût du capital pour les technologies de l'hydrogène. L'analyse ne comprend pas l'évaluation des différentes politiques potentielles. Il est à noter que, tout au long du projet, ESMIA a testé l'impact de différents types et niveaux de paramètres du modèle et a partagé les résultats lors de réunions avec le responsable technique de RNCAN et de nombreux autres intervenants. Ces modèles ont permis de définir l'ensemble des mesures incluses dans les scénarios de ce travail.

Contrainte de GES descendante – L'exigence d'émissions nettes zéro de GES est satisfaite en fixant une contrainte de GES pour le modèle qui garantit que l'objectif du Canada sera atteint d'ici 2050. Le choix et la modélisation d'une multitude de politiques potentielles qui pourraient être appliquées à l'ensemble de l'économie pour atteindre cet objectif dépassent les délais impartis pour ce travail. L'utilisation d'un

modèle d'optimisation et d'une contrainte de GES à l'échelle de l'économie suppose que la majorité des décideurs s'alignent sur cet objectif et que les actions des secteurs public et privé recherchent des politiques et des mesures rentables.

1.2.1. Développement technologique et modélisation de l'hydrogène

L'hydrogène est utilisé au Canada depuis des années, mais dans des applications limitées et ne bénéficie pas d'une infrastructure de transport étendue. Récemment, cependant, l'intérêt et la recherche ont donné lieu à une littérature abondante et à de nombreuses études de faisabilité au Canada. ESMIA exploite cette littérature publique pour définir les technologies représentatives, mais souligne que toutes les études ne peuvent pas être examinées et incluses dans ce rapport. Pour vérifier son approche, ESMIA a communiqué l'ensemble des technologies de l'hydrogène représentatives et le cadre du modèle pour le système de l'hydrogène à un ensemble d'experts techniques⁶ pour obtenir leurs rétroactions, ce qui a conduit à des mises à jour de la base de données technologiques du modèle NATEM. Consulter la section 2 pour plus de renseignements sur les technologies et la représentation.

1.2.2. Représentation de la politique de l'hydrogène

L'objectif de l'analyse est d'explorer le potentiel de l'hydrogène pour contribuer à des trajectoires nettes zéro. Les observations adressées au gouvernement du Canada par les groupes de travail sur l'hydrogène de RNCa⁷ indiquent que la mise en place d'une filière d'hydrogène à grande échelle au Canada au cours des 20 prochaines années nécessitera probablement un soutien du secteur public. Les mesures prises par le gouvernement des États-Unis indiquent également la nécessité du soutien du secteur public. Les États-Unis ont notamment mis en œuvre l'Inflation Reduction Act en août 2022, qui offre des crédits d'impôt pour la production d'hydrogène, le stockage de l'énergie (y compris l'hydrogène), les véhicules propres et les stations de carburant de remplacement (La Maison-Blanche, 2022). Les États-Unis ont fixé des objectifs de recherche et fourni un financement dès 2021 pour faire progresser la production d'hydrogène propre dans le cadre de l'initiative Hydrogen Shot (Office of Energy Efficiency and Renewable Energy des États-Unis (aucune date)).

Le Canada a également développé des programmes de soutien à la production et à l'utilisation de l'hydrogène. De nombreuses politiques de tarification sectorielles et intersectorielles visant à réduire les émissions de GES favoriseront la consommation d'hydrogène (ou en réduiront le coût) en raison de l'absence de combustion de GES. Les programmes prévoyant des investissements dans des projets liés à l'hydrogène comprennent le Fonds pour les combustibles propres, l'infrastructure pour les véhicules à émission zéro, le Fonds stratégique pour l'innovation – Accélérateur net zéro, et plusieurs autres. Ces

⁶ Comme indiqué à l'annexe E, les experts invités à participer à cet examen proviennent des secteurs suivants : Gouvernement fédéral (40), gouvernement provincial (32), organisations universitaires et non gouvernementales (11), secteur privé (41).

⁷ Disponible sur demande auprès de RNCa.

programmes sont, pour la plupart, propres à des projets et ont pour objectif de faire les performances technologiques. Le Canada devrait annoncer un crédit d'impôt pour l'investissement dans l'hydrogène propre au printemps 2023, mais les détails n'étaient pas disponibles à temps pour cette analyse.

ESMIA a représenté les principales politiques énergétiques et climatiques existantes et annoncées (lorsque suffisamment de renseignements étaient disponibles), y compris les politiques propres à l'hydrogène dans le modèle NATEM. Consulter la section 3.1 pour la liste des politiques incluses et l'approche, qui s'aligne sur la modélisation d'ECCC (ECCC, 2022b).

Les politiques canadiennes et américaines spécifiques à l'hydrogène semblent être principalement axées sur la recherche et les subventions⁸. Les scénarios d'ESMIA (consulter la section 3.1) testent également des mesures ou des politiques de ce type (subventions et recherche), mais nous fournissons uniquement quelques exemples pour tester l'ordre de grandeur des impacts. Nous ne précisons pas les détails exacts des politiques ou des programmes pour les nouvelles mesures gouvernementales potentielles. Ce choix est motivé par l'objectif d'explorer des options plutôt que d'évaluer une politique préétablie.

1.2.3. Émissions nettes zéro de GES

Cette analyse explore le potentiel de l'hydrogène pour soutenir le Canada vers l'atteinte de son objectif d'émission nettes zéro de GES d'ici 2050. Consulter l'encadré ci-dessous qui décrit la modélisation du gouvernement du Canada concernant la trajectoire vers les émissions nettes zéro. Les modélisations réalisées aux États-Unis et ailleurs, ont montré les changements considérables qui s'opèrent, y compris l'utilisation de technologies à émissions négatives⁹, dont les pays développés ont besoin pour atteindre les objectifs d'émissions nettes zéro de GES (p. ex., Lawson et al. 2021, AIE 2021). La Régie de l'énergie du Canada (REC) a élaboré une analyse de scénarios compatibles avec l'objectif d'émissions nettes zéro de GES pour le Canada d'ici 2050. La publication du rapport est prévue pour le printemps 2023; celui-ci n'était donc pas disponible au moment de l'analyse d'ESMIA (REC, 2022).

⁸ Par politiques spécifiques à l'hydrogène, nous entendons celles qui soutiennent la production ou la consommation d'hydrogène en tant que produit de base, plutôt que les politiques visant des solutions à faible émission de GES.

⁹ Les technologies à émissions négatives contribuent à l'élimination du dioxyde de carbone de l'atmosphère et génèrent donc des émissions négatives, par exemple la capture directe dans l'air (CDA) et la bioénergie et captage et stockage du dioxyde de carbone (BECSC). Les solutions climatiques naturelles, telles que la reforestation, sont également des options à émissions négatives.

Que signifie émissions nettes zéro de GES au Canada?

Extraits de la présentation de la stratégie à long terme du Canada à la Convention-Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques (ECCC, 2022c)

En juin 2021, la *Loi canadienne sur la responsabilité en matière de carboneutralité* (la Loi) a reçu la sanction royale, légiférant la CDN 2030 du Canada¹⁰ et l'objectif de carboneutralité d'ici 2050 (p. 2). La SLT du Canada utilise une approche « descendante » selon laquelle les émissions sont plafonnées à zéro émission nette d'ici 2050 et le modèle détermine la voie économique la plus souhaitable pour y arriver, en fonction des hypothèses (p. 19). La SLT présente des scénarios illustratifs qui tiennent compte des principaux facteurs qui pourraient jouer un rôle important dans la réduction des émissions dans tous les secteurs de l'économie, soit l'électrification généralisée, l'utilisation élevée de carburants renouvelables et alternatifs, et l'utilisation élevée des technologies d'élimination du CO₂, telles que les technologies de captage et de stockage du carbone (CSC). [Ce rapport] n'est pas prescriptif et ne précise pas l'éventail de politiques, de mesures et de règlements qui seraient mis en œuvre (p. 3).

Tableau 4 : Émissions du Canada par secteur en 2020 et 2050 en Mt d'équivalent de CO₂ – Tous les scénarios

Sector Scenarios	2020 ^a Historic	2050			
		Current Assumptions	High Electrification	High Use of Renewable and Alternative Fuels	High Use of Engineered CO ₂ Removal Technologies
Agriculture	69	37 to 66	37 to 86	37 to 59	38 to 67
Building	88	7 to 27	6 to 20	5 to 20	9 to 35
Electricity ^b	56	-40 to -1	-38 to -3	-54 to -2	-44 to -4
Industry ^c	273	52 to 64	30 to 74	39 to 53	42 to 107
Transportation	159	18 to 81	15 to 59	13 to 74	39 to 104
Waste	27	6 to 0	6 to 20	6 to 21	7 to 23
Total (excluding DAC and LULUCF)	672	100 to 233	100 to 233	100 to 199	131 to 301
DAC	0	-133 to -20	-133 to 0	-99 to 0	-201 to -32
LULUCF	-7	-100	-100	-100	-100

a: Source: [2022 National Inventory Report](#)
b: Includes BECCS
c: Includes BECCS and Oil and Gas industry

p. 34

Points importants à retenir

Premièrement, la modélisation de la SLT du Canada démontre que l'électrification généralisée de secteurs tels que l'industrie, les bâtiments et les transports sera probablement essentielle pour atteindre un niveau d'émissions nettes zéro. Pour y parvenir, il faudrait augmenter considérablement la production d'électricité à partir de sources non émettrices (p. ex., l'hydroélectricité, l'énergie éolienne, l'énergie solaire et l'énergie nucléaire). Deuxièmement, les mesures d'efficacité énergétique au-delà de l'électrification de l'ensemble de l'économie seront probablement cruciales,

la consommation totale d'énergie dans les secteurs de l'industrie, des bâtiments et des transports diminuant dans tous les scénarios, malgré une croissance de la population et de la production. Troisièmement, les carburants propres et de remplacement tels que la bioénergie et l'hydrogène pourraient jouer un rôle important dans la trajectoire vers des émissions nettes zéro, en particulier dans les zones difficiles à électrifier, mais l'électricité serait probablement plus importante que ces combustibles dans la plupart des scénarios. Quatrièmement, la demande de combustibles fossiles au Canada diminue dans tous les scénarios. Enfin, les résultats de la modélisation suggèrent que l'utilisation de technologies à émissions négatives a un rôle à jouer dans un contexte d'émissions nettes zéro. Les émissions résiduelles sont susceptibles de se produire dans des secteurs tels que les transports et l'industrie, qui sont plus difficiles à décarboniser. **Pour tenir compte de ces émissions, les absorptions provenant d'une combinaison de la BECSC et de la CDA jouent un rôle clé dans tous les scénarios modélisés, à l'exception de deux séries modélisées dans lesquelles il est prévu que des émissions nettes zéro pourraient être obtenues par la CDA.**

ESMIA a utilisé une approche similaire à celle de la modélisation SLT, en se concentrant sur les conditions qui pourraient avoir un impact sur la production et la consommation d'hydrogène dans le cadre de l'objectif d'émissions nettes zéro de GES. Pour la modélisation d'ESMIA, nous avons appliqué une contrainte sur les émissions nationales de GES qui est la même pour tous les scénarios. Cette contrainte en matière de GES est à l'origine d'une grande partie de l'évolution de la filière énergétique au cours de la période 2030-2050. Le changement à grande échelle de l'évolution de la filière énergétique dans nos résultats est similaire à d'autres analyses de modélisation pour le Canada (consulter l'encadré).

La contrainte en matière de GES est présentée dans la Figure 5, ainsi que les émissions réelles du Canada de 2005 à 2020, à des fins de mise en contexte. L'approche de la modélisation vise à :

- Calibrer le modèle en fonction des émissions réelles de GES en 2020, l'année la plus récente disponible. Source : Rapport d'inventaire national du Canada, 2022 (ECCC, 2022d);
- Faire correspondre, pour les années 2021 à 2035, la contrainte relative aux GES aux émissions déclarées dans le scénario avec des mesures supplémentaires des dernières prévisions d'ECCC, la *8^e communication nationale sur les changements climatiques et cinquième rapport biennal du Canada sur les changements climatiques (2022)*. (ECCC, 2022b)¹¹;
- Pour les émissions de 2050, on suppose que 28 Mt d'équivalent CO₂ seront capturées par des mesures qui ne sont pas incluses dans le modèle NATEM. Le modèle NATEM exclut les émissions de l'UTCATF. Cette hypothèse a été fournie par le ECCC sur la base d'une analyse pour ses

¹⁰ CDN – La nouvelle contribution déterminée au niveau national (NDC) du Canada est une cible de réduction d'émissions de gaz à effet de serre (GES) pour 2030 de 40 à 45 % sous les niveaux de 2005.

¹¹ ESMIA élabore ses propres projections de référence pour le Canada dans le cadre de ce travail, mais se base sur la soumission officielle du Canada à la CCNUC.

prévisions de GES et s'étend jusqu'en 2050 (communication personnelle, courriel à Alison Bailie du gouvernement du Canada le 3 mars 2023); et

- Pour les années 2036 à 2049, nous avons supposé une diminution linéaire annuelle des émissions jusqu'en 2050.

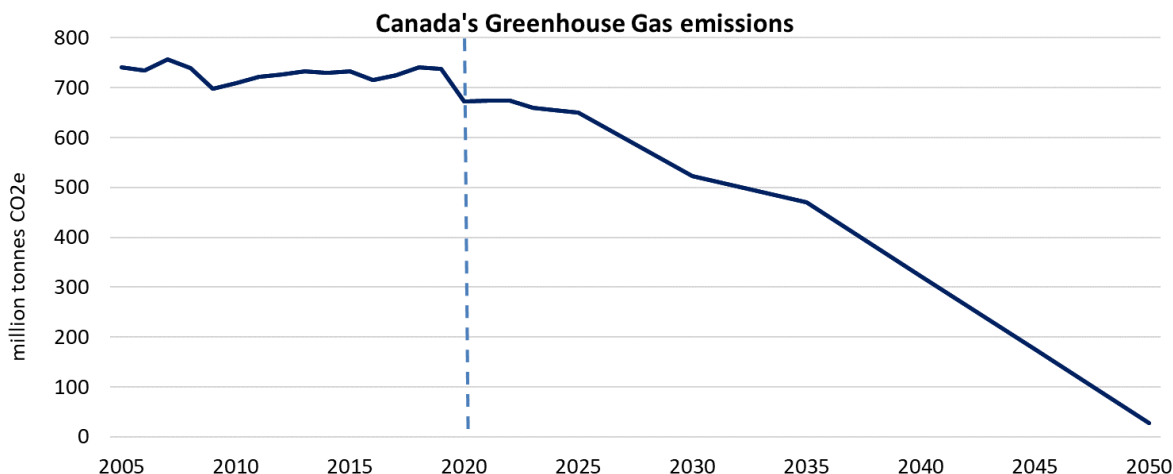


Figure 5 Émissions de GES du Canada pour cette analyse

(2005 à 2020 sont les valeurs réelles déclarées, 2021 à 2050 représentent les contraintes introduites dans le modèle)

1.3. Limites de la modélisation et recherches complémentaires

Comme indiqué dans les réserves de la section 1.1, ce projet utilise les informations qu'ESMIA a été en mesure de collecter dans le cadre de ce projet pour alimenter et évaluer le modèle NATEM. Les ressources disponibles ont uniquement permis d'inclure un nombre limité de scénarios. D'autres analyses des options relatives à l'hydrogène sont attendues, car RNCan continue d'évaluer les progrès accomplis dans le cadre des rapports biennaux sur la mise en œuvre de la stratégie pour l'hydrogène.

Les limites les plus importantes de cette étude sont les suivantes :

- Les scénarios explorent les mesures qui pourraient résulter des politiques gouvernementales (telles que les réductions des coûts d'investissement) à travers une perspective économique et environnementale (GES) combinée. Cependant, la conception détaillée des politiques, qui serait nécessaire pour une évaluation complète de politiques particulières, dépassait la portée du projet.
- Aucune approche de modélisation macroéconomique détaillée n'a été appliquée pour fournir une liste complète et cohérente de variables macroéconomiques dans tous les secteurs. Des indicateurs ont été utilisés pour estimer le nombre possible d'emplois créés par l'économie de l'hydrogène dans les différents scénarios, mais il est conseillé de faire preuve de prudence en raison de l'étroitesse du champ d'application et des nombreuses incertitudes.

- Tous les commentaires reçus sur les hypothèses technologiques clés n'ont pas pu être inclus, notamment en raison de l'absence de consensus et du calendrier du projet, en particulier pour la réalisation de plusieurs itérations du modèle.
- Certaines technologies liées à l'hydrogène ne sont pas prises en compte. Bien que le modèle NATEM comprenne la liste la plus complète de technologies, il y a toujours de nouvelles technologies qui pourraient être ajoutées à la base de données et qui font partie des travaux futurs. La présente étude exclut ce qui suit :
 - L'amélioration écoénergétique des appareils à gaz afin qu'ils fonctionnent à l'hydrogène et les nouveaux appareils fonctionnant à l'hydrogène pour le secteur des bâtiments (autres que les chaudières pour chauffage des locaux); et
 - La production d'électricité au moyen de turbines à hydrogène (la production d'électricité au moyen de piles à hydrogène est incluse comme option technologique). Par conséquent, le rôle de l'hydrogène en tant qu'option saisonnière pour assurer l'équilibre du réseau dans les provinces et les territoires où les autres options sont limitées pourrait être sous-estimé.
 - Certaines options émergentes de production d'hydrogène, comme la pyrolyse du méthane et l'électrolyse à membrane échangeuse d'anions.
- Les éventuelles fuites d'hydrogène à travers les chaînes de valeur ne sont pas prises en compte.
- La désagrégation spatiale dans le modèle NATEM est limitée aux 13 provinces et territoires du Canada, elle ne s'étend pas au niveau interne. La présentation de résultats pour les provinces et territoires individuels dépasse la portée du projet.
- Le calendrier de l'étude n'a pas permis à ESMIA de réaliser une analyse de sensibilité détaillée sur tous les paramètres incertains. Les intervenants ont suggéré, entre autres, les paramètres suivants :
 - les caractéristiques techniques des technologies telles que l'efficacité, le temps de construction, la durée de vie, les facteurs de capacité, etc.;
 - les taux de captage du carbone pour des technologies spécifiques;
 - le coût et le potentiel de modernisation du réseau de transport et de distribution de gaz existant pour l'adapter à l'hydrogène pur;
 - les demandes énergétiques internationales et les prix de l'hydrogène et de l'ammoniac ainsi que des combustibles fossiles, des énergies renouvelables et des matériaux (fer et acier, etc.);
 - la quantité de réductions des émissions de GES provenant de solutions naturelles et, par conséquent, ne fait pas partie de l'objectif de réduction de GES pour les autres secteurs;
 - les émissions fugitives tout au long des chaînes d'approvisionnement en gaz et en hydrogène;
 - les rôles respectifs du méthanol, de l'ammoniac et des transporteurs d'hydrogène organique liquide, ainsi que leurs caractéristiques technico-économiques en vue d'une pénétration optimale du marché; et

- les taux de développement de l'ensemble des capacités de production d'électricité en relation avec le manque potentiel de main-d'œuvre ou de matériaux importés.
- Les contraintes d'acceptabilité sociale des technologies ou des politiques n'ont pas été étudiées en détail.

1.4. Le modèle d'optimisation énergétique NATEM (North American TIMES Energy Model)

Pour ce projet, le module canadien du modèle d'optimisation énergétique NATEM a été utilisé. NATEM-Canada représente l'ensemble de la filière énergétique intégré, ainsi que les secteurs non énergétiques émetteurs pour les 13 provinces et territoires du Canada. Les caractéristiques propres à chaque province et territoire sont prises en compte dans le modèle en calibrant toute l'énergie en fonction des ressources existantes et du potentiel futur. Les flux de matières premières et les émissions de GES sont calibrés en fonction des sources de données existantes jusqu'en 2020 en tenant compte des systèmes d'approvisionnement et de distribution d'électricité, de gaz naturel et de pétrole en place. Les possibilités de développement dans chaque province et territoire sont également représentées, par exemple, par la disponibilité des ressources non renouvelables et renouvelables au fil du temps.

Remarque : La disponibilité de la biomasse est restreinte dans NATEM pour refléter les sources durables, en se basant sur les informations disponibles d'ESMIA qui correspondent le mieux à la situation. La définition de la biomasse durable est un domaine où les connaissances évoluent et qui a uniquement fait l'objet d'un examen limité dans le cadre de ce projet.

Le modèle fournit une base analytique rigoureuse permettant de dériver des solutions à moindre coût afin de répondre aux besoins économiques, aux politiques sociales et aux objectifs d'atténuation des émissions de GES. NATEM-Canada fait partie d'un cadre plus large couvrant l'ensemble de l'Amérique du Nord. Notre base de données complète de technologies pour le Canada fait de ce cadre un outil idéal pour explorer les cibles de réduction nettes zéro. Consultez l'annexe A pour un aperçu.

La flexibilité inhérente au modèle NATEM permet d'effectuer un grand nombre d'études relatives à la politique énergétique et climatique. Les résultats du modèle NATEM ont été utilisés par des décideurs d'organisations publiques et privées et ont été acceptés dans des revues réputées approuvées par leurs pairs.

1.5. Contexte économique

Les variables macroéconomiques, le produit intérieur brut et la croissance démographique qui ont été utilisés pour tous les scénarios ont été obtenus sur demande auprès de la Régie de l'énergie du Canada (REC), qui a fourni à ESMIA des projections préliminaires destinées à être incluses dans le présent

rapport¹². Les valeurs ne sont pas des intrants directs dans le modèle NATEM, mais sont plutôt utilisées pour dériver une série de demandes initiales de services énergétiques.

Bien qu'il soit préférable que la croissance économique et les prix de l'énergie proviennent de la même étude de cas, la REC n'a pas été en mesure de fournir un ensemble actualisé de prix de l'énergie pour un scénario d'émissions nettes zéro dans les délais requis pour notre modélisation. ESMIA a choisi d'utiliser les projections de la REC comme base de travail, ce qui a impliqué d'agrégier les projections macroéconomiques préliminaires de la REC à partir de 2023 avec les prix mondiaux du pétrole et du gaz issus du scénario d'évolution des politiques de 2021 de la REC.

Les prix mondiaux du pétrole et du gaz utilisés dans tous nos scénarios pour les prix à l'exportation sont indiqués dans le Tableau 2, en utilisant les prix du scénario d'évolution des politiques du rapport Avenir énergétique du Canada en 2021 de la REC.

Tableau 2. Projections des prix mondiaux de l'énergie (22 CAD/GJ)

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Pétrole brut – Brent	8,89	12,77	11,52	10,80	10,09	9,38	8,67
Pétrole brut – WTI	8,44	11,86	10,60	9,89	9,18	8,47	7,75
Pétrole brut – WCS	5,56	9,01	7,75	7,04	6,33	5,62	4,90
Gaz naturel	2,22	3,76	3,88	4,08	4,28	4,35	4,42
Gaz naturel liquéfié	6,35	7,89	8,01	8,21	8,41	8,47	8,54

Source : Converti à partir de la REC – Régie de l'énergie du Canada (2021). Évolution des politiques, Avenir énergétique du Canada.

¹² Régie de l'énergie du Canada (2023) Communication personnelle fournie à l'ESMIA. La REC prévoit de publier des projections actualisées dans son rapport sur l'avenir énergétique, qui sera publié en 2023.

SECTION 2

2. L'hydrogène dans le modèle NATEM

Cette section traite de la représentation de l'hydrogène dans le modèle NATEM, notamment de la manière dont les technologies de production et de consommation d'hydrogène sont représentées dans les nombreux secteurs. Nous présentons également un résumé des caractéristiques technologiques et des références utilisées par ESMIA pour définir les attributs technologiques.

2.1. L'hydrogène dans la filière énergétique du modèle NATEM

Le modèle NATEM couvre l'ensemble de la filière énergétique, de l'extraction des ressources à la consommation de l'énergie par les consommateurs (consulter l'annexe A). Certaines technologies existent à un stade commercial ou quasi commercial pour un large éventail d'options de ravitaillement en hydrogène et nous avons inclus des technologies représentatives dans l'ensemble de la filière, comme le montre en détail la Figure 6.

Les options de production d'hydrogène sont les suivantes :

- Production centralisée d'hydrogène
 - Reformage du méthane à la vapeur ou reformage autothermique à partir de gaz naturel
 - avec ou sans Capture et stockage de CO₂ (CSC)
 - Électrolyse
 - Alcaline
 - Membrane échangeuse de protons (PEM)
 - Cellule d'électrolyse à oxyde solide (SOEC)
 - Gazéification du charbon ou de la biomasse
 - avec ou sans CSC
- Production centralisée d'ammoniac
 - Combustibles fossiles, avec ou sans CSC
 - Électrolyse
- Production décentralisée d'hydrogène
 - Reformage du méthane à la vapeur à partir de gaz naturel
 - Électrolyse (PEM)

Les secteurs suivants ont la possibilité d'utiliser des technologies consommant de l'hydrogène :

- Transport – personnel et de marchandises par camion, par train ou par bateau.
- Utilisations industrielles, y compris la production d'ammoniac, la production de fer et d'acier, les produits chimiques et les chaudières à vapeur disponibles dans plusieurs industries
- Raffineries de pétrole
- Matières premières pour les carburants synthétiques
- Production d'électricité – centralisée ou décentralisée
- Chauffage résidentiel
- Chauffage commercial

Le modèle NATEM veille à ce que l'infrastructure soit construite pour convertir, distribuer et stocker l'hydrogène et propose plusieurs options technologiques pour chaque service.

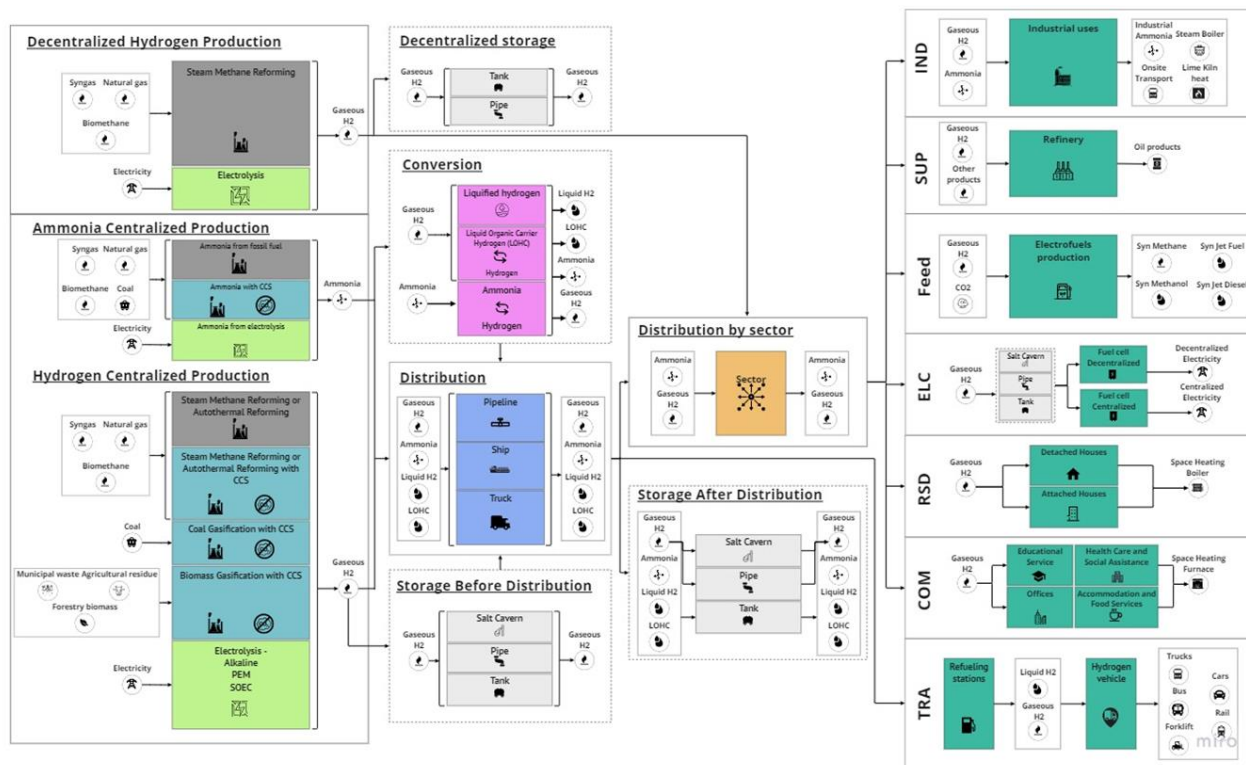


Figure 6 Représentation de l'hydrogène dans le modèle NATEM

Comme indiqué précédemment, le modèle NATEM recherche une solution à moindre coût dans l'ensemble de la filière énergétique, représentant des marchés concurrentiels où la production et la consommation d'hydrogène dépendront de son attrait financier par rapport à toutes les autres options technologiques, compte tenu des contraintes physiques qui pèsent sur les ressources et la mise en œuvre de la technologie. Bien que la Figure 6 présente uniquement les options relatives à l'hydrogène, chaque étape de la filière énergétique comporte une concurrence potentielle entre les combustibles et les technologies (consulter la section 2.2 pour la description de certaines technologies concurrentes à faible émission de carbone).

Exportations – le modèle NATEM comprend des options d'exportation pour l'hydrogène. Le modèle optimise les exportations en fonction du prix des marchandises, c'est-à-dire lorsque les recettes des exportations dépassent les coûts de production nationaux. Il n'y a pas de demande prescrite par défaut

sur les marchés internationaux (ni de limites inférieures ou supérieures sur les volumes d'exportation dans la modélisation), mais elles pourraient être ajoutées dans une analyse future.

2.2. Hydrogène et technologies concurrentes à faible émission de carbone

Le modèle NATEM inclut plus de 290 technologies dans les trajectoires de production et d'utilisation de l'hydrogène de cette étude. L'annexe B présente des diagrammes illustrant les types de choix technologiques et leur nombre. La base de données d'ESMIA pour ce projet a exploité des références accessibles au public et mentionnées dans la section Références à la fin du rapport.

Les principales références utilisées sont fournies dans le Tableau 3. Il convient de noter qu'ESMIA a souvent recours à plusieurs sources pour une technologie représentative afin de compiler toutes les informations nécessaires pour les attributs technologiques; l'ensemble des sources est fourni dans les références.

Tableau 3 Documents de référence clés pour les attributs technologiques (non exhaustif)

Type de technologie	Document de référence clé
Production d'hydrogène	<ul style="list-style-type: none"> - Agence internationale de l'énergie (2019). Rapport Hydrogène de l'AIE présenté lors du G20 : Hypothèses. - Element Energy Ltd (2018). Assumptions for the Hydrogen Supply Chain Evidence Base. - TEQ (2020). Revue de littérature technico-économique de l'hydrogène : de la production à l'utilisation. - National Renewable Energy Laboratory (2018). H2A : Hydrogen Analysis Production Case Studies. Version 3.2018
Liquéfaction/conversion/reconversion	<ul style="list-style-type: none"> - Agence internationale de l'énergie (2019). Rapport Hydrogène de l'AIE présenté lors du G20 : Hypothèses.
Transmission et distribution	<ul style="list-style-type: none"> - Agence internationale de l'énergie (2019). Rapport Hydrogène de l'AIE présenté lors du G20 : Hypothèses. - Element Energy Ltd (2018). Assumptions for the Hydrogen Supply Chain Evidence Base.
Stockage	<ul style="list-style-type: none"> - Agence internationale de l'énergie (2019). Rapport Hydrogène de l'AIE présenté lors du G20 : Hypothèses. - Ahluwalia R.K. et al. (2019). System Level Analysis of Hydrogen Storage Options.
Carburant de synthèse	<ul style="list-style-type: none"> - Agence internationale de l'énergie (2021). Rapport mondial sur l'hydrogène de 2021 - Braynolf S. et al (2018). Electrofuels for the transport sector: A review of production costs.

Transport	<ul style="list-style-type: none"> - Agence internationale de l'énergie (2019). Rapport Hydrogène de l'AIE présenté lors du G20 : Hypothèses. - Lajevardi S. M. (2019). An Examination of Heavy-duty Trucks Drivetrain Options to Reduce GHG Emissions in British Columbia. - Zhao H. et al (2018). A Comparison of Zero-Emission Highway Trucking Technologies.
Électricité produite par pile à combustible	<ul style="list-style-type: none"> - Saggiolato N. et al (2017). A Total Cost of Ownership Model for Low Temperature PEM Fuel Cells in Combined Heat and Power and Backup Power Applications.
Industriel et commercial	<ul style="list-style-type: none"> - AIE (2021). ETP Clean Energy Technology Guide. - Hy4Heat (2019) Conversion of Industrial Heating Equipment to Hydrogen. - Hy4Heat (2020) Understanding Commercial Appliances.

Remarques : Consulter la section Références ci-dessous pour la liste complète des sources utilisées par ESMIA pour cette étude.

Le modèle NATEM comprend également une représentation de l'ensemble des exigences de la filière énergétique pour la fourniture d'électricité et de gaz naturel aux consommateurs, y compris les producteurs d'hydrogène. Comme pour l'hydrogène, la représentation inclut les coûts financiers (coûts d'investissement et d'exploitation, durée de vie économique, coûts de financement), la durée de construction, le rendement énergétique et toute contrainte relative à la disponibilité, telle que l'année de disponibilité présumée.

Pour la production d'électricité, le modèle NATEM inclut les technologies suivantes, qui sont disponibles uniquement lorsqu'elles sont autorisées et disponibles sur le marché :

Biomasse

- Centrale dédiée à la biomasse solide
- Centrale dédiée à la biomasse solide + CSC (90 %)
- Centrale dédiée aux granules de bois
- Moteur à combustion interne fonctionnant au gaz d'enfouissement

Charbon

- Charbon pulvérisé ultra supercritique
- Cycle combiné à gazéification intégrée
- Pulvérisé ultra supercritique + CSC (30 %)
- Pulvérisé ultra supercritique + CSC (90 %)
- Charbon + biomasse
- Charbon pulvérisé ultra supercritique avec de la biomasse

Énergie géothermique

- Géothermie binaire hydrothermale à vaporisation par flash
- Géothermie par cycle binaire hydrothermal
- Géothermie avancée par flash près des sources hydrothermales
- Géothermie binaire avancée près des sources hydrothermales
- Géothermie profonde avancée par flash
- Géothermie binaire profonde avancée

Hydroélectricité

- Grand barrage conventionnel
- Petit barrage conventionnel
- Adaptation d'un grand barrage non alimenté
- Adaptation d'un petit barrage non alimenté
- Petite centrale au fil de l'eau
- Grande centrale au fil de l'eau

Gaz naturel

- Turbine à gaz à cycle simple
- Turbine à gaz à cycle combiné
- Turbine à gaz à cycle combiné + CSC (90 %)

Énergie nucléaire

- Réacteur avancé
- Petit réacteur modulaire

Océans

- Conversion de l'énergie thermique des mers, centrale moyenne
- Conversion de l'énergie thermique des mers, grande centrale
- Courant de marée
- Conversion de l'énergie des vagues

Pétrole

- Moteur diesel alternatif
- Moteur alternatif au mazout lourd

Énergie solaire

- Photovoltaïque 1 axe – niveau 1, 2, 3
- Centrale solaire à tour à concentration
- Photovoltaïque 1 axe + 200 MW de stockage

Énergie éolienne

- Éolienne terrestre conventionnelle – moyenne
- Éolienne terrestre conventionnelle – petite
- Éolienne terrestre conventionnelle – grande
- Éolienne fixe au large
- Éolienne flottante au large

Énergie solaire – distribuée

- Solaire décentralisé sur toiture résidentielle
- Solaire décentralisé sur toiture commerciale

Énergie éolienne – distribuée

- Éolienne terrestre résidentielle décentralisée
- Éolienne terrestre commerciale décentralisée

SECTION 3

3. Résultats : Scénarios de base

Trois scénarios de base ont été étudiés en détail afin d'examiner le potentiel de l'hydrogène en tant que filière énergétique permettant au Canada d'atteindre son objectif d'émissions nettes zéro de GES. Les trois scénarios de base (neutre sur le plan technologie, favorable à l'hydrogène et défavorable à l'hydrogène) se concentrent sur la demande et l'offre au Canada. D'autres scénarios sont présentés dans la section 4, ils explorent des composants plus incertains, tels que le futur marché d'exportation de l'hydrogène et la mesure dans laquelle le réseau de transport de gaz existant peut être utilisé pour acheminer l'hydrogène.

Cette section décrit les trois scénarios de base et fournit les résultats de la modélisation NATEM, y compris la production d'hydrogène par type de technologie, la consommation par secteur de la demande d'énergie, y compris les sous-secteurs des transports. Nous rendons également compte des impacts au-delà de la production et de la demande physique d'hydrogène, notamment en signalant les changements dans la production d'électricité, ainsi que les indicateurs relatifs aux investissements et aux émissions de GES évitées.

3.1. Description des scénarios

Pour obtenir des résultats comparables, tous les scénarios sont soumis aux contraintes de modélisation suivantes :

1. Les émissions de GES du Canada atteignent le zéro net en 2050 et suivent la même trajectoire pour les émissions annuelles entre aujourd'hui et 2050 (consulter la section 1.2).
2. Le choix de la technologie est déterminé par le modèle à l'aide de l'algorithme du moindre coût social.
3. Les demandes de tous les biens et services doivent être satisfaites; chaque scénario utilise les mêmes données exogènes pour ces demandes, mais le modèle ajuste les valeurs sur la base des élasticités des prix pour un ensemble limité de biens et de services.

Les scénarios sont conçus pour refléter plusieurs incertitudes importantes liées à la compréhension actuelle des technologies de l'hydrogène, des circonstances économiques et des mesures potentielles des secteurs public ou privé. Les incertitudes sont regroupées dans des scénarios représentatifs dans le cadre du présent rapport. Vous trouverez ci-dessous la description des scénarios (Tableau 4) et les résumés des paramètres d'entrée (Tableau 5).

Tableau 4 Description des scénarios de base

<p>Scénario 1 - Neutre sur le plan technologique - Ce scénario détermine la filière énergétique au Canada qui permet d'atteindre les objectifs d'émissions nettes zéro de GES au moindre coût social. Les carburants et les technologies se font concurrence pour répondre aux besoins de l'économie (section 1.5) et à la trajectoire des GES (section 1.2). Les paramètres technologiques reflètent une approche neutre de la gamme des valeurs dans la littérature. Ce scénario ne prévoit pas de nouvelles</p>

politiques, de sorte que le crédit d'impôt à l'investissement pour la production d'hydrogène est exclu¹³.

Pour élaborer sa base de données technologique, ESMIA examine des centaines de rapports, d'articles de journaux et de publications spécialisées. Face à un éventail de coûts, de valeurs relatives à la consommation d'énergie et d'autres valeurs d'entrée, nos données de base pour les technologies représentent généralement des valeurs qui sont étayées par de nombreuses sources et qui ne sont pas des valeurs aberrantes dans la recherche. Ce sont les hypothèses appliquées dans le scénario *neutre sur le plan technologique*. L'annexe C présente les hypothèses utilisées pour les technologies de production d'hydrogène et d'électricité.

Politiques ou mesures potentielles – Ce scénario est basé sur les politiques actuelles et annoncées, ainsi que sur l'obligation pour le Canada d'atteindre des émissions nettes zéro de GES d'ici 2050. Il reflète l'environnement sans ajout de nouvelles politiques spécifiques à l'hydrogène, toutefois l'atteinte de l'objectif d'émissions nettes zéro d'ici 2050 nécessitera des changements de politiques qui dépassent le cadre de cette étude (voir la section 1).

Scénario 2 - Favorable à l'hydrogène - Pour ce scénario, nous avons choisi des paramètres tirés de la littérature externe se situant dans la fourchette qui, selon nous, conduirait à des conditions plus favorables à l'hydrogène dans la filière énergétique. Nous supposons que des mesures supplémentaires sont prises pour réduire davantage les coûts d'investissement; ces mesures pourraient prendre la forme d'un soutien continu de la part des gouvernements fédéral ou provinciaux ou d'un impact plus important de la recherche et de l'apprentissage par la pratique que ce qui est actuellement prévu. Une petite subvention pour la production d'hydrogène est également prévue dans ce scénario.

Le mélange d'hydrogène et de gaz naturel autorisé à être transporté dans le réseau de gazoducs actuel et à être utilisé dans les appareils et équipements à gaz est plus élevé que dans le scénario neutre, mais il convient de noter que la valeur utilisée est une approximation. Plusieurs études évaluent cette possibilité et les limites du mélange ne sont pas encore connues; elles dépendront de considérations régionales spécifiques qui n'ont pas pu être étudiées et intégrées dans le cadre de ce projet.

IL CONVIENT DE NOTER QUE CE DOCUMENT NE VISE PAS À REFLÉTER UNE POLITIQUE SPÉCIFIQUE ET N'EST PAS UNE ÉVALUATION DU CRÉDIT D'IMPÔT À L'INVESTISSEMENT PROPOSÉ PAR LE CANADA. Les paramètres sont utilisés pour tester un environnement favorable à l'hydrogène au Canada.

Politiques ou mesures potentielles –

De nombreux types de politiques pourraient conduire aux réductions des coûts d'investissement modélisées dans ce scénario. La plus évidente est un crédit d'impôt à l'investissement qui commence avant 2025 et s'applique aux technologies de production d'hydrogène et aux technologies d'utilisation finale de l'hydrogène, ou aux deux, jusqu'en 2050. Il convient toutefois de noter que l'un des objectifs des crédits d'impôt est de stimuler le développement technologique et que, dans l'idéal,

¹³ La modélisation réalisée pour ce rapport a été achevée le 10 mars 2023, avant l'annonce des détails concernant le crédit d'impôt à l'investissement proposé.

<p>la politique devrait permettre au gouvernement de réduire les crédits si les coûts d'investissement diminuent plus rapidement à l'avenir que ce qui est prévu dans le présent scénario.</p>
<p>Scénario 3 - Défavorable à l'hydrogène - Pour ce scénario, nous avons choisi des paramètres tirés de la littérature externe se situant dans la fourchette qui, selon nous, conduirait à des conditions défavorables à l'hydrogène dans la filière énergétique. Par exemple, nous supposons que les réductions des coûts d'investissement dues à la recherche et à l'apprentissage par la pratique sont plus limitées que ce qui est actuellement prévu pour les coûts en 2025. Nous supposons également que le mélange d'hydrogène avec le gaz naturel est limité.</p>
<p>Politiques ou mesures potentielles – Ce scénario refléterait une situation où la politique ne soutient pas le développement technologique de l'hydrogène et où les normes de mélange autorisées sont fixées à des niveaux inférieurs à ceux du scénario <i>neutre sur le plan technologique</i>.</p>

Tableau 5. Résumé des paramètres d'entrée des scénarios neutre sur le plan technologique, défavorable à l'hydrogène et favorable à l'hydrogène

	Neutre sur le plan technologique	Défavorable à l'hydrogène	Favorable à l'hydrogène
Hypothèses sur les coûts de la technologie de l'hydrogène	Référence (consulter l'annexe C)	Les coûts ne diminuent pas après les valeurs de référence projetées pour l'année 2025	Optimiste (consulter l'annexe C)
Mélange d'H₂ autorisé dans les pipelines pour utilisation dans les technologies et les appareils existants	Maximum 13 % du volume de gaz autorisé*	Maximum 2 % du volume de gaz autorisé*	Maximum 20 % du volume de gaz autorisé*
Mesures visant à réduire les coûts d'investissement de l'hydrogène (p. ex., politiques gouvernementales ou évolution plus marquée de la technologie)	Aucune	Aucune	Les coûts d'investissement sont inférieurs de 20 % aux coûts optimistes pour toutes les technologies consommant de l'hydrogène. Pour la production d'hydrogène, les coûts d'investissement sont inférieurs aux valeurs optimales de - 6 % pour reformage du méthane à la vapeur + CSC - 7,5 % pour ATR + CSC - 30 % pour l'électrolyse (Consulter l'annexe C.)

			De plus, une subvention de 1,5 dollar par kilogramme est appliquée à l'ensemble de la production d'hydrogène.
Limites à la croissance de la filière électrique	Aucune	Aucune	Augmentation de la capacité limitée à 20 % tous les 5 ans
Contraintes liées au captage et au stockage de la biomasse (pourcentage maximum de la production centralisée totale d'H2 autorisé pour provenant de la BECSC)**	Séquestration de la biomasse non limitée	Séquestration de la biomasse non limitée	Séquestration de la biomasse limitée au maximum à 35 % d'ici à 2035 et à 75 % d'ici à 2050
Prix pour les exportations d'H2 (2022 CAD)***	2 \$/kg d'H2	2 \$/kg d'H2	2 \$/kg d'H2

Remarque : * pour le mélange d'hydrogène, le paramètre du scénario est la valeur maximale, le modèle détermine la quantité de mélange qui répond aux objectifs de moindre coût et aux contraintes en matière de GES et autres.

** Les contraintes pour l'hydrogène produit à partir de la biomasse avec le captage et le stockage du carbone sont appliquées dans le scénario favorable à l'hydrogène afin de tenir compte des préoccupations exprimées par ESMIA lors des réunions organisées dans le cadre de ce projet, notamment en ce qui concerne les risques liés à la technologie et à l'acceptation sociale de cette technologie (voir section 3.2). D'autres scénarios ont une production d'hydrogène plus faible et ESMIA n'a pas appliqué de contraintes sur l'hydrogène provenant de BECCS pour ceux-ci. Tous les scénarios comportent des limites sur la disponibilité totale des ressources en biomasse afin de refléter les préoccupations en matière de durabilité (voir section 1.4).

* Ce prix a été utilisé dans un rapport de L'Accélérateur de Transition de 2020 (Layzell et al., 2020) mais n'est pas basé sur une évaluation de l'offre et de la demande d'hydrogène sur le marché mondial. ESMIA a délibérément choisi une valeur basse et conservatrice comme approximation du prix à l'exportation dans ces scénarios de base. Consulter les scénarios supplémentaires à la section 4 pour les tests de valeurs de prix à l'exportation plus élevées.

Les hypothèses qui sont constantes dans tous les scénarios sont les suivantes :

- Le taux d'actualisation social est fixé à 4 % jusqu'en 2040 et à 3 % par la suite.
- Les politiques fédérales reflètent l'approche et les résultats du cinquième rapport biennal d'ECCC (ECCC 2022b). ESMIA s'est aligné sur les résultats en matière de GES du cinquième rapport biennal et a également intégré les principaux éléments des politiques suivantes :
 - Taxe fédérale sur les carburants/filet de sécurité sur la tarification du carbone
 - Normes de rendement basées sur les résultats
 - Système de plafonnement et d'échange du Québec
 - Règlement sur les combustibles propres (DORS/2022-140)
 - Mandat de vente de véhicules zéro émission (fédéral)
 - Règlement sur l'électricité propre

- Plafonnement des émissions de GES du secteur pétrolier et gazier (fédéral)
- Réduction de 75 % du méthane provenant du pétrole et du gaz
- Programme d'incitatifs pour les véhicules moyens et lourds zéro émission (iVMLZE)
- Crédit d'impôt à l'investissement pour l'hydrogène propre
- Crédit d'impôt à l'investissement pour le captage, l'utilisation et le stockage du carbone

Certaines politiques n'ont pas été mises en œuvre au moment de la modélisation pour ce projet, comme le règlement sur l'électricité propre et le plafonnement des émissions de GES du secteur pétrolier et gazier, et ESMIA a développé des paramètres basés sur la modélisation des plans climatiques par le ECCC (ECCC 2022a et ECC 2022b).

3.2. Production d'hydrogène

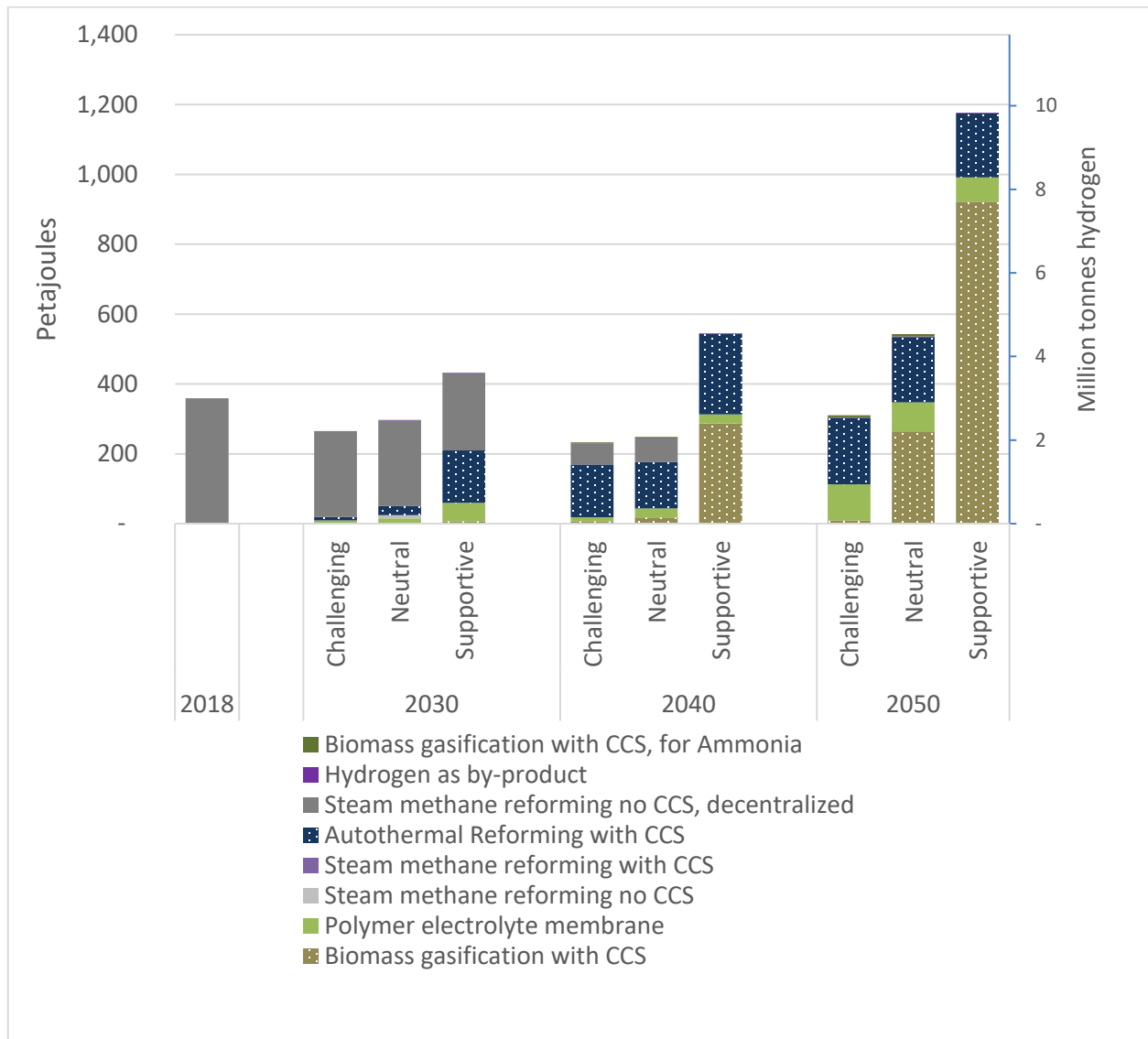
La Figure 7 montre la production d'hydrogène et d'ammoniac par type de technologie pour les trois premiers scénarios.

En 2018, plus de 3 millions de tonnes (Mt) d'hydrogène ont été produites au Canada, principalement (97 %) à partir du reformage du méthane à la vapeur en utilisant du gaz naturel et du gaz de procédé (Okunlola, A, et al., 2021). En 2030, les scénarii défavorable à l'hydrogène et neutre sur le plan technologique prévoient l'adoption du reformage du méthane à la vapeur sans Capture et stockage de CO₂ (CSC), du reformage autothermique (ATR) avec CSC et d'une faible proportion l'électrolyse utilisant la technologie des membranes échangeuses de protons (MEP) augmente. Le scénario favorable à l'hydrogène prévoit une plus grande production de MEP et ATR avec CSC, et une faible proportion de reformage du méthane à la vapeur sans CSC.

D'ici 2050, lorsque le Canada aura atteint ses objectifs en matière d'émissions nettes zéro, la production de reformage du méthane à la vapeur sans CSC ne sera pas possible et les équipements qui produisent aujourd'hui de l'hydrogène devront être mis hors service ou subir une amélioration écoénergétique. Les trois scénarios diffèrent à la fois en termes de production totale et de combinaison de technologies de production. La production totale est déterminée par la demande, comme décrit dans les sections suivantes. Les ATR avec CSC qui ont été installés avant 2030 produisent toujours à peu près la même capacité en 2050, mais les besoins supplémentaires en hydrogène sont satisfaits par une nouvelle électrolyse MEP combinée à la gazéification de la biomasse avec CSC. La production d'hydrogène par gazéification de la biomasse avec CSC est censée produire des émissions négatives en raison de la comptabilisation des crédits de séquestration pendant la croissance de la plante et du stockage des émissions de CO₂ libérées par la combustion de la biomasse¹⁴.

¹⁴ La disponibilité de la biomasse est restreinte dans le modèle NATEM pour refléter les sources durables, en se basant sur les informations disponibles d'ESMIA qui correspondent le mieux à la situation. La définition de la biomasse durable est un domaine où les connaissances évoluent et qui a uniquement fait l'objet d'un examen limité dans le cadre de ce projet.

Réserve : La modélisation actuelle prévoit que, pour atteindre les objectifs d'émissions négatives nettes, il faudra des options d'émissions négatives nettes pour compenser les secteurs dans lesquels il est difficile de supprimer les émissions, comme les émissions de certains processus industriels et agricoles (sur la base des connaissances actuelles concernant les technologies existantes et émergentes, et sur la base des options incluses dans NATEM). Il convient de noter les limites importantes liées à ces options d'émissions négatives nettes. L'augmentation prévue de l'utilisation de la bioénergie s'explique par diverses raisons, notamment parce qu'elle est considérée neutre relativement aux émissions de CO₂ et que le CO₂ émis lors de la combustion est considéré comme égal au CO₂ absorbé lors de la croissance des arbres. Toutefois, il existe un décalage dans les aspects temporels de la production de bioénergie par le secteur forestier, car les émissions de CO₂ lors de la combustion de la biomasse de type bois sont immédiates, alors que l'absorption correspondante dans l'atmosphère se produit progressivement au fil de la croissance des arbres pendant plusieurs dizaines d'années (ce que l'on appelle également la dette de carbone). Cette méthode comptable est celle utilisée aujourd'hui par la plupart des gouvernements pour préparer leurs inventaires nationaux de GES et leurs soumissions à la Convention-Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques (CCNUCC). Deuxièmement, il existe des risques technologiques importants, car les options de ravitaillement en hydrogène utilisant la gazéification de la biomasse avec CSC ne sont pas disponibles pour l'instant (à la connaissance d'ESMIA) à l'échelle commerciale ou même à l'échelle d'un projet au Canada. Actuellement, nous limitons la disponibilité de la BECSC à la période postérieure à 2030.



Remarques : Sauf indication contraire, les technologies utilisées sont celles de la production centralisée d'hydrogène.

L'énergie de l'hydrogène est convertie de pétajoules en millions de tonnes en utilisant le facteur 120,1 PJ/Mt.

Figure 7 Production d'hydrogène et d'ammoniac par type de technologie, 2030, 2040 et 2050 (PJ), production existante et nouvelle production

3.3. Consommation totale d'hydrogène

La consommation d'hydrogène par secteur est indiquée dans le Figure 8. Dans le scénario neutre sur le plan technologique, la consommation d'hydrogène devrait atteindre 3,3 millions de tonnes en 2050¹⁵. Bien qu'elle soit uniquement supérieure d'environ 10 % à celle de 2018, la consommation relative à la production de pétrole diminue, alors qu'elle augmente pour les transports et les autres industries. Le scénario favorable affiche une forte croissance de la consommation d'hydrogène, qui atteint environ 9 Mt.

Actuellement et en 2030, la consommation intérieure d'hydrogène est dominée par la production et le raffinage du pétrole, avec une utilisation modérée d'hydrogène mélangé dans les bâtiments et les transports dans le scénario favorable à l'hydrogène, en raison des coûts inférieurs liés à la production et aux technologies axées sur la demande mis de l'avant. La demande diminue jusqu'en 2040, en raison de la baisse de la demande dans le secteur de la production et du raffinage du pétrole. L'hydrogène mélangé sera moins utilisé en raison de l'électrification accrue, ce qui entraîne une baisse de la demande globale de gaz pour les bâtiments et l'industrie. La demande d'hydrogène pur survient principalement après 2040, en raison de la demande industrielle. Ce décalage s'explique par la longue durée de vie des équipements dans ce secteur. Dans le scénario favorable à l'hydrogène, la demande d'hydrogène pour les transports est manifeste dès 2030 et représente une demande similaire à celle du secteur industriel. Le secteur des bâtiments contribue également à la demande d'hydrogène dans ce scénario en raison des coûts d'investissement moins élevés pour les technologies de production et de demande. Les coûts d'investissement de ce scénario sont inférieurs à ceux des autres scénarios pour tenir compte de l'évolution des politiques ou des technologies au fil du temps. Dans l'ensemble de ces scénarios et de ces années, l'hydrogène destiné à l'exportation pratiquement nul délibérément, avec un prix d'exportation prudent de 2 \$/kg (consulter les scénarios supplémentaires de la section 4 pour approfondir l'exportation d'hydrogène).

Les sections 3.4 à 3.6 montrent la contribution de l'hydrogène dans la consommation totale d'énergie dans les secteurs des transports, de l'industrie et des bâtiments; chaque type de service est détaillé.

¹⁵ Les pertes liées au transport et au stockage de l'hydrogène expliquent la différence entre les valeurs totales projetées pour l'hydrogène et les valeurs de production.

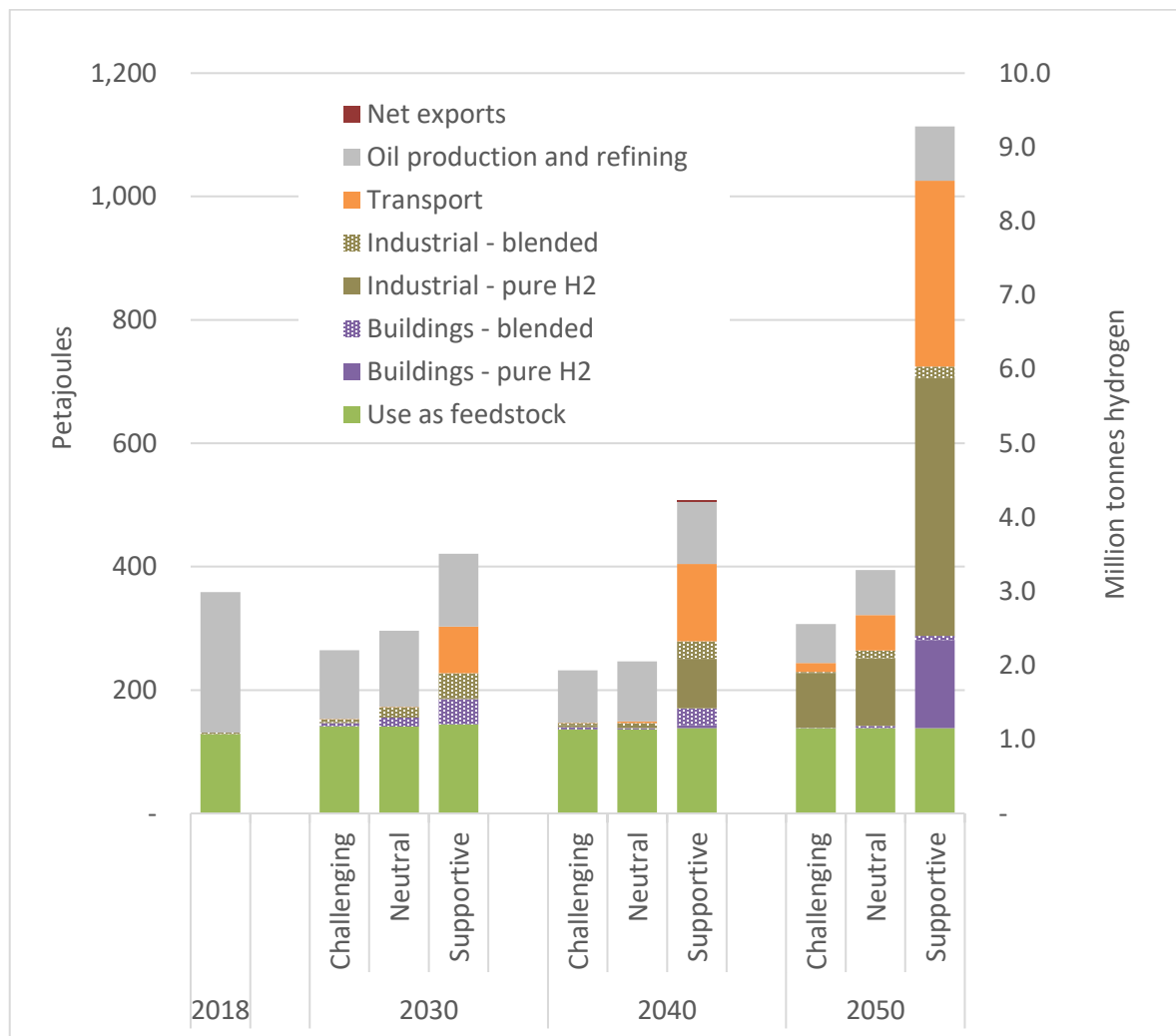


Figure 8 Consommation d'hydrogène par secteur

3.3.1. Prix de l'hydrogène

Les prix de l'hydrogène sont calculés dans le modèle sur la base des coûts marginaux à un moment donné, y compris les coûts d'expansion de la filière (p. ex., les coûts d'investissement des installations de production). Les prix sont donc plus élevés lorsque la demande approche ou dépasse l'offre. Le tableau ci-dessous présente les prix marginaux moyens pour tous les secteurs de la demande, au cours de l'année. Comme on pouvait s'y attendre, les prix sont plus bas dans le scénario favorable en raison de la réduction des coûts d'investissement. L'augmentation des prix entre 2030 et 2050 peut s'expliquer par le coût croissant de la décarbonisation, dû à des contraintes d'émissions de plus en plus strictes et à la diminution du rendement de la production. (P. ex., les sites les plus rentables pour l'électrolyse seraient ceux où l'électricité est bon marché et où les énergies renouvelables sont abondantes. Avec le développement du secteur de l'hydrogène, les sites les plus rentables seront épuisés et les sites moins

rentables seront utilisés). En outre, la production d'hydrogène est en concurrence avec d'autres types d'énergie et technologies connexes, ce qui entraîne une augmentation des prix parallèlement à la poursuite de la décarbonisation. Néanmoins, une fourchette de prix moyenne de 3 à 4,3 \$/kg est prévue pour 2050, ce qui suggère que si l'hydrogène à faible émission de carbone est plus cher que l'hydrogène gris actuel le prix restera compétitif par rapport aux carburants traditionnels utilisés aujourd'hui (p. ex., 1,5 \$/L d'essence équivaut à 0,17 \$/kWh, tandis que 4 \$/kg d'hydrogène équivalent à 0,12 \$/kWh). Les prix de l'hydrogène observés expliquent également la raison pour laquelle une quantité très limitée d'hydrogène a été consacrée à l'exportation dans ces scénarios, puisque le prix à l'exportation a été fixé à 2 \$/kg. L'analyse suggère que dans le scénario neutre, un prix sur le marché d'exportation de 3 \$/kg ou plus est nécessaire en 2040, et de 4 \$/kg ou plus en 2050. (Le scénario d'exportation, qui prévoit des prix à l'exportation plus élevés et une augmentation de la production en conséquence, confirme cette conclusion.)

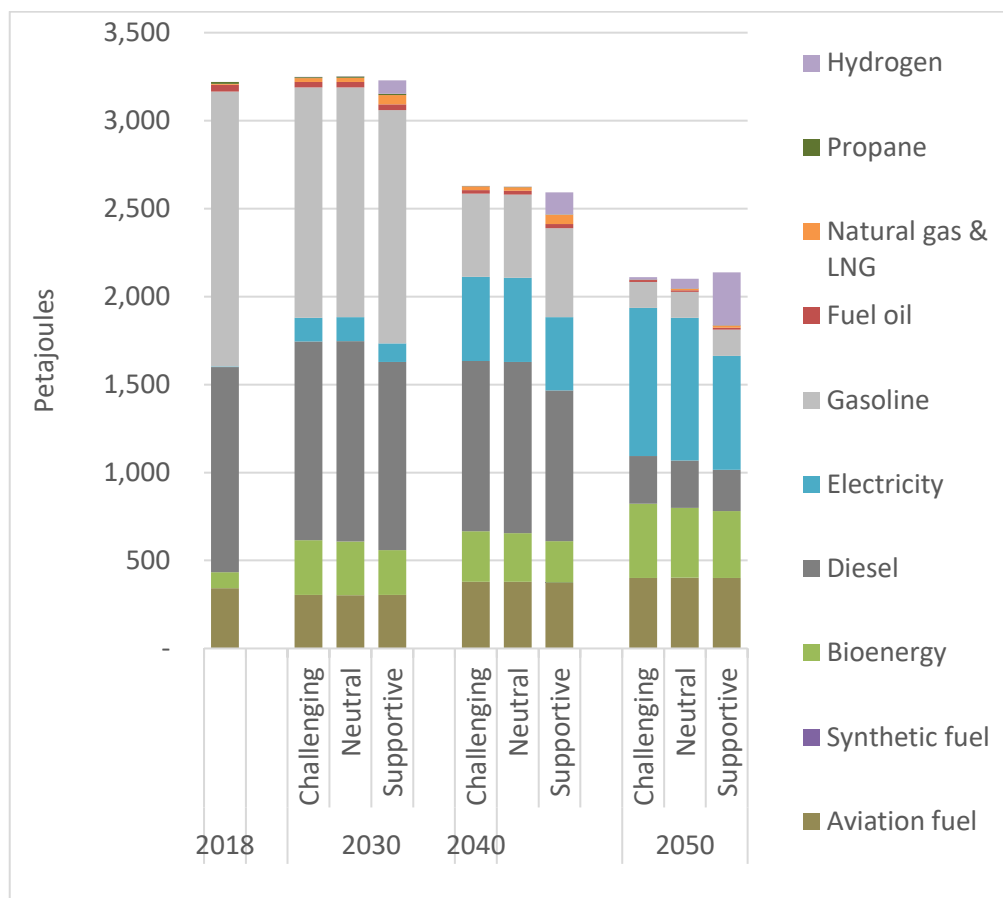
Tableau 6 Prix moyens de l'hydrogène (\$/kg)

	Neutre	Défavorable	Favorable
2030	2,03	1,77	1,71
2040	2,90	2,77	2,24
2050	3,79	4,33	3,03

3.4. Secteur des transports

La consommation d'énergie pour le secteur des transports par type d'énergie dans les différents scénarios est présentée dans la Figure 9. Pour ces scénarios, en 2050, la consommation d'hydrogène en tant que fraction de la consommation totale d'énergie est de 1 % dans le scénario défavorable à l'hydrogène, de 3 % dans le scénario neutre sur le plan technologique et de 14 % dans le scénario favorable à l'hydrogène.

En raison de la concurrence exercée par les véhicules électriques, la consommation d'hydrogène pour les véhicules poids léger est à peu près inexistante. L'utilisation de l'hydrogène dans le secteur de l'aviation n'a pas été modélisée, en raison du manque d'informations disponibles. Les sous-secteurs suivants explorent l'utilisation de l'hydrogène par les autres sous-secteurs des transports.



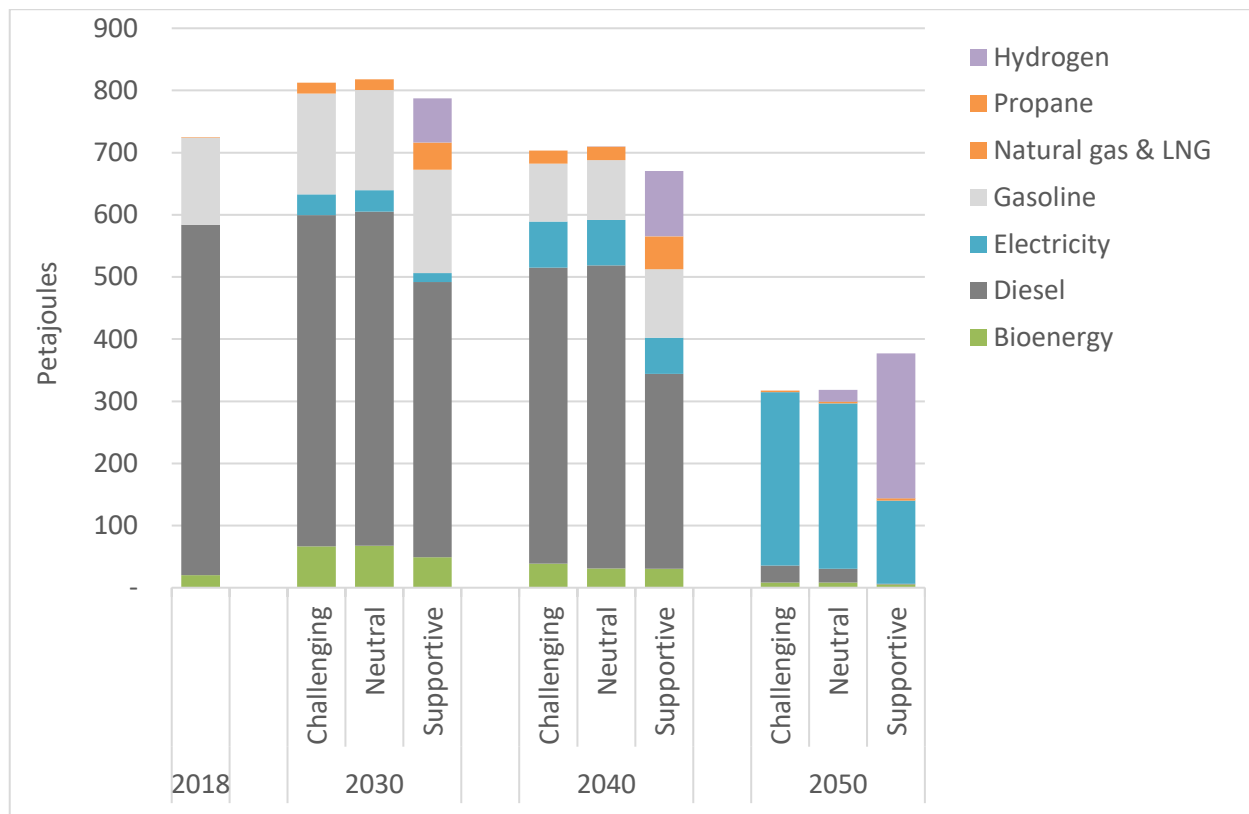
Remarque : 1 PJ d'hydrogène correspond à environ 0,008 Mt d'hydrogène (pouvoir calorifique inférieur).

Figure 9 Consommation d'énergie dans le secteur des transports

3.4.1. Camions de poids moyen et lourd

Dans les scénarios défavorables à l'hydrogène et neutre sur le plan technologique, l'adoption de l'hydrogène est limitée pour les camions de poids moyen et lourd, le diesel restant le principal carburant jusqu'en 2040, puis le transport électrique prenant le relais en 2050 pour atteindre les objectifs d'émissions nettes zéro. La baisse des coûts liés aux technologies de production et de consommation d'hydrogène dans les scénarios favorables à l'hydrogène fait une grande différence dans cette utilisation finale, l'hydrogène devenant la principale énergie consommée d'ici 2050.

La diminution de la consommation globale d'énergie en 2040 et en 2050 reflète l'efficacité énergétique nettement supérieure du transport électrique par rapport à l'efficacité énergétique des combustibles fossiles et de l'hydrogène.



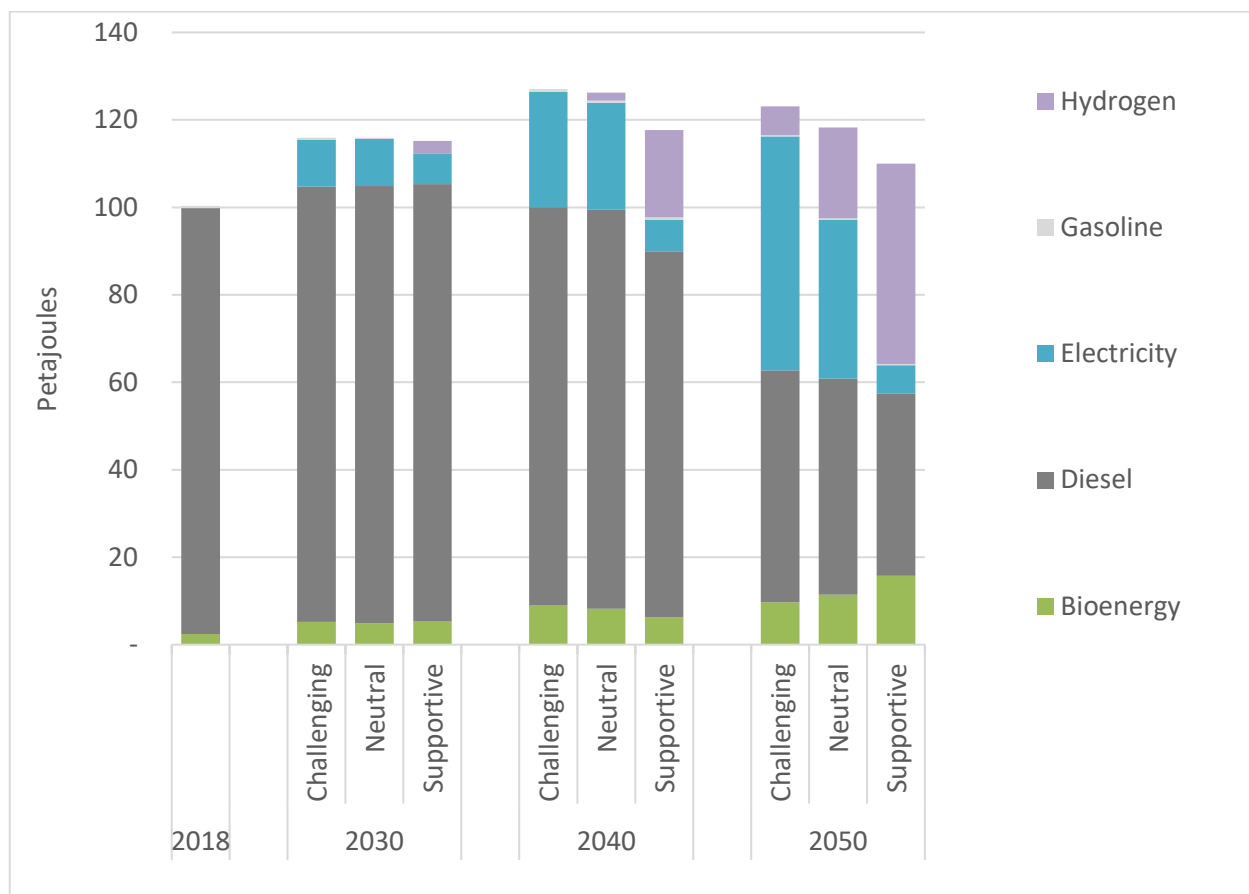
Remarque : 1 PJ d'hydrogène correspond à environ 0,008 Mt d'hydrogène (pouvoir calorifique inférieur).

Figure 10 Consommation d'énergie les camions de poids moyen et lourd

3.4.2. Transport ferroviaire et maritime

La consommation d'hydrogène pour le transport ferroviaire est limitée jusqu'en 2040 dans les scénarii défavorable à l'hydrogène et neutre sur le plan technologique, mais elle augmente dans le scénario neutre sur le plan technologique d'ici 2050. Les réductions des coûts prévues dans le scénario favorable à l'hydrogène devraient permettre à l'hydrogène de dépasser la concurrence de l'électricité en 2050. Ce secteur conserve une certaine proportion de diesel dans tous les scénarios, car la modélisation indique que les options d'atténuation pour le transport ferroviaire sont plus coûteuses que pour d'autres utilisations finales.

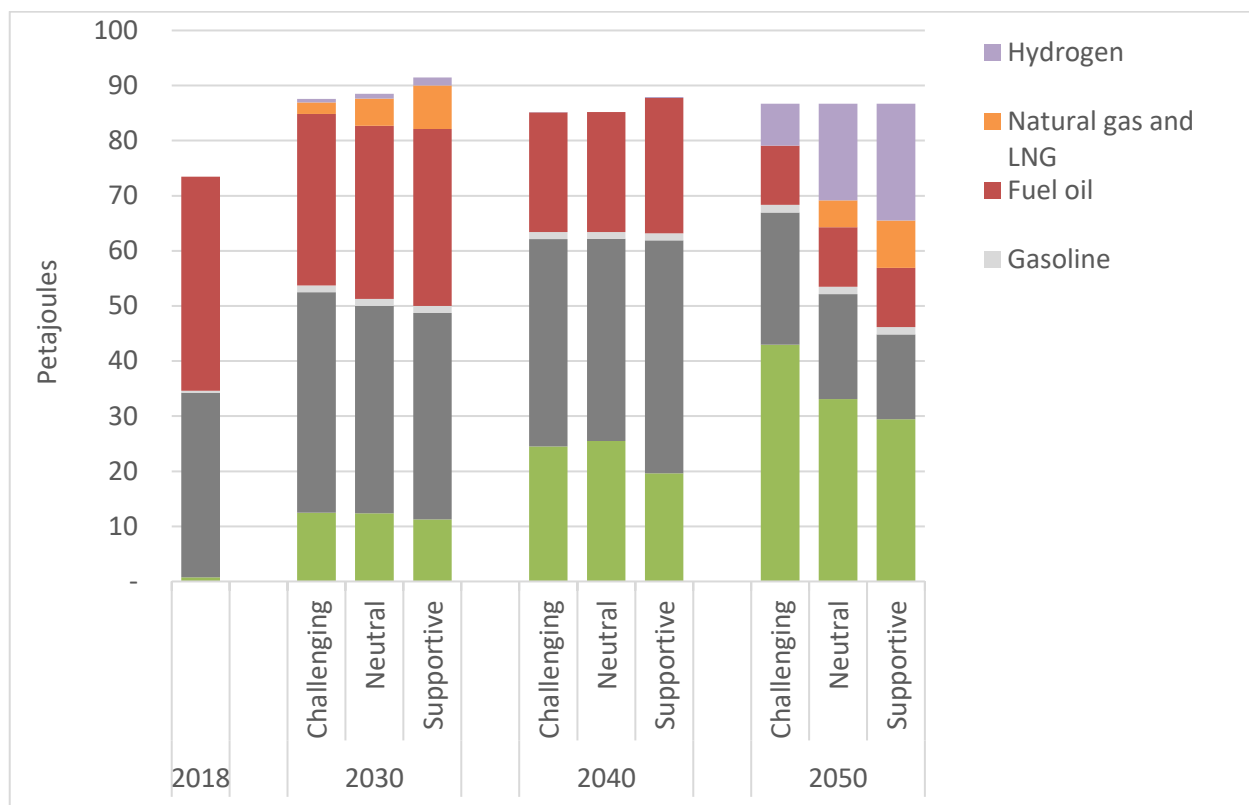
Réserve : Alors que tous les segments du transport routier sont modélisés explicitement par des technologies détaillées dotées d'attributs technico-économiques spécifiques et bien documentés, les modes de transport ferroviaire et maritime sont modélisés à l'aide de technologies génériques dotées d'attributs moyens. Par conséquent, l'optimisation dépend davantage des prix respectifs des combustibles que des coûts d'investissement des technologies.



Remarque : 1 PJ d'hydrogène correspond à environ 0,008 Mt d'hydrogène (pouvoir calorifique inférieur).

Figure 11 Énergie consommée pour le transport ferroviaire

Pour le transport maritime, la principale concurrence en matière d'énergie à faibles émissions de carbone oppose l'hydrogène et la bioénergie. La consommation de bioénergie augmente au fil des ans dans tous les scénarios et la consommation d'hydrogène est très faible avant 2050. En 2050, la consommation d'hydrogène devient importante et domine le diesel, le mazout et le gaz naturel dans le scénario neutre sur le plan technologique, mais la bioénergie demeure la principale source d'énergie.

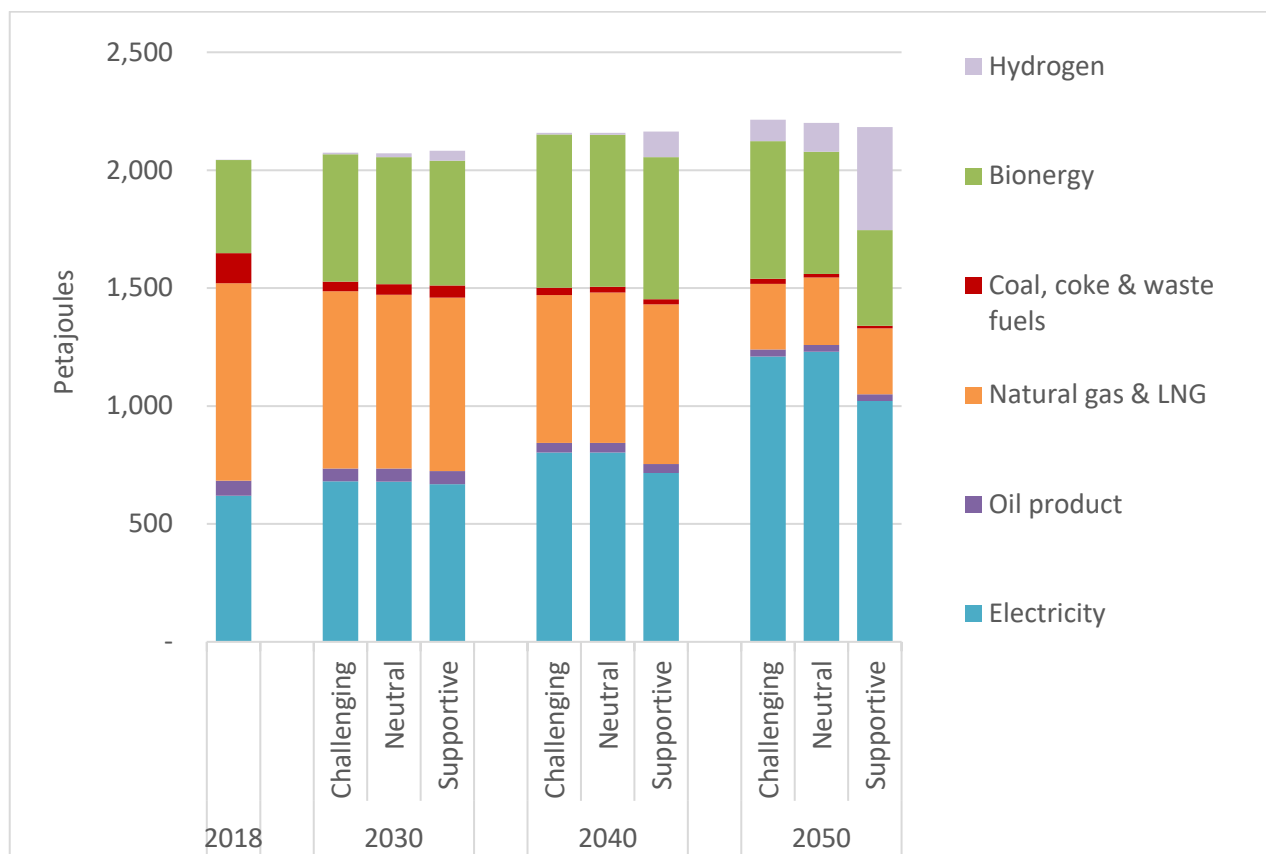


Remarque : 1 PJ d'hydrogène correspond à environ 0,008 Mt d'hydrogène (pouvoir calorifique inférieur).

Figure 12 Énergie consommée pour le transport maritime

3.5. Secteur industriel

La consommation d'hydrogène pour le secteur industriel devrait être limitée jusqu'en 2040 dans les scénarii défavorable à l'hydrogène et neutre sur le plan technologique, mais elle augmentera pour atteindre environ 5 % en 2050 dans les deux scénarios. Les réductions des coûts prévues dans le scénario favorable à l'hydrogène devraient permettre à l'hydrogène d'être de plus en plus compétitif par rapport à la bioénergie et à l'électricité en 2040. En 2050, l'électricité devrait dominer la consommation d'énergie dans le scénario favorable à l'hydrogène, tandis que l'hydrogène rattrape la bioénergie et représente 20 % de la consommation finale d'énergie.



Remarque : 1 PJ d'hydrogène correspond à environ 0,008 Mt d'hydrogène (pouvoir calorifique inférieur).

Figure 13 Consommation d'énergie par le secteur industriel

La consommation d'énergie pour la production et le raffinage du pétrole est exclue de la Figure 13, mais était indiquée précédemment à la Figure 8. Ce secteur représente la majorité de la consommation d'hydrogène en 2018, mais celle-ci diminue au fil du temps en raison de la baisse des volumes de production de pétrole dans le cadre des objectifs de réduction nette des émissions de GES. La consommation d'hydrogène devrait réagir comme prévu à l'évolution des coûts dans les différents scénarios, le scénario favorable à l'hydrogène affichant la consommation la plus élevée des trois scénarios en 2050.

3.6. Chauffage des bâtiments

Les projections relatives à la consommation d'hydrogène pour le chauffage des bâtiments sont présentées dans le Tableau 7. La consommation est faible dans la plupart des scénarios et pour la plupart des années, à l'exception des scénarios favorables à l'hydrogène en 2050, mais elle présente une évolution différente de celle des autres secteurs. Dans le secteur des bâtiments, la consommation d'hydrogène devrait diminuer entre 2030 et 2040 dans les trois scénarios. Dans ces scénarios, le modèle

prévoit que la consommation d'hydrogène dans les bâtiments proviendra d'hydrogène mélangé au gaz naturel et acheminé par le réseau de transport et de distribution existant jusqu'en 2040. Cette quantité diminue entre 2030 et 2040 en raison de l'adoption prévue des thermopompes. D'ici à 2050, le modèle prévoit l'adoption de lignes de transport d'hydrogène à 100 %. Les projections ne montrent qu'une faible adoption de l'hydrogène pur dans les bâtiments en 2050, sauf dans le cadre du scénario favorable à l'hydrogène, qui prévoit une réduction des coûts pour les équipements de chauffage à l'hydrogène.

Tableau 7 Consommation d'hydrogène pour le chauffage dans les secteurs résidentiel et commercial
(indique la consommation en PJ et en Mt d'hydrogène)

	2030		2040		2050		
	PJ	Mt	PJ	Mt	PJ	Mt	% de l'énergie totale
Défavorable	5	0,05	4	0,03	0	0,00	0,0 %
Neutre	14	0,12	2	0,02	3	0,03	0,1 %
Favorable	41	0,34	32	0,27	149	1,24	5,4 %

Dans le scénario favorable à l'hydrogène, l'hydrogène devrait fournir plus d'un million de tonnes d'énergie de chauffage pour les bâtiments en 2050, ce qui représente plus de 5 % de l'énergie totale consommée dans le secteur des bâtiments.

3.7. Production d'électricité

Les projections n'indiquent pratiquement aucune utilisation de l'hydrogène pour la production d'électricité dans ces scénarios (pas même dans la Figure 14). Ce domaine doit faire l'objet d'une étude plus approfondie afin de déterminer si la faible adoption est due à une limite du modèle ou si elle reflète la compétitivité des sources d'énergie renouvelables pour la production d'électricité afin de répondre à la contrainte d'émissions de GES, en particulier l'inefficacité de la production d'hydrogène puis de sa consommation pour la production d'électricité. De nombreuses provinces achèvent leur propre étude de modélisation de la production d'électricité et ce domaine pourrait faire l'objet d'une collaboration encore plus importante à l'avenir (consulter, par exemple, AESO 2022, SIERE 2022).

ESMIA remarque que la version du modèle NATEM utilisée dans le cadre de cette analyse ne comprend pas de représentation de la répartition horaire en raison de l'échéancier serré du projet. Une version comportant cette particularité, qui permettrait d'explorer d'autres possibilités de stockage de l'hydrogène, sera disponible pour une analyse future.

La production d'électricité prévue par type d'énergie est indiquée dans la Figure 14. La production d'électricité devrait plus que doubler entre 2018 et 2050. Cette croissance

reflète la contrainte d'émissions nettes zéro appliquée dans la modélisation et, compte tenu des possibilités de décarbonisation de la filière électrique, la consommation d'électricité devient une option compétitive pour de nombreuses utilisations finales. L'impact des différents niveaux de consommation d'hydrogène apparaît dans les projections pour 2050. Le scénario favorable à l'hydrogène, qui prévoit les niveaux les plus élevés de consommation d'hydrogène, présente la demande d'électricité la plus faible, la production d'énergie éolienne étant la plus touchée par l'évolution de la demande.

La production à partir de combustibles fossiles (charbon, gaz naturel et mazout) devrait diminuer pour représenter environ 3 % de la production totale en 2040 et moins de 1 % en 2050. Cela est conforme aux objectifs de la proposition de règlement sur l'électricité propre. La production éolienne devrait connaître la plus forte augmentation, l'énergie solaire gagne également en importance, bien que la production solaire augmente dans une moindre mesure. Les énergies éolienne et solaire combinées devraient fournir 30 % de la production totale en 2040 dans tous les scénarios. En 2050, cette proportion devrait passer à 50 % pour les scénarii défavorable à l'hydrogène et neutre sur le plan technologique et à 40 % pour le scénario favorable à l'hydrogène, en raison d'une baisse de la demande globale d'électricité due à une électrification moindre des utilisations finales.

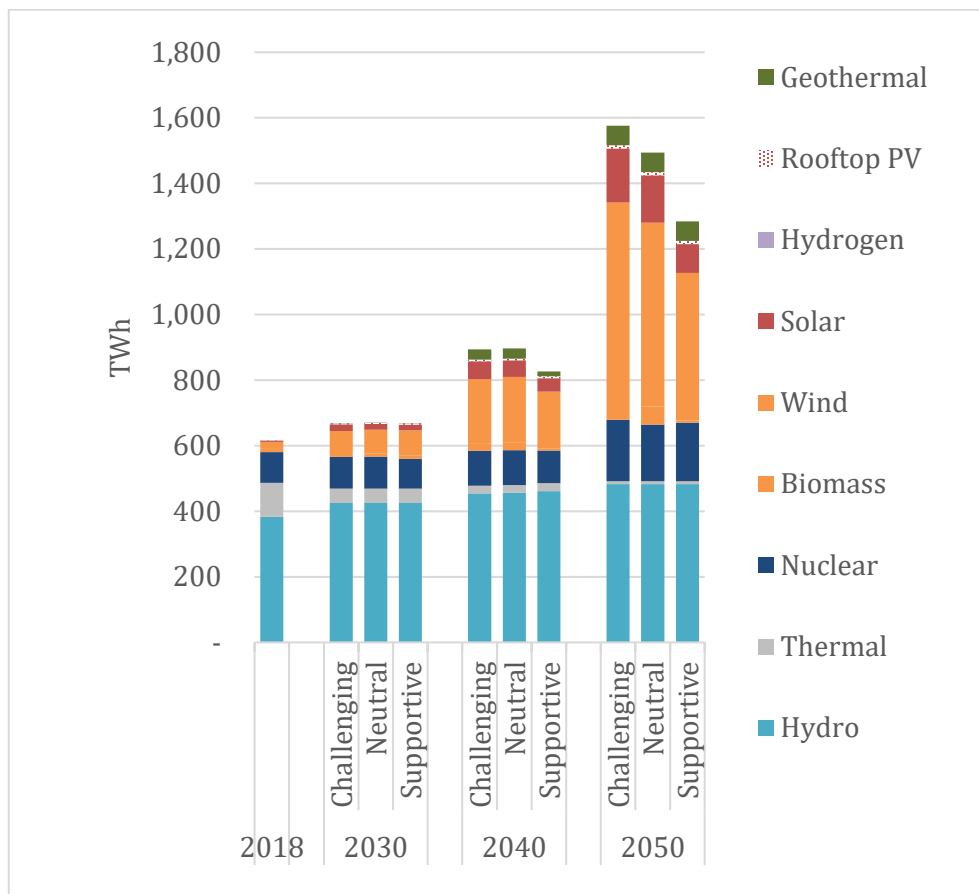


Figure 14 Production d'électricité par type, scénarios de base

L'évolution de la capacité de production d'électricité suit le même schéma général que la production présentée à la Figure 14, à l'exception du fait que les capacités éolienne et solaire augmentent plus rapidement en raison de leurs facteurs de capacité plus faibles. En 2050, la capacité totale devrait atteindre plus de 500 GW dans les scénarios défavorable à l'hydrogène et neutre sur le plan technologique, et 425 GW dans le scénario favorable à l'hydrogène.

3.8. Impacts des scénarios relatifs à l'hydrogène

La section suivante examine les impacts des différents scénarios relatifs à l'hydrogène, *du point de vue économique partiel du modèle NATEM* (c'est-à-dire les changements macroéconomiques limités aux secteurs de l'énergie ainsi qu'aux secteurs ayant de fortes émissions de GES non énergétiques). Les résultats montrent les impacts dus aux changements dans la production et/ou la consommation d'hydrogène, mais pas les impacts sur l'ensemble de l'économie. Cette approche, bien que limitée,

permet une comparaison plus directe avec les estimations de la *Stratégie pour l'hydrogène* (Canada 2022), qui a uniquement présenté les résultats axés sur l'hydrogène.

Réserve – Les changements en matière d'investissements, d'emplois et d'émissions de GES liés aux filières énergétiques autres que l'hydrogène n'ont pas été estimés dans le cadre de cette étude.

3.8.1. Investissement et emplois

La Figure 15 montre les investissements par année, qui sont déterminés par les coûts technologiques présumés (annexe C) et les achats des différents types de technologie prévus par le modèle. Ces valeurs comprennent uniquement les investissements relatifs aux équipements qui consomment de l'hydrogène, comme indiqué dans l'introduction de la présente section. La portion des coûts relatifs au transport et à la distribution sont plus élevés pour le scénario favorable à l'hydrogène en 2050, car ce scénario prévoit une plus grande utilisation d'hydrogène pur que d'hydrogène mélangé au gaz naturel. Les scénarios de base partent du principe que l'hydrogène pur nécessitera de nouveaux pipelines pour être acheminé; consulter les scénarios supplémentaires (section 4) pour des solutions de rechange à cette hypothèse.

Pour obtenir une approximation générale du nombre d'emplois associés aux investissements dans la production et la distribution d'hydrogène, ESMIA a suivi la même approche que celle de la Stratégie canadienne pour l'hydrogène (2020). Les revenus des entreprises produisant et transportant de l'hydrogène ont été estimés en supposant que ces revenus couvrent un rendement du capital investi, estimé à 10 % aux fins de ce calcul, et en tenant également compte de la durée de vie présumée de l'équipement. Le nombre d'emplois est un calcul de base fondé sur l'estimation des revenus et le multiplicateur d'emplois indiqué dans la Stratégie pour l'hydrogène (6,7 emplois pour chaque million de dollars de revenus).

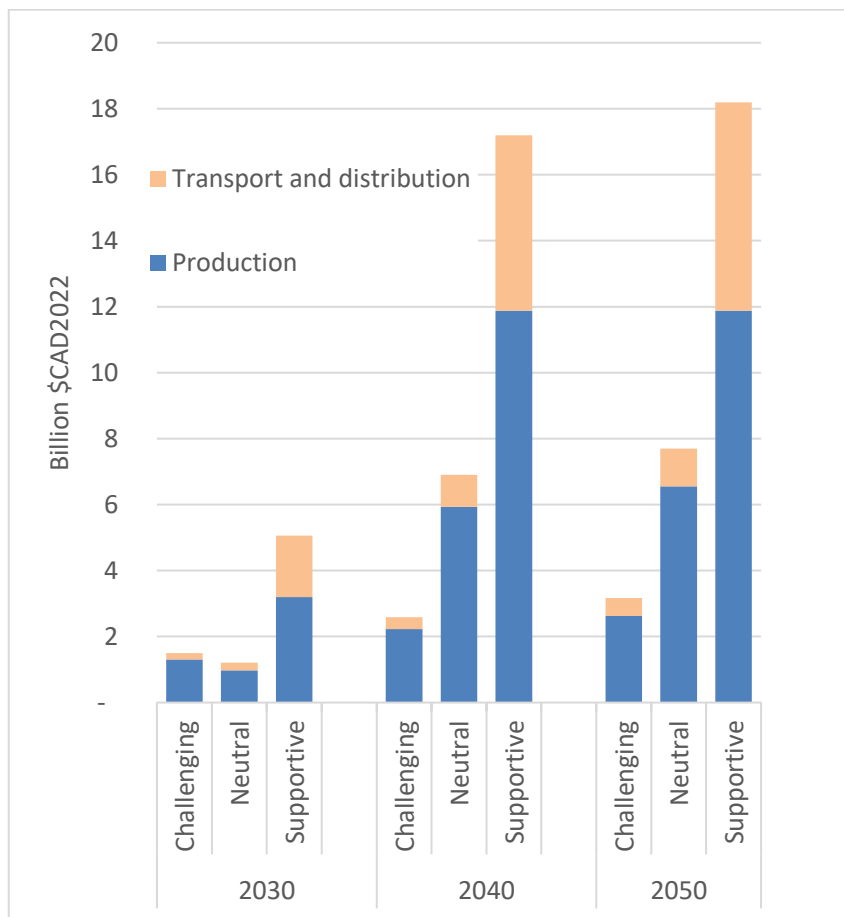


Figure 15 Investissements dans la production et la distribution d'hydrogène

Sur la base de ce calcul, en 2050, les investissements dans la production et le transport d'hydrogène devraient soutenir environ 14 000 emplois dans le scénario défavorable à l'hydrogène, 23 000 dans le scénario neutre sur le plan technologique et 70 000 dans le scénario favorable à l'hydrogène (emplois directs, indirects et induits).

Réserve : Comme pour la Stratégie pour l'hydrogène de 2020, les estimations doivent être considérées comme une indication de l'ordre de grandeur du nombre d'emplois soutenus et sont soumises à de nombreuses incertitudes et à des changements imprévisibles sur le plan économique et technologique. Les changements en matière d'emploi résultant de l'évolution des investissements dans le reste de l'économie ne sont pas estimés.

3.8.2. Émissions de GES

Cette analyse s'appuie sur l'obligation du projet de respecter l'objectif d'émissions nettes zéro de GES d'ici à 2050. Notre approche pour définir cette exigence et son impact sont abordés dans la section 1.2.1

et dans les résultats ci-dessus. Cette approche fait en sorte que tous les scénarios respectent les mêmes émissions totales de GES à l'échelle de l'économie, quelle que soit la consommation d'hydrogène. Si l'hydrogène n'était pas consommé dans les proportions prévues pour l'un ou l'autre scénario, une autre énergie à faible émissions de carbone serait utilisée, ou des technologies à plus forte émission négative seraient nécessaires. Les émissions de GES varient selon les années et les secteurs, comme le montre la Figure 16.

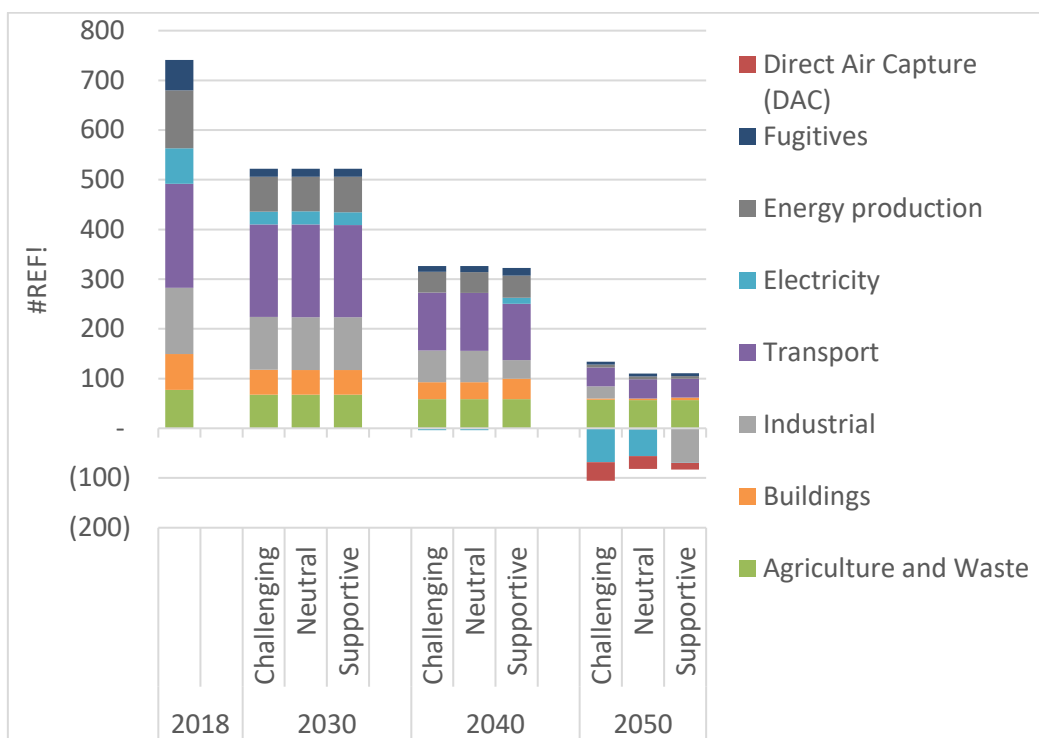


Figure 16 Émissions totales de gaz à effet de serre (GES) par secteur

Conformément aux rapports de la Stratégie canadienne pour l'hydrogène (2020), nous avons calculé une estimation des réductions d'émissions de GES attribuables à la consommation d'hydrogène au Canada. Pour ce faire, nous estimons l'intensité en GES des carburants susceptibles d'être remplacés lors de la consommation d'hydrogène. Nous avons utilisé un modèle NATEM avec les mêmes paramètres d'entrée que les scénarios de cette analyse, mais sans les contraintes liées aux GES. Les résultats ont fourni une intensité en GES (Mt éq. CO₂/PJ) pour l'utilisation des combustibles fossiles par secteur et, en supposant que l'hydrogène remplacerait en grande partie les combustibles fossiles, nous avons calculé les émissions de GES évitées (consulter le Tableau 8).

Tableau 8 Émissions de GES évitées, attribuées à la consommation d'hydrogène (Mt éq. CO₂)

	2030	2050
Défavorable	8	12
Neutre	10.	18
Favorable	18	69

SECTION 4

4. Résultats : Scénarios supplémentaires

ESMIA a étudié des scénarios supplémentaires pour prendre en compte les exportations d'hydrogène (conformément au champ d'application du projet) et d'autres scénarios qui ont été suggérés lors de la mobilisation des experts dans ce domaine. Ces scénarios supplémentaires sont regroupés dans le but de présenter un rapport concis. L'élément commun à tous les scénarios supplémentaires est l'incertitude accrue des paramètres d'entrée de ces scénarios. ESMIA peut générer le même niveau de détail que dans la section 3, mais pour limiter les répétitions dans ce rapport, nous discutons des principaux résultats de ces scénarios et fournissons uniquement les graphiques pour la production d'hydrogène par type et pour la consommation d'hydrogène par secteur, plutôt que l'ensemble des graphiques. Les graphiques se trouvent à la section 4.3.

4.1. Description des scénarios

Les scénarios sont conçus pour refléter plusieurs incertitudes importantes liées à la compréhension actuelle des technologies de l'hydrogène, des circonstances économiques et des mesures potentielles des secteurs public ou privé. Les incertitudes sont regroupées dans des scénarios représentatifs dans le cadre du présent rapport. Vous trouverez ci-dessous la description des scénarios (Tableau 9) et les résumés des paramètres d'entrée (Tableau 10).

Tableau 9 Description des scénarios supplémentaires

<p>Scénario 4 - Exportations d'hydrogène (hypothétique) - Le potentiel d'exportation d'hydrogène est un élément important pour les secteurs public et privé canadiens. Cependant, l'incertitude liée aux exportations est encore plus grande que les facteurs nationaux inclus dans la modélisation pour les autres scénarios. Nous qualifions ce scénario d'hypothétique, car les résultats de la production d'hydrogène sont étroitement liés aux hypothèses d'entrée utilisées pour représenter le marché mondial. Pour ce scénario, nous avons fixé des prix hypothétiques auxquels les exportations canadiennes d'hydrogène pourraient être vendues, sur la base des valeurs figurant dans Layzell et al. 2020.</p> <p>Politiques ou mesures potentielles – Ce scénario pourrait refléter les efforts déployés par les gouvernements fédéral ou provinciaux, ou par des entreprises privées, pour conclure des ententes commerciales sur l'hydrogène.</p>
<p>Scénario 5 - Régions à hydrogène pur (hypothétique) - Ce scénario explore les conditions dans lesquelles, grâce à une combinaison de mesures des secteurs public et privé, certaines régions du pays soutiennent expressément l'hydrogène pour le chauffage des bâtiments. Cela pourrait refléter, par exemple, les stratégies envisagées par la filière électrique des différentes régions pour éviter les combinaisons de fortes demandes d'électricité et de faible offre éolienne et solaire, comme cela pourrait se produire pendant les hivers froids en Alberta si l'électricité représentait une grande partie du chauffage des locaux. Le scénario prévoit également la possibilité d'effectuer une amélioration écoénergétique du réseau de transport de gaz actuel pour transporter de l'hydrogène pur, mais cette option est limitée au niveau régional, étant donné que le réseau de pipelines au Canada a été construit sur plusieurs années en ayant recours à divers matériaux, ce qui aura une incidence sur le</p>

coût ou la faisabilité de cette option. La conversion des pipelines existants, du transport et de la distribution d'hydrogène pur a un coût supposé (consulter l'annexe C). Les systèmes de chauffage à l'hydrogène sont disponibles à un coût réduit pour ce scénario, en utilisant les mêmes valeurs que celles du scénario favorable à l'hydrogène.

Politiques ou mesures potentielles – Ce scénario reflète les changements apportés aux normes relatives aux pipelines de distribution pour le transport de l'hydrogène pur, qui impliquent l'Association canadienne de normalisation. La restriction imposée au chauffage électrique dans le modèle reflète les politiques qui limitent l'achat d'équipements de chauffage électrique sans sources d'appoint ou les préférences des consommateurs qui évitent d'avoir recours au chauffage électrique. Ce scénario inclut les réductions des coûts technologiques du scénario favorable à l'hydrogène, de sorte que les mêmes politiques potentielles s'appliqueraient ici.

Scénario 6 - Amélioration écoénergétique du réseau de transport de gaz pour l'adapter à l'H2 (hypothétique) - Ce scénario envisage les conditions futures qui pourraient permettre aux réseaux de distribution et de transport de gaz existants de se convertir au transport d'hydrogène pur, partout au Canada. Ce scénario est également considéré comme hypothétique en raison de l'absence de consensus et d'études existantes sur la faisabilité de cette conversion à grande échelle (Topolski, K et al., 2022). Ce scénario est modélisé en autorisant les pipelines actuels à se convertir au transport d'hydrogène pur en tenant compte des coûts d'investissement supplémentaires engendrés par ces conversions et des besoins en énergie pour les exigences supplémentaires en matière de compression (consulter l'annexe C pour connaître les coûts).

Réserves – Ce scénario permet, mais n'e requiert pas, la conversion des systèmes de transport de gaz pour acheminer de l'hydrogène pur. Il vise à explorer le potentiel économique des conversions et est simplifié en permettant à certaines parties de la filière de changer progressivement. La modélisation ne tient pas compte des coûts de mise en œuvre du changement, tels que l'interruption des services énergétiques pendant la conversion des pipelines.

Politiques ou mesures potentielles – L'élaboration de normes pour les pipelines de transport serait nécessaire pour permettre ces conversions, ce qui exigerait des études et des tests supplémentaires en matière de logistique, d'exigences technologiques et de matériaux pour les pipelines (Alberta Innovates 2023, NREL 2022). Ce scénario inclut les réductions des coûts technologiques du scénario favorable à l'hydrogène, de sorte que les mêmes politiques potentielles s'appliqueraient ici.

Tableau 10. Résumé des paramètres d'entrée du scénario d'exportation, du scénario régional et du scénario d'amélioration écoénergétique du réseau de transport de gaz.

	Exportations d'hydrogène	Hydrogène régional	Amélioration écoénergétique du réseau de transport de gaz
Hypothèses sur les coûts de la technologie de l'hydrogène	Référence (consulter l'annexe C)	Optimiste (consulter l'annexe C)	Optimiste (consulter l'annexe C)

Mélange d'H2 autorisé dans les pipelines	Maximum 13 % du volume de gaz autorisé*	Maximum 20 % du volume de gaz autorisé sans frais supplémentaires* En Alberta uniquement, les pipelines existants peuvent être adaptés pour transporter de l'hydrogène pur. Les coûts présumés de l'amélioration écoénergétique sont inclus dans l'annexe C.	Maximum 20 % du volume de gaz autorisé sans frais supplémentaire* Les pipelines existants peuvent être adaptés pour transporter de l'hydrogène pur dans l'ensemble du pays. Les coûts présumés de l'amélioration écoénergétique sont inclus dans l'annexe C.
Mesures visant à réduire les coûts d'investissement de l'hydrogène (p. ex., politiques gouvernementales ou évolution plus marquée de la technologie)	Aucune	Les coûts d'investissement sont inférieurs de 20 % aux coûts optimistes pour toutes les technologies consommant de l'hydrogène. Pour la production d'hydrogène, les coûts d'investissement sont inférieurs aux valeurs optimales de - 6 % pour SMR + CSC - 7,5 % pour ATR + CSC - 30 % pour l'électrolyse (Consulter l'annexe C.) De plus, une subvention de 1,5 dollar par kilogramme est appliquée à l'ensemble de la production d'hydrogène.	Les coûts d'investissement sont inférieurs de 20 % aux coûts optimistes pour toutes les technologies consommant de l'hydrogène. Pour la production d'hydrogène, les coûts d'investissement sont inférieurs aux valeurs optimales de - 6 % pour SMR + CSC - 7,5 % pour ATR + CSC - 30 % pour l'électrolyse (Consulter l'annexe C.) De plus, une subvention de 1,5 dollar par kilogramme est appliquée à l'ensemble de la production d'hydrogène.
Limites à la croissance de la filière électrique	Aucune	Aucun	Aucun
Contraintes liées au captage et au stockage de la biomasse (pourcentage maximum de la production totale d'H2 autorisé de la BECSC)	Séquestration de la biomasse non limitée	Séquestration de la biomasse non limitée	Séquestration de la biomasse non limitée
Restrictions concernant les thermopompes pour le chauffage	Non	Oui, pour les régions froides où l'énergie solaire et éolienne est peu disponible en hiver.	Oui, pour les régions froides où l'énergie solaire et éolienne est peu disponible en hiver.

		En Alberta, en Saskatchewan et au Manitoba, les thermopompes sont restreintes à un maximum de 25 % de la demande de chauffage des bâtiments.	En Alberta, en Saskatchewan et au Manitoba, les thermopompes sont restreintes à un maximum de 25 % de la demande de chauffage des bâtiments.
Prix pour les exportations d'H2 (en CAD, 2022)	2030 – 3,50 \$/kg 2040 - 5 \$/kg 2050 - 5 \$/kg	2 \$/kg d'H2	2 \$/kg d'H2

Remarque : * pour le mélange d'hydrogène, le paramètre du scénario est la valeur maximale le modèle détermine la quantité de mélange qui répond aux objectifs de moindre coût et aux contraintes en matière de GES et autres.

4.2. Discussion

4.2.1. Exportation d'hydrogène (hypothétique)

Pour le scénario d'exportation d'hydrogène, les principales incertitudes concernent la demande et l'offre sur le marché mondial et le prix commercial qui en résulte pour le produit de base ou les accords de prix que les entreprises canadiennes concluent avec des entreprises internationales pour l'approvisionnement en hydrogène. Le principal paramètre d'entrée est le prix auquel le Canada peut s'attendre lorsqu'il exporte de l'hydrogène. Nous avons utilisé les valeurs du rapport de 2020 de L'Accélérateur de Transition intitulé *Towards Net-Zero Energy Systems in Canada : A Key Role for Hydrogen* (Layzell, D et al, 2020). Toutefois, il convient de noter que les prix utilisés ici (3,5 \$/kg d'H2 en 2030 et 5 \$/kg d'H2 à partir de 2040) constituent un test visant à déterminer la réaction de la filière modélisée, plutôt qu'un résultat d'analyses des marchés mondiaux.

Dans le scénario d'exportation d'hydrogène, le Canada devrait produire près de 14 millions de tonnes d'hydrogène en 2050 (1 640 PJ) pour une consommation intérieure de 2,9 millions de tonnes. Comparativement au scénario neutre sur le plan technologique, ce scénario montre une augmentation significative de la production, mais une consommation intérieure légèrement inférieure.

4.2.2. Scénario régional pour l'hydrogène (hypothétique)

Le scénario régional a été suggéré à un stade du projet où les possibilités de mener les recherches nécessaires pour développer les paramètres d'entrée au-delà des valeurs hypothétiques étaient limitées. Ce scénario explore les conditions dans lesquelles, grâce à une combinaison de mesures des secteurs public et privé, certaines régions du pays soutiennent expressément l'hydrogène pur pour le chauffage des bâtiments. Le scénario prévoit également la possibilité de moderniser le réseau de transport de gaz actuel pour transporter de l'hydrogène pur, mais cette option est limitée au niveau

régional, étant donné que le réseau de pipelines au Canada a été construit sur plusieurs années en ayant recours à divers matériaux, ce qui aura une incidence sur le coût ou la faisabilité de cette option.

Les paramètres d'entrée utilisent les paramètres favorables à l'hydrogène, auxquels s'ajoutent la restriction liée à l'utilisation des thermopompes en Alberta, en Saskatchewan et au Manitoba et, en Alberta seulement, l'autorisation d'effectuer une amélioration écoénergétique des pipelines existants, impliquant des coûts, pour transporter de l'hydrogène pur (consulter le Tableau 10). En raison des incertitudes liées aux limites physiques de l'utilisation des pipelines existants pour le transport de l'hydrogène, d'autres scénarios exigent que le modèle construise de nouveaux réseaux de transport pour répondre aux besoins de transport de l'hydrogène. Les commentaires reçus par ESMIA sont mitigés : certains sont favorables à cette option, d'autres s'inquiètent de sa faisabilité.

Ces paramètres conduisent à des projections d'augmentation de la consommation d'hydrogène, environ 10 % plus élevée globalement que dans le scénario favorable à l'hydrogène en 2050, l'augmentation la plus importante étant celle de la consommation dans le secteur des bâtiments (augmentation de près de 60 % de l'hydrogène consommé dans le secteur des bâtiments par rapport au scénario favorable à l'hydrogène et représentant environ 9 % de la consommation totale d'énergie pour le chauffage des locaux dans les bâtiments en 2050, consulter le Tableau 11).

Réserve : l'augmentation de la consommation d'hydrogène par rapport au scénario favorable à l'hydrogène est due aux deux changements de paramètres du modèle, soit l'augmentation de l'allocation pour le mélange d'hydrogène et la restriction relative à l'utilisation de l'électricité pour le chauffage des locaux. Des simulations supplémentaires pourraient contribuer à distinguer les impacts, mais les questions de recherche concernant les paramètres du modèle restent d'actualité :

- Le rendement des thermopompes est-il susceptible de se détériorer de manière significative dans les conditions météorologiques canadiennes ou, au contraire, existe-t-il d'autres raisons de limiter les équipements de chauffage électrique des locaux?
- Dans quelle situation ces restrictions seraient-elles justifiées?

4.2.3. Scénario d'amélioration écoénergétique du transport de gaz à l'H₂ (hypothétique)

Le scénario d'amélioration écoénergétique du réseau de transport de gaz a été suggéré à un stade du projet où les possibilités de mener les recherches nécessaires pour développer les paramètres d'entrée au-delà des valeurs hypothétiques étaient limitées. Ce scénario a les mêmes paramètres que le scénario régional, à l'exception de la possibilité d'adapter les pipelines existants, à un coût supposé, pour qu'ils puissent transporter de l'hydrogène pur dans l'ensemble du Canada.

La raison principale de la modélisation de ce scénario hypothétique était de tester l'impact sur la consommation d'hydrogène de l'ajout de cette option, avec les autres conditions, comme l'atteinte de

l'objectif d'émissions nettes zéro et les technologies concurrentes en place. Les résultats montrent que la consommation d'hydrogène ne change pas de manière significative par rapport au scénario régional pour l'hydrogène, augmentant de moins de 2 %.

La comparaison des résultats du scénario régional pour l'hydrogène et du scénario d'amélioration écoénergétique du réseau de transport de gaz indique que le coût des nouveaux pipelines de transport d'hydrogène (plutôt que les coûts moins élevés d'amélioration écoénergétique), en dehors de l'Alberta, a moins d'impact sur l'augmentation de la consommation d'hydrogène que le fait d'éviter d'utiliser des équipements électriques pour le chauffage. Les raisons potentielles d'éviter le chauffage électrique des locaux (rendement, fonctionnement de la filière électrique, comportement des consommateurs) devraient être étudiées.

Réserve : La modélisation présentée ici ne tient pas pleinement compte des besoins physiques liés à l'amélioration écoénergétique du réseau de pipelines, y compris la coordination, les coûts et le calendrier de mise en œuvre de ce niveau de changement dans le système de transport d'énergie existant.

Tableau 11 Consommation d'hydrogène pour le chauffage dans les secteurs résidentiel et commercial
(indique la consommation en PJ et en Mt d'hydrogène)

	2030		2040		2050		
	PJ	Mt	PJ	Mt	PJ	Mt	% de l'énergie totale
Régional	50	0,41	56	0,47	231	1,92	8,8 %
Amélioration écoénergétique du réseau de transport de gaz	52	0,43	58	0,48	237	1,98	9,0 %

4.2.4. Prix de l'hydrogène

Les prix de l'hydrogène sont calculés dans le modèle sur la base des coûts marginaux à un moment donné, y compris les coûts d'expansion de la filière (p. ex., les coûts d'investissement des installations de production). Les prix sont donc plus élevés lorsque la demande approche ou dépasse l'offre. Le tableau ci-dessous présente les prix marginaux moyens pour tous les secteurs de la demande, au cours de l'année. Dans le scénario d'exportation, les prix intérieurs de l'hydrogène sont inférieurs d'environ 30 % au prix d'exportation fixé, ce qui explique pourquoi une grande quantité d'hydrogène est produite pour l'exportation dans ce scénario. Pour les trois scénarios, les prix de l'hydrogène baissent en moyenne d'environ 3,6 \$/kg en 2050.

Tableau 12 Prix moyen de l'hydrogène pour des scénarios supplémentaires (\$/kg)

	Exportations	Régional	Amélioration écoénergétique du réseau de transport de gaz
2030	1,91	1,75	1,71
2040	3,53	2,31	2,19
2050	3,60	3,65	3,64

4.3. Graphiques principaux pour les scénarios supplémentaires

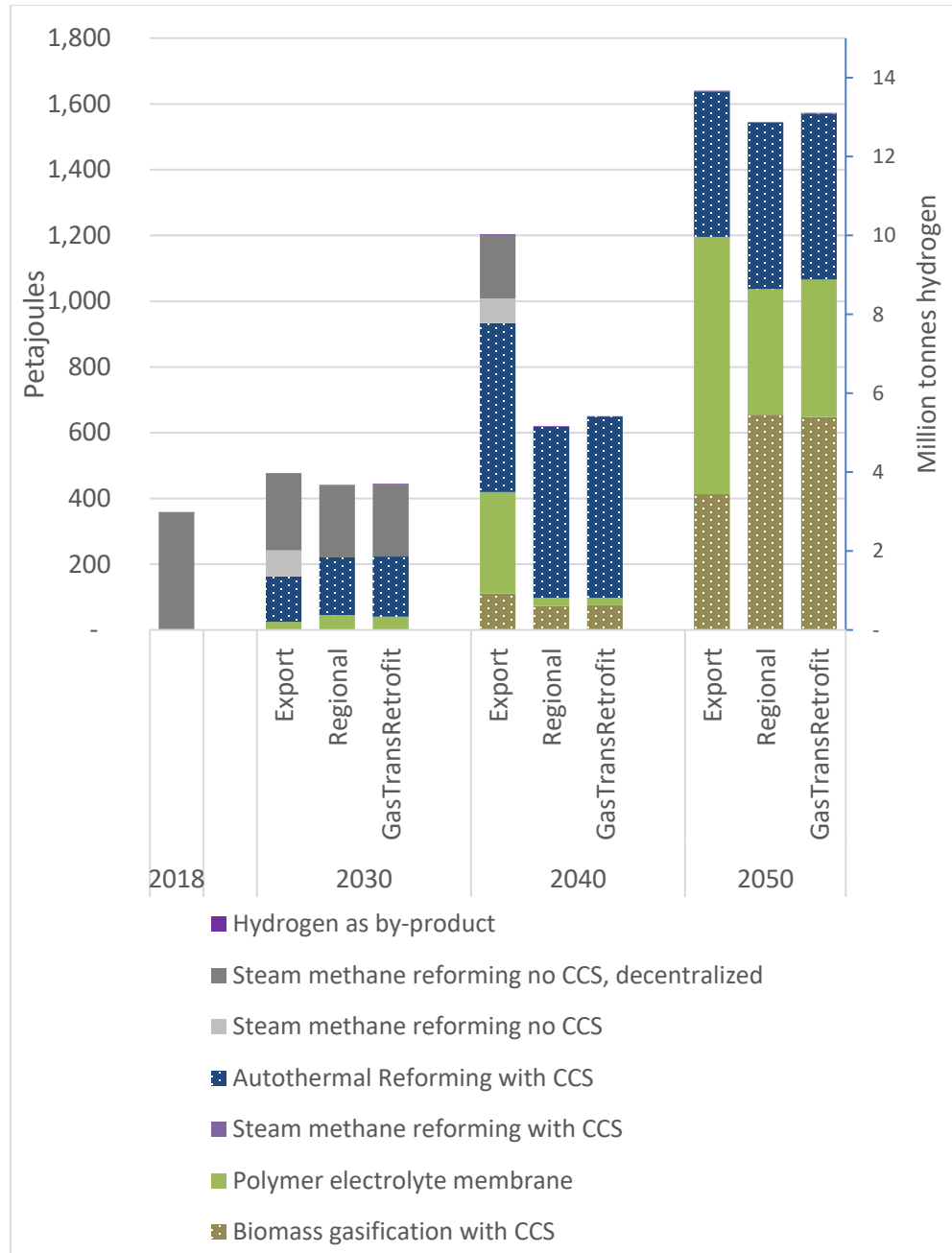


Figure 17 Production d'hydrogène pour les scénarios supplémentaires

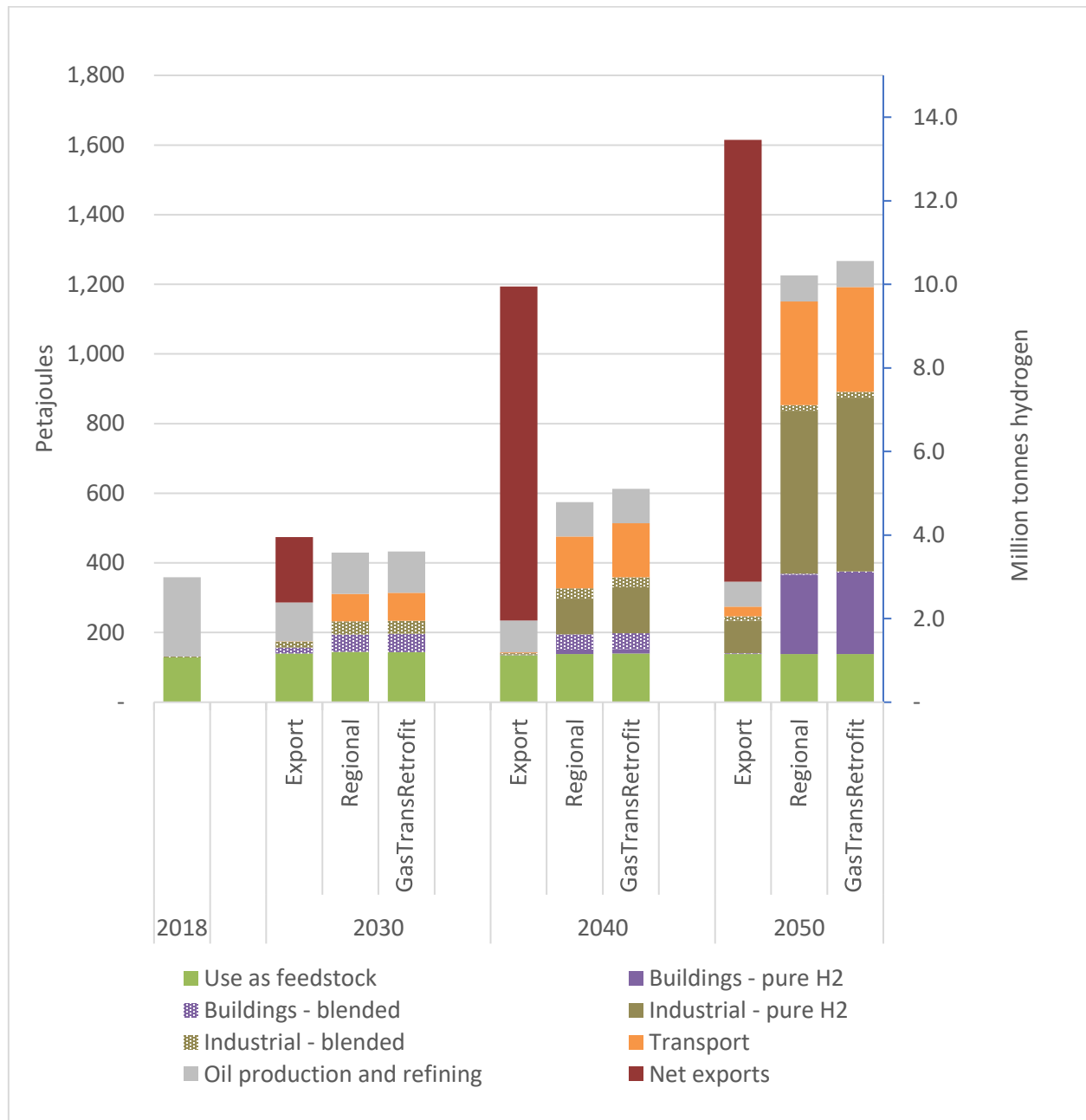


Figure 18 Consommation d'hydrogène pour les scénarios supplémentaires

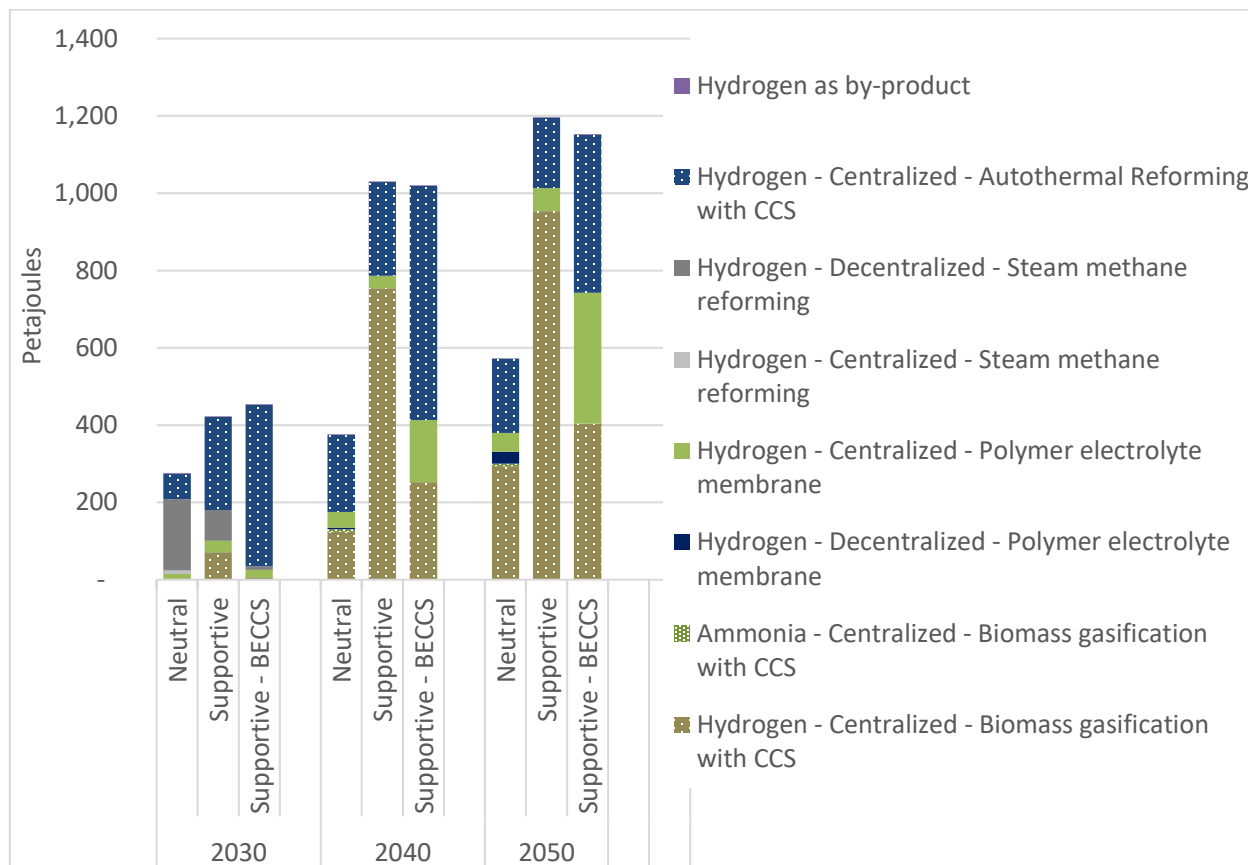
4.4. Sensibilité aux limites relatives la biomasse avec CSC

Un scénario supplémentaire a été élaboré pour évaluer la sensibilité de la production d'hydrogène à la limitation de la capture et du stockage de CO₂ à partir de l'énergie de la biomasse.

Le scénario favorable – BECSC, basé sur la réduction des coûts d'investissement et d'autres paramètres du scénario favorable, a limité le potentiel de production centralisée d'hydrogène à partir de la biomasse avec capture de CO₂ à 35 % en 2050 en raison du débat sur la capture et le stockage du CO₂ à partir de la biomasse (BECSC) quant à son impact sur l'utilisation des terres et les émissions sur l'ensemble du cycle de vie.

La Figure 19 montre que les projections globales de production d'hydrogène diminuent d'environ 6 % en 2050 par rapport au scénario favorable et que la production s'oriente principalement vers l'électrolyse centralisée, tout en augmentant les filières de production centralisée à base de gaz naturel. En revanche, la production d'hydrogène augmente de 12 % en 2040, avec une hausse significative de la production à base de gaz naturel. Nous pensons que ce renversement de la tendance de la production est dû au plafonnement de plus en plus strict des émissions de GES et au transfert des émissions d'autres secteurs vers le secteur de l'hydrogène et vice versa. La baisse de la consommation d'hydrogène qui en découle concerne principalement les utilisations commerciales d'hydrogène pur, dont la demande chute de plus de 50 % en 2050, et les utilisations industrielles de l'hydrogène pur, dont la demande baisse de 14 % en 2050. En 2040, la consommation d'hydrogène augmente principalement en raison des utilisations industrielles d'hydrogène pur.

Dans l'ensemble, les résultats montrent que la limitation de la BECSC n'est pas un facteur déterminant pour la quantité totale de consommation et de production d'hydrogène, mais qu'elle aura nécessairement un impact important sur le choix des technologies de production qui seront développées.



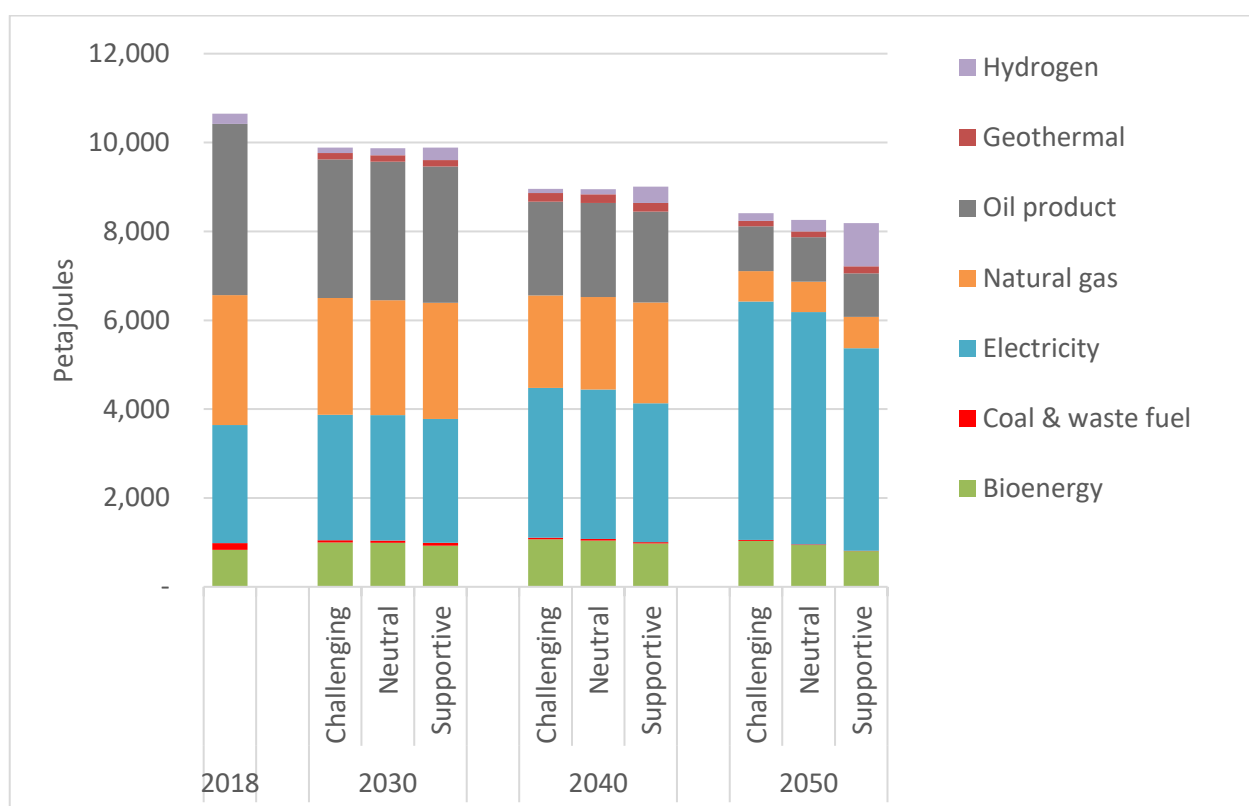
Remarque : 1 PJ d'hydrogène correspond à environ 0,008 Mt d'hydrogène (pouvoir calorifique inférieur).

Figure 19 Production d'hydrogène par type, Favorable à l'hydrogène avec une sensibilité aux limites de la BECCS

5. Discussion

5.1. Consommation d'hydrogène au Canada

Les résultats de la modélisation présentés à la Figure 20 montrent que la consommation d'hydrogène au Canada en 2050, dans des conditions d'émissions nettes zéro de GES, représentera 2 % de la consommation totale d'énergie finale dans le scénario défavorable à l'hydrogène, 3 % dans le scénario neutre sur le plan technologique et 12 % dans le scénario favorable à l'hydrogène. La fourchette de ces scénarios reflète les incertitudes qui pèsent sur les prochaines décennies en ce qui concerne les coûts et les performances des technologies, ainsi que le niveau de soutien politique accordé à l'hydrogène. Tous les résultats présentés ici reposent sur l'hypothèse d'une optimisation au moindre coût au cours de la période considérée.



Remarque : 1 PJ d'hydrogène correspond à environ 0,008 Mt d'hydrogène (pouvoir calorifique inférieur).

Figure 20 Total de l'énergie finale consommée par type d'énergie, trois scénarios de base.

D'ici 2050, l'hydrogène devrait jouer un rôle pour soutenir le Canada vers l'atteinte de l'objectif d'émissions nettes zéro de GES dans les trois scénarios de base. Ces projections indiquent que l'ampleur

potentielle de son rôle dépend étroitement des coûts de production et de consommation de l'hydrogène, qui peuvent être influencés par les politiques du secteur public.

- Rappelons que le scénario favorable à l'hydrogène prévoit des subventions pour les coûts d'investissement de l'ordre de 30 % pour l'hydrogène ayant l'intensité de GES la plus faible, et des subventions moindres pour l'hydrogène à plus forte intensité de GES. Le scénario prévoit également une réduction basée sur la production, ce qui permet de réduire les coûts variables d'un montant de 1,5 \$/kg.
- Fait important pour la consommation au Canada, le scénario favorable à l'hydrogène prévoit également une réduction des coûts d'investissement pour les équipements qui consomment de l'hydrogène, d'environ 20 %, et autorise des taux de mélange plus élevés avec le gaz naturel dans le réseau de pipelines existant.

Selon les projections, les secteurs de l'industrie et des transports sont ceux qui présentent le plus grand potentiel d'augmentation de la consommation d'hydrogène sans impliquer une réduction des coûts (dans les scénarios défavorables à l'hydrogène et neutres sur le plan technologique). Le secteur des bâtiments devient un important consommateur d'hydrogène uniquement dans les scénarios où les coûts de l'hydrogène sont les plus bas, et seulement jusqu'en 2050.

La réduction des coûts par le soutien à l'évolution des technologies ou par des subventions directes devrait avoir un impact mesurable sur la consommation d'hydrogène.

- L'évolution de la technologie entre les coûts actuels et ceux prévus dans la littérature représente une augmentation d'environ 30 % de la consommation (en comparant le scénario défavorable à l'hydrogène et le scénario neutre sur le plan technologique).
- La poursuite de l'évolution technologique, combinée à un soutien politique, devrait multiplier par près de trois la consommation d'hydrogène (comparaison entre le scénario favorable à l'hydrogène et le scénario neutre sur le plan technologique).

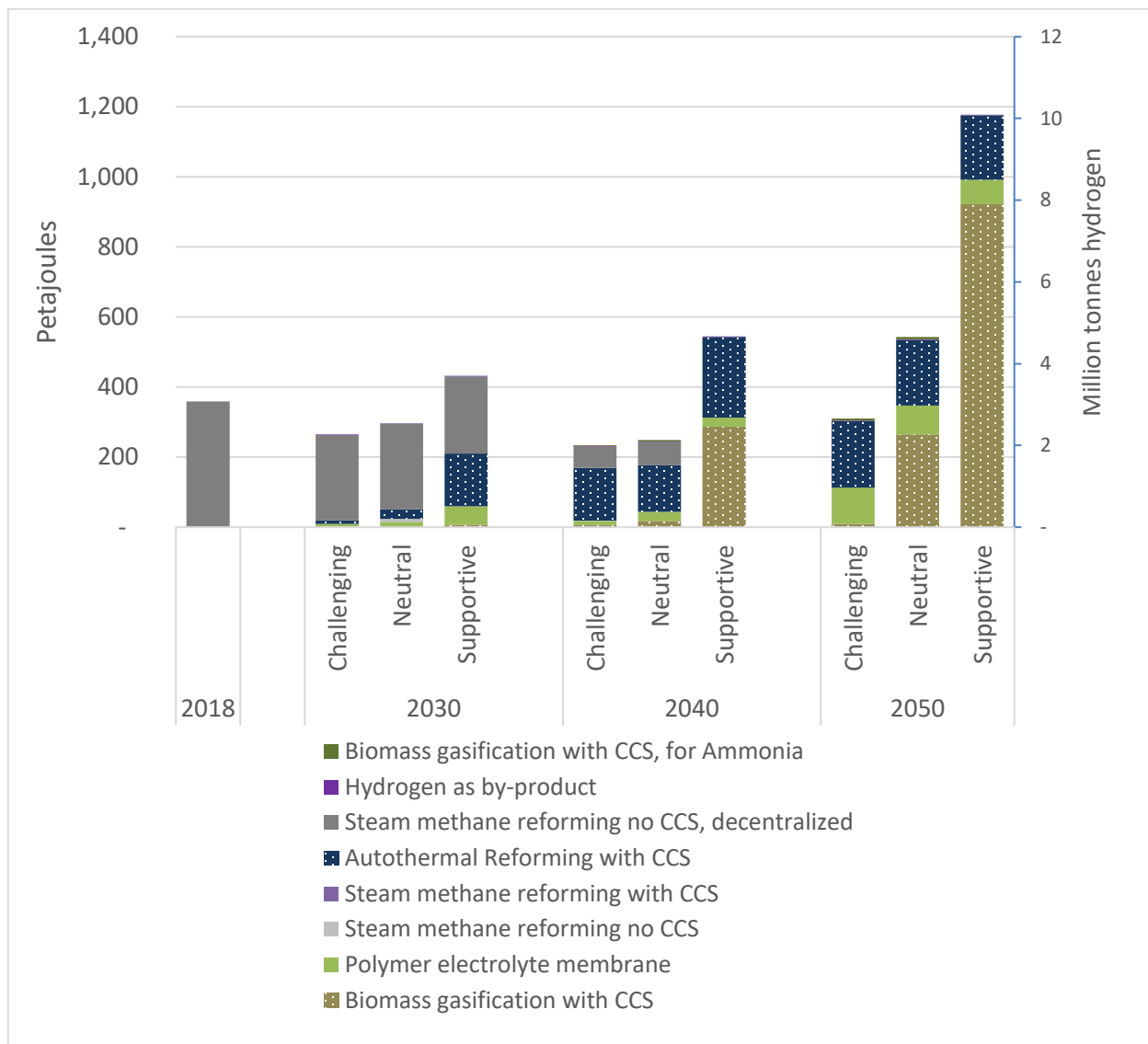
5.2. Production d'hydrogène au Canada

La Figure 21 montre la production d'hydrogène et d'ammoniac par type de technologie pour les trois scénarios de base. Les technologies prévues pour produire de l'hydrogène évoluent au fil du temps, en fonction des besoins de consommation d'hydrogène et du soutien (ou de l'absence de soutien) à la réduction des coûts.

Actuellement, la majeure partie de l'hydrogène est produite par reformage du méthane à la vapeur sans CSC et cette technologie devrait rester la plus importante en 2030, aux côtés de l'ATR avec CSC et une petite quantité d'électrolyse utilisant la technologie MEP. D'ici 2050, l'objectif du Canada en matière d'émissions nettes zéro devrait entraîner des changements importants dans les technologies de production : la production de reformage du méthane à la vapeur sans CSC ne sera pas possible; les ATR

avec CSC qui ont été installés avant 2030 produisent toujours à peu près la même capacité en 2050; les besoins supplémentaires en hydrogène sont satisfaits par une nouvelle électrolyse MEP combinée à la gazéification de la biomasse avec CSC.

La production d'hydrogène par gazéification de la biomasse avec CSC est censée produire des émissions négatives en raison de la comptabilisation des crédits de séquestration pendant la croissance de la plante et du stockage des émissions de CO₂ libérées par la combustion de la biomasse. Il existe d'importantes réserves concernant ces crédits et ces technologies, consulter la section 3.2.



Remarques : Les technologies sont centralisées pour la production d'hydrogène, sauf si leur nom est indiqué dans la légende.

L'énergie de l'hydrogène est convertie de pétajoules en millions de tonnes en utilisant le facteur 120,1 PJ/Mt.

Figure 21 Production d'hydrogène et d'ammoniac par type de technologie, 2030, 2040 et 2050 (PJ)

5.3. Répercussions de l'élaboration de politiques sur l'hydrogène

Bien que la recherche, la modélisation et l'analyse de l'hydrogène ne soient pas l'objet de cette étude, une conclusion évidente s'impose : pour que le Canada parvienne à des émissions zéro nettes de GES

d'ici 2050, il est nécessaire de transformer en profondeur la filière énergétique. Les secteurs public et privé devront prendre en compte cette réflexion dans leurs stratégies, y compris dans l'évaluation des risques, quel que soit leur rôle dans la filière énergétique de l'hydrogène.

- Si l'objectif du Canada d'émissions nettes zéro de GES d'ici 2050 est modifié, avec une rigueur accrue ou réduite, les résultats de cette analyse devront être révisés.

L'objectif étant de parvenir à des émissions nettes zéro de GES au moindre coût social, la production et la consommation d'hydrogène devraient rester proches des niveaux actuels sans réduction supplémentaire des coûts d'investissement et sans évolution technologique, en raison de la concurrence d'autres options à faibles émissions de GES (ou à émissions négatives).

- De telles modifications de l'équipement qui consomme de l'hydrogène pourraient être soutenues par des mesures du secteur public et/ou privé au Canada et ailleurs.

Cette analyse, de par sa conception, ne couvre pas les politiques spécifiques et n'est pas une analyse d'impact des orientations politiques proposées par les gouvernements (consulter la section 1.2). Les résultats fournissent des indications sur le niveau de soutien financier du secteur public qui pourrait être nécessaire pour augmenter la consommation et la production d'hydrogène au Canada, sur la base des hypothèses de ce projet.

- Les réductions des coûts d'investissement testées ici sont d'environ 20 % des coûts d'investissement pour les équipements consommant de l'hydrogène, combinées à des réductions des coûts pour les équipements de production d'hydrogène, des dispositions pour que les pipelines existants puissent transporter de l'hydrogène (mélangé à du gaz naturel ou pur) et des politiques visant à atteindre l'objectif d'émissions nettes zéro.
- Des niveaux inférieurs de soutien politique pour l'un de ces composants entraîneraient une baisse de la production et de la consommation d'hydrogène.

Les résultats du modèle indiquent que le Canada pourrait devenir un exportateur d'hydrogène, en tenant compte des réserves mentionnées dans le rapport concernant les prix mondiaux de l'hydrogène, qui seront influencés à la fois par la demande et les coûts de l'offre d'hydrogène dans d'autres pays.

Les projections indiquent que l'hydrogène peut jouer un rôle dans l'atteinte des objectifs d'émissions nettes zéro de GES au Canada, mais son rôle dans l'atteinte globale des objectifs d'émissions nettes zéro est faible, sur la base des hypothèses de cette analyse.

- Les mesures prises par les secteurs public ou privé (par le Canada et d'autres pays) auront une incidence sur l'étendue du rôle de l'hydrogène.
- Les objectifs en matière de production et de consommation d'hydrogène doivent être clairement définis, car l'augmentation des deux peut être moins avantageux.
- Le gouvernement pourrait envisager de fixer des objectifs concernant d'autres rôles pour l'hydrogène, tels que le soutien des infrastructures énergétiques existantes (pipelines) ou la

fourniture de nouvelles exportations d'énergie, indépendamment des objectifs en matière d'émissions de GES

ANNEXE A

Annexe A – Le modèle d'optimisation énergétique NATEM (North American TIMES Energy Model)

Pour ce projet, nous avons utilisé le module canadien du modèle énergétique NATEM. Le modèle NATEM-Canada permet de représenter de manière très détaillée la filière énergétique intégrée des 13 provinces et territoires du Canada, et fournit une base analytique rigoureuse pour identifier les solutions au plus bas coût permettant d'atteindre les objectifs énergétiques et climatiques sans compromettre la croissance économique. Le modèle NATEM-Canada fait partie d'un cadre plus large couvrant l'ensemble du continent nord-américain. Il comprend un grand nombre de technologies permettant d'atteindre des niveaux de décarbonisation profonde (y compris des objectifs d'émissions nettes zéro d'ici 2050).

Une approche d'optimisation dynamique et à l'échelle de l'économie

Les modèles d'optimisation des systèmes énergie-économie-environnement (3E) comme le modèle NATEM fournissent une base analytique rigoureuse pour étudier la transition vers un avenir énergétique propre dans un cadre détaillé multirégional, multisectoriel et multicomcombustible.

- Les modèles d'optimisation fournissent une représentation très détaillée des changements technologiques nécessaires à long terme, ainsi que de leurs coûts, pour répondre à des demandes croissantes ou atteindre des objectifs précis.
- En outre, ils offrent des caractéristiques supplémentaires importantes par rapport à d'autres types de modèles de filières énergétiques, tels que les modèles de simulation. Ils fournissent de manière endogène une configuration optimale du secteur de l'énergie qui permet de satisfaire la demande totale de services énergétiques à moindre coût, tout en respectant les contraintes de la filière (limitations des ressources, objectifs en matière d'énergies renouvelables, taxes sur les GES ou objectifs d'atténuation, politiques énergétiques, etc.) Ces modèles sont généralement projetés à très long terme, ce qui permet d'étudier les changements structurels dans le secteur de l'énergie. En outre, l'approche de la programmation linéaire permet de résoudre rapidement des problèmes très complexes.
- Le générateur de modèles d'optimisation TIMES, en particulier, est le plus avancé et le plus répandu; il est utilisé par de nombreuses équipes dans 70 pays. Il s'agit d'une méthodologie rigoureuse, bien documentée¹⁶ et qui est continuellement améliorée grâce à un réseau de collaboration international (PASTE-Agence internationale de l'énergie).
- Le modèle NATEM est une application du générateur de modèle TIMES pour l'Amérique du Nord et constitue le modèle d'optimisation le plus détaillé couvrant les filières énergétiques canadiennes.

Le modèle d'optimisation dynamique NATEM vise à atteindre les cibles au plus bas coût basé sur l'approche de la programmation linéaire et, par conséquent, il comporte trois composantes.

- Le premier composant (objectif) correspond à la réduction du coût total net actualisé (p. ex., 3 à 5 % est généralement utilisé dans les études sur la décarbonisation profonde) de l'ensemble de la filière

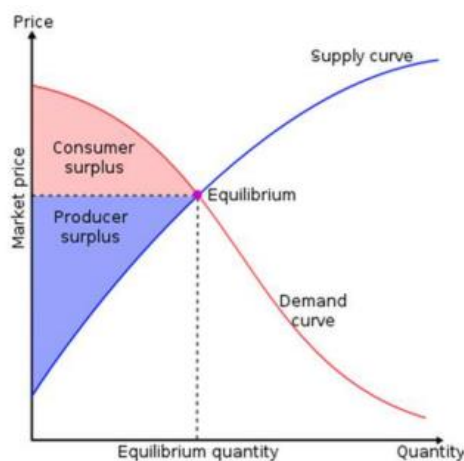
¹⁶ Loulou R, Goldstein G, Kanudia A, Lehtila A, Remme U. (2016). Documentation pour le modèle TIMES. Programme d'analyse systémique de technologies énergétiques (PASTE) de l'Agence internationale de l'énergie (AIE). Extrait de <http://iea-etsap.org/index.php/documentation>.

énergétique. Une optimisation unique, qui recherche le surplus total net maximal, simule l'équilibre du marché pour chaque produit (énergie, matériau, demande). La maximisation de l'excédent total net (c'est-à-dire la somme des excédents des producteurs et des consommateurs) se fait, d'un point de vue opérationnel, en réduisant le coût total net de la filière énergétique.

- Le deuxième composant (variables) correspond principalement aux investissements et activités futurs des technologies à chaque période, à la quantité d'énergie produite ou consommée par les technologies, ainsi qu'aux importations et exportations d'énergie. Un autre résultat du modèle est le prix implicite (prix fictif) de chaque forme d'énergie, matériau et émission, ainsi que le coût réduit de chaque technologie (réduction nécessaire pour rendre une technologie compétitive).
- Le troisième composant (contraintes) correspond à diverses limites (p. ex., la quantité de ressources énergétiques disponibles) et obligations (p. ex., les bilans énergétiques dans l'ensemble de la filière, la satisfaction de la demande d'énergie utile) à respecter.

Calcul de l'équilibre partiel sur les marchés de l'énergie avec des demandes élastiques pour tenir compte de la rétroaction de l'économie sur la filière énergétique

Par défaut, TIMES suppose des marchés concurrentiels pour tous les produits de base, sauf indication contraire du modélisateur, avec une prévoyance sans faille. Le modèle calcule à la fois les flux d'énergie (matières et polluants) et leurs prix, de manière à ce que les fournisseurs d'énergie produisent exactement les quantités que les consommateurs sont prêts à acheter. Le surplus économique total est maximisé lorsque tous les marchés sont en équilibre (ou que le coût total de la filière est réduit). Les services énergétiques sont élastiques par rapport à leurs propres prix, ce qui représente la principale rétroaction de l'économie sur la filière énergétique.



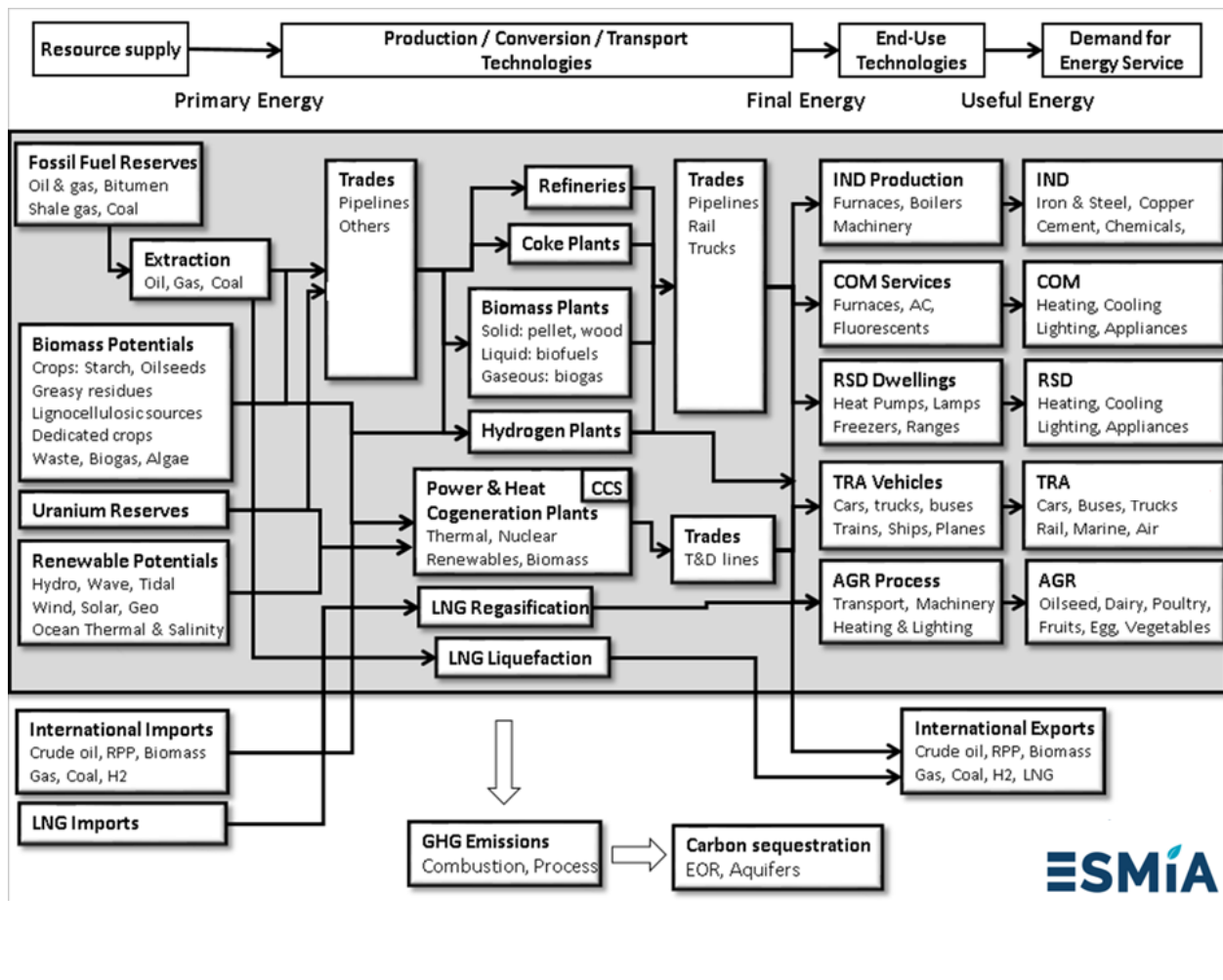
Une représentation détaillée des filières énergétiques nord-américaines

Le modèle NATEM suit une approche de modélisation technico-économique pour décrire les filières énergétiques des provinces, états et territoires de l'Amérique du Nord à travers une grande variété de technologies énergétiques spécifiques caractérisées par leurs attributs techniques et économiques ainsi que par leurs coefficients de pollution. Il offre donc une représentation détaillée d'une filière

énergétique, qui comprend l'extraction, la transformation, la distribution, les utilisations finales et le commerce de diverses formes d'énergie et de matériaux.

Le modèle NATEM fait la distinction entre les technologies de production qui convertissent l'énergie primaire en énergie secondaire (p. ex, les raffineries, les centrales électriques, etc.) et les dispositifs d'utilisation finale qui transforment l'énergie finale en services énergétiques (p. ex., les voitures qui répondent à une demande de mobilité, les ampoules électriques qui répondent à une demande d'éclairage). Elles comprennent notamment les technologies existantes, les versions améliorées de ces mêmes technologies et les technologies émergentes, toutes caractérisées par leurs attributs techniques et économiques. Par conséquent, le modèle permet une comptabilisation détaillée de tous les flux d'énergie dans le secteur de l'énergie, depuis l'extraction de l'énergie primaire jusqu'à la consommation finale d'énergie.

Le modèle NATEM couvre la filière énergétique depuis l'extraction, la transformation, l'énergie finale puis l'énergie utile et inclut les exportations et les importations, consulter la représentation simplifiée ci-dessous.



Une base de données technologique extrêmement riche pour les 13 provinces ou territoires du Canada

Le modèle NATEM décrit l'ensemble de la filière énergétique intégrée des 13 provinces et territoires du Canada, y compris les flux interprovinciaux de produits énergétiques et d'infrastructures de transport, ainsi que les secteurs non émetteurs d'énergie tels que les processus industriels, l'agriculture et les déchets.

- La base de données du modèle décrit 475 produits de ce type dans chaque province et territoire, ainsi que plus de 4 500 technologies explicites.
- Le modèle NATEM est alimenté par 65 demandes d'utilisation finale de services énergétiques, projetées à l'horizon 2060 en unités physiques (p. ex., voyageur-kilomètre et tonnes-kilomètres pour les segments du transport).
- La demande de services énergétiques est actuellement projetée jusqu'en 2060 à l'aide d'un ensemble cohérent de projections socio-économiques (PIB, population, production industrielle brute, etc.) provenant de sources nationales et provinciales. D'autres facteurs sont pris en compte pour les rajustements, tels que les projets futurs annoncés.
- En ce qui concerne l'offre d'énergie, le modèle NATEM prend en compte tous les secteurs, y compris la production d'électricité et de chaleur, de manière très détaillée. Les autres secteurs d'approvisionnement comprennent l'extraction, la valorisation et le transport des combustibles fossiles, l'extraction et le transport de l'uranium, le raffinage du pétrole, la production de bioénergie, la liquéfaction et l'exportation du gaz naturel, la chaîne d'approvisionnement en hydrogène, la production et la valorisation du gaz naturel renouvelable, etc.
- Les ressources énergétiques primaires comprennent les réserves de combustibles fossiles conventionnels et non conventionnels (pétrole, gaz et charbon), le potentiel des énergies renouvelables (hydroélectricité, géothermie, énergie éolienne, énergie solaire, énergie marémotrice et énergie houlomotrice), les réserves d'uranium et la biomasse (diverses sources solides, liquides et gazeuses).
- Des options de captage du carbone sont disponibles dans les secteurs de l'électricité, de l'hydrogène, de la valorisation du pétrole et de l'industrie. Le potentiel de séquestration existe pour la récupération assistée du pétrole, dans les champs de pétrole et de gaz (côtiers et au large) et dans les aquifères salins profonds. Le captage direct de l'air est également pris en compte.
- Le modèle est actuellement conçu pour la période 2016-2060. Ces projections reposent sur des périodes de temps de longueur variable et modulable, plus courtes au début (1 à 2 ans) et plus longues (5 ans) à la fin de l'horizon. En outre, chaque période est divisée en tranches annuelles modulables et hiérarchisées. Il existe actuellement 16 tranches horaires représentant quatre saisons par an (printemps, été, automne et hiver) et quatre périodes intrajournalières (jour, nuit, période de pointe du matin, période de pointe du soir).
- Le modèle suit tous les GES, y compris le dioxyde de carbone (CO₂), le méthane (CH₄), l'oxyde nitreux (N₂O), les hydrofluorocarbures (HFC), les perfluorocarbures (PFC), l'hexafluorure de soufre (SF₆) et le trifluorure d'azote (NF₃) provenant de tous les secteurs des inventaires nationaux, à l'exception de l'utilisation des terres, changement d'affectation des terres et foresterie (UTCATF).

Le modèle NATEM est actuellement utilisé dans le cadre de plusieurs projets de recherche et de conseil au Canada.

Il est un outil de prise de décision puissant qui est régulièrement utilisé pour informer l'action climatique en Amérique du Nord

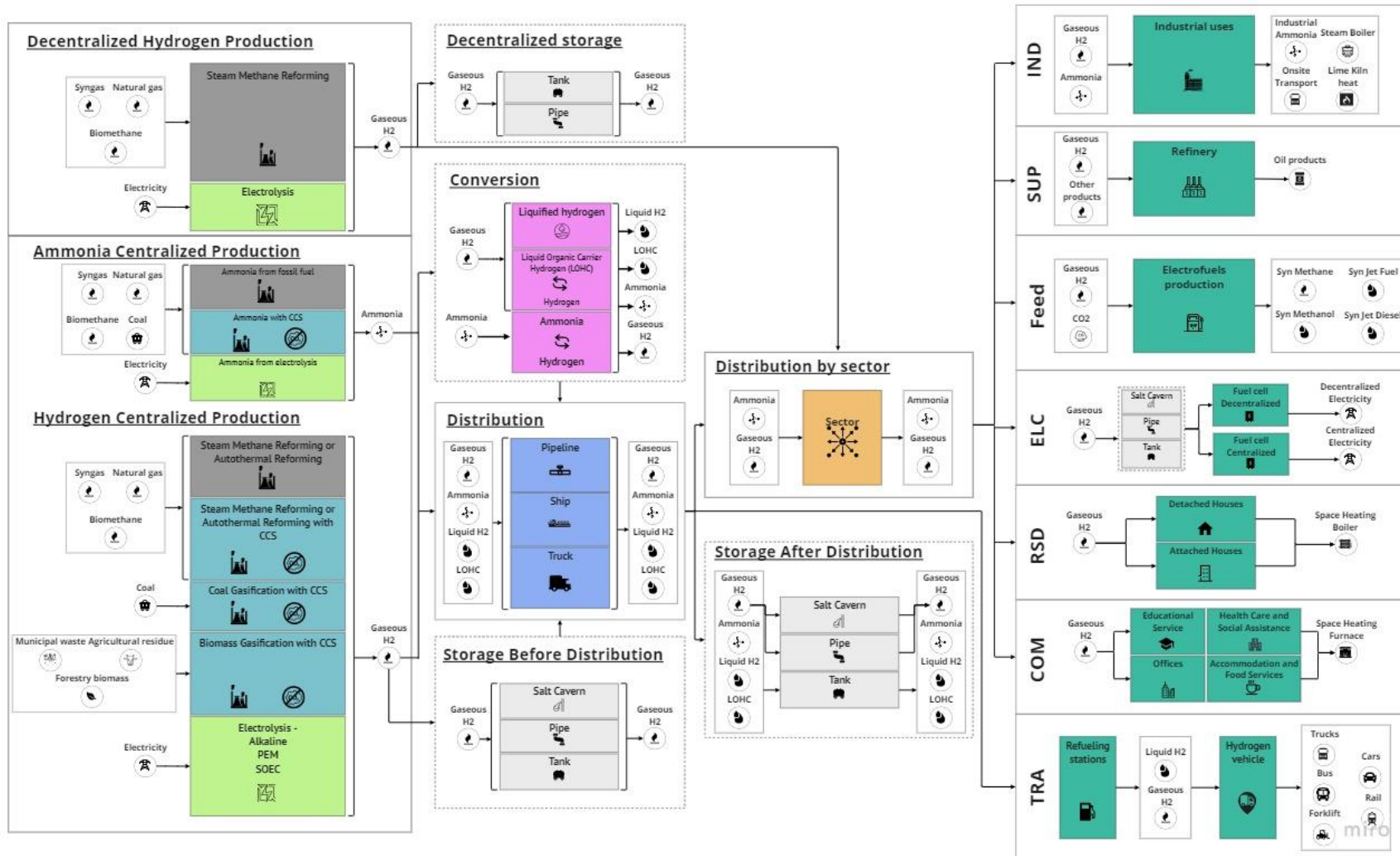
Le modèle NATEM représente la plupart des principales technologies à faible émissions de carbone qui devraient être disponibles au moins pendant la première moitié du 21^e siècle. Le modèle NATEM simule l'atténuation en tenant compte du remplacement des technologies à forte émission de carbone par des technologies à faible émission de carbone en fonction de leurs coûts relatifs, ainsi que des contraintes en matière d'émissions et/ou des prix du carbone. Il permet de saisir en particulier les substitutions de formes d'énergie (p. ex., le passage à des combustibles à faible émission de carbone) et de technologies énergétiques (p. ex., l'utilisation de véhicules électriques à batterie au lieu de véhicules équipés d'un moteur à combustion interne fonctionnant avec des combustibles conventionnels) afin de se conformer aux objectifs en matière d'électricité renouvelable ou de politique climatique. Le modèle NATEM a également la capacité d'estimer la réponse, basée sur les prix, de ces demandes de services énergétiques aux conditions changeantes des scénarios dans lesquels l'atténuation se produit, par le biais d'un ensemble d'élasticités de la demande par rapport aux prix.

La modèle NATEM fonctionne principalement en précisant un prix pour les GES (p. ex., une taxe sur le carbone) ou une limite de GES (p. ex., un plafond, un objectif ou une contrainte en matière d'émission de carbone) dans une ou plusieurs régions, ou pour toutes les régions simultanément. En outre, les politiques et mesures suivantes peuvent être mises en œuvre : subventions ou taxes sur certaines technologies, normes en matière de portefeuille d'énergies renouvelables, contenu minimal renouvelable de carburant conventionnel, programmes d'élimination progressive et moratoires sur les types d'énergie (p. ex., le nucléaire ou le charbon), projections du taux de croissance des investissements, etc.

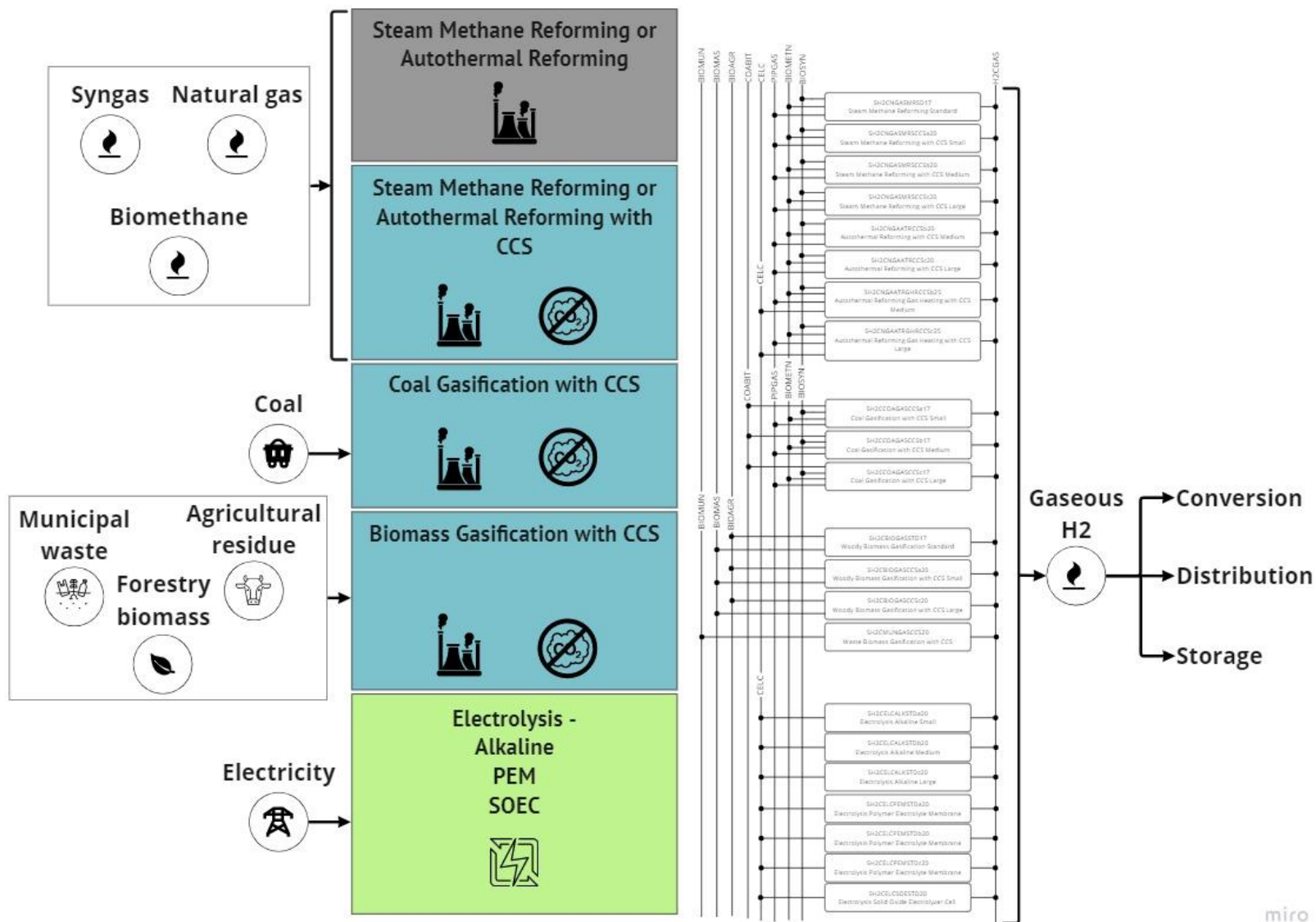
Cela permet au modèle NATEM de réaliser un certain nombre d'études relatives à la politique énergétique et climatique. Le modèle NATEM a été utilisé pour évaluer les conséquences de la réalisation d'objectifs ambitieux en matière d'atténuation des émissions de GES sur la configuration et le coût de la filière énergétique, dans le cadre de nombreuses hypothèses économiques et techniques différentes. Les résultats du modèle NATEM ont été utilisés par des décideurs d'organisations publiques et privées pour : i) élaborer des plans d'action sur le climat, avec des séquences optimales pour l'introduction de mesures d'atténuation, ii) identifier des priorités de recherche stratégique pour réduire les coûts d'atténuation tout en contribuant au développement économique, iii) préparer des perspectives énergétiques canadiennes, y compris des scénarios d'émissions nettes zéro, iv) préparer des plans d'action technologiques, v) évaluer les impacts économiques et environnementaux des projets énergétiques, vi) analyser les questions de sécurité énergétique. Les résultats sur différents sujets ont également été validés dans de nombreuses revues réputées approuvées par leurs pairs.

Annexe B – L'hydrogène dans le modèle NATEM

Les graphiques suivants sont des exemples non exhaustifs de la représentation de l'hydrogène dans le modèle NATEM. Toutes les technologies de l'hydrogène ne sont pas présentées ici.

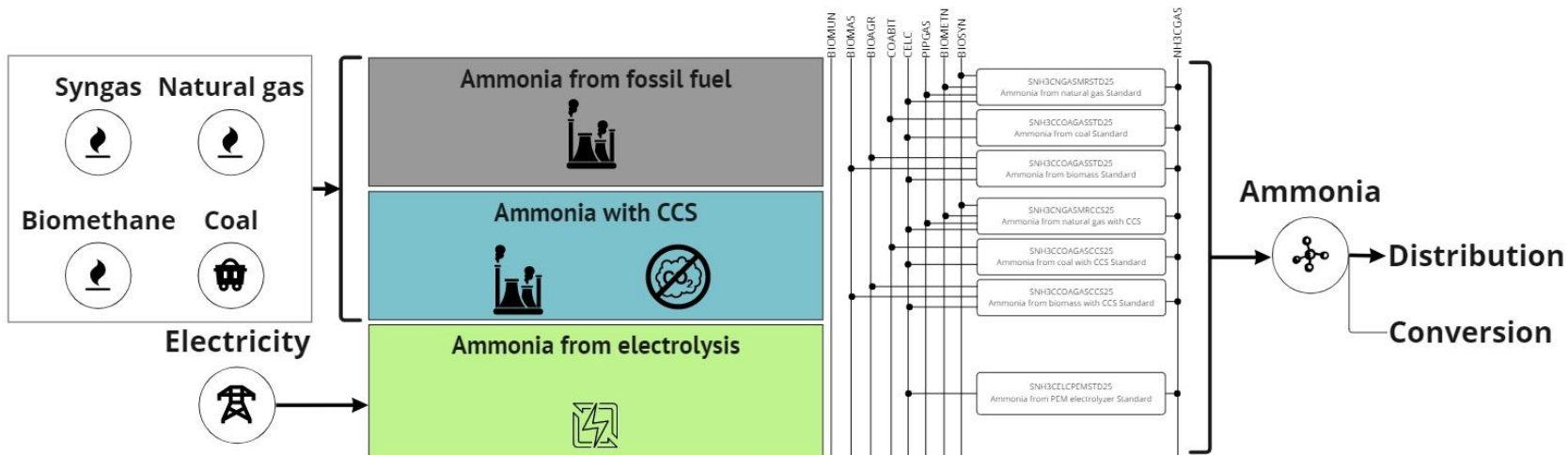


Hydrogen Centralized Production



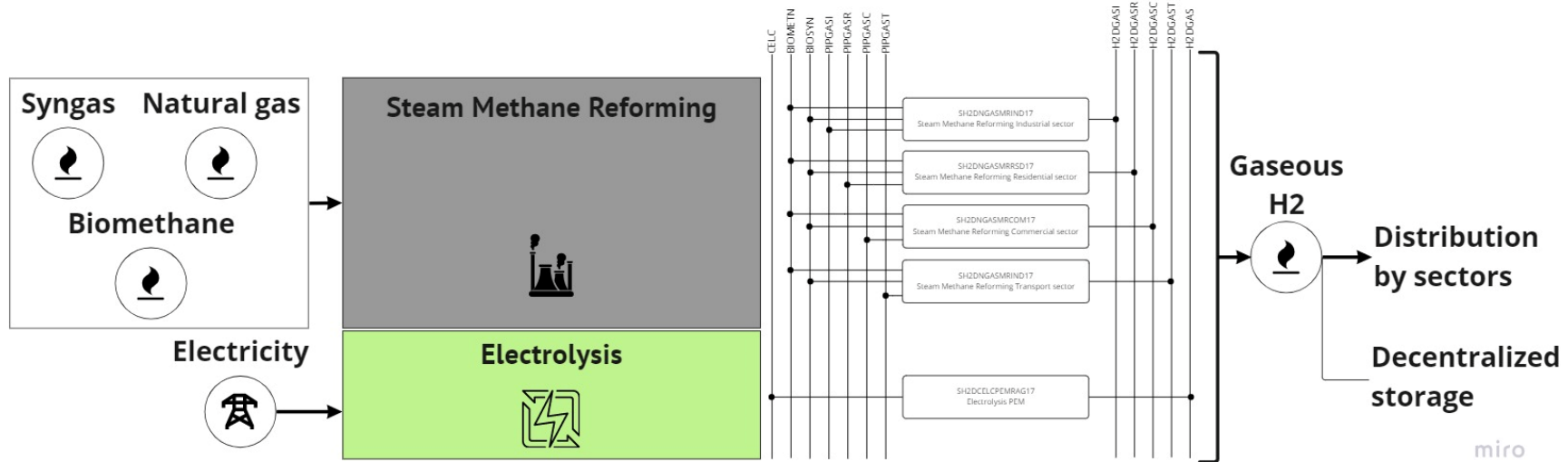
miro

Ammonia Centralized Production

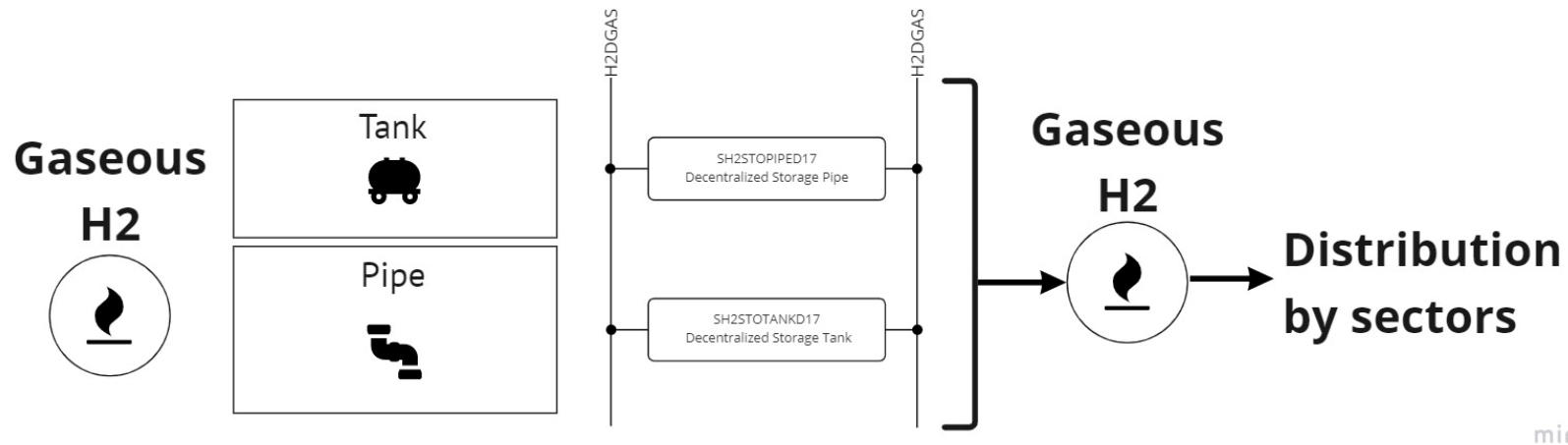


miro

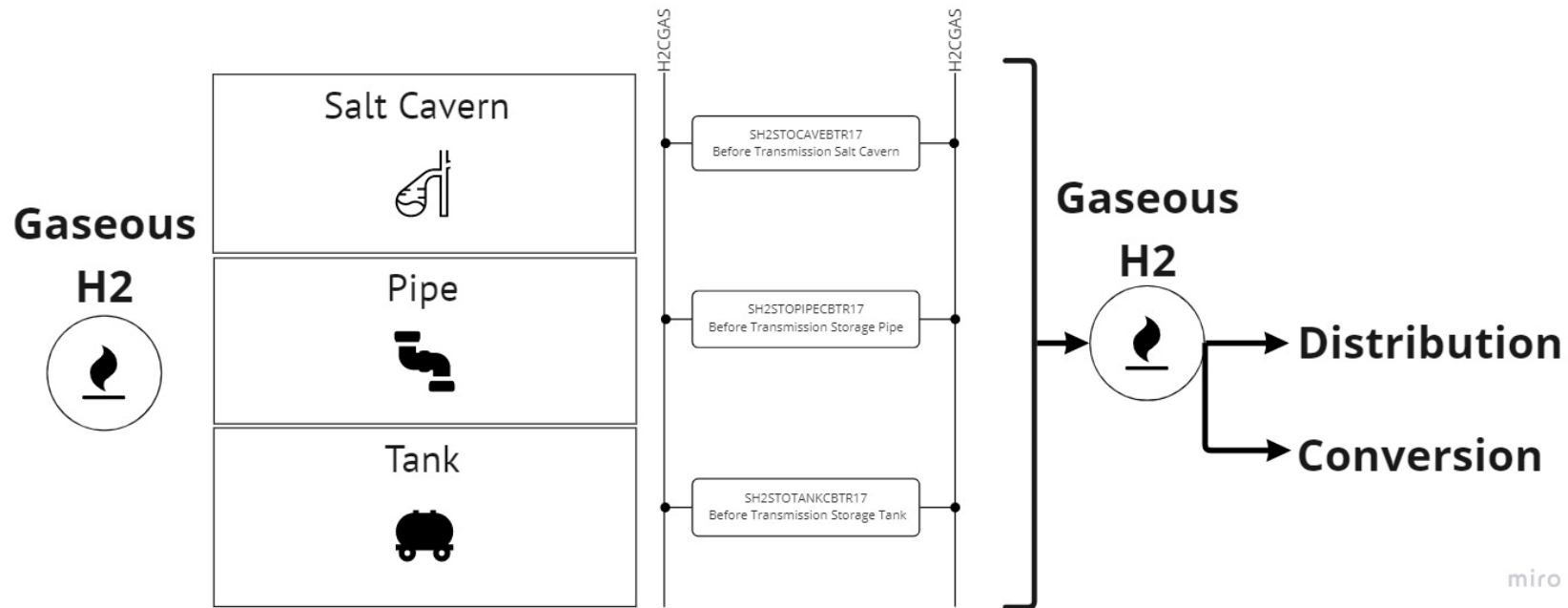
Decentralized Hydrogen Production



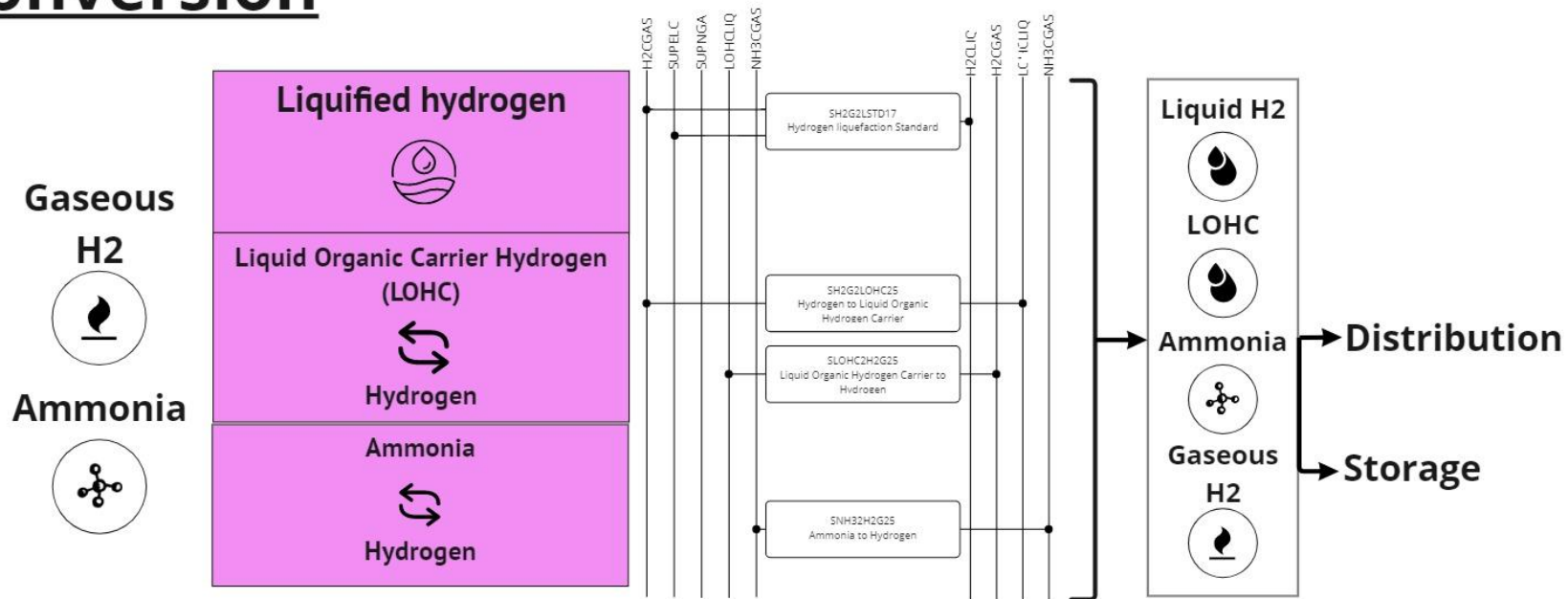
Decentralized storage



Storage Before Distribution

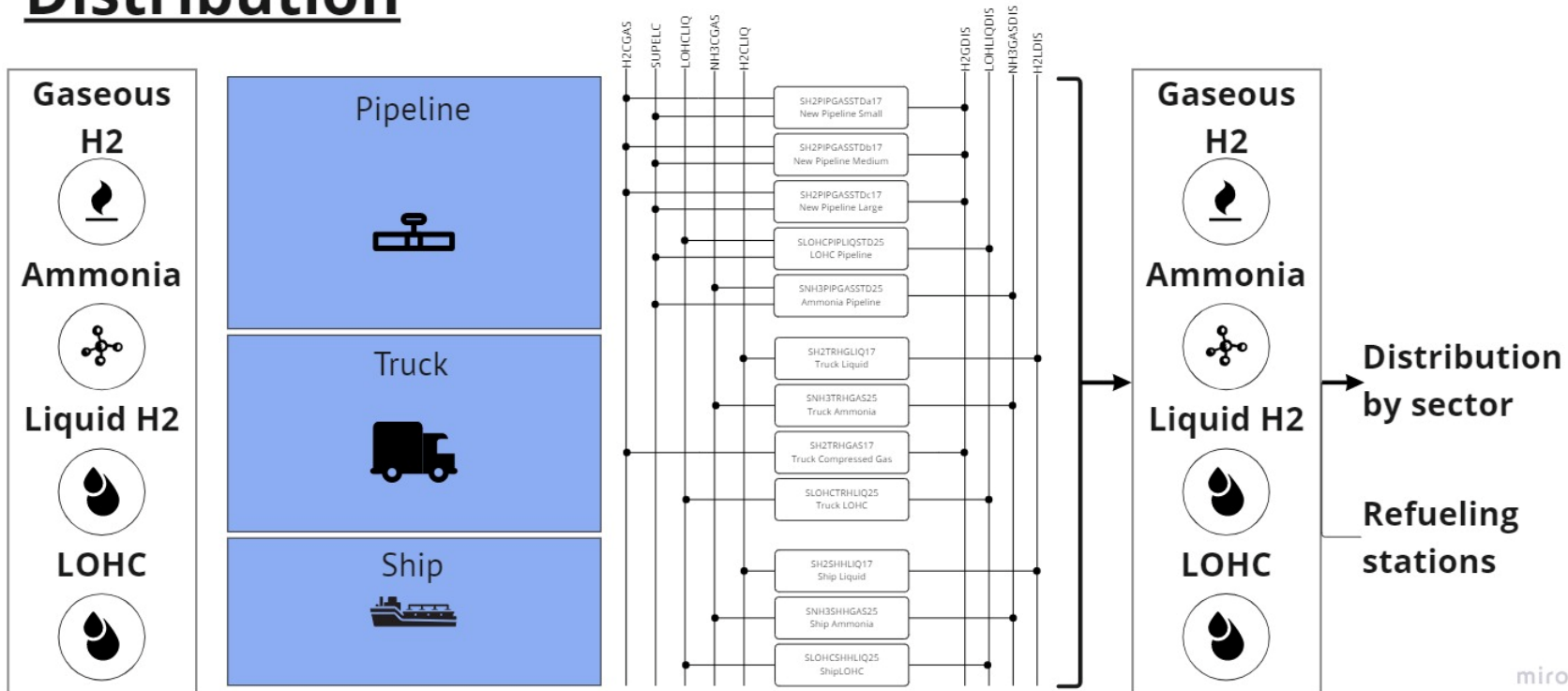


Conversion



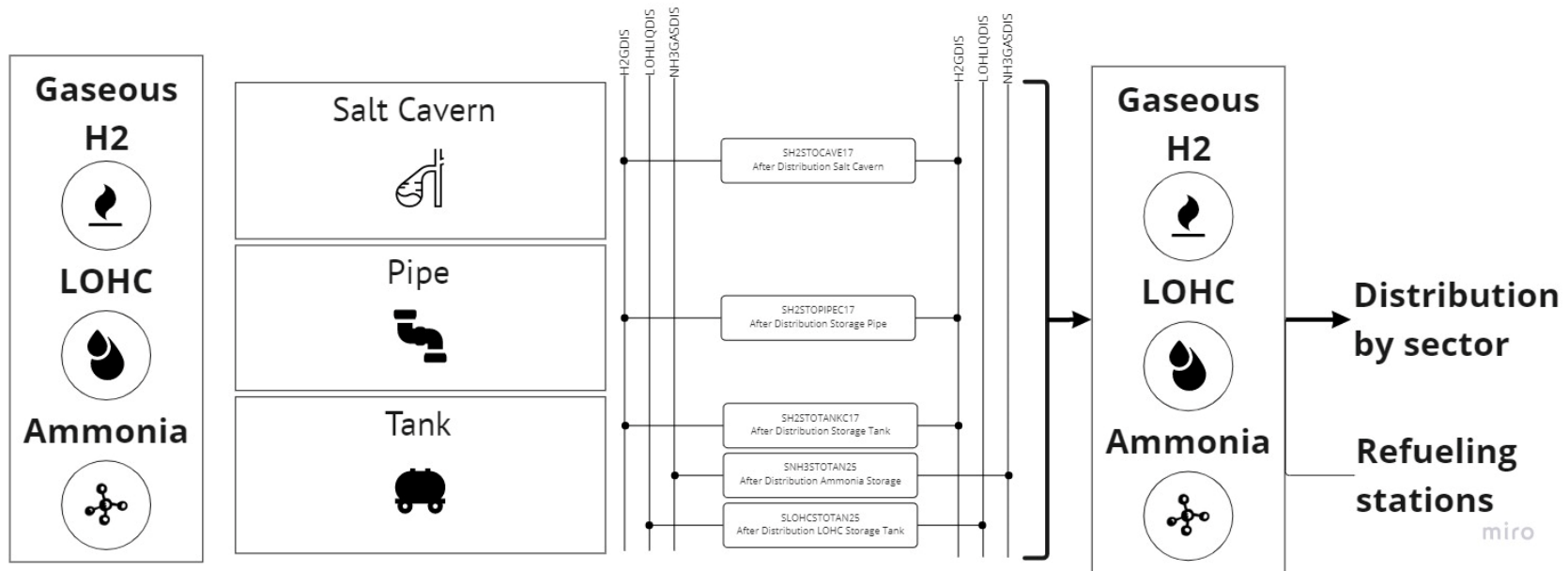
miro

Distribution

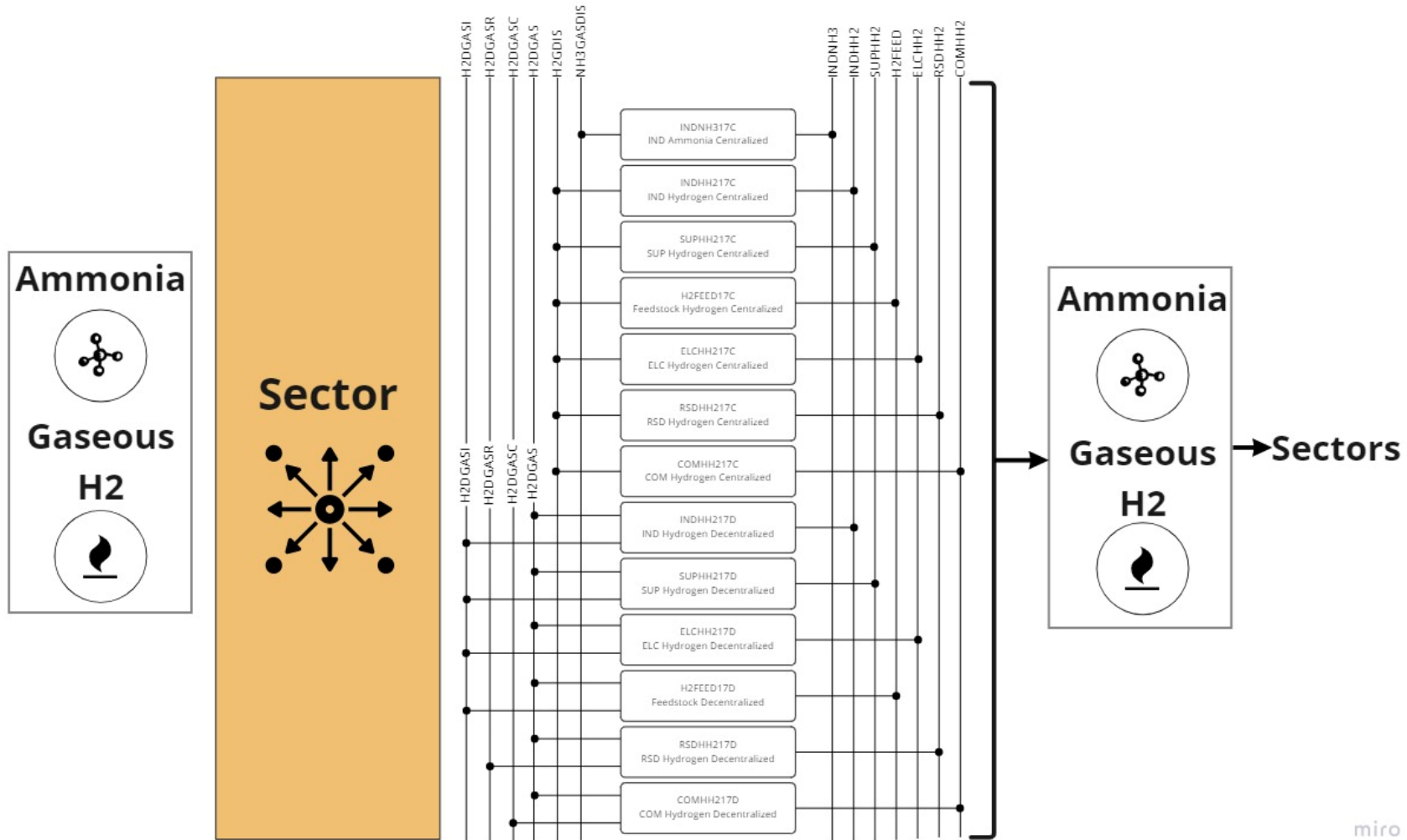


miro

Storage After Distribution

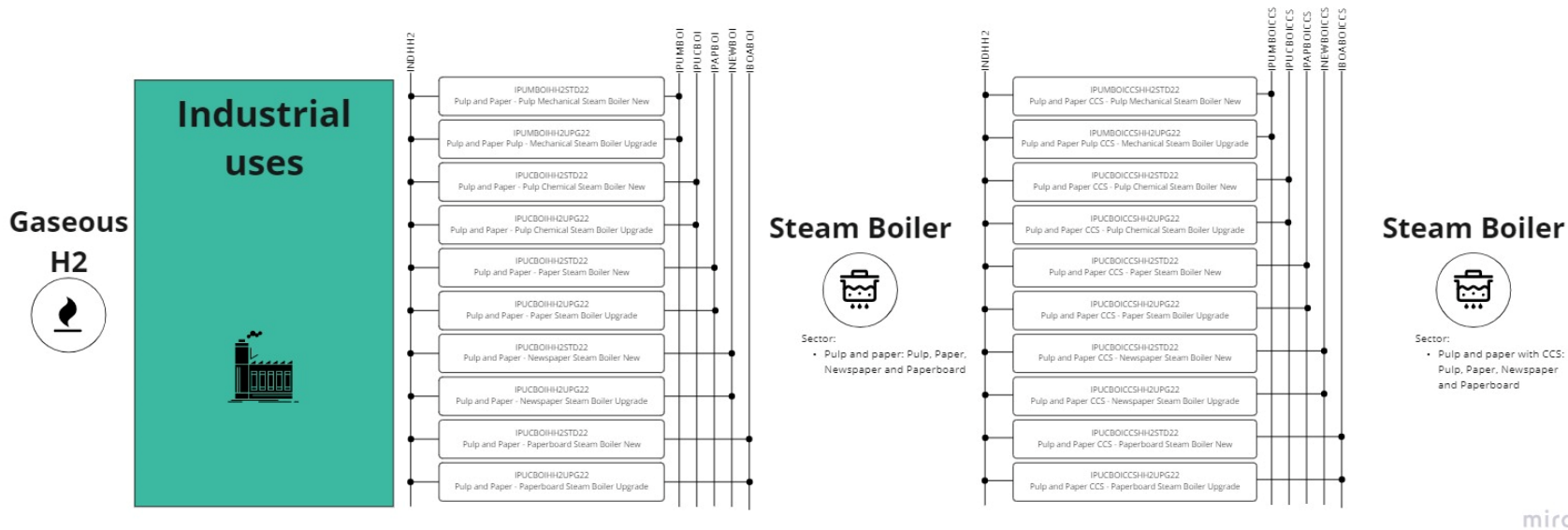


Distribution by sector

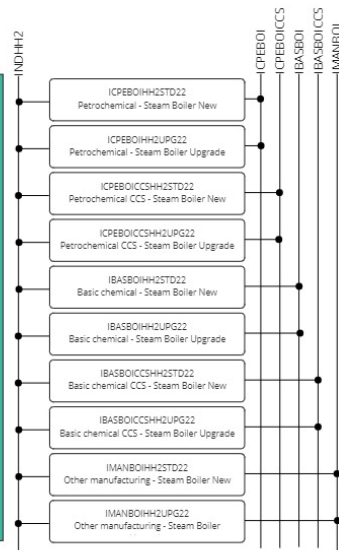
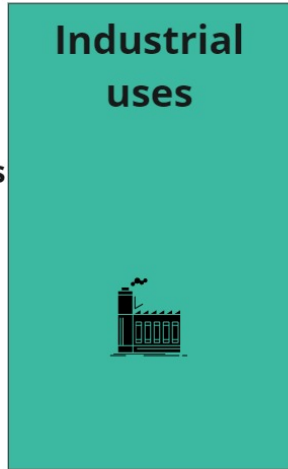


miro

Industrial sector



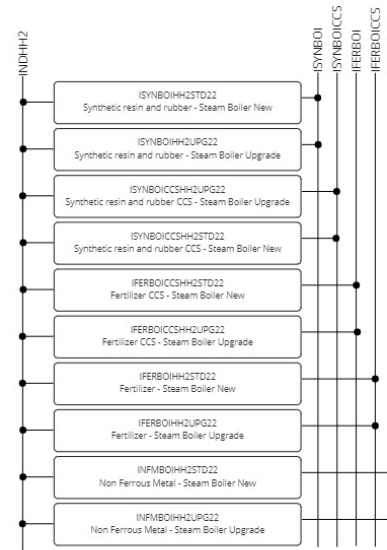
Gaseous H2



Steam Boiler



- Sector:
- Petrochemical
 - Petrochemical with CCS
 - Basic chemical
 - Basic chemical with CCS
 - Other manufacturing



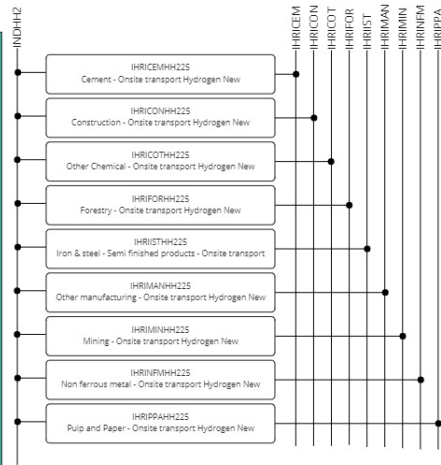
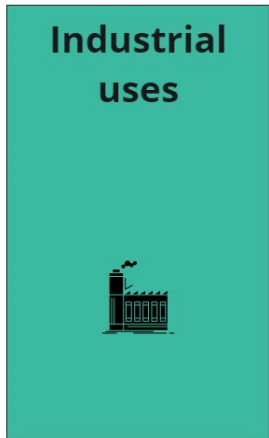
Steam Boiler



- Sector:
- Synthetic resin and rubber
 - Synthetic resin and rubber with CCS
 - Fertilizer
 - Fertilizer with CCS
 - Non ferrous metal

miro

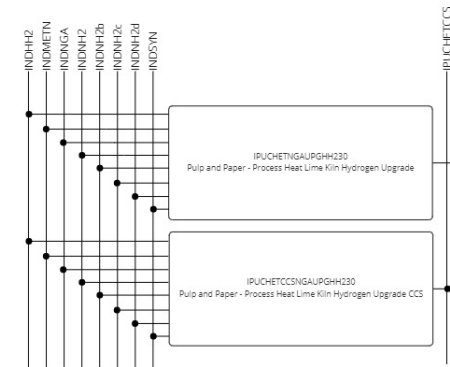
Gaseous H2



Onsite Transport



- Sector:
- Cement
 - Construction
 - Other chemical
 - Forestry
 - Iron and steel
 - Other manufacturing
 - Mining
 - Non ferrous metal
 - Pulp and paper



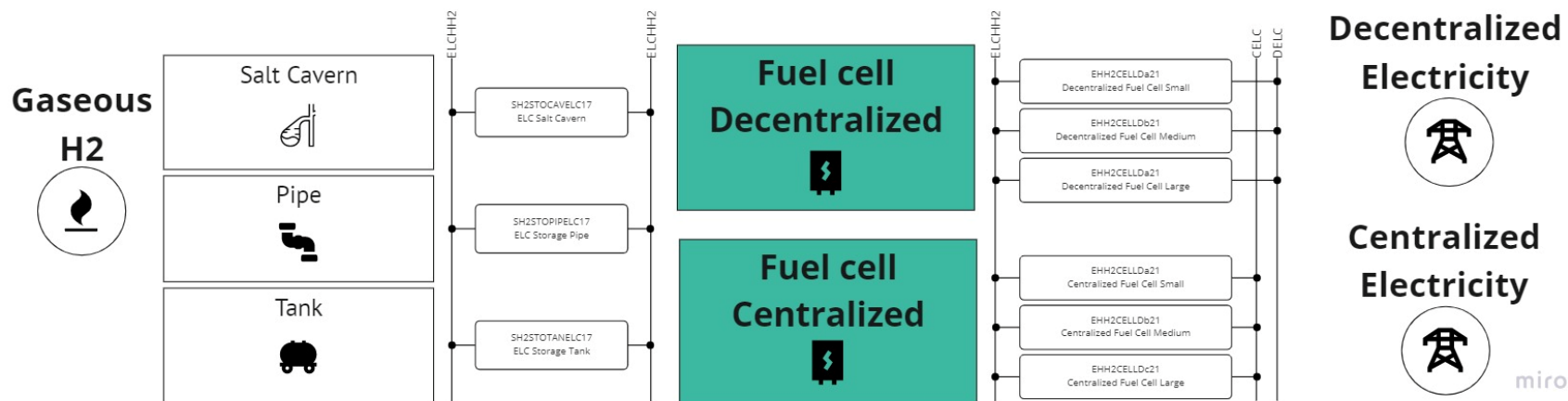
Lime Kiln heat



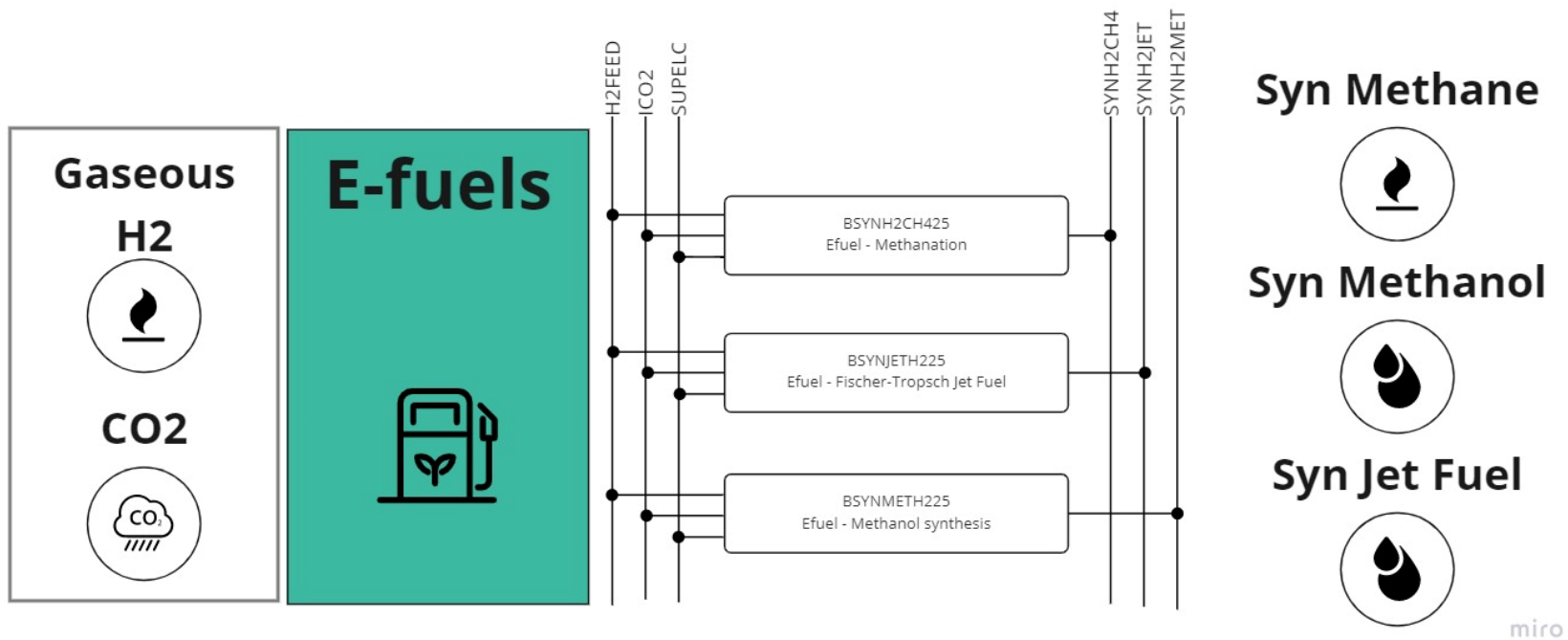
- Sector:
- Pulp and paper
 - Pulp and paper with CCS

miro

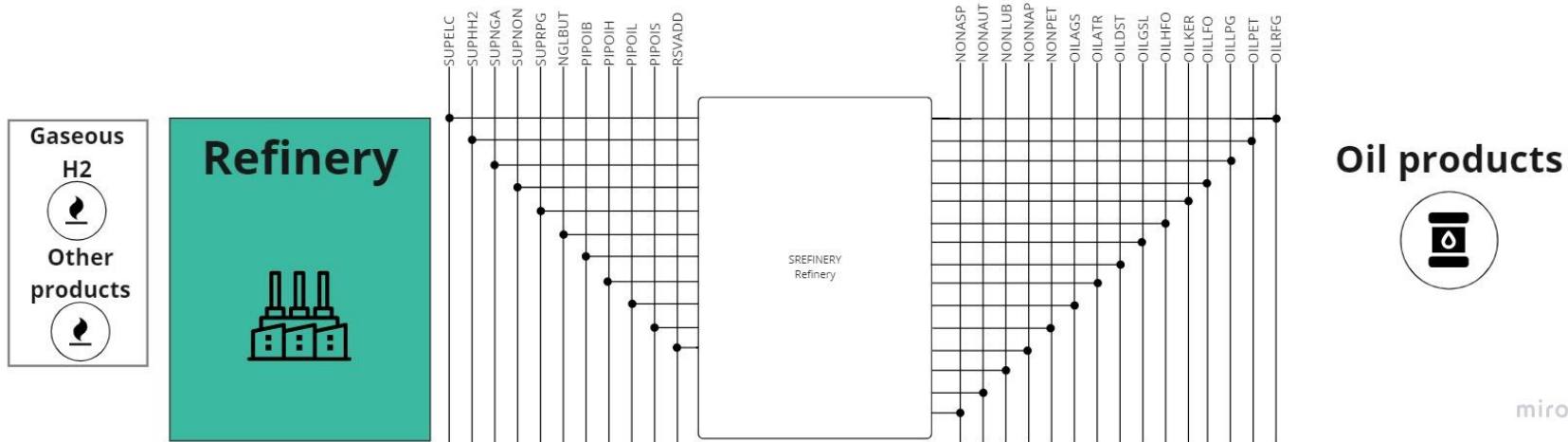
Electricity sector



Fuel sector

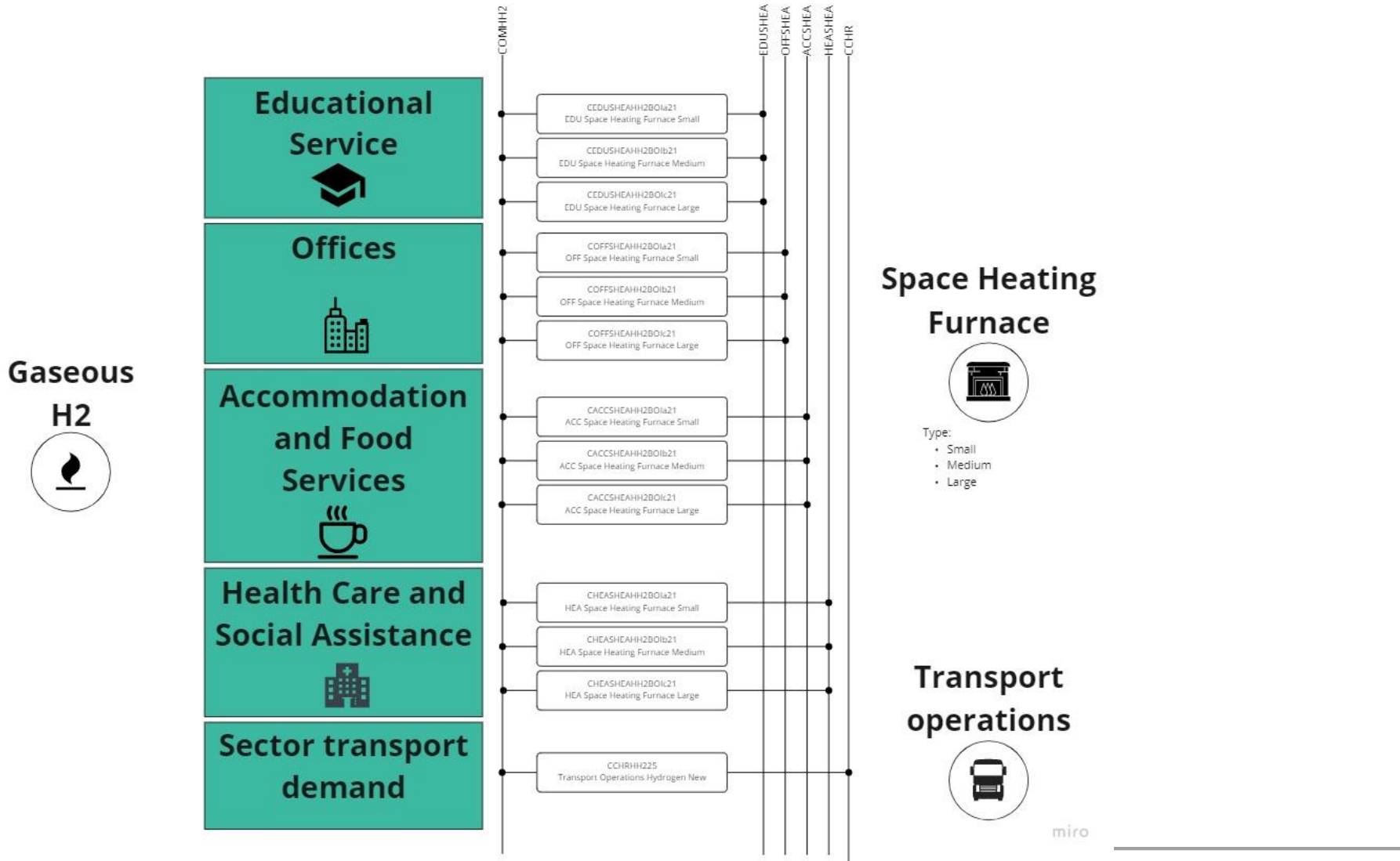


Oil & gas sector

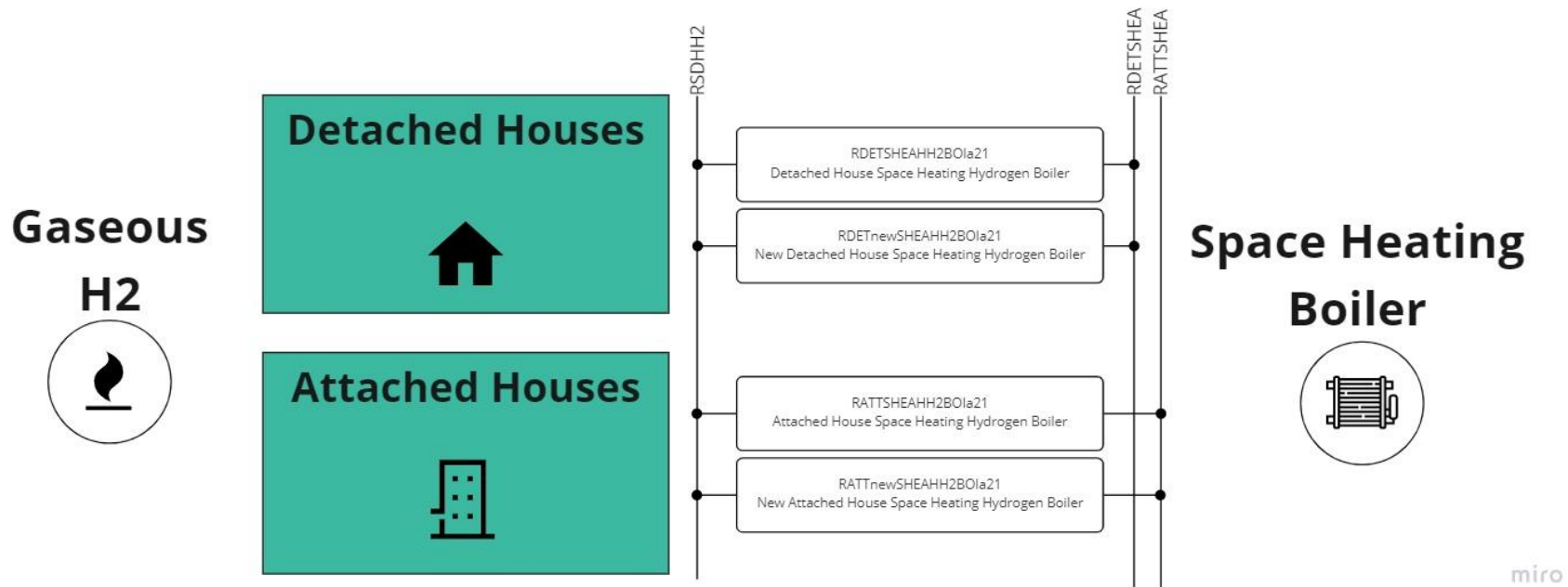


miro

Commercial sector

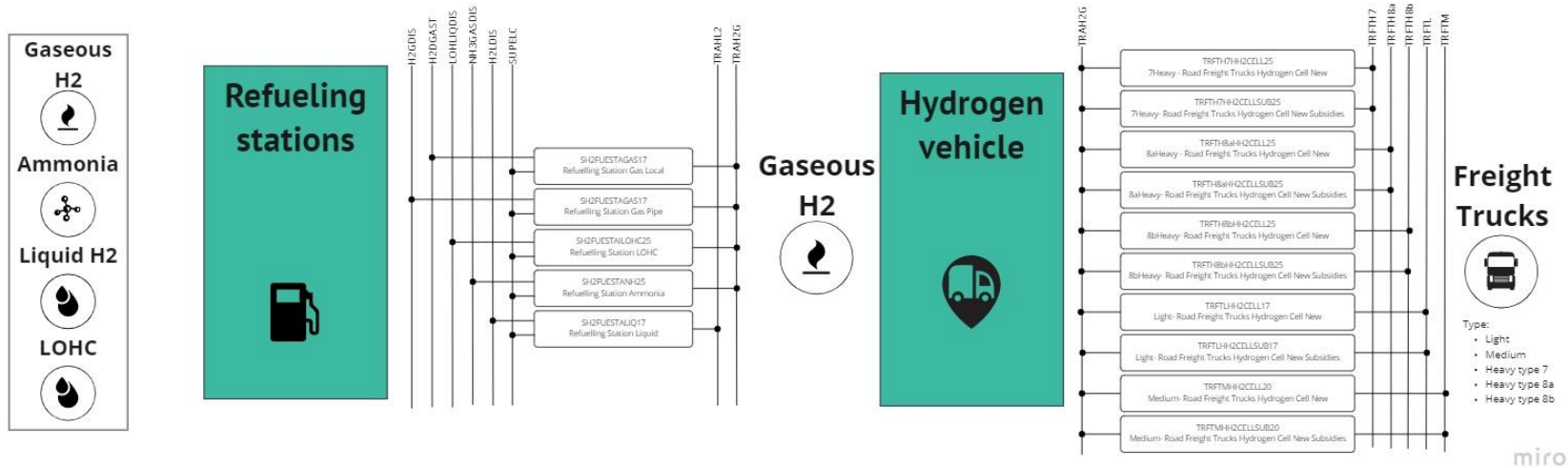


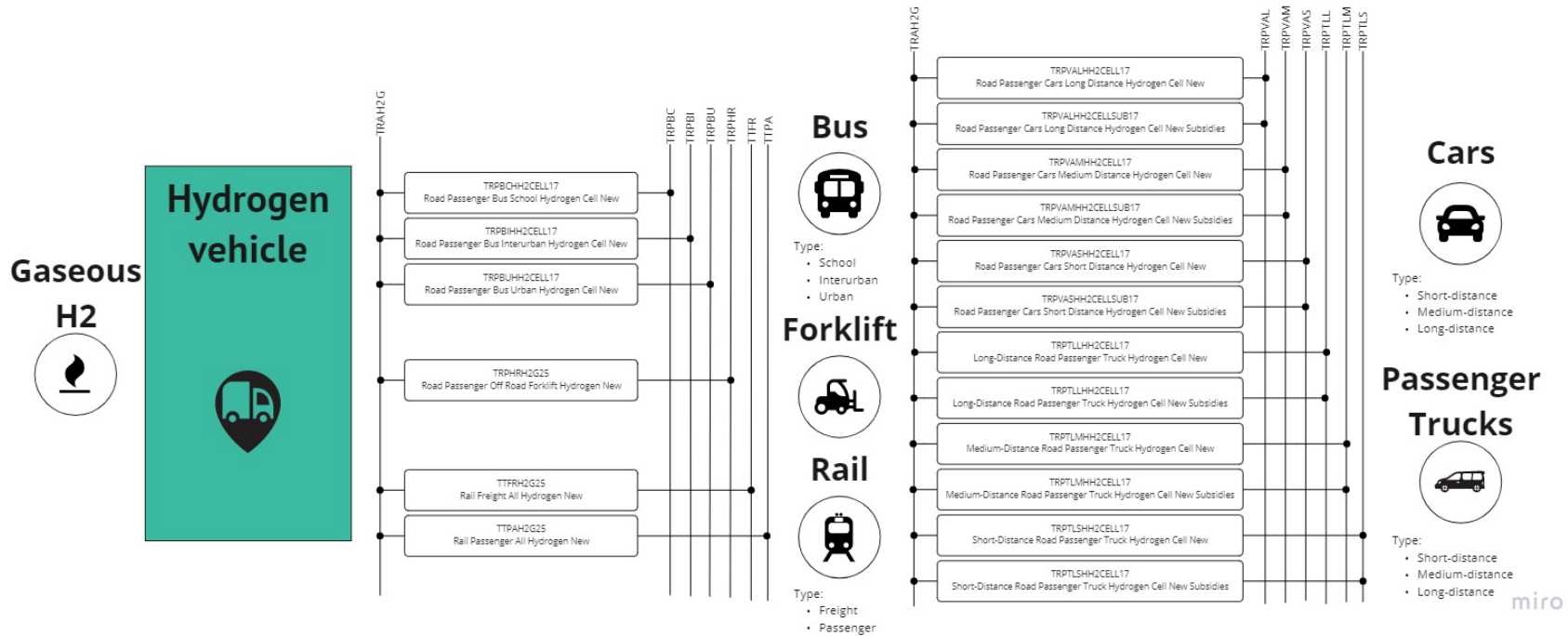
Residential sector



miro

Transport sector





Annexe C - Hypothèses relatives aux intrants - Technologies choisies

Technologies de production d'électricité

Technologie	CAD de 2022	2020	2030	2040	2050
Bioénergie					
Moteur à combustion interne fonctionnant au gaz d'enfouissement – Nouveau	\$/kW	2 893	2 437	2 254	2 072
Dédiée à la biomasse solide avec CSC – Nouveau	\$/kW	7 797	7 477	7 023	6 530
Dédiée à la biomasse solide – Nouveau	\$/kW	5 618	5 496	5 274	5 019
Dédiée à la biomasse solide avec CSC, amélioration écoénergétique – Nouveau	\$/kW	4 682	4 583	4 543	4 504
Dédiée aux granules de bois – Nouveau	\$/kW	5 618	5 496	5 274	5 019
Énergie géothermique					
Systèmes géothermiques binaires profonds avancés – Nouveau	\$/kW	49 009	46 613	44 334	42 167
Systèmes géothermiques profonds avancés par flash – Nouveau	\$/kW	22 042	20 964	19 939	18 964
Systèmes géothermiques binaires avancés près des sources hydrothermales – Nouveau	\$/kW	49 009	46 613	44 334	42 167
Systèmes géothermiques avancés près des sources hydrothermales par flash – Nouveau	\$/kW	22 042	20 964	19 939	18 964
Cycle binaire hydrothermal – Nouveau	\$/kW	8 286	7 881	7 495	7 129
Binaire hydrothermal à vaporisation par flash – Nouveau	\$/kW	6 423	6 109	5 810	5 526
Hydroélectricité					
Grande centrale hydroélectrique au fil de l'eau – Nouveau	\$/kW	4 528	4 528	4 528	4 528
Petite centrale hydroélectrique au fil de l'eau – Nouveau	\$/kW	7 066	7 066	7 066	7 066
Grand barrage hydroélectrique conventionnel – Nouveau*	\$/kW	7 054	7 054	7 054	7 054
Grand barrage hydroélectrique conventionnel – Nouveau*	\$/kW	8 977	8 977	8 977	8 977
Grand barrage hydroélectrique conventionnel – Nouveau*	\$/kW	10 260	10 260	10 260	10 260
Grand barrage hydroélectrique conventionnel – Nouveau*	\$/kW	12 825	12 825	12 825	12 825
Grand barrage hydroélectrique conventionnel – Nouveau*	\$/kW	19 237	19 237	19 237	19 237

Combustible fossile					
Moteur diesel alternatif – Nouveau	\$/kW	1 199	1 199	1 199	1 199
Turbine à gaz à cycle combiné + CSC – Nouveau	\$/kW	5 318	4 996	4 844	4 694
Turbine à gaz à cycle combiné – Nouveau	\$/kW	1 329	1 249	1 211	1 173
Turbine à gaz à cycle simple – Nouveau	\$/kW	1 353	1 249	1 209	1 173
Charbon pulvérisé ultra supercritique + CSC (30 %) – Nouveau	\$/kW	7 613	7 254	6 911	6 525
Charbon pulvérisé ultrasupercritique + CSC (90 %) – Nouveau	\$/kW	8 419	8 022	7 643	7 215
Charbon pulvérisé ultrasupercritique + CSC, amélioration écoénergétique – Nouveau	\$/kW	3 601	3 525	3 495	3 465
Énergie nucléaire					
Réacteur avancé – Nouveau	\$/kW	9 096	8 727	8 554	8 383
Petit réacteur modulaire – Nouveau	\$/kW		8 592	7 687	6 783
Les océans					
Grande centrale de conversion de l'énergie thermique des mers – Nouveau	\$/kW	25 040	25 040	25 040	25 040
Moyenne centrale de conversion de l'énergie thermique des mers – Nouveau	\$/kW	55 952	55 952	55 952	55 952
Courant de marée – Nouveau	\$/kW	8 405	5 094	5 094	5 094
Conversion de l'énergie des vagues – Nouveau	\$/kW	12 734	7 131	7 131	7 131
Énergie solaire					
Photovoltaïque 1 axe – Nouveau*	\$/kW	1 589	1 274	1 133	1 010
Photovoltaïque 1 axe – Nouveau*	\$/kW	1 747	1 401	1 246	1 111
Photovoltaïque 1 axe – Nouveau*	\$/kW	2 097	1 681	1 495	1 333
Photovoltaïque 2 axes – Nouveau*	\$/kW	2 127	1 706	1 517	1 353
Photovoltaïque 2 axes – Nouveau*	\$/kW	2 340	1 876	1 668	1 488
Photovoltaïque 2 axes – Nouveau*	\$/kW	2 808	2 251	2 002	1 785
Photovoltaïque solaire sur toiture commerciale, décentralisé – Nouveau	\$/kW	2 399	1 873	1 697	1 499
Photovoltaïque solaire sur toiture résidentielle, décentralisé – Nouveau	\$/kW	3 763	2 111	1 710	1 604
Vent					
Fixe au large – Nouveau	\$/kW	4 430	3 197	2 307	1 665
Structure flottante au large – Nouveau	\$/kW	6 160	4 030	2 637	1 725

Grande éolienne terrestre conventionnelle – Nouveau	\$/kW	1 801	1 517	1 403	1 290
Moyenne éolienne terrestre conventionnelle – Nouveau	\$/kW	2 239	1 836	1 636	1 433
Petite éolienne terrestre conventionnelle – Nouveau	\$/kW	2 294	1 880	1 697	1 710
Stockage					
Accumulateur à pic au plomb-acide – centralisé	\$/kW	6 617	5 211	4 880	4 797
Accumulateur à pic aux ions de lithium – centralisé	\$/kW	3 960	1 656	1 152	1 008
Accumulateur à pic sodium-soufre – centralisé	\$/kW	8 465	5 341	3 930	3 325
Accumulateur à pic aux ions de lithium commercial – centralisé	\$/kW	1 924	1 214	1 063	911
Accumulateur à pic de type flux redox au vanadium – centralisé	\$/kW	6 344	3 366	2 460	2 201
Air comprimé, saisonnier – centralisé	\$/kW	2 776	2 776	2 803	2 831
Volant d'inertie à pic – centralisé	\$/kW	4 310	2 719	2 001	1 693
Accumulation par pompage à pic – centralisée	\$/kW	4 683	4 683	4 730	4 777
Accumulation par pompage saisonnier – centralisé**		non rentable actuellement			
Accumulateur commercial à pic – décentralisée	\$/kW	1 793	1 132	990	849
Accumulateur résidentiel à pic – décentralisée	\$/kW	880	556	486	417
Appartements thermiques à pic avec circuit d'air résidentiel, unité pour une pièce – décentralisé	\$/kW	3 254	3 061	2 880	2 710
Maisons contiguës thermiques à pic avec circuit d'air résidentiel, unité pour la maison – décentralisé	\$/kW	761	716	673	634
Maisons contiguës thermiques à pic avec circuit d'air résidentiel, unité pour une pièce – décentralisé	\$/kW	3 254	3 061	2 880	2 710
Maisons individuelles thermiques à pic avec circuit d'air résidentiel, unité pour la maison – décentralisé	\$/kW	761	716	673	634
Maisons individuelles thermiques à pic avec circuit d'air résidentiel, unité pour une pièce – décentralisé	\$/kW	3 254	3 061	2 880	2 710

* Étapes de la courbe d'offre; moyenne canadienne (variable dans le modèle selon les provinces)

** Cette technologie n'est pas encore commercialement viable, selon CANMET

Production, conversion et transport d'hydrogène et d'ammoniac

CEN – Centralisé

DCN – Décentralisé

LOHC – Liquid Organic Hydrogen Carrier (Transporteurs organiques liquides d'hydrogène)	CAD de 2022	Scénario	2020	2030	2040	2050
Hydrogène utilisant la gazéification de la biomasse avec CSC, bois, petit - CEN	\$/kW	Favorable		3 711	3 447	3 281
Hydrogène utilisant la gazéification de la biomasse avec CSC, bois, petit - CEN	\$/kW	Défavorable		5 551	5 551	5 551
Hydrogène utilisant la gazéification de la biomasse avec CSC, bois, petit - CEN	\$/kW	Neutre	5 810	5 301	4 925	4 688
Hydrogène utilisant la gazéification de la biomasse avec CSC, bois, grand - CEN	\$/kW	Favorable		1 615	1 504	1 435
Hydrogène utilisant la gazéification de la biomasse avec CSC, bois, grand - CEN	\$/kW	Défavorable		2 430	2 430	2 430
Hydrogène utilisant la gazéification de la biomasse avec CSC, bois, grand - CEN	\$/kW	Neutre	2 802	2 548	2 377	2 260
Hydrogène utilisant la gazéification de la biomasse, bois – CEN	\$/kW	Favorable		1 453	1 417	1 417
Hydrogène utilisant la gazéification de la biomasse, bois – CEN	\$/kW	Défavorable		1 472	1 472	1 472
Hydrogène utilisant la gazéification de la biomasse, bois – CEN	\$/kW	Neutre	1 490	1 453	1 417	1 417
Électrolyse de l'hydrogène, alcalin, petit - CEN	\$/kW	Favorable		555	446	391
Électrolyse de l'hydrogène, alcalin, petit - CEN	\$/kW	Défavorable		1 031	1 031	1 031
Électrolyse de l'hydrogène, alcalin, petit - CEN	\$/kW	Neutre	1 269	793	637	558
Électrolyse de l'hydrogène, alcalin, moyen – CEN	\$/kW	Favorable		485	390	341
Électrolyse de l'hydrogène, alcalin, moyen – CEN	\$/kW	Défavorable		900	900	900
Électrolyse de l'hydrogène, alcalin, moyen – CEN	\$/kW	Neutre	1 108	693	556	488
Électrolyse de l'hydrogène, alcalin, grand - CEN	\$/kW	Favorable		439	352	309
Électrolyse de l'hydrogène, alcalin, grand - CEN	\$/kW	Défavorable		815	815	815
Électrolyse de l'hydrogène, alcalin, grand - CEN	\$/kW	Neutre	1 003	627	503	441
Électrolyse de l'hydrogène, MEP, petit - CEN	\$/kW	Favorable		777	624	547
Électrolyse de l'hydrogène, MEP, petit - CEN	\$/kW	Défavorable		1 428	1 428	1 428
Électrolyse de l'hydrogène, MEP, petit - CEN	\$/kW	Neutre	1 745	1 110	892	782
Électrolyse de l'hydrogène, MEP, moyen – CEN	\$/kW	Favorable		539	433	379

Électrolyse de l'hydrogène, MEP, moyen – CEN	\$/kW	Défavorable		990	990	990
Électrolyse de l'hydrogène, MEP, moyen – CEN	\$/kW	Neutre	1 210	770	618	542
Électrolyse de l'hydrogène, MEP, grand - CEN	\$/kW	Favorable		466	375	328
Électrolyse de l'hydrogène, MEP, grand - CEN	\$/kW	Défavorable		857	857	857
Électrolyse de l'hydrogène, MEP, grand - CEN	\$/kW	Neutre	1 047	666	535	469
Électrolyse de l'hydrogène, cellule d'électrolyse à oxyde solide, standard – CEN	\$/kW	Favorable		1 343	1 079	945
Électrolyse de l'hydrogène, cellule d'électrolyse à oxyde solide, standard – CEN	\$/kW	Défavorable		2 362	2 362	2 362
Électrolyse de l'hydrogène, cellule d'électrolyse à oxyde solide, standard – CEN	\$/kW	Neutre	3 153	1 919	1 541	1 351
Hydrogène par gazéification de la biomasse avec CSC, déchets, grand - CEN	\$/kW	Favorable		2 574	2 353	2 186
Hydrogène par gazéification de la biomasse avec CSC, déchets, grand - CEN	\$/kW	Défavorable		3 899	3 899	3 899
Hydrogène par gazéification de la biomasse avec CSC, déchets, grand - CEN	\$/kW	Neutre	4 361	3 887	3 544	3 301
Hydrogène par reformage autothermique à partir de gaz naturel avec CSC, moyen – CEN	\$/kW	Favorable		1 696	1 463	1 289
Hydrogène par reformage autothermique à partir de gaz naturel avec CSC, moyen – CEN	\$/kW	Défavorable		1 936	1 936	1 936
Hydrogène par reformage autothermique à partir de gaz naturel avec CSC, moyen – CEN	\$/kW	Neutre	2 038	1 834	1 581	1 393
Hydrogène par reformage autothermique à partir de gaz naturel avec CSC, grand - CEN	\$/kW	Favorable		1 309	1 129	994
Hydrogène par reformage autothermique à partir de gaz naturel avec CSC, grand - CEN	\$/kW	Défavorable		1 494	1 494	1 494
Hydrogène par reformage autothermique à partir de gaz naturel avec CSC, grand - CEN	\$/kW	Neutre	1 572	1 415	1 220	1 075
Hydrogène par reformage autothermique à partir de gaz naturel avec CSC, chauffage au gaz, moyen – CEN	\$/kW	Favorable		1 256	1 083	954
Hydrogène par reformage autothermique à partir de gaz naturel avec CSC, chauffage au gaz, moyen – CEN	\$/kW	Défavorable		1 433	1 433	1 433
Hydrogène par reformage autothermique à partir de gaz naturel avec CSC, chauffage au gaz, moyen – CEN	\$/kW	Neutre	1 632	1 469	1 267	1 116
Hydrogène par reformage autothermique à partir de gaz naturel avec CSC, chauffage au gaz, grand - CEN	\$/kW	Favorable		999	861	759
Hydrogène par reformage autothermique à partir de gaz naturel avec CSC, chauffage au gaz, grand - CEN	\$/kW	Défavorable		1 140	1 140	1 140

Hydrogène par reformage autothermique à partir de gaz naturel avec CSC, chauffage au gaz, grand - CEN	\$/kW	Neutre	1 259	1 134	977	861
Hydrogène par reformage du méthane à la vapeur en utilisant du gaz naturel avec CSC, petit - CEN	\$/kW	Favorable		1 524	1 342	1 182
Hydrogène par reformage du méthane à la vapeur en utilisant du gaz naturel avec CSC, petit - CEN	\$/kW	Défavorable		1 727	1 727	1 727
Hydrogène par reformage du méthane à la vapeur en utilisant du gaz naturel avec CSC, petit - CEN	\$/kW	Neutre	2 300	2 026	1 785	1 572
Hydrogène par reformage du méthane à la vapeur en utilisant du gaz naturel avec CSC, moyen – CEN	\$/kW	Favorable		1 167	1 028	906
Hydrogène par reformage du méthane à la vapeur en utilisant du gaz naturel avec CSC, moyen – CEN	\$/kW	Défavorable		1 323	1 323	1 323
Hydrogène par reformage du méthane à la vapeur en utilisant du gaz naturel avec CSC, moyen – CEN	\$/kW	Neutre	1 762	1 552	1 367	1 205
Hydrogène par reformage du méthane à la vapeur en utilisant du gaz naturel avec CSC, grand - CEN	\$/kW	Favorable		965	850	749
Hydrogène par reformage du méthane à la vapeur en utilisant du gaz naturel avec CSC, grand - CEN	\$/kW	Défavorable		1 094	1 094	1 094
Hydrogène par reformage du méthane à la vapeur en utilisant du gaz naturel avec CSC, grand - CEN	\$/kW	Neutre	1 457	1 284	1 131	996
Hydrogène par reformage du méthane à la vapeur en utilisant du gaz naturel avec moins de CSC, petit - CEN	\$/kW	Neutre	1 840	1 621	1 428	1 258
Hydrogène par reformage du méthane à la vapeur en utilisant du gaz naturel avec moins de CSC, moyen – CEN	\$/kW	Neutre	1 410	1 242	1 094	964
Hydrogène par reformage du méthane à la vapeur en utilisant du gaz naturel avec moins de CSC, grand - CEN	\$/kW	Neutre	1 166	1 027	905	797
Hydrogène par reformage du méthane à la vapeur en utilisant du gaz naturel, standard – CEN	\$/kW	Neutre	660	660	660	660
Sous-produit de l'hydrogène, standard, usineA – DCN	\$/kW	Neutre	536	536	536	536
Sous-produit de l'hydrogène, standard, usineB – DCN	\$/kW	Neutre	429	429	429	429
Électrolyse de l'hydrogène MEP – DCN	\$/kW	Favorable		1 108	877	877
Électrolyse de l'hydrogène MEP – DCN	\$/kW	Défavorable		1 747	1 747	1 747
Électrolyse de l'hydrogène MEP – DCN	\$/kW	Neutre	1 911	1 582	1 253	1 253
Hydrogène par reformage du méthane à la vapeur en utilisant du gaz naturel, standard – DCN	\$/kW	Neutre	1 256	1 133	1 010	1 010

Poste de ravitaillement en hydrogène, gaz comprimé, local	\$/GJ	Favorable		41	41	41
Poste de ravitaillement en hydrogène, gaz comprimé, local	\$/GJ	Défavorable		51	51	51
Poste de ravitaillement en hydrogène, gaz comprimé, local	\$/GJ	Neutre	51	51	51	51
Poste de ravitaillement en hydrogène, gaz comprimé, pipeline	\$/GJ	Favorable		41	41	41
Poste de ravitaillement en hydrogène, gaz comprimé, pipeline	\$/GJ	Défavorable		51	51	51
Poste de ravitaillement en hydrogène, gaz comprimé, pipeline	\$/GJ	Neutre	51	51	51	51
Poste de ravitaillement en hydrogène liquide	\$/GJ	Favorable		41	41	41
Poste de ravitaillement en hydrogène liquide	\$/GJ	Défavorable		51	51	51
Poste de ravitaillement en hydrogène liquide	\$/GJ	Neutre	51	51	51	51
Poste de ravitaillement en hydrogène – transporteurs d'hydrogène organique liquide	\$/GJ	Favorable		388	388	388
Poste de ravitaillement en hydrogène – transporteurs d'hydrogène organique liquide	\$/GJ	Défavorable		484	484	484
Poste de ravitaillement en hydrogène – transporteurs d'hydrogène organique liquide	\$/GJ	Neutre	484	484	484	484
Poste de ravitaillement en hydrogène – ammoniac	\$/GJ	Favorable		283	283	283
Poste de ravitaillement en hydrogène – ammoniac	\$/GJ	Défavorable		354	354	354
Poste de ravitaillement en hydrogène – ammoniac	\$/GJ	Neutre	354	354	354	354
Hydrogène vers transporteurs organiques liquides d'hydrogène	\$/GJ	Favorable		2	2	2
Hydrogène vers transporteurs organiques liquides d'hydrogène	\$/GJ	Défavorable		2	2	2
Hydrogène vers transporteurs organiques liquides d'hydrogène	\$/GJ	Neutre	2	2	2	2
Liquéfaction de l'hydrogène, standard	\$/GJ	Favorable		53	53	53
Liquéfaction de l'hydrogène, standard	\$/GJ	Défavorable		66	66	66
Liquéfaction de l'hydrogène, standard	\$/GJ	Neutre	66	66	66	66
Distribution d'hydrogène, transport par pipeline, petit - Nouveau	\$/GJ	Favorable		10	10	10
Distribution d'hydrogène, transport par pipeline, petit - Nouveau	\$/GJ	Défavorable		12	12	12
Distribution d'hydrogène, transport par pipeline, petit - Nouveau	\$/GJ	Neutre	12	12	12	12
Distribution d'hydrogène, transport par pipeline, moyen – Nouveau	\$/GJ	Favorable		29	29	29
Distribution d'hydrogène, transport par pipeline, moyen – Nouveau	\$/GJ	Défavorable		36	36	36
Distribution d'hydrogène, transport par pipeline, moyen – Nouveau	\$/GJ	Neutre	36	36	36	36
Distribution d'hydrogène, transport par pipeline, grand - Nouveau	\$/GJ	Favorable		24	24	24

Distribution d'hydrogène, transport par pipeline, grand - Nouveau	\$/GJ	Défavorable		30	30	30
Distribution d'hydrogène, transport par pipeline, grand - Nouveau	\$/GJ	Neutre	30	30	30	30
Distribution d'hydrogène, transport par pipeline, amélioration écoénergétique, petit - Nouveau	\$/GJ	Régional Amélioration écoénergétique du réseau de transport de gaz		7	7	7
Distribution d'hydrogène, transport par pipeline, amélioration écoénergétique, petit - Nouveau	\$/GJ			7	7	7
Distribution d'hydrogène, transport par pipeline, amélioration écoénergétique, petit - Nouveau	\$/GJ	Neutre				
Distribution d'hydrogène, transport par pipeline, amélioration écoénergétique, moyen- Nouveau	\$/GJ	Régional Amélioration écoénergétique du réseau de transport de gaz		21	21	21
Distribution d'hydrogène, transport par pipeline, amélioration écoénergétique, moyen – Nouveau	\$/GJ			21	21	21
Distribution d'hydrogène, transport par pipeline, amélioration écoénergétique, moyen- Nouveau	\$/GJ	Neutre				
Distribution d'hydrogène, transport par pipeline, amélioration écoénergétique, grand - Nouveau	\$/GJ	Régional Amélioration écoénergétique du réseau de transport de gaz		18	18	18
Distribution d'hydrogène, transport par pipeline, amélioration écoénergétique, grand - Nouveau	\$/GJ			18	18	18
Distribution d'hydrogène, transport par pipeline, amélioration écoénergétique, grand - Nouveau	\$/GJ	Neutre				
Distribution d'hydrogène, maritime, liquide	\$/GJ	Favorable		5	5	5
Distribution d'hydrogène, maritime, liquide	\$/GJ	Défavorable		6	6	6
Distribution d'hydrogène, maritime, liquide	\$/GJ	Neutre	6	6	6	6
Stockage d'hydrogène, caverne de sel	\$/GJ	Favorable		350	350	350
Stockage d'hydrogène, caverne de sel	\$/GJ	Défavorable		437	437	437
Stockage d'hydrogène, caverne de sel	\$/GJ	Neutre	437	437	437	437
Stockage d'hydrogène, caverne de sel, avant le transport	\$/GJ	Favorable		350	350	350
Stockage d'hydrogène, caverne de sel, avant le transport	\$/GJ	Défavorable		437	437	437

Stockage d'hydrogène, caverne de sel, avant le transport	\$/GJ	Neutre	437	437	437	437
Stockage d'hydrogène, caverne de sel, ELC	\$/GJ	Favorable		350	350	350
Stockage d'hydrogène, caverne de sel, ELC	\$/GJ	Défavorable		437	437	437
Stockage d'hydrogène, caverne de sel, ELC	\$/GJ	Neutre	437	437	437	437
Stockage d'hydrogène, canalisation de stockage	\$/GJ	Favorable		8 162	8 162	8 162
Stockage d'hydrogène, canalisation de stockage	\$/GJ	Défavorable		10 203	10 203	10 203
Stockage d'hydrogène, canalisation de stockage	\$/GJ	Neutre	10 203	10 203	10 203	10 203
Stockage d'hydrogène, canalisation de stockage, avant le transport	\$/GJ	Favorable		8 162	8 162	8 162
Stockage d'hydrogène, canalisation de stockage, avant le transport	\$/GJ	Défavorable		10 203	10 203	10 203
Stockage d'hydrogène, canalisation de stockage, avant le transport	\$/GJ	Neutre	10 203	10 203	10 203	10 203
Stockage d'hydrogène, canalisation de stockage	\$/GJ	Favorable		8 162	8 162	8 162
Stockage d'hydrogène, canalisation de stockage	\$/GJ	Défavorable		10 203	10 203	10 203
Stockage d'hydrogène, canalisation de stockage	\$/GJ	Neutre	10 203	10 203	10 203	10 203
Stockage d'hydrogène, canalisation de stockage, ELC	\$/GJ	Favorable		8 162	8 162	8 162
Stockage d'hydrogène, canalisation de stockage, ELC	\$/GJ	Défavorable		10 203	10 203	10 203
Stockage d'hydrogène, canalisation de stockage, ELC	\$/GJ	Neutre	10 203	10 203	10 203	10 203
Stockage d'hydrogène, réservoir de stockage, ELC	\$/GJ	Favorable		894	894	894
Stockage d'hydrogène, réservoir de stockage, ELC	\$/GJ	Défavorable		1 117	1 117	1 117
Stockage d'hydrogène, réservoir de stockage, ELC	\$/GJ	Neutre	1 117	1 117	1 117	1 117
Stockage d'hydrogène, réservoir de stockage	\$/GJ	Favorable		894	894	894
Stockage d'hydrogène, réservoir de stockage	\$/GJ	Défavorable		1 117	1 117	1 117
Stockage d'hydrogène, réservoir de stockage	\$/GJ	Neutre	1 117	1 117	1 117	1 117
Stockage d'hydrogène, réservoir de stockage	\$/GJ	Favorable		894	894	894
Stockage d'hydrogène, réservoir de stockage	\$/GJ	Défavorable		1 117	1 117	1 117
Stockage d'hydrogène, réservoir de stockage	\$/GJ	Neutre	1 117	1 117	1 117	1 117
Distribution d'hydrogène, camion, gaz comprimé	\$/GJ	Favorable		30	30	30
Distribution d'hydrogène, camion, gaz comprimé	\$/GJ	Défavorable		37	37	37
Distribution d'hydrogène, camion, gaz comprimé	\$/GJ	Neutre	37	37	37	37
Distribution d'hydrogène, camion, liquide	\$/GJ	Favorable		7	7	7
Distribution d'hydrogène, camion, liquide	\$/GJ	Défavorable		9	9	9

Distribution d'hydrogène, camion, liquide	\$/GJ	Neutre	9	9	9	9
Pile à hydrogène CEN, petite - Nouveau	\$/kW	Favorable	12 070	10 439	10 439	10 439
Pile à hydrogène CEN, petite - Nouveau	\$/kW	Défavorable	13 049	13 049	13 049	13 049
Pile à hydrogène CEN, petite - Nouveau	\$/kW	Neutre	13 049	13 049	13 049	13 049
Pile à hydrogène CEN, moyenne – Nouveau	\$/kW	Favorable	2 523	2 182	2 182	2 182
Pile à hydrogène CEN, moyenne – Nouveau	\$/kW	Défavorable	2 728	2 728	2 728	2 728
Pile à hydrogène CEN, moyenne – Nouveau	\$/kW	Neutre	2 728	2 728	2 728	2 728
Pile à hydrogène CEN, grande – Nouveau	\$/kW	Favorable	1 483	1 283	1 283	1 283
Pile à hydrogène CEN, grande – Nouveau	\$/kW	Défavorable	1 603	1 603	1 603	1 603
Pile à hydrogène CEN, grande – Nouveau	\$/kW	Neutre	1 603	1 603	1 603	1 603
NH3.Ammonia.Biomass.Gasification.CEN.CCS.	\$/kW	Favorable		4 167	4 167	4 167
NH3.Ammonia.Biomass.Gasification.CEN.CCS.	\$/kW	Défavorable		5 953	5 953	5 953
NH3.Ammonia.Biomass.Gasification.CEN.CCS.	\$/kW	Neutre	5 953	5 953	5 953	5 953
Ammoniac NH ₃ par gazéification de la biomasse, standard – CEN	\$/kW	Favorable		3 225	3 225	3 225
Ammoniac NH ₃ par gazéification de la biomasse, standard – CEN	\$/kW	Défavorable		4 608	4 608	4 608
Ammoniac NH ₃ par gazéification de la biomasse, standard – CEN	\$/kW	Neutre	4 608	4 608	4 608	4 608
Électrolyse de l'ammoniac NH ₃ MEP, grand - CEN	\$/kW	Favorable		1 268	1 197	1 127
Électrolyse de l'ammoniac NH ₃ MEP, grand - CEN	\$/kW	Défavorable		1 898	1 898	1 898
Électrolyse de l'ammoniac NH ₃ MEP, grand - CEN	\$/kW	Neutre	1 985	1 811	1 711	1 610
Ammoniac NH ₃ , gaz naturel avec CSC – CEN	\$/kW	Favorable		2 135	2 055	1 974
Ammoniac NH ₃ , gaz naturel avec CSC – CEN	\$/kW	Défavorable		2 722	2 722	2 722
Ammoniac NH ₃ , gaz naturel avec CSC – CEN	\$/kW	Neutre	2 775	2 669	2 569	2 468
Ammoniac NH ₃ , gaz naturel, standard – CEN	\$/kW	Favorable		1 917	1 917	1 917
Ammoniac NH ₃ , gaz naturel, standard – CEN	\$/kW	Défavorable		1 917	1 917	1 917
Ammoniac NH ₃ , gaz naturel, standard – CEN	\$/kW	Neutre	1 917	1 917	1 917	1 917

Technologies consommant de l'hydrogène

Processus	CAD de					
	2022	Scénario	2020	2030	2040	2050
Bâtiment						
Générateur d'air chaud à l'hydrogène, chauffage des locaux, petit - Nouveau	\$/kW	Favorable	950	822	822	822
Générateur d'air chaud à l'hydrogène, chauffage des locaux, petit - Nouveau	\$/kW	Défavorable	1 027	1 027	1 027	1 027
Générateur d'air chaud à l'hydrogène, chauffage des locaux, petit - Nouveau	\$/kW	Neutre	1 027	1 027	1 027	1 027
Générateur d'air chaud à l'hydrogène, chauffage des locaux, moyen – Nouveau	\$/kW	Favorable	933	807	807	807
Générateur d'air chaud à l'hydrogène, chauffage des locaux, moyen – Nouveau	\$/kW	Défavorable	1 008	1 008	1 008	1 008
Générateur d'air chaud à l'hydrogène, chauffage des locaux, moyen – Nouveau	\$/kW	Neutre	1 008	1 008	1 008	1 008
Générateur d'air chaud à l'hydrogène, chauffage des locaux, grand - Nouveau	\$/kW	Favorable	924	799	799	799
Générateur d'air chaud à l'hydrogène, chauffage des locaux, grand - Nouveau	\$/kW	Défavorable	999	999	999	999
Générateur d'air chaud à l'hydrogène, chauffage des locaux, grand - Nouveau	\$/kW	Neutre	999	999	999	999
Chaudière à hydrogène, chauffage des locaux, résidentiel – Nouveau	\$/kW	Favorable	4 663	4 033	4 033	4 033
Chaudière à hydrogène, chauffage des locaux, résidentiel – Nouveau	\$/kW	Défavorable	5 041	5 041	5 041	5 041
Chaudière à hydrogène, chauffage des locaux, résidentiel – Nouveau	\$/kW	Neutre	5 041	5 041	5 041	5 041
Industries						
Chaudière à vapeur bicarburant à l'hydrogène avec CSC, secteur des produits chimiques – Nouveau	\$/kW	Favorable	587	516	516	516

Chaudière à vapeur bicarburation à l'hydrogène avec CSC, secteur des produits chimiques – Nouveau	\$/kW	Défavorable	644	644	644	644
Chaudière à vapeur bicarburation à l'hydrogène avec CSC, secteur des produits chimiques – Nouveau	\$/kW	Neutre	644	644	644	644
Chaudière à vapeur à hydrogène avec CSC, standard, secteur des produits chimiques – Nouveau	\$/kW	Favorable	337	296	296	296
Chaudière à vapeur à hydrogène avec CSC, standard, secteur des produits chimiques – Nouveau	\$/kW	Défavorable	370	370	370	370
Chaudière à vapeur à hydrogène avec CSC, standard, secteur des produits chimiques – Nouveau	\$/kW	Neutre	370	370	370	370
Chaudière à vapeur bicarburation à l'hydrogène, secteur des produits chimiques – Nouveau	\$/kW	Favorable	294	258	258	258
Chaudière à vapeur bicarburation à l'hydrogène, secteur des produits chimiques – Nouveau	\$/kW	Défavorable	322	322	322	322
Chaudière à vapeur bicarburation à l'hydrogène, secteur des produits chimiques – Nouveau	\$/kW	Neutre	322	322	322	322
Chaudière à vapeur à hydrogène, standard, secteur des produits chimiques – Nouveau	\$/kW	Favorable	169	148	148	148
Chaudière à vapeur à hydrogène, standard, secteur des produits chimiques – Nouveau	\$/kW	Défavorable	185	185	185	185
Chaudière à vapeur à hydrogène, standard, secteur des produits chimiques – Nouveau	\$/kW	Neutre	185	185	185	185
Chaudière à vapeur bicarburation à l'hydrogène avec CSC, secteur des pâtes et papiers – Nouveau	\$/kW	Favorable	638	561	561	561
Chaudière à vapeur bicarburation à l'hydrogène avec CSC, secteur des pâtes et papiers – Nouveau	\$/kW	Défavorable	701	701	701	701
Chaudière à vapeur bicarburation à l'hydrogène avec CSC, secteur des pâtes et papiers – Nouveau	\$/kW	Neutre	701	701	701	701
Chaudière à vapeur à l'hydrogène avec CSC, secteur des pâtes et papiers – Nouveau	\$/kW	Favorable	389	341	341	341
Chaudière à vapeur à l'hydrogène avec CSC, secteur des pâtes et papiers – Nouveau	\$/kW	Défavorable	427	427	427	427

Chaudière à vapeur à l'hydrogène avec CSC, secteur des pâtes et papiers – Nouveau	\$/kW	Neutre	427	427	427	427
Chaudière à vapeur bicarburation à l'hydrogène, secteur des pâtes et papiers – Nouveau	\$/kW	Favorable	319	280	280	280
Chaudière à vapeur bicarburation à l'hydrogène, secteur des pâtes et papiers – Nouveau	\$/kW	Défavorable	350	350	350	350
Chaudière à vapeur bicarburation à l'hydrogène, secteur des pâtes et papiers – Nouveau	\$/kW	Neutre	350	350	350	350
Chaudière à vapeur à l'hydrogène, secteur des pâtes et papiers – Nouveau	\$/kW	Favorable	194	171	171	171
Chaudière à vapeur à l'hydrogène, secteur des pâtes et papiers – Nouveau	\$/kW	Défavorable	213	213	213	213
Chaudière à vapeur à l'hydrogène, secteur des pâtes et papiers – Nouveau	\$/kW	Neutre	213	213	213	213
Chaudière à vapeur bicarburation à l'hydrogène, autres secteurs manufacturiers – Nouveau	\$/kW	Favorable	312	274	274	274
Chaudière à vapeur bicarburation à l'hydrogène, autres secteurs manufacturiers – Nouveau	\$/kW	Défavorable	343	343	343	343
Chaudière à vapeur bicarburation à l'hydrogène, autres secteurs manufacturiers – Nouveau	\$/kW	Neutre	343	343	343	343
Chaudière à vapeur à l'hydrogène, autres secteurs manufacturiers – Nouveau	\$/kW	Favorable	187	164	164	164
Chaudière à vapeur à l'hydrogène, autres secteurs manufacturiers – Nouveau	\$/kW	Défavorable	206	206	206	206
Chaudière à vapeur à l'hydrogène, autres secteurs manufacturiers – Nouveau	\$/kW	Neutre	206	206	206	206
Réduction directe du fer à partir de l'hydrogène, sidérurgie – Nouveau	\$/t	Favorable		470	442	432
Réduction directe du fer à partir de l'hydrogène, sidérurgie – Nouveau	\$/t	Défavorable		617	617	617
Réduction directe du fer à partir de l'hydrogène, sidérurgie – Nouveau	\$/t	Neutre		540	540	540

Transport						
Camions poids lourd classe 7, piles à hydrogène, Fret routier – Nouveau	Unité	Favorable		172 308	176 110	184 717
Camions poids lourd classe 7, piles à hydrogène, Fret routier – Nouveau	Unité	Défavorable		283 892	283 892	283 892
Camions poids lourd classe 7, piles à hydrogène, Fret routier – Nouveau	Unité	Neutre	394 486	215 385	220 137	230 897
Camions poids lourd classe 8a, piles à hydrogène, Fret routier – Nouveau	Unité	Favorable		271 831	235 374	230 009
Camions poids lourd classe 8a, piles à hydrogène, Fret routier – Nouveau	Unité	Défavorable		442 945	442 945	442 945
Camions poids lourd classe 8a, piles à hydrogène, Fret routier – Nouveau	Unité	Neutre	503 701	339 789	294 218	287 512
Camions poids lourd classe 8a, piles à hydrogène, Fret routier – Nouveau	Unité	Favorable		271 831	235 374	230 009
Camions poids lourd classe 8a, piles à hydrogène, Fret routier – Nouveau	Unité	Défavorable		442 945	442 945	442 945
Camions poids lourd classe 8a, piles à hydrogène, Fret routier – Nouveau	Unité	Neutre	503 701	339 789	294 218	287 512
Camions poids léger, piles à hydrogène, Fret routier – Nouveau	Unité	Favorable		65 623	59 609	55 917
Camions poids léger, piles à hydrogène, Fret routier – Nouveau	Unité	Défavorable		132 991	132 991	132 991
Camions poids léger, piles à hydrogène, Fret routier – Nouveau	Unité	Neutre	156 171	82 028	74 512	69 896
Camions poids moyen, piles à hydrogène, Fret routier – Nouveau	Unité	Favorable		112 539	100 510	95 668
Camions poids moyen, piles à hydrogène, Fret routier – Nouveau	Unité	Défavorable		209 370	209 370	209 370
Camions poids moyen, piles à hydrogène, Fret routier – Nouveau	Unité	Neutre	242 221	140 674	125 638	119 585
Autobus scolaires, piles à hydrogène, transport routier – Nouveau	Unité	Favorable		133 223	128 716	124 209

Autobus scolaires, piles à hydrogène, transport routier – Nouveau	Unité	Défavorable		232 107	232 107	232 107
Autobus scolaires, piles à hydrogène, transport routier – Nouveau	Unité	Neutre	260 212	166 528	160 895	155 261
Autobus interurbains, piles à hydrogène, transport routier – Nouveau	Unité	Favorable		172 308	176 110	184 717
Autobus interurbains, piles à hydrogène, transport routier – Nouveau	Unité	Défavorable		283 892	283 892	283 892
Autobus interurbains, piles à hydrogène, transport routier – Nouveau	Unité	Neutre	394 486	215 385	220 137	230 897
Autobus urbains, piles à hydrogène, transport routier – Nouveau	Unité	Favorable		846 066	846 066	846 066
Autobus urbains, piles à hydrogène, transport routier – Nouveau	Unité	Défavorable		1 057 583	1 057 583	1 057 583
Autobus urbains, piles à hydrogène, transport routier – Nouveau	Unité	Neutre	1 057 583	1 057 583	1 057 583	1 057 583
Camions poids léger, longue distance, piles à hydrogène, transport routier – Nouveau	Unité	Favorable		84 288	73 811	67 079
Camions poids léger, longue distance, piles à hydrogène, transport routier – Nouveau	Unité	Défavorable		112 936	112 936	112 936
Camions poids léger, longue distance, piles à hydrogène, transport routier – Nouveau	Unité	Neutre	92 063	79 020	69 198	62 886
Camions poids léger, distance moyenne, piles à hydrogène, transport routier – Nouveau	Unité	Favorable		84 288	73 811	67 079
Camions poids léger, distance moyenne, piles à hydrogène, transport routier – Nouveau	Unité	Défavorable		112 936	112 936	112 936
Camions poids léger, distance moyenne, piles à hydrogène, transport routier – Nouveau	Unité	Neutre	92 063	79 020	69 198	62 886
Camions poids léger, courte distance, piles à hydrogène, transport routier – Nouveau	Unité	Favorable		84 288	73 811	67 079

Camions poids moyen, courte distance, piles à hydrogène, transport routier – Nouveau	Unité	Défavorable		112 936	112 936	112 936
Camions poids moyen, courte distance, piles à hydrogène, transport routier – Nouveau	Unité	Neutre	92 063	79 020	69 198	62 886
Voitures, longue distance, piles à hydrogène, transport routier – Nouveau	Unité	Favorable		75 684	67 216	67 216
Voitures, longue distance, piles à hydrogène, transport routier – Nouveau	Unité	Défavorable		106 495	106 495	106 495
Voitures, longue distance, piles à hydrogène, transport routier – Nouveau	Unité	Neutre	86 523	70 953	63 015	63 015
Voitures, distance moyenne, piles à hydrogène, transport routier – Nouveau	Unité	Favorable		75 684	67 216	67 216
Voitures, distance moyenne, piles à hydrogène, transport routier – Nouveau	Unité	Défavorable		106 495	106 495	106 495
Voitures, distance moyenne, piles à hydrogène, transport routier – Nouveau	Unité	Neutre	86 523	70 953	63 015	63 015
Voitures, courte distance, piles à hydrogène, transport routier – Nouveau	Unité	Favorable		75 684	67 216	67 216
Voitures, courte distance, piles à hydrogène, transport routier – Nouveau	Unité	Défavorable		106 495	106 495	106 495
Voitures, courte distance, piles à hydrogène, transport routier – Nouveau	Unité	Neutre	86 523	70 953	63 015	63 015

Annexe D – Approche d'ESMIA par rapport à la recommandation de la vérification du CEDD

Objectif : Rendre compte de la manière dont le contrat d'ESMIA Consultants (ESMIA) avec Ressources naturelles Canada pour la fourniture d'une *modélisation actualisée du potentiel de l'hydrogène* dans plusieurs secteurs de l'économie canadienne (contrat n° 3000752048) contribue à répondre aux recommandations du rapport du commissaire à l'environnement et au développement durable au Parlement du Canada : *Le potentiel de l'hydrogène pour réduire les émissions de gaz à effet de serre.*

Recommandation	Réponse d'ECCE et de RNCAN	Contribution de la modélisation actualisée du potentiel de l'hydrogène (contrat n° : 3000752048)
<p>3.34 Ressources naturelles Canada devrait réaliser une modélisation exhaustive ascendante pour l'utilisation de l'hydrogène. Cette modélisation devrait tenir compte des éléments suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> • les gains d'efficacité en matière de réduction d'émissions par secteur (les coûts de réduction d'émissions par mégatonne d'équivalent en dioxyde de carbone); • les combustibles de rechange (par exemple, biocarburants, électrification, systèmes de crédits); 	<p>Recommandation acceptée. Ressources naturelles Canada convient qu'il est important de modéliser le rôle potentiel de l'utilisation de l'hydrogène dans tous les secteurs de l'économie, y compris le potentiel de réduction des émissions et le coût qui en résulte. La modélisation entreprise pour la Stratégie canadienne pour l'hydrogène était axée sur les utilisations finales les plus probables et économiquement viables à court terme, comme le transport lourd, le mélange de gaz naturel, la fabrication de ciment et d'acier et la production de carburant à faible teneur en carbone. Cette analyse secteur par</p>	<p>ESMIA fournit à RNCAN une modélisation complète de la filière énergétique pour les actualisations à inclure dans le rapport biennal sur la stratégie pour l'hydrogène.</p> <p>Le modèle d'ESMIA (NATEM) est un modèle ascendant comprenant plus de 5 000 technologies représentées par leurs caractéristiques de coût et de rendement. Dans le modèle, chaque technologie fait l'objet d'une représentation quantitative détaillée comprenant les coûts d'investissement et d'exploitation pour une capacité donnée, la</p>

<ul style="list-style-type: none"> • le déploiement réalisable des technologies et des infrastructures de soutien. 	<p>secteur des utilisations finales de l'hydrogène a porté sur les niveaux de maturité technologique, la compétitivité économique, le potentiel d'adoption et d'autres facteurs, notamment l'infrastructure de soutien. Cette analyse sera mise à jour au fur et à mesure des nouvelles activités de déploiement et de l'arrivée de nouvelles technologies sur le marché. Les résultats de la modélisation de l'utilisation de l'énergie peuvent ensuite être utilisés par Environnement et Changement climatique Canada pour informer leur modélisation des réductions d'émissions potentielles, tout en contribuant aux efforts d'Environnement et Changement climatique Canada pour répondre à la recommandation indiquée au paragraphe 3.65. Nous reconnaissons que la modélisation entreprise n'a pas inclus un coût précis par tonne, étant donné que l'accent a été mis sur le plein potentiel d'utilisation de l'hydrogène dans l'ensemble de l'économie, par opposition à une focalisation sur le coût et les répercussions d'une mesure particulière ou d'une combinaison de mesures particulières. Étant donné que le coût par tonne dépend d'un certain nombre de variables, notamment les technologies de production (et les matières premières), la distribution, le type d'investissement et l'utilisation finale précise, le gouvernement analyse le coût par tonne mesure par mesure lorsqu'il envisage de nouvelles mesures réglementaires, fiscales ou de programme, par opposition à une modélisation à l'échelle de l'économie.</p>	<p>consommation d'énergie par produit ou service, l'état de préparation de la technologie, les délais de construction et d'autres facteurs.</p> <p>L'utilisation du modèle NATEM par ESMIA dans le cadre de ce projet maximise l'efficacité de la réduction des émissions (mesurée en coûts par tonne) sur la filière énergétique à long terme, sous réserve de la faisabilité de la technologie et des ressources. Cette configuration maximisera également l'efficacité de la réduction des émissions par secteur.</p> <p>Le modèle résout le problème en trouvant l'ensemble des technologies qui permettent d'atteindre les objectifs économiques et environnementaux au moindre coût social. Pour ce projet, ESMIA utilise les futures émissions de GES comme cible.</p> <p>Le modèle NATEM couvre les types d'énergie qui pourraient être utilisés comme substituts ou concurrents de l'hydrogène, y compris les options pour les combustibles fossiles (avec ou sans réduction des émissions), les biocarburants, l'électricité et les options d'atténuation nationales qui pourraient fournir des crédits. Le modèle NATEM ne modélise pas les options internationales de génération de crédits d'atténuation du changement climatique.</p> <p>Le modèle NATEM couvre l'ensemble de la filière énergétique, de l'extraction des ressources à la consommation de l'énergie par les consommateurs.</p>
---	--	--

		<p>Le modèle permettra de s'assurer que l'infrastructure est développée dans le cadre de la solution pour transporter l'énergie vers les technologies.</p> <p>ESMIA évalue la faisabilité des résultats du modèle en les comparant à des recensions des écrits et à des examens composés d'experts dans le domaine. Lorsque les résultats du modèle ne s'alignent pas pour des raisons physiques, ESMIA envisagera attentivement d'appliquer des limites au déploiement de la technologie. Par exemple, ESMIA inclut des délais de construction pour les grandes installations industrielles qui tiennent compte des besoins physiques nécessaires.</p>
<p>3.35 En se fondant sur la modélisation mise à jour, Ressources naturelles Canada, en partenariat avec les parties prenantes intéressées, devrait publier une feuille de route pour le développement du marché de l'hydrogène afin de surveiller les progrès et les résultats du déploiement de l'hydrogène au Canada.</p>	<p>Étant donné la nature évolutive du marché de l'hydrogène, une analyse supplémentaire se poursuivra par l'entremise des 16 groupes de travail thématiques qui ont été créés pour appuyer la mise en œuvre de la Stratégie canadienne pour l'hydrogène. Cette analyse est axée sur tous les aspects de la chaîne de valeur de l'hydrogène, de la production à la distribution et aux multiples utilisations finales. Ressources naturelles Canada travaille également à l'élaboration du cadre de rapport pour le rapport d'étape biennal, qui permettra de suivre les progrès réalisés à l'égard des recommandations énoncées dans la Stratégie canadienne pour l'hydrogène ainsi que les données et les analyses de marché liées à la croissance prévue au Canada et dans le monde. Le rapport biennal sera un recueil unique de renseignements et de résultats sur toutes les activités liées à l'hydrogène entreprises au pays, y compris les activités bénéficiant directement d'un soutien</p>	<p>Sans objet pour le contrat de modélisation</p>

	fédéral ou provincial/territorial ainsi que celles entreprises strictement par le secteur privé. Il comprendra des mesures clés et des données relatives à la production d'hydrogène, à ses utilisations finales, aux investissements, aux emplois et aux exportations.	
3.50 Pour assurer l'uniformité entre les ministères, Environnement et Changement climatique Canada, en collaboration avec les autres ministères fédéraux, devrait adopter un cadre normalisé en vue d'évaluer l'incidence des politiques, des technologies propres et des combustibles proposés sur les émissions.	Il est convenu que des estimations cohérentes et fiables des politiques proposées sur les émissions sont nécessaires pour éclairer le processus décisionnel. Le Centre d'expertise de l'Optique intégrée des changements climatiques, récemment créé et situé au sein d'Environnement et Changement climatique Canada, a pour mandat de veiller à ce que les principales décisions gouvernementales, notamment dans le cadre des processus budgétaires et ministériels, tiennent compte de l'atténuation des changements climatiques et de l'adaptation à ceux-ci de manière rigoureuse, cohérente et, si possible, mesurable.	Sans objet pour le contrat de modélisation
3.64 Pour accroître la transparence de ses projections d'émissions, Environnement et Changement climatique Canada devrait établir et publier des résultats pour ses scénarios qui • comprennent une liste détaillée des mesures et des hypothèses envisagées • font clairement la distinction entre 1) les scénarios fondés sur les politiques et les mesures existantes et 2) les scénarios exploratoires qui intègrent des politiques et des mesures proposées ou ambitieuses.	Cette recommandation est conforme à la pratique actuelle d'Environnement et Changement climatique Canada. Les projections d'émissions de GES d'Environnement et Changement climatique Canada sont publiées conformément aux normes internationales qui exigent une distinction claire entre les initiatives existantes et les initiatives prévues.	Ne s'applique pas directement à ce projet, mais il convient de noter qu'ESMIA a examiné et utilisé les résultats de la modélisation des scénarios avec mesures supplémentaires réalisée par ECCC. Par exemple, ESMIA utilise la modélisation d'ECCC pour fixer les contraintes préliminaires en matière de GES dans sa modélisation.
3.65 Pour mieux éclairer le processus décisionnel, Environnement et Changement climatique Canada, de concert avec Ressources naturelles Canada, devrait améliorer ses modélisations de la voie à suivre en se servant d'hypothèses	Pour les besoins de la modélisation des projections de GES dans le contexte du plan climatique canadien, Environnement et Changement climatique Canada publie à la fois un scénario de référence et un scénario avec mesures supplémentaires. Tous deux utilisent des hypothèses	ESMIA est très fier de sa vaste base de données de représentations technologiques fondées sur des références publiques évaluées par des pairs. Dans le cadre de ce projet, ESMIA a pris des mesures supplémentaires pour garantir la

<p>raisonnables, efficaces et réalisables sur le plan technique.</p>	<p>raisonnables, rentables et techniquement réalisables. Ces hypothèses sont éclairées par les travaux d'élaboration de politiques et de programmes menés par d'autres ministères, dont Ressources naturelles Canada, et comprennent d'autres considérations comme l'incertitude des hypothèses sur les coûts futurs et les paramètres techniques, en particulier pour les technologies émergentes ou en évolution rapide. Les hypothèses s'appuient aussi sur l'examen de la documentation universitaire la plus récente.</p>	<p>confiance dans nos hypothèses d'entrée en partageant avec plus de 70 experts techniques une feuille de calcul contenant des hypothèses d'entrée pour plus de 290 technologies individuelles. Nous avons reçu des rétroactions sur ces informations et y avons répondu.</p> <p>Nous organisons au moins deux ateliers avec des pairs sur les hypothèses et les résultats préliminaires. Plus de 50 personnes ont participé au premier atelier.</p> <p>Les experts qui ont reçu les hypothèses technologiques et qui ont participé à l'atelier sont des membres du personnel d'ECCC, de la REC et de RNCan.</p>
<p>3.73 Pour améliorer la qualité et la transparence de sa modélisation climatique ainsi que la confiance à l'égard de celle-ci, Environnement et Changement climatique Canada devrait établir un cadre d'examen officiel selon lequel sa modélisation ferait l'objet :</p> <ul style="list-style-type: none"> • d'un examen approfondi par des pairs; • de consultations officielles auprès de parties prenantes; • d'un contrôle d'assurance de la qualité officiel périodique; • d'un examen public. 	<p>Environnement et Changement climatique Canada reconnaît l'importance de garantir l'adéquation permanente des modèles eux-mêmes et partage l'objectif de maximiser la transparence des données utilisées pour ces modèles.</p>	<p>Cette recommandation ne s'applique pas directement au travail d'ESMIA pour Ressources naturelles Canada.</p> <p>Cependant, nous avons inclus un examen informel par les pairs des hypothèses d'entrée de la modélisation et de l'approche des scénarios.</p>

Annexe E – Résumé de la participation

ESMIA a travaillé en étroite collaboration avec les collègues de RNCAN et d'ECCC tout au long du projet afin de s'assurer que cette modélisation contribue à l'actualisation du rapport sur la mise en œuvre de la stratégie pour l'hydrogène et aux futures décisions politiques du gouvernement du Canada. ESMIA a notamment organisé des réunions en petits groupes avec :

ECCC

- Équipe responsable de l'analyse du cycle de vie (22 décembre 2022)
- Équipes de modélisation (23 janvier 2023)
- Experts en technologie et équipe de modélisation (1^{er} février 2023 et 8 mars 2023)

RNCAN

- CanmetÉNERGIE (3 novembre 2022 et 6 janvier 2023) et appels téléphoniques
- Responsable technique (plusieurs réunions et appels téléphoniques)

Régie de l'énergie du Canada

- Équipe de modélisation (1^{er} janvier 2023)

Ateliers

ESMIA a organisé trois ateliers pour vérifier les hypothèses et discuter des résultats préliminaires.

- ESMIA a collaboré avec RNCAN pour définir l'ensemble des experts qui participeront à l'examen de ce travail. ESMIA a contacté des experts dans les domaines suivants (ainsi que le nombre de personnes invitées à participer)
 - o Gouvernement fédéral (40)
 - o Gouvernement provincial (32)
 - o Organisations universitaires et non gouvernementales (11)
 - o Secteur privé (41)
 - o
- Certaines personnes ont refusé de participer, de sorte que 110 personnes au total ont été invitées à participer aux trois ateliers.
 - o Les participants aux ateliers ont reçu une liste des technologies de l'hydrogène avec les coûts supposés et ont été invités à donner leur avis. ESMIA a mis à jour les hypothèses

technologiques sur la base de leur rétroaction (consulter l'annexe C pour les hypothèses utilisées dans l'analyse finale)

Trois ateliers ont été organisés, avec le même contenu a été présenté lors de chacun d'entre eux, l'objectif étant d'atteindre un large éventail de personnes.

Date de l'atelier	Objectif	Nombre de participants
7 février 2023	Atelier principal – définition du projet, description du modèle, résultats de la modélisation (2 heures)	53
9 février 2023	Atelier supplémentaire pour ceux qui n'étaient pas disponibles le 9 février, à la demande du directeur de L'Accélérateur de Transition (2 heures)	20
22 février 2023	Atelier pour les experts du secteur privé (1 heure)	18

Références

- AESO – Alberta Electricity System Operator (2022). AESO Net-Zero Emissions Pathways report. <https://www.aeso.ca/assets/Uploads/net-zero/AESO-Net-Zero-Emissions-Pathways-Report.pdf>
- AIE – Agence internationale de l'énergie (2021). https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf
- Alberta Innovates (2023). Communiqués de presse : ATCO et Qualico étudient la possibilité de créer une communauté à hydrogène pur sans émissions dans le comté de Strathcona, 21 février 2023. <https://albertainnovates.ca/impact/newsroom/20-million-in-hydrogen-funding-awarded-by-the-hydrogen-centre-of-excellence/>
- Canada (2020). Stratégie canadienne pour l'hydrogène : Saisir les possibilités pour l'hydrogène. https://publications.gc.ca/collections/collection_2021/rncan-nrcan/M134-65-2020-fra.pdf
- Environnement et Changement climatique Canada – ECCC (2022 b). 8^e communication nationale sur les changements climatiques et cinquième rapport biennal du Canada sur les changements climatiques. <https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/changements-climatiques/emissions-gaz-effet-serre/cinquieme-rapport-biennal-changements-climatiques-sommaire.html>
- Environnement et Changement climatique Canada – ECCC (2022 c). Explorer les approches de la transition du Canada vers des émissions nettes nulles : Présentation de la stratégie à long terme du Canada à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques. https://unfccc.int/sites/default/files/resource/FR_LTS%20Full%20Draft%20_Final%20version_oct31.pdf
- Environnement et Changement climatique Canada – ECCC (2022 d). Rapport d'inventaire national (RIN) 2022, tableaux de données. <https://data.ec.gc.ca/data/substances/monitor/canada-s-official-greenhouse-gas-inventory/?lang=fr>
- Environnement et Changement climatique Canada – ECCC (2022a). Plan de réduction des émissions pour 2030 : Prochaines étapes du Canada pour un air pur et une économie forte. https://publications.gc.ca/collections/collection_2022/eccc/En4-460-2022-eng.pdf
- La Maison-Blanche (2022). Building a Clean Energy Economy: A Guidebook to the Inflation Reduction Act's Investments in Clean Energy and Climate Action. Building a Clean Energy Economy: A Guidebook to the Inflation Reduction Act's Investments in Clean Energy and Climate Action. <https://www.whitehouse.gov/wp-content/uploads/2022/12/Inflation-Reduction-Act-Guidebook.pdf>
- Larson E. et al. (2021) Net-Zero America: Potential Pathways, Infrastructure, and Impacts, Final Report Summary, Princeton University, Princeton, NJ, 29 octobre 2021. [https://netzeroamerica.princeton.edu/img/Princeton%20NZA%20FINAL%20REPORT%20SUMMARY%20\(29Oct2021\).pdf](https://netzeroamerica.princeton.edu/img/Princeton%20NZA%20FINAL%20REPORT%20SUMMARY%20(29Oct2021).pdf)
- Layzell, D. et al. (2020). Towards Net-Zero Energy Systems in Canada: a Key Role for Hydrogen. Transition Accelerator White Paper. https://transitionaccelerator.ca/wp-content/uploads/2020/09/Net-zero-energy-systems-role-for-hydrogen_200909-Final-print-1.pdf
- Office of Energy Efficiency and Renewable Energy des États-Unis (aucune date). Hydrogen Shot webpage. Consulté le 10 mars 2023. <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-shot>

- Okunlola, A. et al. (2021). Identification and Assessment of Opportunities for Hydrogen in Alberta's Low-Carbon Economy. Préparé pour le ministère de l'Énergie de l'Alberta, Ressources naturelles Canada et le Consulat général britannique de Calgary.
- Régie de l'énergie du Canada – REC (2021). Avenir énergétique du Canada données des annexes. <https://apps.rec-ec.gc.ca/ftppndc/dflt.aspx?GoCTemplateCulture=fr-CA>.
- Régie de l'énergie du Canada – REC (2022). Lettre de la présidente du conseil d'administration – Le point sur l'échéancier et l'approche du rapport sur l'avenir énergétique du Canada, 5 avril 2022. <https://www.rec-ec.gc.ca/fr/regie/salle-presse/quoi-neuf/2022/lettre-presidente-conseil-administration-point-echeancier-approche-rapport-avenir-energetique-canada.html>
- SIERE – Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (2022). Voies vers la décarbonisation. <https://www.ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/gas-phase-out/Pathways-to-Decarbonization.ashx>
- Topolski, K. et al. (2022). Hydrogen Blending into Natural Gas Pipeline Infrastructure: Review of the State of Technology. <https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/81704.pdf>

Références sur les caractéristiques de la technologie de l'hydrogène

- Agora (2018). The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels. 96 p. https://www.agora-energiawende.de/fileadmin/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynKost_Study_EN_WEB.pdf
- Ahluwalia R. K. Papadias D. D. Peng J.– K. Roh H. S. (2019). System Level Analysis of Hydrogen Storage Options. Argonne National Laboratory. U.S.DOE Hydrogen and Fuel Cells Program. 42 p. https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review19/st001_ahluwalia_2019_o.pdf
- AIE – Agence internationale de l'énergie (2019). Rapport Hydrogène de l'AIE présenté lors du G20 : Hypothèses. Agence internationale de l'énergie 14 p. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/a02a0c80-77b2-462e-a9d5-1099e0e572ce/IEA-The-Future-of-Hydrogen-Assumptions-Annex.pdf>
- AIE – Agence internationale de l'énergie (2019). Rapport Hydrogène de l'AIE présenté lors du G20 : Hypothèses. Agence internationale de l'énergie, 14 p. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/a02a0c80-77b2-462e-a9d5-1099e0e572ce/IEA-The-Future-of-Hydrogen-Assumptions-Annex.pdf>
- AIE – Agence internationale de l'énergie (2019). The future of Hydrogen. Agence internationale de l'énergie 14 p. <https://webstore.iea.org/download/direct/2803>
- AIE – Agence internationale de l'énergie (2021). Global hydrogen review 2021. 223 p. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5bd46d7b-906a-4429-abda-e9c507a62341/GlobalHydrogenReview2021.pdf>
- BNEF (2021). 'Green' Hydrogen to Outcompete 'Blue' Everywhere by 2030 Press Article, 5 mai 2021. <https://about.bnef.com/blog/green-hydrogen-to-outcompete-blue-everywhere-by-2030/>
- Braynolf S., Taljegard M., Grahn M. et Hansson J. (2018). Electrofuels for the transport sector: A review of production costs. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 19 p. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032117309358>
- Cell Reports Physical Science 1 (9): 100174 Scataglini R., Mayyas A., Wei M., Han Chan S., Lipman T., Gosselin D., D'Alessio A., Breunig H., Colella W. G. et James B. D. (2015). A Total Cost of Ownership Model for Solid Oxide Fuel Cells in Combined Heat and Power and Power-Only Applications. Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory. 197 p. https://www.energy.gov/sites/prod/files/2016/06/f32/fcto_lbnl_total_cost_ownership_sofc_systems.pdf
- Conseil de l'hydrogène (2020). Path to Hydrogen Competitiveness A Cost Perspective. Conseil de l'hydrogène. 88 p. https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness_Full-Study-1.pdf
- Deloitte (2020). Fueling the Future of Mobility, Hydrogen and fuel cell solutions for transportation Volume 1. Deloitte et Ballard. 104 p. <https://info.ballard.com/deloitte-vol-1-fueling-the-future-of-mobility>

- Element Energy Ltd for the Department for Business, Energy & Industrial Strategy U.K (2018). Hydrogen Supply Chain Evidence Base. Element Energy Ltd. 126 p.
https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/760479/H2_supply_chain_evidence_-_publication_version.pdf
- Element Energy Ltd for the Department for Business, Energy & Industrial Strategy U.K (2018). Assumptions for the Hydrogen Supply Chain Evidence Base. Element Energy Ltd. 126 p.
<https://www.gov.uk/government/publications/hydrogen-supply-chain-evidence-base>
- Elnigoumi A. (2021). Investigating Cost Effective Pathways for Blue Hydrogen Production in Alberta (mémoire de maîtrise non publié). Université de Calgary, Calgary (Alberta). <http://hdl.handle.net/1880/113957>
- Energy Transitions Commission (2021). Making the Hydrogen Economy Possible: Version 1.2. Accelerating Clean Hydrogen in an Electrified Economy. ForskEL (2017). Power-to-Gas via Biological Catalysis (P2G-Biocat). 34 p.
https://energiforskning.dk/sites/energiforskning.dk/files/slutrappporter/12164_final_report_p2g_biocat.pdf
- Fulton L. Miller M. (2015). Strategies for Transitioning to Low-Carbon Emission Trucks in the United States. 55 p.
<https://escholarship.org/uc/item/93g5336t>
- Hy4Heat (2019) Conversion of Industrial Heating Equipment to Hydrogen. <https://static1.squarespace.com/static/5b8eae345cfd799896a803f4/t/5e287d78dc5c561cf1609b3d/1579711903964/WP6+Industrial+Heating+Equipment.pdf>
- Hy4Heat (2020) Understanding Commercial Appliances.
<https://static1.squarespace.com/static/5b8eae345cfd799896a803f4/t/600b21507e57ed248ed0358b/1611342168875/ERM+FINAL+2020.pdf>
- IRENA – Agence internationale pour les énergies renouvelables (2022), Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal : Part III – Green hydrogen cost and potential, Agence internationale pour les énergies renouvelables, Abu Dhabi.
- IRENA – Agence internationale pour les énergies renouvelables (2020), Green Hydrogen Cost Reduction : Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal, Agence internationale pour les énergies renouvelables, Abu Dhabi.
- IRENA – Agence internationale pour les énergies renouvelables (2019), Hydrogen : A renewable energy perspective, Agence internationale pour les énergies renouvelables, Abu Dhabi
- James B.D. DeSantis D. A. (2015). Manufacturing Cost and Installed Price Analysis of Stationary Fuel Cell Systems. Strategic Analysis Inc. Pour NREL. 142 p.
https://www.sainc.com/assets/site_18/files/publications/sa%202015%20manufacturing%20cost%20and%20installed%20price%20of%20stationary%20fuel%20cell%20systems_rev3.pdf
- Lajevardi S. M. (2019). An Examination of Heavy-duty Trucks Drivetrain Options to Reduce GHG Emissions in British Columbia. Thèse de doctorat de l'Université de Victoria. 222 p.
https://www.researchgate.net/publication/339915883_An_Examination_of_Heavy-duty_Trucks_Drivetrain_Options_to_Reduce_GHG_Emissions_in_British_Columbia
- Marcinkoski J., Vijayagopal R., Adams J., James B., Kopasz J. et Ahluwalia R. (2019). DOE Advanced Truck Technologies. DOE - Department of Energy. 31 p.
https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/19006_hydrogen_class8_long_haul_truck_targets.pdf
- Moultak M., Lutsey N. et Hall D. (2017). Transitioning to Zero-Emission Heavy-Duty Freight Vehicles. ICCT – Le Conseil international pour un transport propre. 59 p. <https://theicct.org/publications/transitioning-zero-emission-heavy-duty-freight-vehicles>
- NETL - National Energy Technology Laboratory (2022). Comparison of Commercial, State-of-the-Art, Fossil-Based Hydrogen Production Technologies. 327 p.
https://netl.doe.gov/projects/files/ComparisonofCommercialStateofArtFossilBasedHydrogenProductionTechnologies_041222.pdf

- NREL - National Renewable Energy Laboratory (2019 à 2022). H2A : Hydrogen Analysis Production Case Studies. Plusieurs tableurs sont conservés sur ce site. Nous avons utilisé la version la plus récente au 20 janvier 2023. <https://www.nrel.gov/hydrogen/h2a-production-models.html>
- Oni A. O. Anaya K., Giwa T., Di Lullo G. et Kumar A. (2022). Comparative assessment of blue hydrogen from steam methane reforming, autothermal reforming, and natural gas decomposition technologies for natural gas-producing regions. *Energy Conversion and Management* 254: 115245.
- Peterson D. (2020). Reversible Fuel Cell Targets. DOE - Department of Energy. 9 p. <https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/20001-reversible-fuel-cell-targets.pdf>
- PWC - PricewaterhouseCoopers (2021). HyWay 27 : Hydrogen Transmission Using the Existing Natural Gas Grid. Final report for the Ministry of Economic Affairs and Climate Policy. 109 p. <https://epbr.com.br/wp-content/uploads/2021/08/HyWay27-Final-report-UK-210630.pdf>
- Saggiorato N., Wei M., Lipman T., Mayyas A., Han Chan S., Breunig H., McKone T., Beattie P., Chong P., Colella W. G. et James B. D. (2017). A Total Cost of Ownership Model for Low Temperature PEM Fuel Cells in Combined Heat and Power and Backup Power Applications. Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory. 147 p. https://www.energy.gov/sites/prod/files/2017/02/f34/fcto_2016_tco_model_low_temp_pem_fc.pdf
- Sanchan Mallapragada D., Gençer E., Insinger P., William Keith D. et Martin O'Sullivan F. (2020). Can Industrial-Scale Solar Hydrogen Supplied from Commodity Technologies Be Cost Competitive by 2030?
- TEQ (2020). Revue de littérature technico-économique de l'hydrogène : de la production à l'utilisation. https://transitionenergetique.gouv.qc.ca/fileadmin/medias/pdf/expertises/Etude_hydrogene_Volet_B.pdf
- Zhao H., Wang Q., Fulton L., Jaller M. et Burke A. (2018). A Comparison of Zero-Emission Highway Trucking Technologies. 59 p. <https://escholarship.org/uc/item/1584b5z9>