

# ***Carrefour multi-énergies décentralisé circulaire*** ***Analyse techno-économique de scénario dans un contexte canadien***

Maxime Pinchart-Deny  
Directeur de mémoire : Pierre-Olivier Pineau

**Sciences de la gestion (Option logistique internationale)**

**HEC Montréal**  
Département de gestion des opérations et de la logistique

*Mémoire présenté en vue de l'obtention*  
*du grade de maîtrise ès sciences en gestion (M. Sc.)*

Novembre 2023



**Méthode de recherche :** Étude de cas

**Mots Clés :** Énergie renouvelable, Mutualisation, Logistique, Hydrogène, Approvisionnement du milieu agricole, Ammoniac vert, Décentralisation, Résilience

## Résumé

Le développement de nouvelles technologies et la demande croissante en énergie renouvelable ouvrent de nouvelles perspectives pour les chaînes de valeur énergétique. De nombreux modèles de production mutualisée envisagent des îlots de production décentralisés d'hydrogène et d'ammoniac alimentés par des parcs solaires ou éoliens. Cette recherche s'intéresse à un modèle de production similaire, mais dans un contexte de demande spécifique au milieu agricole. Dans cette situation, la production est diversifiée en plusieurs vecteurs d'énergie, notamment le biogaz, l'électricité, l'hydrogène et l'ammoniac. Toutes ces sources d'énergie sont des supports intéressants pour atteindre les objectifs actuels de transition énergétique. Cette analyse vise à déterminer les conditions permettant à un tel centre de production de soutenir la logistique énergétique actuelle et sa capacité à effectuer une transition durable.

Ce mémoire a pour objectif de présenter les avantages et inconvénients de cette organisation logistique, tant en ce qui concerne sa capacité à répondre à une demande locale que sa capacité à offrir une rentabilité suffisante pour opérer sur les marchés internationaux de l'énergie. L'objectif est de déterminer les niveaux de résilience et de flexibilité favorisant la production en fonction des scénarios de prix et subvention.

Une modélisation des flux, contraintes énergétiques et coûts a été réalisée sur Excel pour permettre d'estimer les coûts de production d'un tel système de production multi-énergie, dans le respect des paramètres techniques contraignant ces productions.

Les résultats de cette recherche indiquent que le modèle étudié doit généralement bénéficier de subvention dans de nombreuses situations de marché afin d'atteindre le seuil de rentabilité. Le niveau observé de subvention est compris entre 10% et 35%. Il est également intéressant de considérer l'intégration d'une prime pour la vente d'énergie verte, comparée dans cette étude au prix de vente des énergies fossiles. Un revenu compensatoire aux alentours de 150 CAD / T de CO<sub>2</sub> évitées, pourrait offrir des résultats intéressants notamment pour la vente d'ammoniac vert. Les résultats indiquent également que le modèle offre une capacité de résilience face à des fluctuations de prix du marché avec différentes configurations de production possible. De plus, il est observé que la cogénération de biogaz n'est pas viable avec les niveaux de prix utilisés pour l'injection sur le réseau gazier.

## Abstract

The development of new technologies and the growing demand for renewable, and local, energy create new perspectives for energy value chains. Many mutualised production models present decentralized production of hydrogen and ammonia powered by solar or wind farms. This research focuses on a similar production model but in the context of specific demand in the agricultural sector. In this situation, production is diversified into several energy vectors, including biogas, electricity, hydrogen, and ammonia. All these energy sources are interesting supports to achieve current goals of energy transition. This analysis aims to determine the conditions allowing such a production centre to support current energy logistics and its ability to undergo a sustainable transition.

The objective of this thesis is to present the advantages and disadvantages of this logistics organization, both in terms of its ability to meet local demand and its ability to offer sufficient profitability to operate in international energy markets. The goal is to determine the levels of resilience and flexibility favouring production according to price and subsidy scenarios.

A modelling of flows, energy constraints, and costs was carried out in Excel to estimate the production costs of such a multi-energy production system, respecting the technical parameters constraining these productions.

The results of this research indicate that the studied model generally needs subsidies in many market situations to reach the breakeven point. The observed level of subsidy ranges from 10% to 35%. It is also interesting to consider the integration of a premium for the sale of green energy, compared in this study to the selling price of fossil fuels. A compensatory income around 150 CAD / T of avoided CO<sub>2</sub> could offer interesting results, especially for the sale of green ammonia. The results also indicate that the model offers resilience to market price fluctuations with different possible production configurations. Furthermore, it is observed that biogas cogeneration is not viable with the price levels used for injection into the gas network.

# Table des matières

<b>RESUME .....</b>	<b>II</b>
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>III</b>
<b>REMERCIEMENTS .....</b>	<b>VII</b>
<b>AVANT-PROPOS .....</b>	<b>VIII</b>
<b>1 INTRODUCTION.....</b>	<b>1</b>
1.1 PRODUCTION DECENTRALISEE ET ENERGIES EMERGENTES : L'HYDROGENE VERT .....	1
1.2 DEFINITION D'UN CARREFOUR ENERGETIQUE .....	3
1.3 PROBLEMATIQUE ET PLAN .....	3
<b>2 REVUE DE LITTERATURE .....</b>	<b>5</b>
2.1 CONTEXTE DE PERTURBATION LOGISTIQUE GLOBALE.....	5
2.2 LE SECTEUR DE L'ENERGIE.....	6
2.2.1 <i>Perturbations des indices de prix</i> .....	6
2.3 DEFIS LIES A LA TRANSITION ENERGETIQUE.....	8
2.4 LES VECTEURS D'ENERGIE RENOUVELABLE.....	9
2.4.1 <i>Les différentes options de substitution</i> .....	9
2.4.2 <i>Économie circulaire</i> .....	11
2.5 L'ENERGIE AU QUEBEC.....	12
2.6 LA TRANSITION ENERGETIQUE .....	13
2.7 CONTEXTE LOCAL : LE MILIEU AGRICOLE .....	14
2.7.1 <i>Besoins d'approvisionnement</i> .....	14
2.7.2 <i>Valorisation des ressources et spécificités locales</i> .....	16
<b>3 LES MODELES DE PRODUCTION .....</b>	<b>18</b>
3.1 SYNTHESE .....	21
<b>4 METHODOLOGIE .....</b>	<b>22</b>
4.1 OBJECTIF DU MODELE .....	22
4.2 PRESENTATION DE LA STRUCTURE DU MODELE D'UN CARREFOUR .....	23
4.3 ÉTUDE DE CAS D'UN CARREFOUR EN MONTEREGIE .....	24
4.4 MODELISATION DE LA PRODUCTION PRIMAIRE .....	26
4.4.1 <i>Éolien</i> .....	26
4.4.2 <i>Solaire</i> .....	27
4.4.3 <i>Biomasse</i> .....	30
4.5 MODELISATION DE LA CONSOMMATION ET TRANSFORMATION INTERMEDIAIRE.....	31
4.5.1 <i>Électrolyseur</i> .....	31
4.5.2 <i>Consommation d'hydrogène locale</i> .....	32
4.6 MODELISATION DE LA CONSOMMATION ET DISTRIBUTION FINALE .....	33
4.6.1 <i>Ammoniac</i> .....	33
4.6.2 <i>Stockage</i> .....	37
4.6.3 <i>Serre</i> .....	38
4.7 PARAMETRES FINANCIERS.....	41
4.7.1 <i>Les coûts</i> : .....	41
4.7.2 <i>Les revenus</i> .....	42
4.7.3 <i>Rentabilité et scénarios</i> : .....	46
<b>5 ANALYSE DES RESULTATS.....</b>	<b>47</b>
5.1 VUE D'ENSEMBLE .....	47
5.2 SCENARIO 1.....	49
5.2.1 <i>Rentabilité court terme</i> .....	52
5.2.2 <i>Rentabilité moyen terme</i> .....	54
5.2.3 <i>Rentabilité long terme</i> .....	55
5.3 ANALYSE DE LA TAILLE DU CARREFOUR.....	57
5.4 RESILIENCE DU CARREFOUR – CHUTE DU PRIX DE L'AMMONIAC .....	61
5.5 VALORISATION DE LA PRODUCTION DE BIOGAZ.....	64

5.6	CARREFOUR, PARC SOLAIRE EOLIEN ET USINE DE BIOMETHANISATION .....	69
<b>6</b>	<b>LIMITES DE LA SCENARISATION :.....</b>	<b>74</b>
6.1	CONTRAINTES ET OPTIMISATION.....	74
6.2	ESTIMATION DE PRIX DE MARCHÉ ET COUTS.....	75
<b>7</b>	<b>DISCUSSION .....</b>	<b>77</b>
7.1	INVESTISSEMENT DANS LA DIVERSIFICATION DE PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE.....	77
7.2	QUEL PRIX ACTUALISÉ DE L'AMMONIAC ET QUELLE SUBVENTION NÉCESSAIRE .....	78
7.3	UTILISATION DU BIOGAZ.....	80
7.4	SYNERGIE D'ADAPTATION AU SPÉCIFICITÉS LOCALES.....	81
<b>8</b>	<b>CONCLUSION .....</b>	<b>85</b>
8.1	CONTRIBUTIONS .....	86
8.2	RECHERCHES FUTURES .....	87
	<b>REFERENCES .....</b>	<b>88</b>
	<b>ANNEXES .....</b>	<b>93</b>
	ANNEXES 1 À 10 : RÉSUMÉS D'ARTICLES COMPLÉMENTAIRES .....	93
	ANNEXE 11 : LE SECTEUR DE L'AGROALIMENTAIRE .....	99
	ANNEXE 12 : TERRITOIRE DU QUÉBEC - PRINCIPAUX AXES .....	101
	ANNEXE 13 : VISUALISATION DE LA DISTRIBUTION DES REVENUS MODELISÉS .....	102
	ANNEXE 14 : DÉTAILS DU REVENU PAR UNITÉ DE PRODUCTION POUR CHAQUE CONFIGURATION SIMULÉE POUR UNE SITUATION DE MARCHÉ DE L'AMMONIAC BAS .....	102
	ANNEXE 15 : SITUATIONS DE COMPARAISON AUX PERFORMANCES DU PARC SOLAIRE/EOLIEN .....	103
	ANNEXE 16 : SITUATIONS DE COMPARAISON AUX PERFORMANCES DE L'USINE DE BIOMETHANISATION .....	103
	ANNEXE 17 : DISTRIBUTION DES COUTS DE L'USINE DE BIOMETHANISATION.....	103
	ANNEXE 18 : IMPRESSIONS ÉCRAN DU MODÈLE EXCEL .....	104

## Table des Figures

Figure 1.1 :	Prévision de la demande d'hydrogène par secteur d'ici 2050 (WEF, 2022) .....	2
Figure 1.2 :	Schématisation simplifiée d'un carrefour énergétique.....	3
Figure 2.1:	Indice annuel du prix d'achat de l'urée1.....	7
Figure 2.2 :	Indice mensuel du prix d'achat du gaz naturel2.....	7
Figure 2.3 :	Répartition de la consommation d'énergie au Québec .....	12
Figure 2.4 :	Consommation annuelle de produits pétroliers raffinés (Tj) pour les activités de pêche chasse et agriculture .....	15
Figure 4.1 :	Unités de production et flux du carrefour multi-énergies.....	24
Figure 4.2 :	Graphique des courbes de production éolienne 2018 - 2022.....	27
Figure 4.3 :	Graphique des courbes de production solaire 2018 - 2022.....	28
Figure 4.4 :	Comparaison courbe de production solaire et éolienne.....	29
Figure 4.5 :	Profil de consommation d'énergie estimé de la serre.....	39
Figure 4.6 :	Exemple de profil de consommation d'une serre, Siala, N. (2022) .....	40
Figure 4.7 :	Prix mensuels moyens d'engrais US 2011 - 2021.....	44
Figure 5.1 :	Schéma de la taille des unités de production .....	49
Figure 5.2:	Consommation en énergie des serres.....	66
Figure 7.1:	Visualisation de la distribution du revenu annuel d'un carrefour .....	79
Figure 7.2 :	Production mensuelle éolienne et solaire du carrefour.....	82
Figure 7.3 :	Distribution mensuelle du besoin local en hydrogène (gauche) et chauffage pour les serres (droite) .....	83
Figure 7.4 :	Production annuelle d'ammoniac par mois .....	83
Figure 7.5 :	Distribution mensuelle des surplus en énergie du carrefour.....	84

## Table des Tableaux

Tableau 1: Aperçu du secteur agricole .....	17
Tableau 2 : Synthèses des modèles techno-économiques présentés .....	21
Tableau 3 : Pour une éolienne de 4,5MWh Gamesa G128/4500 .....	26
Tableau 4 : Données obtenues pour les années 2018 à 2022 .....	28
Tableau 5 : Détail de la production de biogaz.....	30
Tableau 6 : caractéristiques d'un générateur .....	31
Tableau 7 : Exemple de calcul de consommation locale d'hydrogène.....	33
Tableau 8 : Récapitulatif de modèles Haber-Bosch dans la littérature .....	34
Tableau 9 : Priorisation de l'utilisation de la production de KWh .....	36
Tableau 10 : Calcul approximatif du stockage thermique en bassin d'eau chaude.....	40
Tableau 11: Récapitulatif des hypothèses de coûts.....	41
Tableau 12 : Récapitulatif des hypothèses de prix du marché (CAD).....	45
Tableau 13: : Exemple simplifié de revenu - coûts.....	46
Tableau 14: Récapitulatif général des résultats.....	48
Tableau 15: Coûts annualisés totaux du carrefour .....	50
Tableau 16: Hypothèse de prix.....	51
Tableau 17: Production total simulée (en CAD), simulation court terme.....	52
Tableau 18: Revenus - Coûts (CAD), simulation court terme .....	53
Tableau 19: Production total simulée (en CAD), simulation moyen terme .....	54
Tableau 20: Revenus - Coûts (CAD), simulation moyen terme .....	55
Tableau 21: Revenus - Coûts (CAD), simulation long terme : .....	55
Tableau 22: Revenus - Coûts (CAD), simulation long terme : .....	56
Tableau 23: Comparaison du rendement H <sub>2</sub> /NH <sub>3</sub> de différentes configurations.....	57
Tableau 24: Changement des coûts annualisés en fonction de la configuration choisie.....	58
Tableau 25: Variation des surplus de MWh revendus .....	59
Tableau 26: Scénario 2, prix de vente minimum atteignables .....	59
Tableau 27: Scénario 3, prix de vente minimum atteignables .....	60
Tableau 28: : Configuration 1 : perturbation du marché de l'ammoniac .....	62
Tableau 29: Configuration 2 : perturbation du marché de l'ammoniac .....	62
Tableau 30: Configuration 3 : perturbation du marché de l'ammoniac .....	62
Tableau 31: : Configuration 4 : perturbation du marché de l'ammoniac .....	63
Tableau 32: Configurations les plus performantes pour les situations 1 à 4.....	63

## Remerciements

Je tiens tout d'abord à exprimer ma sincère gratitude envers le Professeur Pierre-Olivier Pineau, directeur de ma recherche. Son soutien et son expertise ont été essentiels à l'élaboration de la trame de ce mémoire. En effet, de nombreuses pistes et opportunités ont été explorées tout au long du processus de recherche. M. Pineau s'est montré extrêmement disponible pour orienter et remettre en question les diverses hypothèses que nous avons étudiées. J'ai ainsi pu suivre un parcours d'apprentissage riche et stimulant, et je lui suis sincèrement reconnaissant pour cela.

La collaboration avec Machinerie Dubois a également été un atout à ma recherche. Ainsi, je tiens à exprimer ma sincère gratitude à toute l'équipe de Machinerie Dubois. J'aimerais adresser des remerciements spéciaux à Sylvain, Dominique et Lilianne pour leur chaleureux accueil et accompagnement. Grâce à Machinerie Dubois, l'élaboration du modèle a été enrichie de données précises et de qualité, ce qui a rendu l'analyse des résultats d'autant plus intéressante. Leur connaissance approfondie du milieu agricole a joué un rôle clé pour ancrer ce mémoire dans un contexte spécifiquement québécois.

Je tiens également à exprimer ma gratitude envers le Professeur Bruno Pollet de l'UQTR pour son précieux soutien, en particulier pour avoir facilité la mise en contact avec d'autres étudiants internationaux effectuant des recherches dans le même domaine. Cela a ouvert la voie à de nombreuses réflexions et échanges enrichissants.

Enfin, je souhaite remercier les écoles HEC Montréal et EDHEC, avec lesquelles j'effectue un double diplôme. Elles ont offert un cadre propice à la recherche ainsi que du soutien dans les nombreuses démarches administratives qui ont été nécessaires pour cette année de maîtrise au Canada.

## Avant-Propos

Dans une volonté d'étudier la relation entre les besoins et la demande en énergie, les premiers axes de recherche de ce mémoire étaient orientés vers l'équilibre énergétique entre deux zones aux profils différents. Cette réflexion s'est concentrée sur les modèles de production sous-jacents plutôt que sur les échanges entre deux marchés. Les fluctuations de la production ainsi que la capacité de stockage sont des sujets particulièrement importants dans la gestion de l'équilibre énergétique, d'autant plus avec l'intérêt croissant pour les énergies renouvelables, qui sont des sources intermittentes et saisonnières. Ainsi, l'étude d'un modèle de production permet de mieux visualiser les paramètres et les contraintes liés à ces sujets.

Grâce à la mise en contact du Professeur Pierre-Olivier Pineau, ce mémoire a pu être réalisé avec le soutien de l'entreprise Machinerie Dubois. Machinerie Dubois est un équipementier agricole situé à Manseau et opérant depuis 1962, principalement dans le domaine de la canneberge. L'entreprise a fourni un environnement propice à cette étude, offrant des contacts à la fois dans le secteur agricole et industriel. Ces deux aspects se sont avérés cruciaux pour la compréhension des particularités du milieu agricole et pour l'obtention des données nécessaires à la modélisation de la production. De nombreux modèles d'équipement ont été pris en considération pour représenter les différentes transformations d'énergie, et les différents partenaires ayant partagé leurs résultats sont anonymisés sous le nom de Machinerie Dubois dans le texte. La sélection des unités de production appropriées a été effectuée en tenant compte de la simplicité d'intégration dans un modèle Excel et du réalisme des simulations. Par exemple, la demande locale d'électricité est modélisée en fonction de la consommation d'une serre, ce qui offre une précision horaire. Le questionnement sur les différentes solutions de liaison et d'objectif a donné lieu à différentes analyses, notamment sur la viabilité de la cogénération de biogaz. Ces différents axes de recherche sont présentés dans les résultats et la partie discussion.

## 1 Introduction

La consommation mondiale d'énergie primaire a progressé de 1 400% depuis le début du XX<sup>e</sup> siècle, passant de 43 200 pétajoules (PJ) à près de 648 000 PJ en 2022 (Our World in Data, 2023). Cette évolution de la consommation énergétique mondiale a été permise par des ajouts de sources d'énergie utilisées. Le bouquet énergétique a évolué d'une prédominance du charbon et de la biomasse vers le pétrole, le gaz naturel, l'énergie nucléaire, et plus récemment les sources d'énergie renouvelable ont pris de l'importance, sans toutefois dominer.

La transition envisagée actuellement est en partie motivée par la volonté de ne plus utiliser les sources d'énergies fossiles (pétrole, charbon, gaz naturel), représentant plus de 80 % de la production mondiale actuelle (United Nations, 2023). Ces énergies sont non seulement au cœur des émissions de gaz à effet de serre (GES), mais sont aussi liées à des enjeux géopolitiques importants, ce qui cause régulièrement des crises énergétiques de plus ou moins grande ampleur. Des hausses subites du prix de l'essence à la reconfiguration des marchés européens du gaz et du pétrole suite à l'invasion russe de l'Ukraine, les dépendances aux hydrocarbures constituent un risque économique constant. Sur le plan environnemental, les objectifs décidés lors de la COP26 visent à réduire les émissions de CO<sub>2</sub> et à limiter la hausse des températures mondiales d'ici 2050, ce qui ne pourra se faire sans des changements majeurs dans les bouquets énergétiques. Ces accords mondiaux nécessitent un effort commun, ainsi que des investissements globaux qui pourraient atteindre la somme de 131 000 milliards de dollars d'ici 2050. (IRENA,2021)

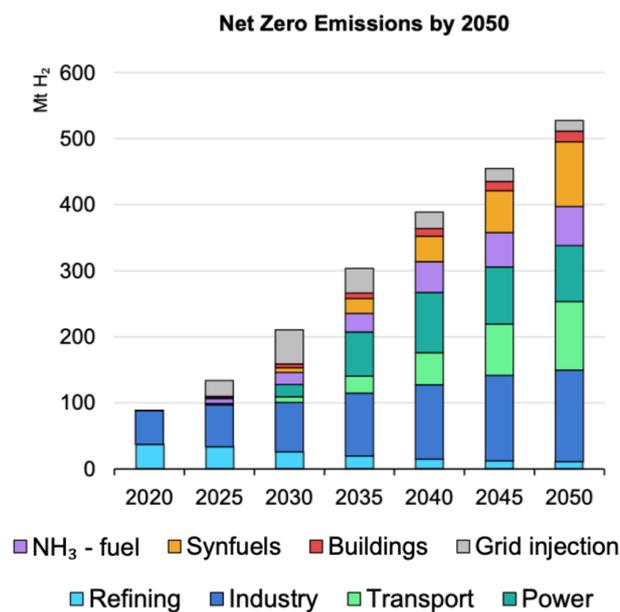
Cependant, la transformation du profil énergétique, en passant d'une majorité de sources fossiles à une nouvelle configuration, présente de nombreux défis. Parmi ceux-ci, on peut mentionner les ajustements nécessaires au niveau de la logistique et des infrastructures, ainsi que la mise en place d'une nouvelle gestion de l'offre et de la demande, notamment en réponse aux problématiques liées à l'intermittence de la production d'énergie renouvelable (éolien, solaire), à la saisonnalité et à la complexité du stockage (IRENA, 2021).

### 1.1 Production décentralisée et énergies émergentes : l'hydrogène vert

La création de nouveaux modèles de production, souvent décentralisés, est nécessaire pour répondre aux spécificités du nouveau paysage énergétique décarbonisé envisagé. L'hydrogène

est l'un des éléments au cœur des études et réflexions autour de la transition énergétique. En effet ce vecteur d'énergie offre un large éventail d'applications potentielles dans les secteurs des industries, du transport, des réseaux urbains de chaleur, du stockage d'énergie et de la génération d'électricité. Il y a un intérêt non négligeable pour convertir les sources d'électricité renouvelable comme l'éolien ou le solaire en hydrogène « vert », permettant ainsi la diversification du flux énergétique. D'autres dérivés de l'hydrogène comme l'ammoniac sont aussi des produits intéressants, qui permettent par exemple un stockage de l'énergie ou des applications agricoles. Bien que la transformation du flux d'énergie à travers différents vecteurs s'accompagne d'une perte d'efficacité à chaque transformation, les avantages de flexibilité d'utilisation et de stockage restent intéressants dans de nombreuses situations. Ainsi, il est prévu que la demande future d'hydrogène notamment issu de sources d'énergie renouvelable augmentera considérablement dans le futur (figure 1.1).

Figure 1.1 : Prédiction de la demande d'hydrogène par secteur d'ici 2050 (WEF, 2022)

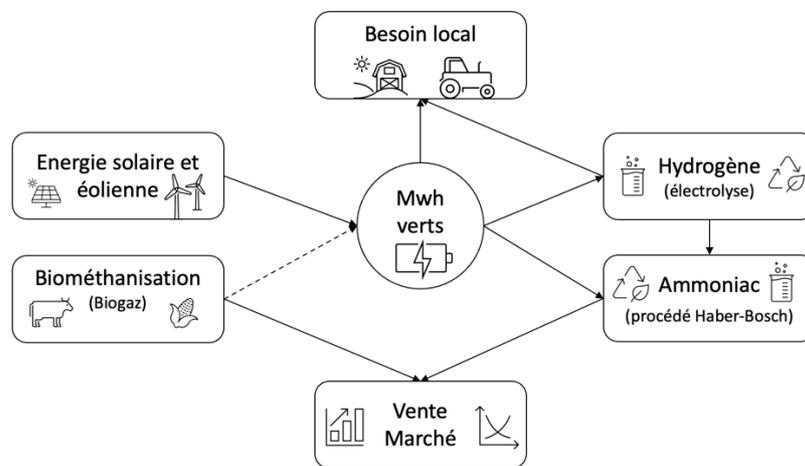


Quand bien même les sources solaires et éoliennes sont établies comme étant essentielles à la transition énergétique en cours, il est attendu que le marché de l'hydrogène vert atteigne les 1,4 trillions de dollars annuels d'ici 2050. Cela correspond à une demande annuelle de 500 à 600 millions de tonnes (Deloitte, 2023). Cela nécessitera des investissements conséquents dans la chaîne de valeur de l'hydrogène.

## 1.2 Définition d'un carrefour énergétique

De nombreuses études techno-économiques se penchent sur l'évaluation de la viabilité des "usines d'énergie verte". Dans le cadre de ce mémoire, le système de production examiné, nommé "carrefour", correspond à une installation de production décentralisée fonctionnant dans un environnement local et rural. Les principales sources d'énergie utilisées sont le solaire, l'éolien et la biométhanisation. Les deux principales méthodes de conversion de l'énergie sont l'électrolyse, qui produit de l'hydrogène, et le processus Haber-Bosch, qui permet de synthétiser de l'ammoniac à partir d'hydrogène et d'azote.

Figure 1.2 : Schématisation simplifiée d'un carrefour énergétique



Ce système de production-consommation intègre la production d'énergies renouvelables et d'hydrogène, dans un contexte décentralisé permettant de localiser les sources d'approvisionnement énergétique plus près des consommateurs. Cela permet de réduire leur dépendance à des chaînes d'approvisionnement internationales et de favoriser l'économie circulaire.

## 1.3 Problématique et plan

Ce mémoire vise à élaborer un modèle technico-économique permettant d'évaluer différents scénarios de niveau de coûts et de demande pour un carrefour énergétique. Cette analyse s'inscrit dans un contexte québécois et repose sur l'utilisation de données aussi réalistes que possible, obtenues en collaboration avec des entreprises locales. Ses objectifs sont les suivants :

- Modéliser de façon réaliste le fonctionnement d'un carrefour sur une année type
- Déterminer la production et faisabilité économique du modèle de carrefour
- Évaluer la résilience et rentabilité d'un tel carrefour selon différents scénarios

Une revue des différents concepts et notions clés, est présentée dans la partie 1. La deuxième section se consacre à l'évaluation de divers modèles technico-économiques permettant d'établir un cadre pour la présentation du modèle dans la partie suivante. Les objectifs précis de la modélisation et scénarisation seront présentés dans la partie 2, qui détaillera également la méthodologie suivie. La troisième section de ce document sera consacrée à la présentation des résultats issus de la scénarisation, ainsi qu'à l'analyse des simulations effectuées. Enfin, la quatrième section sera dédiée à une discussion des implications, interprétations et limitations de cette étude, précédant ainsi la conclusion.

## 2 Revue de Littérature

### 2.1 Contexte de perturbation logistique globale

À la suite d'une période marquée par d'importantes perturbations, notamment la pandémie de COVID-19 et l'invasion de l'Ukraine (2020-2022), la littérature a mis en évidence plusieurs tendances. Parmi celles-ci, la relocalisation de la production, la durabilité des chaînes logistiques et la mutualisation revêtent une importance particulière pour contextualiser l'analyse d'un centre de production décentralisé, ou "carrefour". Ces concepts sont directement liés aux besoins de résilience et de durabilité, qui se révèlent essentiels pour garantir l'efficacité d'un tel centre de production décentralisé et son intégration au sein de la chaîne de valeur de l'énergie.

#### Production plus localisée

Les chaînes d'approvisionnement ont été confrontées à des perturbation successives lors de ces dernières années, comme la crise sanitaire de la COVID-19. L'une des conséquences observées est le pivotement des chaînes d'approvisionnement vers la résilience, l'efficacité et la durabilité environnementale (Harvard Business Review, 2023). La recrudescence des tendances de « reshoring » ou rapatriement industriel dans certains pays, est une tendance souvent décrite. Cette notion de rapatriement industriel est particulièrement débattue dans la littérature post-crise. Elle correspond à une prise en compte des coûts globaux réels après une mise en évidence de coûts auparavant sous-estimés (ou « cachés »). Cela suggère une nécessité de mieux contrôler ces coûts, ce qui pousse certaines entreprises à envisager une relocalisation de certaines activités. (Wan, L., Guido Orzes, & Guido Nassimbeni, 2023).

#### Chaîne logistique verte

Selon Sarkar P. et al. (2023), la conception du modèle des chaînes de valeur transitionne d'un « centre de coût à réduire et optimiser » vers un « objectif environnemental et de maintien de la continuité d'approvisionnement ». Cette approche vers la résilience et durabilité crée de nouvelles synergies potentielles comme l'électrification de certains procédés. Cet exemple permet à la fois de réduire l'emprunte carbone et de réduire la dépendance aux importations. L'intégration de la dimension renouvelable implique de nouveaux défis et pratiques logistiques.

## Mutualisation des opérations

Comme présentée par Mrabti, N et al. (2019), la mutualisation logistique à travers la mise en commun de ressources, offre une solution innovante pour relever certains défis comme la réduction des coûts environnementaux et économiques. Dans la limite de cette étude, les auteurs trouvent dans l'ensemble une amélioration des performances économiques et une réduction des émissions carbone grâce à l'adoption d'un modèle de mutualisation logistique 4.0. Le regroupement de différentes opérations permettant la mise en commun d'activités, semble donc présenter des avantages, notamment environnementaux, dans certaines situations.

Ces trois tendances permettent d'identifier des éléments qui ont un impact sur la nature et la localisation des besoins en approvisionnement énergétique. Plus précisément, il s'agit de la capacité de l'approvisionnement énergétique local, sa durabilité en termes d'énergie renouvelable, ainsi que la centralisation de la production. Ces éléments sont importants à prendre en compte dans l'analyse d'un carrefour centralisé et multi-énergies.

### 2.2 Le secteur de l'énergie

Au-delà des tendances globales en matière de gestion de l'approvisionnement, le secteur de l'énergie connaît ses propres perturbations notamment sur le plan du marché, ce qui a une incidence sur la création de modèles de production.

#### 2.2.1 Perturbations des indices de prix

La transition énergétique est souvent présentée à tort comme un dilemme entre économie et environnement (Whitmore, J. & Lafontaine Beaumier, E., 2019). Le véritable objectif de cette transition est d'intégrer des modèles économiques viables qui s'alignent sur les caractéristiques des énergies renouvelables.

En effet, comme le décrivent Jean, S. & Jégourel, Y. (2022), la guerre en Ukraine a eu un impact immédiat sur un large panel de matières premières. La quantification précise de cette perturbation s'avère complexe. Ainsi certains changements d'indices de prix favorisent des énergies renouvelables de façons artificielles et temporaires.

Comme observé sur les figures 1 et 2, le prix du gaz naturel ainsi que de produits dérivés comme l'urée ont grandement varié avec un prix deux fois plus élevé en février 2022 (début de l'invasion d'Ukraine) qu'en juillet 2021. L'urée ( $\text{CO}(\text{NH}_2)_2$ ) est d'une grande importance en agriculture industrielles (engrais) et se fabrique à partir d'ammoniac ( $\text{NH}_3$ ) – qui nécessite de l'azote (N) et de l'hydrogène (H) pour être produit. La hausse du prix de certains carburants fossiles a pu rendre intéressants le pivotement vers des sources renouvelables. Pour autant, ces sources renouvelables n'ont pas, dans la plupart des cas, bénéficié de réduction majeure de coûts de production. Ainsi un retour à un niveau de pré-perturbation des prix des carburants fossiles (avril 2023) pourraient marquer la fin de cette opportunité. Il semble donc important de bien définir l'intégration de la transition énergétique dans un cadre économique viable au long terme.

Figure 2.1: Indice annuel du prix d'achat de l'urée<sup>1</sup>

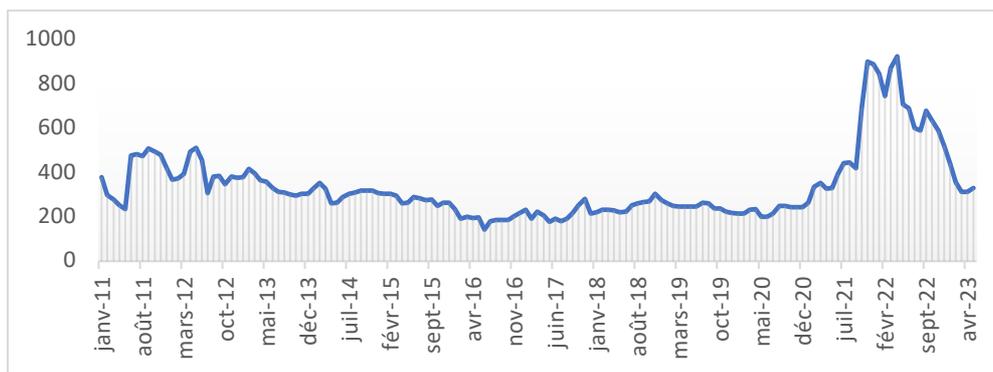


Figure 2.2 : Indice mensuel du prix d'achat du gaz naturel<sup>2</sup>



<sup>1</sup> Source : Urea - Monthly Price - Commodity Prices - Price Charts, Data, and News -IndexMundi. (2023, May). <https://www.indexmundi.com/commodities/>

<sup>2</sup> Source: Henry Hub Natural Gas Spot Price (Dollars per Million Btu). (2023, July). [www.eia.gov](https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdm.htm). <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdm.htm>

Fontanel, J. (2022) décrit également que les énergies décarbonées bien qu'encore trop coûteuses pour être compétitives bénéficient d'un avantage dû à l'augmentation du prix du pétrole. La consommation mondiale de pétrole reste élevée, avec une part de 82% pour les énergies fossiles (gaz, pétrole et charbon) en 2000, et un chiffre similaire de 81% en 2022. En dehors des variations de prix, d'autres freins subsistent, notamment l'approvisionnement en matériel, tels que les panneaux solaires majoritairement produits en Chine.

### 2.3 Défis liés à la transition énergétique

En dehors du contexte économique, il existe également des défis et des contraintes techniques qui revêtent une importance cruciale dans l'élaboration de stratégies d'approvisionnement.

#### **Électrification**

Pour substituer à la consommation d'énergie fossiles, l'une des premières solutions consiste à électrifier des procédés utilisant du carburant<sup>3</sup>. En effet, comme le souligne Brown, T. (2019), l'utilisation directe de l'électricité renouvelable semble être la manière la plus efficace d'utiliser l'énergie. Par exemple, le stockage dans des batteries électriques peut avoir une efficacité aller-retour supérieure à 80%. D'autre part, pour produire d'autres vecteurs d'énergie comme l'ammoniac il faut passer par des procédés eux même gourmands en énergie. Une tonne d'ammoniac produite à partir d'énergie renouvelable, requiert entre 10 et 12 MWh d'énergie. Des améliorations futures pourraient permettre de réduire cette consommation à environ 7 à 8 MWh par tonne. En ce qui concerne le stockage et la compression puis le craquage de l'ammoniac (nécessaire pour le transport et la récupération à destination de l'hydrogène), environ 1,4 MWh par tonne sont nécessaires, avec une efficacité d'environ 76%. Toutes ces étapes de transformation affectent l'efficacité énergétique du produit final (Brown, T., 2019).

#### **Gestion du réseau**

Il faut également considérer les contraintes d'infrastructures et de réseau. L'article de Zozmann, E. et al. (2021) examine la possibilité d'un réseau d'énergie à 100 % renouvelable en Amérique du Nord. Trois scénarios sont envisagés : l'absence d'expansion du réseau, l'expansion du réseau (infrastructure de connexion) et une infrastructure décentralisée utilisant des technologies de

---

<sup>3</sup> Annexe 10 : information supplémentaire sur l'électrification

stockage et de distribution. L'analyse compare les compromis entre l'investissement dans l'infrastructure d'interconnexion et celui dans les technologies de stockage et de distribution. Les résultats de cette étude suggèrent que la flexibilité requise pour intégrer des sources intermittentes d'énergie renouvelable peut être obtenue grâce au stockage à court terme et saisonnier.

En parallèle, Rodríguez-Sarasty, J. A. et al. (2021), analysent les capacités d'interconnexion et de maîtrise de la balance énergétique. Leur analyse de scénarios prend en compte différents objectifs en matière de réduction des émissions, de facteurs de charge et de technologies. L'ajout de capacités d'interconnexion et d'intégration dans la région nord-est américaine pourrait contribuer à réduire les coûts du système électrique et faciliter une décarbonation majeure. Le rôle de l'énergie hydroélectrique est particulièrement intéressant, car elle offre une grande capacité de stockage, permettant ainsi d'équilibrer les variations de puissance de l'éolien.

En effet, l'un des défis des systèmes d'énergies est l'harmonisation de l'offre (production) et de la demande (consommation) d'énergie. Pour éviter les pertes et ainsi optimiser l'efficacité du système il faut être capable d'absorber les surplus par exemple dans des moyens de stockage<sup>4</sup> où les rediriger vers des zones à plus fortes demandes. Ainsi, l'implantation de carrefour d'énergies pourrait s'inscrire dans ces problématiques grâce à leur capacité de stockages ou de redistribution de surplus.

## 2.4 Les vecteurs d'énergie renouvelable

### 2.4.1 Les différentes options de substitution

Ainsi l'énergie électrique produite par un système peut être convertie à travers d'autres procédés et alimenter d'autres moyens de production. Les trois vecteurs d'énergies considérés dans l'analyse du carrefour multi-énergie sont l'hydrogène, l'ammoniac et le biogaz.

### **Hydrogène**

Selon Fan, L. et al. (2021) l'hydrogène<sup>5</sup> a un potentiel intéressant dans l'électrification et la décarbonation des systèmes énergétiques, en particulier à travers l'utilisation de piles à

---

<sup>4</sup> Annexe 8, tableau d'équivalence énergétique

<sup>5</sup> Annexe 4, différents procédés d'électrolyse

combustible. Ces piles à combustible présentent plusieurs avantages par rapport aux technologies traditionnelles de combustion. Elles offrent des performances supérieures, avec un taux de conversion d'énergie pouvant atteindre 60%, comparé à environ 40% pour un moteur diesel, tout en ayant des émissions très faibles. Par ailleurs, certains vecteurs d'hydrogène, tels que l'ammoniac, présentent une grande densité d'hydrogène, offrant ainsi une capacité de stockage et de transport intéressante. Cependant, cet article souligne également certains défis liés au développement commercial des piles à combustible notamment la stabilité et les coûts.

### **Ammoniac**

L'étude de Chehade, G., & Dincer, I. (2021), se concentre sur la production d'ammoniac par le biais d'un système utilisant l'électrolyse de l'eau pour alimenter le processus de Haber-Bosch qui permet la synthèse de l'ammoniac. L'hydrogène présente une densité très faible, ce qui rend son utilisation moins efficace que celle de la plupart des carburants existants. Cependant, l'ammoniac contient environ 18% d'hydrogène (en termes de masse) et offre ainsi une densité d'hydrogène environ 50% plus élevée que l'hydrogène liquide ou comprimé. De plus, l'ammoniac ne nécessite pas de conditions de température et de pression extrêmes pour être stocké<sup>6</sup>. Par son infrastructure existante adaptée au transport et à la distribution de l'ammoniac, celui-ci se positionne comme un vecteur efficace, rendant la production d'hydrogène viable<sup>7</sup>. Ainsi, dans un avenir proche, l'ammoniac pourrait non seulement servir de moyen de stockage et de transport d'énergie, mais également de matière première pour la synthèse d'engrais dans le secteur agricole.

### **Biogaz et biométhane**

Pavičić, J. et al. (2022) analysent la production de biogaz en Europe qui cherche à augmenter sa production pour réduire ses émissions GES. La technologie de séparation membranaire est la plus couramment utilisée pour purifier le biométhane (environ 35% des installations). D'autres techniques telles que la séparation cryogénique et la gazéification thermique sont également en cours de développement.

La séparation du biogaz en CO<sub>2</sub> et du biométhane entraîne également le rejet du CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère, ce qui peut nuancer les avantages environnementaux. En ce qui concerne

---

<sup>6</sup> Annexe 1, efficacité aller-retour de l'ammoniac

<sup>7</sup> Annexe 7, importance de l'infrastructure

l'utilisation actuelle de l'électricité produite à partir de biogaz, environ 2/3 du biogaz est utilisé pour les besoins de chauffage et d'électricité, tandis que 30% de la production totale est destinée au secteur résidentiel. Les bénéfices de cette production pourraient être améliorés si le biogaz était vendu comme carburant purifié<sup>8</sup>. Cependant, la valorisation des avantages du biogaz n'est pas optimale, ce qui se reflète dans son prix<sup>9</sup>.

En effet, compte tenu des nouvelles nécessités de décarbonation, différentes alternatives de carburants peuvent servir de substituts à l'équipement utilisant des moteurs diesel. Comme le présente le fabricant Cummins (2022)<sup>10</sup> ces solutions produites à partir de bio déchets ou de bio gaz offrent différentes spécificités qui peuvent permettre différentes utilisations.

#### 2.4.2 Économie circulaire

L'économie circulaire repose sur le principe fondamental selon lequel les déchets d'un cycle de production/utilisation peuvent servir de matière première à un autre cycle. Selon Yang, Mingyu, et al. (2022), l'économie circulaire présente trois aspects clés : l'élimination des déchets, la remise en circulation des matériaux et la régénération des écosystèmes. Les résultats de leur analyse soutiennent que les stratégies d'économie circulaire peuvent réduire l'utilisation des ressources et prévenir une partie de la pollution de l'environnement.

L'économie circulaire peut aussi intervenir sur le long terme, au niveau stratégique. Cette approche peut avoir un impact sur la mise en place de site production. Comme le soulignent Mendoza, J. M. F. et al. (2022), une éolienne est composée une structure contenant plus de 25 000 éléments différents pouvant peser plusieurs centaines de tonnes. Ainsi, une ferme éolienne de 100 MW, représente environ 68 000 tonnes de matériaux. Parmi ces matériaux, les terres rares, les matériaux composites et autres métaux sont intéressants à recycler. Bien que le taux de recyclage d'une éolienne puisse atteindre 90%, il est important de noter que tous les matériaux ne sont pas recyclables à 100% (généralement autour de 50% notamment pour l'électronique). Il est donc important de prendre en compte ces éléments lors de la conception et de l'installation d'un parc éolien afin de maximiser la gestion des déchets et de minimiser l'impact social et environnemental.

---

<sup>8</sup> Annexe 9, autres exemples de stratégies de réduction du prix de Biocarburant

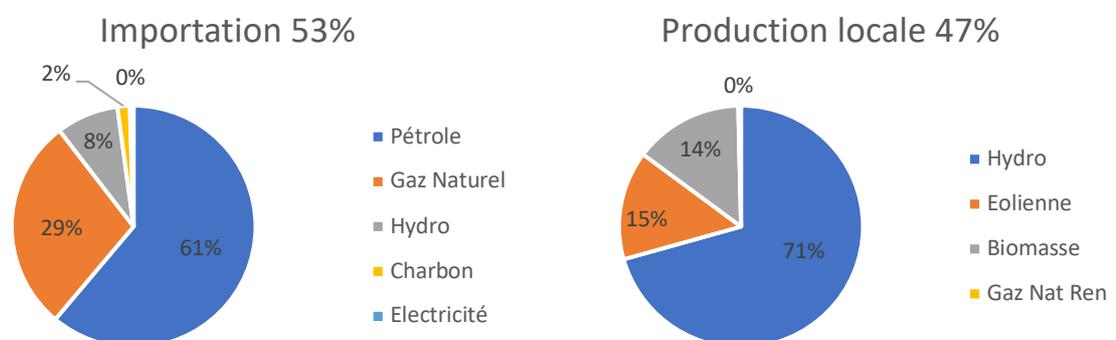
<sup>9</sup> Annexe 6, informations supplémentaires sur le gaz naturel renouvelable et le Bioéthanol

<sup>10</sup> Annexe 2, liste des options de substitutions au diesel

## 2.5 L'énergie au Québec

La province canadienne du Québec bénéficie d'un important approvisionnement en énergie renouvelable. La production locale (47% de la disponibilité totale) est en majorité composée d'énergie hydroélectrique, suivie de l'éolien et de la biomasse (Whitmore, J., & Pineau, P.-O., 2023). Au-delà de sa production domestique d'énergie, 53% de l'approvisionnement globale du Québec provient d'importations, surtout des énergies fossiles. Ces hydrocarbures sont importés à 100% d'Amérique du Nord. Ces différentes sources d'énergie servent différentes utilisations comme pour le transport, les ménages, les industries lourdes...

Figure 2.3 : Répartition de la consommation d'énergie au Québec<sup>11</sup>



Si l'on considère uniquement l'approvisionnement local en électricité du Québec, près de 95% (2021) de sa production provient des centrales hydroélectriques. Le reste du mix énergétique de sa production locale repose sur l'énergie éolienne (5%) et la biomasse (1%) (Whitmore, J., & Pineau, P.-O., 2023).

La consommation totale québécoise d'énergie en 2020 s'élevait à 1 693 Pétajoules (PJ). Cette consommation est considérée comme élevée si on la rapporte au niveau par habitant. Une grande partie de cette consommation est attribuée aux industries, qui représentent 35% de la consommation totale, suivies par le secteur du bâtiment et du transport. Ces différents secteurs ont un approvisionnement plus ou moins durable. A titre d'exemple, le secteur du transport, a une consommation énergétique reposant à 97% sur le pétrole.

<sup>11</sup> Adapté de Whitmore, J., & Pineau, P.-O., 2023

En prévision de l'approvisionnement futur pour la période 2023-2032, une augmentation de 14% est prévue. Cela entraînerait un besoin supplémentaire de puissance de 5 000 MW et de 29,5 TWh annuels. Même avec les stratégies d'efficacité énergétique qui permettront d'économiser jusqu'à 3 684 MW, il sera toujours nécessaire d'augmenter la capacité de production pour garantir un approvisionnement énergétique fiable. Dans ce contexte, il est essentiel de gérer la consommation énergétique, notamment aux moments clés afin d'éviter les risques de défaillance du système et de répondre aux pics de demande prévus pour 2032 (Whitmore, J., & Pineau, P.-O., 2023).

## 2.6 La transition énergétique

En parallèle des défis de gestion d'approvisionnement en énergie, le Québec vise des objectifs d'envergure de transition énergétique. D'après le plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétique 2023, plusieurs cibles énergétiques ont été établies (Gouvernement Du Québec, 2023) :

- Amélioration de l'efficacité énergétique de 15 %
- Réduction de la consommation de produits pétroliers de 40%
- Augmentation de de la production d'énergies renouvelables de 25 %
- Augmentation de 50 % de la production de bioénergies
- Élimination totale de l'utilisation du charbon thermique

Pour se faire un investissement de 12,7 milliards de \$ est prévu d'ici 2030. Cet investissement a pour but de renforcer l'innovation dans le secteur de l'énergie, réduire la dépendance aux produits pétroliers et développer la production d'énergie renouvelable.

Ainsi le Québec recherche au global une réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) de 37,5% par rapport au niveau de 1990, ainsi que la carboneutralité d'ici 2050 (Gouvernement Du Québec, 2023). Pour atteindre ces objectifs, il est prévu de réduire la vente de véhicules à essence et d'augmenter considérablement le nombre de véhicules électriques sur les routes. De plus, le Québec s'engage à réduire de moitié les émissions liées au chauffage immobilier en favorisant l'adoption de systèmes de chauffage plus propres et plus efficaces. La production de bioénergie sera également renforcée, avec une augmentation de 50% de sa production prévue. Cela permettra de diversifier les sources d'énergie et de réduire davantage les émissions de GES. En parallèle, les réseaux autonomes bénéficieront d'un approvisionnement en énergie

renouvelable à hauteur de 70% d'ici 2025, ce qui favorisera l'utilisation de sources d'énergie propres dans ces zones.

Pour réduire la consommation de produits pétroliers, issu d'un pétrole exposé aux aléas du contexte mondial et aux chaînes d'approvisionnement internationales, des stratégies innovatrices devront être employées. Dans des secteurs tels que l'agriculture, où les produits pétroliers sont encore très présents, des solutions particulières doivent être trouvées.

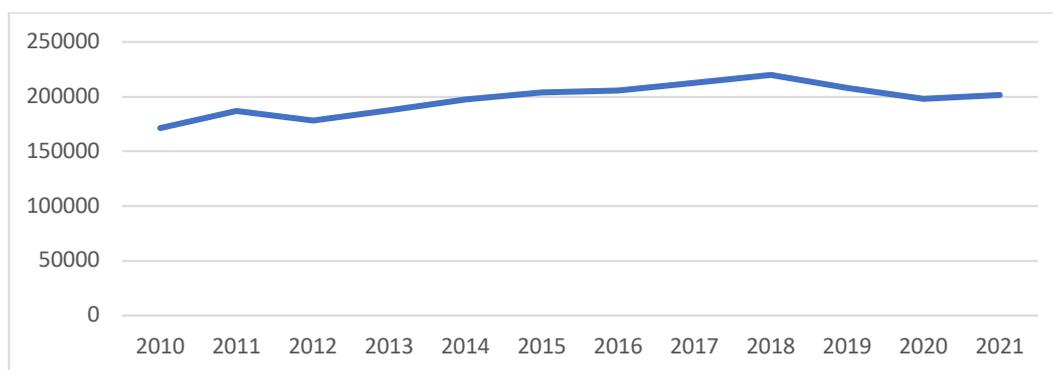
## 2.7 Contexte local : le milieu agricole

La modélisation du carrefour requiert la prise en compte des ressources disponibles et des paramètres liés à la demande locale. Les zones agricoles offrent un contexte riche en caractéristiques pertinentes pour cette analyse. Le secteur agricole est un élément critique de l'économie du Québec, soumis à des contraintes d'approvisionnement énergétique. Par exemple, des situations telles que la "crise du propane" vécue en 2020 soulignent l'intérêt de renforcer certains aspects de sa logistique. C'est pourquoi les caractéristiques plus précises de ce milieu seront étudiées afin de déterminer sa pertinence dans l'analyse d'un modèle décentralisé répondant à une variable de demande locale. Dans cette section, les défis et opportunités liés à la création de centres de production multi-énergie au sein de ces zones agricoles sont présentés.

### 2.7.1 Besoins d'approvisionnement

Le milieu agricole au Québec représente un potentiel important pour les objectifs de transition énergétique. En effet, il est responsable d'environ 11,4% des émissions de gaz à effet de serre (GES) de la province en 2019, (Gouvernement du Canada, 2023). Cela inclut les émissions liées à l'utilisation de carburant, la culture et l'élevage. Plus précisément, l'utilisation de carburant pour les véhicules hors route pour l'agriculture et les activités forestières représente 1,05 MT d'émission CO<sub>2</sub> par an. Selon le site gouvernemental Statistique Canada (2023), voici la consommation globale annuelle de produits pétroliers raffinés en térajoule pour les activités de pêche chasse et agriculture de 2010 à 2021 :

Figure 2.4 : Consommation annuelle de produits pétroliers raffinés (Tj) pour les activités de pêche chasse et agriculture



Depuis 2010 on peut observer que le niveau de consommation a globalement augmenté, ce qui correspond au développement de l'agriculture au Québec. Étant donné la consommation croissante d'énergie fossile de ce secteur, il pourrait représenter un fort potentiel d'électrification et ainsi de décarbonation de sa production.

Un article du centre CREATE de l'Université de Laval (2020) examine la question de la facilitation de l'accès aux ressources électriques dans l'industrie agroalimentaire. Premièrement, il est nécessaire de prendre en compte diverses approches dans la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES). Un exemple pertinent est l'impact des émissions de GES associées à la culture de tomates en serre alimentée par du gaz naturel non renouvelable, qui s'avère être plus élevé que celui d'une tomate importée du Mexique par bateau. Ainsi, il existe un défi lié à l'accès à des ressources électriques propres afin de permettre aux producteurs locaux, en particulier ceux cultivant en serre, de proposer des produits à faible impact en termes d'émissions de GES. Pour permettre l'électrification de nombreux processus agricoles grâce à l'utilisation de moteurs de nouvelle génération, il est nécessaire d'avoir accès à un réseau électrique triphasé. Cependant, l'installation d'un réseau triphasé pour desservir les exploitations agricoles n'est souvent pas rentable en raison de leur éloignement les unes des autres et des centres industriels.

Pour illustrer cet article il est possible de citer le programme d'accès au réseau triphasé mis en place par le gouvernement du Québec. Ce programme accorde une aide financière aux acteurs qui travaillent dans le secteur agricole et qui souhaite réaliser un projet (par exemple d'électrification d'équipement) nécessitant un raccordement supplémentaire au réseau triphasé dans l'optique d'augmenter la puissance de son approvisionnement en électricité.

### **Électrification de l'équipement agricole**

Selon M. Kowalski, K. (2021), les principaux défis de l'électrification des équipements agricoles sont l'infrastructure de recharge, la fiabilité, le stockage, le poids ainsi que la viabilité économique (détails en annexe 3). La résolution de ces défis nécessitera des efforts de collaboration entre les fabricants d'équipements, les développeurs d'infrastructures, les politiques et les agriculteurs eux-mêmes.

L'étude de Troncon, D. et al (2019) vise également à évaluer la faisabilité de l'électrification d'un tracteur. Dans le domaine de la machinerie mobiles hors route, de nombreuses activités auxiliaires telles que le pompage ou les systèmes de refroidissement sont en train d'être progressivement électrifiées. Cependant, l'utilisation de la motorisation hybride est encore à ses débuts. L'analyse se base sur des cycles d'opérations prenant en compte la demande en énergie en fonction du temps. Les coûts sont calculés pour une utilisation annuelle d'environ 1000 heures (pour 8 heures par jour soit 125 jours par an). En conclusion, l'étude indique que pour des activités légères, une électrification complète semble plus adaptée. En revanche, pour des activités plus lourdes, une hybridation serait plus efficace. Cela semble indiquer que pour des fermes nécessitant des activités lourdes, un besoin en carburant (fossile ou renouvelables) sera probablement nécessaire malgré une électrification de la production.

### **Profil de consommation et distribution**

Le milieu agricole possède de nombreuses ressources, telles que de la superficie, ainsi que des opportunités pour l'électrification du matériel agricole. Une production locale d'énergie s'adresse aux problématiques de liens au réseau et à la gestion de l'infrastructure existante permettant une potentielle redistribution de surplus sur le réseau vers des centres de consommation urbain par exemple.

De plus, le milieu agricole génère des déchets tels que la biomasse et des plastiques, qui peuvent être intégrés dans les cycles de production pour renforcer l'aspect circulaire et dynamiser l'économie locale.

Tableau 1: Aperçu du secteur agricole

<b>Aperçu du secteur agricole<sup>12</sup></b>	<b>Québec</b>	<b>Canada</b>
<b>Superficie de terres agricoles</b>	6,3 millions d'hectares	62,2 millions d'hectares
<b>Nombres d'exploitations agricoles</b>	28 000	163 978
<b>Nombre de tracteurs en service</b>	Environ 100 000 (estimation)	659 337
<b>Déchets de biomasse produits / an</b>	300 PJ	1800 PJ
<b>Déchets plastique agricoles / an</b>	11 000 tonnes	62 000 tonnes générées

En effet, malgré le fait que les exploitations manquent de liaison haute tension, les zones agricoles englobent une bonne partie du réseau routier, urbains et électriques (annexe 12) notamment au Québec. Cette isolation partielle reste intéressante pour le développement d'un réseau de carrefour décentralisé. Ainsi un hub de production d'énergie reste dans une zone de proximité relative aux centres de consommation d'énergie comme le réseau routier ou les centres urbains. Des avantages également relié au milieu agroalimentaire qui opère en lien avec l'agriculture sont décrits en annexe 11.

<sup>12</sup> *Lutte contre les changements climatiques. (2023)* ; Gouvernement du Canada, S. C. (2023) ; *Productions agricoles - Élevages et cultures du Québec (2023)*

### 3 Les modèles de production

Un grand nombre d'articles analysent la rentabilité, la productivité et la faisabilité des installations décentralisées de production de bioénergies. Les études sélectionnées présentent des résultats favorables dans certains cas, tandis que d'autres nécessitent des taxes carbone élevées ou des subventions importantes pour rendre l'usine rentable. Ces résultats permettent d'établir une base de comparaison pour le système analysé dans ce mémoire.

#### Analyse à petite et moyenne échelle

L'analyse de Sousa, J. et al. (2022) étudie la production d'une usine d'ammoniac alimentée par un électrolyseur PEM qui bénéficie d'un approvisionnement électrique hydraulique.

#### *Hypothèses techniques et économiques :*

MW électrolyseur	30
Coût KWh	0,04€
Période d'amortissement	20 ans
Coût d'investissement	59,6M/€
OPEX	27,36M
Production / an	25 000 T
Efficacité du système	45%
Taux d'intérêt	2,5%
LCOA (coût actualisé de l'ammoniac)	1 248€/T

Le coût moyen de l'ammoniac obtenu est environ trois fois supérieur à celui de l'industrie traditionnelle. Les principaux centres de coûts indiqués sont le coût de l'électricité et le coût d'investissement de l'électrolyseur. Ainsi les résultats ne sont pas concluant quant à la rentabilité et la compétitivité d'un tel système de production.

Le modèle de Cardoso, J. S. et al. (2021) se concentre sur la viabilité d'un centre de production de petite échelle basé au Portugal, qui utilise la gazéification de biomasse pour produire de l'ammoniac. Le procédé Haber-Bosch couplé à un électrolyseur alcalin ou la technique de vaporeformage du méthane sont les méthodes les plus avancées. Cependant, la gazéification de

biomasse est également reconnue, bien que sa mise en œuvre commerciale soit retardée, notamment en raison de considérations liées à la capture du carbone.

*Tableau récapitulatif des hypothèses techniques :*

MW installé	1
Durée du projet	20 ans
Consommation de Biomasse / an	11 324 tonnes
Coût de Biomasse	40€ / tonne
Efficacité du système	44%
Prix de vente	616€/tonne

En conclusion il est montré que le déploiement d'une telle usine de petite échelle serait économiquement rentable avec une NPV positive<sup>13</sup>. Bien que les processus faisant usage de Biomasse restent plus chers que le traditionnel vaporeformage d'hydrocarbures, ils pourraient présenter une alternative intéressante avec le développement des politiques et de la technologie.

#### Analyse à grande échelle

Fernandez, C. et al (2022) mettent en avant le cas de la production d'ammoniac alimentée par un système photovoltaïque. Ce système doit atteindre une efficacité de 20% et un coût en capital inférieur à 600 USD/kW pour être viable. L'étude souligne également l'importance de l'accès à l'eau dans la production d'ammoniac. Avec une production mondiale d'environ 175 millions de tonnes par an réparties sur une centaine de sites, les distances de transport peuvent parfois dépasser les 10 000 km, représentant jusqu'à 50% des coûts. Ainsi l'optimisation de l'emplacement des sites de production est également abordée, avec trois scénarios envisagés : centralisé, semi-décentralisé et décentralisé. Les contraintes de demande, les objectifs de coûts et les indicateurs de stress hydrique sont pris en compte.

En conclusion, ce modèle de production décentralisée permet de réduire les distances de transport d'environ 86% avec une augmentation des coûts de 17%, sous l'hypothèse que les technologies atteignent certaines cibles d'efficacité.

Driscoll, H. et al. (2023) présentent une évaluation technico-économique de la production d'ammoniac vert en mer, réalisée à l'aide d'un programme linéaire à variables mixtes. Le système de production examiné tire parti de l'énergie éolienne et des courants de marée pour générer de l'électricité. En utilisant une base de production de 100 000 tonnes d'ammoniac par

<sup>13</sup> Annexe 5, Étude complémentaire sur la production décentralisée de biométhane

an, le modèle est exécuté pour trois années différentes : avec des vents moyens faibles, une année de référence en termes de vent, une année avec de forts vents en moyenne. Les coûts totaux du cycle de vie (LCOA) obtenus pour les différents scénarios, prenant en compte le vent et les courants de marée, se situent dans une fourchette de 800 à 1 000 USD par tonne d'ammoniac produite. Ces résultats restent globalement élevés pour le marché actuel de l'ammoniac qui se situe plus autour de 600 USD par tonne.

L'étude de Champion, N. et al. (2023) présente une analyse axée sur un modèle d'optimisation qui vise à minimiser les coûts d'investissement et de stockage. C'est un modèle linéaire qui repose sur un système comprenant une ferme solaire et éolienne, ainsi qu'une connexion au réseau. Il inclut également des éléments tels qu'un système de batterie, un électrolyseur AEC, un réacteur ASU et une installation, Haber Bosch. Il comprend également une usine de désalinisation pour approvisionner en eau l'électrolyseur. Plusieurs configurations du système sont examinées, certaines avec une connexion au réseau et d'autres sans. L'objectif principal du système est de répondre à une demande annuelle de 430 000 tonnes d'ammoniac.

*Récapitulatif des paramètres :*

Taille de la ferme éolienne/solaire	2 700 ha
Puissance Électrolyseur	1 GW
Capacité unité Haber-Bosch	68 T/h
Facteur de charge électrolyseur (off grid)	De 41 à 61%
Facteur de charge unité HB (off grid)	De 76 à 88 %
Capacité Batterie Mwh	100 à 742
Durée du projet	25 ans

Les résultats de l'analyse révèlent que le coût de production d'ammoniac hors réseau le plus bas atteint 842 €/tNH<sub>3</sub> au nord du Chili en utilisant un électrolyseur alcalin alimenté par des panneaux solaires. De plus, l'article souligne que pour réduire les coûts, une usine d'ammoniac devrait fonctionner à une charge minimale de 40% à 60%, en fonction du profil météorologique. Cependant, même les usines d'ammoniac plus flexibles, fonctionnant à des charges minimales inférieures à ces niveaux, ne réduisent que marginalement les coûts globaux du système.

### 3.1 Synthèse

*On ne commence jamais une section par un tableau ou une figure. Il faut une phrase d'intro.*

*Tableau 2 : Synthèses des modèles techno-économiques présentés*

Études	Sousa, J. et al. (2022)	Cardoso, J. S. et al. (2021)	Driscoll, H. et al. (2023)	Campion, N. et al. (2023)
Prix moyen de l'ammoniac	1 248€/T	616€/T	800 – 1 000€/T	842€/T
Capacité NH <sub>3</sub>	Environ 3T/h	/	11,5T/h	68T/h
MW électrolyseur	30	1	/	1000

Dans l'ensemble ces études visent à minimiser le coût de revient de la production d'ammoniac tout en prenant en compte les contraintes liées à l'intermittence de la production d'énergie renouvelable. Ainsi certains de ces modèles d'optimisation visent à optimiser les paramètres de stockage, de décentralisation totale ou partielle et de différentes configurations. Dans le cas de ce mémoire, l'analyse portera non pas sur l'optimisation des contraintes de production dirigée vers une seule source de revenu mais sur la prise en compte d'un système multi-énergie avec différents produits. De plus, la plupart de ces modèles ne prennent pas en compte les contraintes de demande. Cette hypothèse peut sembler correcte étant donné que l'ammoniac est un produit demandé qui a un marché développé et dont la vente est plutôt certaine. Cependant la production d'hydrogène ne peut être valorisée qu'à travers la transformation en ammoniac, qui crée une perte d'énergie. Dans l'analyse proposée, une partie de la production d'hydrogène pourra être utilisée localement selon certaines contraintes, tout en gardant la possibilité de produire de l'ammoniac qui peut être vendue et stockée. Cette possibilité permet de déterminer les conditions de prix permettant à un tel système de distribuer plus efficacement son flux d'énergie, en commençant par une utilisation locale moins transformée (électricité ou hydrogène) puis vers une production exportable à plus grande échelle (ammoniac).

## 4 Méthodologie

### 4.1 Objectif du modèle

L'objectif du modèle consiste à examiner un système de production combinée qui exploite des sources d'énergie renouvelable primaires afin d'évaluer sa rentabilité et sa résilience. Cette analyse sera spécifique à un contexte agricole. Les données utilisées pour définir les paramètres proviennent autant que possible de partenaires, notamment de Machinerie Dubois. Dans les cas où ces données ne sont pas accessibles par le biais de partenariats, elles sont obtenues à partir de sources académiques.

L'analyse du flux de production est effectuée pour suivre les entrées, les sorties et les pertes d'énergie en temps réel, simulées sur une base horaire. Sur une année entière, le modèle suit la production pendant 8 760 heures, en prenant en compte les diverses contraintes des unités de production ainsi que des paramètres de demande locale. L'un des principaux défis de cette analyse est de tenir compte de la variabilité à court terme, notamment l'intermittence des sources d'énergie renouvelable, ainsi que la saisonnalité de la production et de la demande. En effet, l'objectif est de déterminer la capacité du système à réagir aux fluctuations et à s'adapter efficacement. Cette analyse est également réalisée à travers différents scénarios de prix de vente et de coûts de production. Voici une liste exhaustive des objectifs de la modélisation :

- Modéliser une production annuelle sur une année type en prenant en compte les contraintes de production et de capacité de l'équipement choisi.
- Effectuer un calcul des revenus et des coûts annualisés, en incluant le détail des coûts en capital annualisés et des coûts d'exploitation.
- Permettre un paramétrage flexible pour simuler les résultats dans différents scénarios de prix et de configurations d'unités de production.
- Simuler une demande locale en énergie en utilisant les profils de consommation de chaleur d'une serre et de véhicules agricoles équipés de piles à combustible.
- Faciliter l'analyse des résultats de différents scénarios avec des niveaux de demande, des prix et des coûts prédéfinis afin d'étudier la faisabilité et la rentabilité du modèle.

L'ensemble de l'analyse est effectué dans Microsoft Excel en raison de sa simplicité de modélisation et de présentation des résultats. Des impressions écrans sont disponibles en annexe 18. Cependant, il convient de noter que l'utilisation de ce logiciel présente certaines limites, notamment la nécessité de prioriser l'utilisation de l'énergie pour gérer le flux horaire. L'interprétation des résultats des scénarios est établie en fonction d'indicateurs financiers globaux afin de déterminer si la rentabilité finale annuelle est compétitive, en particulier par rapport au marché actuel des énergies fossiles.

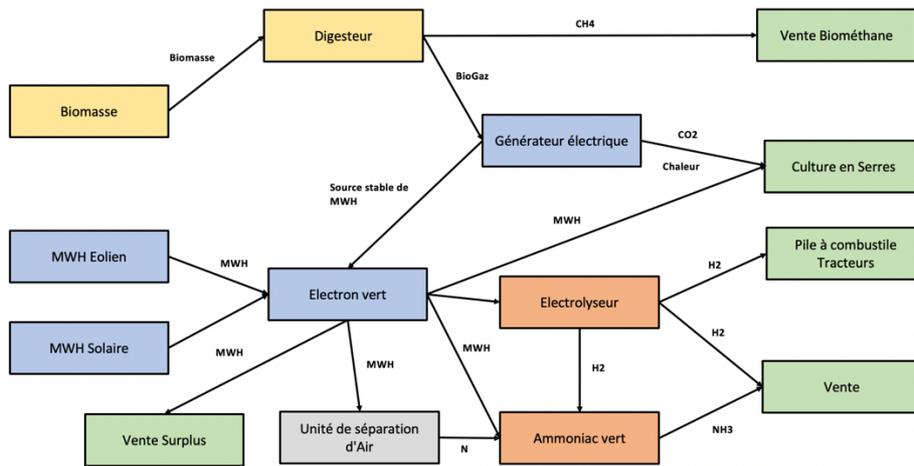
Cette évaluation prendra en compte des éléments tels que le niveau éventuel de subventions nécessaires pour atteindre les objectifs des différentes unités de production du carrefour. Dans les sections suivantes, chaque étape du processus sera passée en revue et détaillée.

#### 4.2 Présentation de la structure du modèle d'un carrefour

Le flux horaire de la production primaire d'énergie provient de trois sources, représentées dans la figure 4.1 par la biomasse (en jaune, biomasse et digesteur) et par la production éolienne et solaire. La somme de la production de ces 3 sources donne la production totale disponible à une certaine heure (en bleu). Cette production est ensuite distribuée vers les différentes unités de production secondaires, utilisée localement ou encore vendue sur le marché.

Les sources d'utilisation locale sont la serre (chaleur et l'électricité), et pour l'hydrogène, les activités agricoles (pile à combustible des tracteurs). La principale production du carrefour est l'ammoniac (en orange) qui est vendue sur le marché. Il existe des surplus à la fois de KWh et d'hydrogène ces derniers peuvent également être vendus.

Figure 4.1 : Unités de production et flux du carrefour multi-énergies



### 4.3 Étude de cas d'un carrefour en Montérégie

L'étude de cas se déroule dans la région de Montérégie, située entre les villes de Sherrington et Napierville. La zone dispose de surfaces disponibles pour l'installation de l'infrastructure de l'usine ainsi que pour la mise en place de la ferme solaire et éolienne, totalisant environ 1 630 hectares. Le terrain offre la possibilité d'installer environ 50 MW d'énergie éolienne, ainsi que 8 hectares de panneaux solaires (environ 20 MW).

La source de biomasse utilisée pour alimenter l'usine provient principalement de déchets maraîchers, de déchets issus d'usines de transformation alimentaire et de cultures locales. Ces sources de biomasse sont situées à proximité du site de biométhanisation, généralement à moins de 30 kilomètres au maximum, et peuvent être transportées par camions jusqu'à l'usine. Il est également essentiel de noter que près de l'usine de biométhanisation se trouve une ligne de gaz d'Energir, située non loin de Sherrington, qui permet de se connecter au réseau pour la vente de la production de biométhane, obtenue après le processus d'épuration du biogaz.

De plus, le carrefour se trouve à proximité d'un projet de complexe de serres situé près de Sherrington. Dans la modélisation, un hectare de serre est considéré pour représenter la demande en chaleur. Une partie des terres est louée, tandis qu'une autre partie est prêtée par les exploitants. Pour simplifier la représentation du terrain dans le modèle, un coût en capital est pris en compte pour l'acquisition des terrains supplémentaires si nécessaire.

Il est envisagé que plusieurs exploitants agricoles situés à proximité du carrefour pourraient participer à son fonctionnement en convertissant une partie de leur équipement agricole en utilisant la technologie de la pile à combustible. Selon les estimations, entre 30 et 50 tracteurs lourds pourraient bénéficier de cette conversion. Il est important de noter que d'autres équipements tels que des pompes ou d'autres moteurs pourraient également bénéficier d'une mise à niveau, mais ils ne sont pas pris en compte dans cette étude, qui se base sur la consommation type d'un tracteur pour modéliser la potentielle demande en hydrogène.

## 4.4 Modélisation de la production primaire

### 4.4.1 Éolien

La production horaire du parc éolien est obtenue grâce au site « renewables ninja<sup>14</sup> ». Cet outil permet de simuler la production d'énergie renouvelable à partir de paramètres choisis :

- Capacité de l'éolienne en kW
- Taille de l'éolienne (jusqu'au rotor)
- Données de LAT et LONG pour la localisation géographique
- Le modèle de l'éolienne utilisé

Les données sont calculées à partir des données météorologiques historiques allant jusqu'en 2022. La simulation proposée utilise des paramètres tels que la vitesse du vent, le diamètre du rotor et la puissance nominale par vitesse du vent (données constructeurs). Dans cette analyse le modèle choisi est une éolienne de type Gamesa G128/4500 d'une puissance nominale de 4 500 kW avec une hauteur de mat d'environ 120m.

Le résultat est exportable sous format CSV dans Excel. Afin de sélectionner les données horaires utilisées pour simuler la production sur an, les années 2018 à 2022 sont considérées. Comme observé sur le tableau 3, malgré une variation de production entre les différentes années, les facteurs de capacité restent stables autour de 36% pour la localisation choisie. Ainsi la moyenne des 5 dernières années sera utilisée pour représenter la production éolienne.

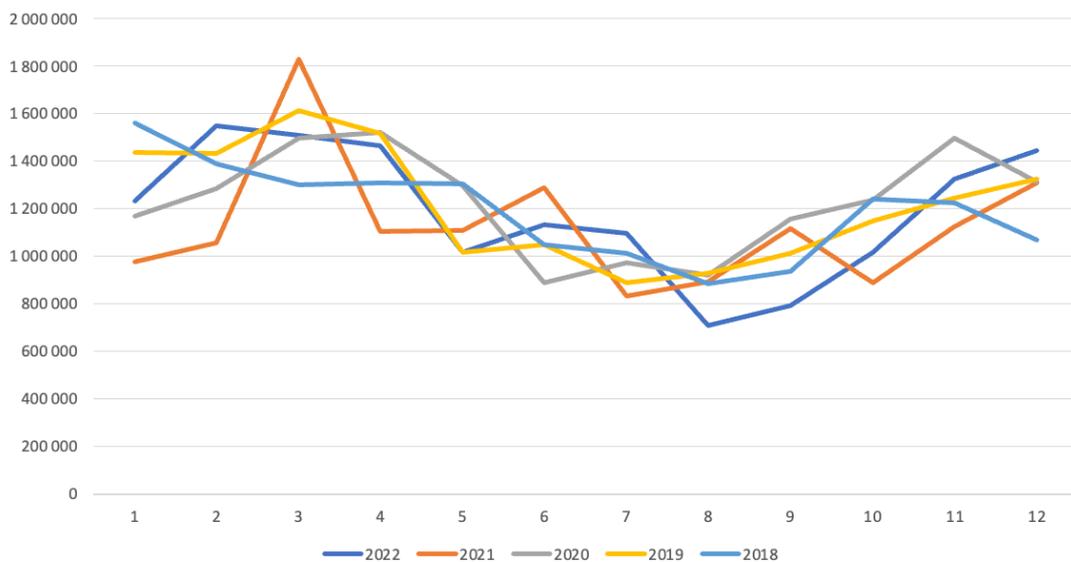
Tableau 3 : Pour une éolienne de 4,5MWh Gamesa G128/4500

Mois / Année	2022	2021	2020	2019	2018	STDEV	Moyenne	Coef Var
1	1 233 829	975 313	1 169 622	1 439 480	1 562 194	230 293	1 276 088	18%
2	1 548 375	1 056 187	1 284 704	1 433 050	1 388 629	185 760	1 342 189	14%
3	1 510 712	1 828 105	1 497 631	1 614 037	1 302 946	191 548	1 550 686	12%
4	1 467 114	1 106 293	1 521 462	1 516 076	1 311 139	177 255	1 384 417	13%
5	1 019 003	1 108 555	1 297 787	1 019 096	1 305 838	143 300	1 150 056	12%
6	1 132 340	1 289 222	887 685	1 050 381	1 047 884	146 113	1 081 502	14%
7	1 095 414	831 596	973 693	888 100	1 011 829	103 523	960 127	11%
8	709 720	891 840	922 593	930 500	883 419	90 477	867 614	10%
9	792 273	1 116 723	1 155 476	1 011 552	938 103	145 664	1 002 825	15%
10	1 016 552	887 401	1 235 743	1 148 833	1 241 944	152 426	1 106 095	14%
11	1 324 072	1 125 010	1 497 822	1 245 951	1 226 361	139 080	1 283 843	11%
12	1 444 148	1 308 817	1 314 806	1 326 286	1 068 846	136 861	1 292 581	11%
<b>Total</b>	<b>14 293 553</b>	<b>13 525 062</b>	<b>14 759 024</b>	<b>14 623 342</b>	<b>14 289 132</b>			
<b>% Capacité</b>	<b>36%</b>	<b>34%</b>	<b>37%</b>	<b>37%</b>	<b>36%</b>			

<sup>14</sup> <https://www.renewables.ninja>

Un autre paramètre important à prendre en compte pour la sélection de données est la saisonnalité. En effet sur l'échantillon étudié on remarque que l'écart type est plus élevé pour les mois d'hier (janvier – avril). Le coefficient de variation est en moyenne de 13% ce qui est acceptable. Cependant l'aperçu mensuel semble indiquer que les variations suivent le même motif au cours des ans, avec une production diminuée pour les moins d'été comparé à l'hiver.

Figure 4.2 : Graphique des courbes de production mensuelle éolienne 2018 - 2022



Ainsi, malgré une dispersion de la production mensuelle non négligeable au cours des ans, la tendance générale est stable. L'utilisation de la moyenne des 5 dernières années dans le modèle permet donc de simuler la production éolienne de manière fiable.

#### 4.4.2 Solaire

De la même façon les données de production photovoltaïque sont obtenues grâce à renewables ninja. Les paramètres pris en compte par le logiciel sont les suivants :

- Irradiance directe
- Irradiance indirecte
- Température
- Capacité
- Orientation
- Inclinaison
- % de perte du système

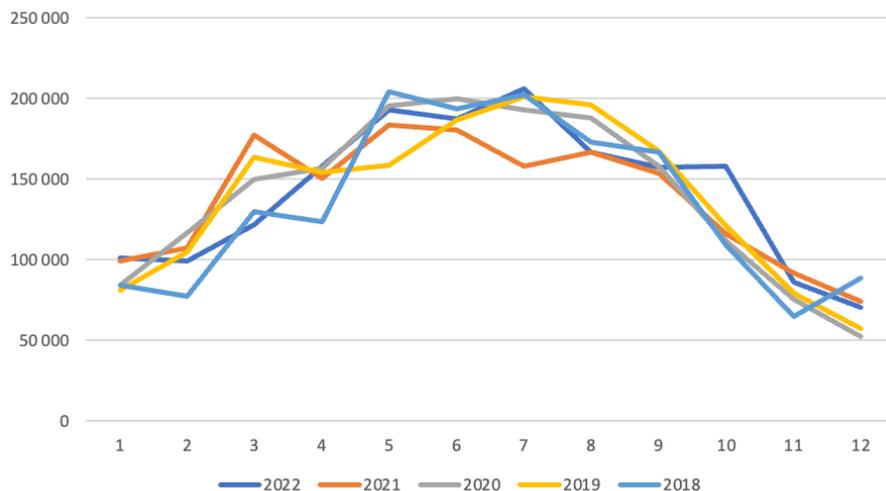
Pour modéliser la production d'énergie solaire, un modèle de panneau solaire équipé d'un tracker horizontal et vertical est utilisé. Ce type de modèle présente un facteur de capacité supérieur à celui d'un panneau solaire classique, mais il nécessite un investissement initial plus élevé.

Tableau 4 : Données obtenues pour les années 2018 à 2022

Mois / Année	2022	2021	2020	2019	2018	STDEV	Moyenne	Coef Var
1	100 921	99 308	84 303	80 904	84 166	9 422	89 920	10%
2	99 240	107 295	116 842	104 671	77 476	14 667	101 105	15%
3	121 761	177 271	149 653	163 851	129 708	23 091	148 449	16%
4	157 737	150 575	156 582	153 906	123 457	14 242	148 451	10%
5	192 763	183 556	195 355	158 859	204 040	17 300	186 915	9%
6	187 094	180 257	199 750	186 956	193 310	7 370	189 473	4%
7	205 817	158 027	193 065	201 126	202 354	19 600	192 078	10%
8	166 667	166 563	188 003	195 969	172 933	13 303	178 027	7%
9	157 225	153 473	157 860	167 446	166 861	6 240	160 573	4%
10	158 234	115 949	111 583	120 781	109 437	20 064	123 197	16%
11	85 776	91 724	75 550	79 210	64 968	10 194	79 446	13%
12	70 495	74 396	52 347	57 230	88 655	14 429	68 624	21%
<b>Total</b>	<b>1 703 731</b>	<b>1 658 393</b>	<b>1 680 894</b>	<b>1 670 910</b>	<b>1 617 364</b>			
<b>% Capacité</b>	<b>19%</b>	<b>19%</b>	<b>19%</b>	<b>19%</b>	<b>18%</b>			

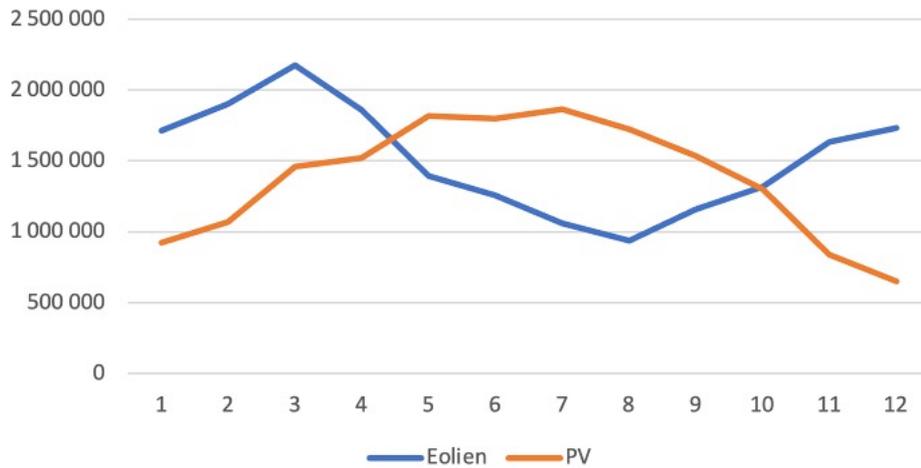
La variation entre les différentes années semble assez basse avec un facteur de capacité constant. Le coefficient de variation par mois est en moyenne de 11% ce qui est plus bas que pour la simulation de l'éolien. La moyenne de ces 5 années sera utilisée pour effectuer la modélisation. On note également que la saisonnalité est constante avec une production plus élevée en été que pour les mois d'hiver.

Figure 4.3 : Graphique des courbes de production solaire mensuelle 2018 - 2022



Ainsi il convient de noter dans un premier temps que les tendances de saisonnalité de la production solaire et éolienne semblent se compléter. En superposant les courbes de production mensuelle moyenne, (figure 4.4) on observe en effet un certain niveau complémentarité. Cela indique qu'il existe un intérêt à intégrer ces deux moyens de production dans le modèle.

Figure 4.4 : Comparaison courbe de production solaire (12MW) et éolienne (8MW)



En prenant en compte les contraintes de terrain présentées dans l'étude de cas, le parc final comprend 54 MW d'éoliennes avec environ 17 MW de panneaux solaires. Cela représente un total de 71 MW de puissance nominale.

#### 4.4.3 Biomasse

La gestion de la biomasse et la production de biogaz est simulée grâce aux données obtenues de Machinerie Dubois. Elles proviennent d'une compagnie québécoise spécialisée dans la biométhanisation. Cette entreprise effectue des projets générant jusqu'à plus de 2 000 000 m<sup>3</sup> de gaz naturel renouvelable par an.

Le processus de cette partie du carrefour débute avec le transport de l'intrant des fermes vers le site de biométhanisation. Une part du digestat résiduel qui est redistribué aux agriculteurs pour son usage comme fertilisant. Les principales étapes de la transformation incluent le digesteur puis la récupération du biogaz et du digestat. Le biogaz est un gaz composé de CO<sub>2</sub> (environ 45%) et de méthane (environ 55%). Celui-ci peut être valorisé par un bio générateur (en chaleur et électricité) ou bien purifié en Biométhane et injecté sur le réseau gazier provincial.

*Tableau 5 : Détail de la production de biogaz*

<b>Production de Biogaz</b>	
Total Tonnes intrants / an :	91 540
Production annuelle m <sup>3</sup> biogaz :	9 213 550
Production annuelle m <sup>3</sup> CO <sub>2</sub> :	4 146 097
Production annuelle m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> :	5 067 452
Production annuelle CH <sub>4</sub> GJ :	200 671

La production de biogaz est considérée comme stable et continue dans le système obtenu de Machinerie Dubois. La biomasse récoltée, provenant d'un mélange de déchets de champs, de serres, d'usines de transformation et de porcheries, peut être stockée pendant une période prolongée et est transformée de manière continue dans le digesteur, qui est alimenté de manière constante. Ainsi, il est réaliste d'utiliser l'hypothèse selon laquelle la production de biogaz est constante sur l'ensemble de l'année. Il convient également de noter que les serres du carrefour, qui fonctionnent également en hiver, produisent des résidus végétaux pouvant être utilisés comme biomasse pour le digesteur.

Ainsi afin d'obtenir les données horaire, la production est divisée par 8 760 afin de correspondre à la granularité des valeurs solaires et éoliennes. Dans les cas étudiés, un mix des deux options est utilisé. Des générateurs sont mis à disposition afin d'utiliser une partie de la production de biogaz et un lien au réseau Energir permet de distribuer le surplus restant. La vente du biométhane est exprimée en GJ vendus. La combustion du biogaz est simulée à partir du

modèle de générateur Jenbacher JMC 320 GS-B.L<sup>15</sup>. Ce module de cogénération permet de produire de l'électricité tout en récupérant la chaleur co-générée avec une efficacité totale proche de 86%. Un générateur a une consommation horaire de Biogaz de 476m<sup>3</sup>.

Tableau 6 : caractéristiques d'un générateur

<b>Caractéristiques du générateur</b>	<b>Calculé</b>	<b>Annoncé</b>
Biogaz énergie (kWh) au m3	5,5	5,5
Consommation biogaz m3/h	476	476
Total énergie kWh	2 618	2 609
40,9% efficacité électricité	1 071	1067
45,2% efficacité chaleur	1 183	1179

Le nombre de générateurs utilisés dépend de la période de l'année et sera calibré sur le besoin en chaleur des serres. Ainsi en fonction du mois de l'année il y aura entre 0 et 2 générateurs en fonctionnement. Machinerie Dubois fournit également un estimé des informations financières dont une partie est adaptée et récapitulé en annexe 17. Le coût d'investissement de l'usine bénéficie d'une aide du gouvernement et est estimée à 50 000 000 CAD.

#### 4.5 Modélisation de la consommation et transformation intermédiaire

##### 4.5.1 Électrolyseur

Les valeurs utilisées pour simuler la partie électrolyse proviennent également d'un partenaire industriel de Machinerie Dubois. Cet électrolyseur de nouvelle génération utilise la technologie d'électrolyse alcaline. Le modèle étudié présente la particularité d'avoir une capacité de variation très importante. Ainsi dans le modèle aucune contrainte lié aux variations de puissance ne sera considérée. Cela rend son utilisation particulièrement intéressante dans un système intégrant des sources d'énergies éoliennes et photovoltaïque qui présente une intermittence non négligeable. De plus ce modèle a une maintenance peu onéreuse dont la valeur est estimée à 2% par an de l'investissement initial. Il convient également de noter que cet électrolyseur n'étant pas de technologie PEM aucun coût de remplacement majeur (par exemple de membrane) n'est considéré. Enfin, il est possible de faire varier la taille l'électrolyseur par tranche de 5MW. Les valeurs utilisées pour la modélisation sont récapitulées dans le tableau suivant :

<sup>15</sup> <https://zorg-biogaz.com/equipment/generators/jenbacher-jmc-320-gs-bl-1067-kw-el-biogaz-generator-container>

### Pour une unité de 50 MW

kWh nécessaires à la production de 1kg d'H2	53
Plage d'opération	0 – 100%
Investissement total CAD	35 000 000

Afin de modéliser la production d'hydrogène, 4 flux de consommation sont considérés :

- Production pour stockage
- Production pour consommation locale
- Production pour transformation en Ammoniac
- Production en surplus et vente d'H2

La production et vente d'H2 avec les surplus d'électricité est possible en fonction de la capacité disponible restante de l'électrolyseur après les 3 autres utilisations possibles. Un paramètre est aussi ajouté permettant d'influer sur la quantité de H2 produite en surplus. Cela permet par exemple de maximiser le surplus d'électricité dans certains scénarios.

#### 4.5.2 Consommation d'hydrogène locale

Le système étant localisé en milieu agricole, une demande locale est considérée dans le modèle. Cette demande correspond au potentiel besoin en hydrogène de l'équipement tel que des tracteurs ou camions équipés de piles à combustibles. Ainsi cette demande a la particularité d'être saisonnière et fluctue en fonction de l'activité locale.

Pour estimer une telle demande, la consommation est calculée en fonction du nombre d'heures d'utilisation d'un tracteur. En partant de l'hypothèse qu'un tracteur fonctionne en moyenne 1 500 heures par an, il est possible d'estimer le temps d'utilisation moyen par jour. Pour cela, un pourcentage d'utilisation de ces 1500 heures est attribué en fonction de l'intensité de l'activité agricole, ces valeurs ont été sélectionnées avec Machinerie Dubois. Cela permet de distribuer le total d'heure par mois puis de le ventiler par h / jour en divisant le total mensuel par le nombre de jour par mois.

Ensuite pour obtenir le besoin en hydrogène, les données de Machinerie Dubois sont utilisées. Il est obtenu qu'une pile à combustible de 120 kW (correspondant à 120 cv) pouvant équiper un tracteur, consomme 7kg d'hydrogène à l'heure. Ainsi il est possible d'obtenir le besoin

moyen en hydrogène par heure en multipliant la moyenne d'heure d'utilisation journalière par la consommation d'hydrogène puis en divisant le résultat par 24.

Tableau 7 : Exemple de calcul de consommation locale d'hydrogène

Mois	% d'utilisation	J/mois	Moyenne h/j	kg H2 / h
1	2%	31	1,0	0,3
2	2%	28	1,1	0,3
3	6%	31	2,9	0,8
4	9%	30	4,5	1,3
5	12%	31	5,8	1,7
6	14%	30	7,0	2,0
7	12%	31	5,8	1,7
8	14%	31	6,8	2,0
9	14%	30	7,0	2,0
10	8%	31	3,9	1,1
11	5%	30	2,5	0,7
12	2%	31	1,0	0,3

\* Première ligne :  $1 * 7 / 24 = 0,291$  (arrondi à 0,3)

Cette consommation est variable en fonction de la taille de la flotte considérée. Ce paramètre permet de modéliser une plus ou moins importante consommation locale d'hydrogène. Cette consommation est particulièrement importante car elle est considérée comme prioritaire dans le modèle, une pénurie pouvant entraîner un arrêt de la production agricole. C'est donc la première source de consommation de la production de l'électrolyseur.

Dans la partie financière, la consommation locale d'hydrogène est compensée en équivalent de litres de diesel. Par exemple, pour un tracteur consommant en moyenne 15 L à l'heure avec un prix du diesel à 1,8 CAD / L, un kg d'hydrogène est plus avantageux s'il coûte moins que 3,86 CAD.

## 4.6 Modélisation de la consommation et distribution finale

### 4.6.1 Ammoniac

La production d'ammoniac est modélisée en utilisant l'unité de production de Haber-Bosch. Cette technologie existe depuis le début du XXème siècle et permet de synthétiser de l'ammoniac à partir d'hydrogène et d'azote, selon la réaction suivante :



L'azote est obtenu à l'aide d'une unité de séparation de l'air. L'analyse de l'unité de production englobe toutes les étapes du processus, y compris les opérations de refroidissement et de compression.

Les valeurs utilisées pour modéliser la production et la consommation de cette unité de production sont obtenues à partir de sources académiques, comme récapitulé dans le tableau ci-dessous.

Tableau 8 : Récapitulatif de modèles Haber-Bosch dans la littérature

Études	1	2	3	4	5	6	Scénario de base
Unité	HB + ASU	HB + ASU	HB + ASU	HB + ASU	ASPIRE unit	ASU + HB	ASU + HB
Consommation kWh / kg	0,38	0,64	0,5	0,77	0,5	0,74	0,6
Ratio kg H2 / kg NH3	0,189	/	/	0,18	/	0,18	0,18
Capacité min	20%	/	20%	/	5%	50%	10%
Ramping	20%/h	/	20% down 2% up/h	/	/	20% down 2% up / h	20%/h
CAPEX	4192 USD / kg/h	3500 USD / kg/h	/	/	/	630 € / T / an	3500 USD / kg/h
OPEX	436 USD / kg/h	2% CAPEX /an	2% CAPEX /an	/	/	5% CAPEX /an	2% CAPEX /an
Maintenance	876h/an	/	14j/an	/	/	760h/an	800h /an
Études	<a href="#">Lien<sup>16</sup></a>	<a href="#">Lien<sup>17</sup></a>	<a href="#">Lien<sup>18</sup></a>	<a href="#">Lien<sup>19</sup></a>	<a href="#">Lien<sup>20</sup></a>	<a href="#">Lien<sup>21</sup></a>	Scénario théorique

<sup>16</sup> Campion, N., Nami, H., Swisher, P. R., Vang Hendriksen, P., & Münster, M. (2023). Techno-economic assessment of green ammonia production with different wind and solar potentials. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 173, 113057. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.113057>

<sup>17</sup> Ignacio Gallardo, F., Monforti Ferrario, A., Lamagna, M., Bocci, E., Astiaso Garcia, D., & E. Baeza-Jeria, T. (2020). A Techno-Economic Analysis of solar hydrogen production by electrolysis in the north of Chile and the case of exportation from Atacama Desert to Japan. *International Journal of Hydrogen Energy*. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.07.050>

<sup>18</sup> Driscoll, H., Salmon, N., & René Bañares-Alcántara. (2023). Technoeconomic evaluation of offshore green ammonia production using tidal and wind energy: a case study. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 45(3), 7222–7244. <https://doi.org/10.1080/15567036.2023.2220670>

<sup>19</sup> Mayer, P., Ramirez, A., Pezzella, G., Bardow, A., Gascon, J., & Sarathy, S. M. (2023, August 18). *Blue and green ammonia production: A techno-economic and life cycle assessment perspective*. IScience. [https://www.cell.com/iscience/pdf/S2589-0042\(23\)01466-9.pdf](https://www.cell.com/iscience/pdf/S2589-0042(23)01466-9.pdf)

<sup>20</sup> Science and Technology Facilities Council. (2022). Ammonia Synthesis Plant from Intermittent Renewable Energy (ASPIRE). In [https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/1158095/HYS2169\\_STFC\\_Final\\_Feasibility\\_Report\\_Confidential\\_Public.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1158095/HYS2169_STFC_Final_Feasibility_Report_Confidential_Public.pdf). Frazer-Nash Consultancy.

<sup>21</sup> Fasihi, M., Weiss, R., Savolainen, J., & Breyer, C. (2021). Global potential of green ammonia based on hybrid PV-wind power plants. *Applied Energy*, 294, 116170. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116170>

Ces données servent à déterminer une plage réaliste pour faire varier les paramètres de l'unité Haber-Bosch. Les principaux paramètres de cette unité comprennent sa taille et sa capacité à subir des variations de puissance.

La taille de cette unité de production est déterminée en fonction de la production maximale d'hydrogène en kilogrammes. Cette approche permet de disposer d'une marge de production d'hydrogène, car cette partie du flux du modèle n'est pas prioritaire. En effet, c'est la consommation locale d'hydrogène qui est paramétrée comme prioritaire. Ainsi, si la production d'ammoniac est calibrée pour consommer 100% de la production d'hydrogène, elle produira en dessous de ses capacités pendant les périodes avec une demande locale d'hydrogène. L'ajout d'un paramètre pour régler la taille de l'unité Haber-Bosch en fonction de la production d'hydrogène (par exemple pour utiliser 80% de la production maximale de l'électrolyseur) permet donc de garder une marge. Cette dernière pourra permettre d'utiliser de l'hydrogène pour le stockage et les véhicules locaux tout en gardant un facteur d'utilisation élevé pour l'unité de production d'ammoniac.

Les principales contraintes de production concernent la capacité minimale de puissance en deçà de laquelle il ne faut pas descendre sous peine d'endommager le système. La deuxième contrainte majeure concerne la limite de variation horaire. Cette limite détermine l'amplitude maximale d'une variation entre deux cycles horaires. Par exemple, si cette contrainte est fixée à 20 % de la capacité nominale, alors entre l'heure  $n$  et l'heure  $n+1$ , la différence ne peut excéder plus ou moins 20 %, car l'appareil n'est pas capable de s'adapter plus rapidement.

Ainsi, il est d'abord nécessaire de calibrer la production d'hydrogène pour garantir un niveau de stockage suffisant et éviter de descendre en dessous du seuil critique. Cette exigence est également modélisée comme étant une priorité dans la production d'hydrogène.

En réalité, il existe plusieurs besoins prioritaires à prendre en compte :

Tableau 9 : Priorisation de l'utilisation de la production de KWh

<b>Flux à prioriser</b>	<b>Priorité</b>
Demande H2 locale	1
Seuil minimum de production NH3	1
Stockage H2 en vue de pénurie	2
Production de H2 pour NH3 (Au-dessus du seuil critique)	3

Lorsque ces besoins ne peuvent pas être satisfaits par la production ni par le stockage, il sera nécessaire d'acheter de l'énergie sur le réseau électrique provincial. Les coûts liés à ces achats seront pris en compte dans les coûts annuels du carrefour. Un exemple concret de pénurie pourrait correspondre à une période nocturne sans vent où seule la production de biogaz permet de générer de l'énergie.

Ainsi, la première étape consiste à vérifier si, dans les prochaines heures, il y aura une diminution de l'approvisionnement en électricité en dessous du niveau minimum nécessaire pour faire fonctionner l'unité Haber-Bosch. Il est possible de considérer que, en fonction des prévisions météorologiques à court terme, le niveau de production d'électricité peut être estimé à l'avance. Par conséquent, dans le modèle, les niveaux de production sont anticipés jusqu'à 36 heures à l'avance. Si un niveau critique est prévu, alors le système tentera de stocker autant que possible la quantité nécessaire pour maintenir le fonctionnement à un niveau de production minimum.

Il est important de souligner que l'utilisation d'une fenêtre de prévision de 36 heures peut sembler relativement large par rapport à d'autres systèmes qui optent souvent pour une marge de prévision d'environ 24 heures. Cependant, les tests réalisés pour calibrer le système de stockage ont confirmé que la période de 36 heures était un paramètre efficace, appartenant à une plage considérée comme réaliste bien qu'optimiste.

En ce qui concerne la gestion des variations heure par heure, plusieurs étapes sont prises en compte pour lisser les valeurs dans une plage de « ramping » acceptable :

1. La première étape implique la réalisation d'une moyenne glissante en utilisant les deux valeurs précédentes et les deux valeurs suivantes. Pendant cette étape, un plafond est également appliqué. Ainsi, seules les valeurs négatives posent un problème, car elles

indiquent une insuffisance d'électricité pour maintenir une variation horaire acceptable. Pour anticiper une chute trop rapide de l'approvisionnement en kWh, il est nécessaire de réduire au préalable la production en conséquence.

2. Une vérification est effectuée pour surveiller les écarts par rapport à la valeur cible. Cette vérification permet d'anticiper les écarts trop importants trois périodes à l'avance.
3. Une pénalité est appliquée aux périodes où une vérification négative est observée. Cette pénalité est répartie sur les périodes adjacentes afin de lisser la réduction de puissance.
4. Réalisation d'une deuxième moyenne glissante (prenant également en compte les périodes de  $n-2$  à  $n+2$ ) en utilisant les valeurs de la première étape tout en prenant en compte la pénalité appliquée.
5. Un dernier contrôle est effectué sur ces valeurs. Si ce dernier contrôle est négatif, le stockage d'électricité sera alors utilisé pour éviter une chute trop abrupte de l'alimentation de l'unité Haber-Bosch et respecter la contrainte de « ramping ».

#### 4.6.2 Stockage

##### Hydrogène

Le stockage de l'hydrogène est une variable qui est définie dans le paramétrage du scénario en kg. Les caractéristiques de coûts associées sont également spécifiées dans la section d'analyse financière.

Pour calculer la quantité de stockage à l'heure  $n$  dans le scénario, les quantités estimées de pénuries pour les périodes de  $n+1$  à  $n+36$  sont additionnées et comparées au niveau maximal de stockage disponible, en fonction de la capacité de production d'hydrogène. Cette méthode permet d'estimer la quantité d'hydrogène pouvant être stockée à l'heure  $n$ , afin de prévenir d'éventuelles pénuries futures entre les périodes  $n+1$  et  $n+36$ . De plus, un niveau minimum de stockage de 3000 kilogrammes est imposé comme une réserve de secours.

L'étalage du stockage sur plusieurs périodes permet de lisser le stockage d'hydrogène pour anticiper d'éventuelles pénuries, évitant ainsi des variations trop brusques dans la production d'hydrogène destinée à la synthèse d'ammoniac. Cette synthèse étant soumise à des contraintes de « ramping » horaire, des fluctuations importantes pourraient amplifier des variations et rendre le respect de la contrainte de « ramping » plus difficile.

### Électricité

Le stockage d'électricité, quant à lui, est minimisé. Cependant, dans certains modèles d'usines vertes de production d'ammoniac il est plus élevé. Ces modèles tirent parti des capacités de stockage pour atténuer les fluctuations de production provenant des sources d'énergie solaire et éolienne intermittentes. Dans ce contexte, étant donné le dynamisme de l'électrolyseur étudié, l'ajustement et le lissage se font au niveau de la gestion du stock d'hydrogène.

L'énergie stockée dans les batteries remplit deux objectifs principaux : tout d'abord, elle permet d'atténuer les pics de demande en fournissant de l'électricité lorsque nécessaire, et ensuite, elle contribue à éviter les pénuries d'électricité (en kWh) qui nécessiteraient des achats sur le marché. Les caractéristiques telles que la taille et le coût des batteries sont également des paramètres définis dans les scénarios.

#### 4.6.3 Serre

Il est important de noter que la serre représente un modèle de consommation d'énergie locale. Ce modèle pourrait être remplacé par d'autres exemples tels qu'une demande industrielle ou domestique. Dans la plupart des cas, une tendance saisonnière serait observée en hiver, correspondant au pic de demande en chauffage. Dans le cadre de cette analyse, la modélisation de la consommation d'une serre s'inscrit efficacement dans le cadre agricole et permet d'obtenir une estimation réaliste du besoin horaire en chaleur qui pourrait être utilisé localement.

Le besoin local de chaleur et d'électricité est estimé selon le modèle de consommation d'une serre de 1 hectare. Les données de consommation ont été fournies par un partenaire Maraîcher par le biais de Machinerie Dubois. Pour déterminer les besoins en chaleur, les valeurs horaires de la température extérieure sont collectées grâce à Renwables Ninja. Cela permet de suivre la consommation de chaleur de la serre. Le partenaire disposant de complexe de serres a fourni

les valeurs maximales de perte de chaleur du modèle de serre étudié, tandis que les autres valeurs sont obtenues en réalisant une régression linéaire à partir de cette valeur.

De façon plus théorique, le bilan énergétique (Nadeau et al. 2020) d'une serre correspond à la balance entre la quantité d'énergie reçue et perdue par le Serre :

$$Q_{\text{irradiance}} + Q_{\text{chauffage}} = Q_{\text{isolation}} + Q_{\text{radiation}} + Q_{\text{sol}} + Q_{\text{évaporation}}$$

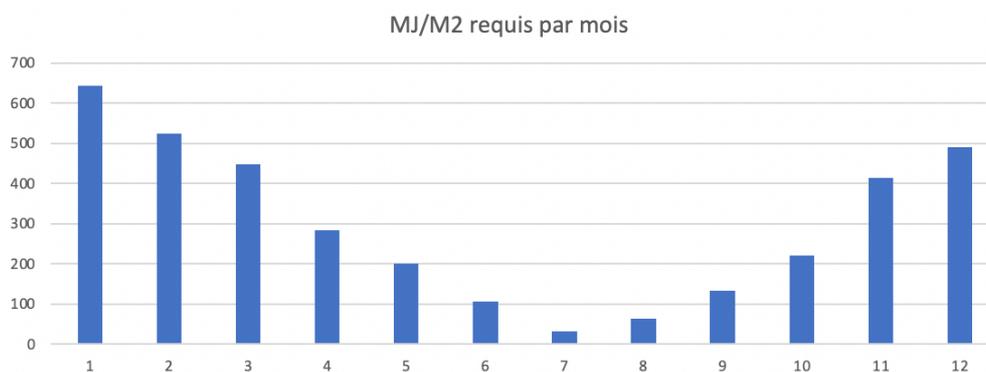
La quantité (Q) reçue correspond au rayonnement solaire et au chauffage.

La quantité (Q) perdue d'énergie comprend :

- $Q_{\text{isolation}}$  : perte de chaleur entre l'air ambiant et toiture/murs (surface interne)
- $Q_{\text{radiation}}$  : perte de chaleur entre toiture/murs et atmosphère (surface externe)
- $Q_{\text{sol}}$  : perte de chaleur par le sol
- $Q_{\text{évaporation}}$  : perte de chaleur due à l'évaporation de l'eau dans l'air ambiant

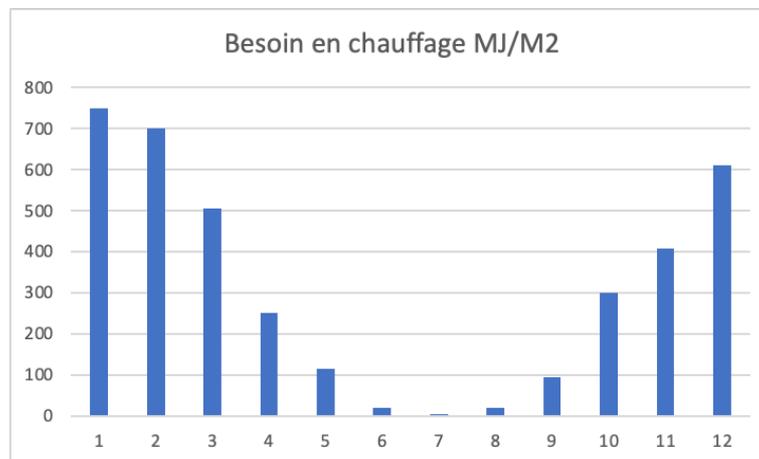
Ainsi, on obtient le graphique suivant (figures 4.5) représentant les MJ moyen requis par mois par mètre carré pour la serre. Logiquement la consommation hivernale est beaucoup plus élevée que celle des mois d'été.

Figure 4.5 : Profil de consommation d'énergie estimé de la serre



Il est possible de comparer ce profil de consommation avec d'autres obtenus dans la littérature. Par exemple dans la figure 4.6, on remarque que dans l'analyse de cette serre conventionnelle, l'ordre de grandeur et la saisonnalité du besoin de chauffage sont similaires à ceux obtenus avec le modèle du carrefour. Ainsi l'utilisation de ce système pour représenter le besoin en chaleur de la serre semble efficace et permet d'avoir une estimation horaire du potentiel de transfert d'énergie vers cette partie du carrefour.

Figure 4.6 : Exemple de profil de consommation d'une serre, Siala, N. (2022)



Finalement, l'éclairage de la serre perd une partie de sa puissance en chaleur. Ainsi en fonction des heures de lever et de coucher du soleil, on peut estimer un apport supplémentaire en chaleur qui correspond à 25% de la puissance des lampes, dont la puissance elle est estimée à 1200 kw. Le calcul du besoin en chaleur horaire inclut ce paramètre.

Toutes ces données de consommation servent à estimer combien d'énergie au maximum peut être transférée vers les serres. Les serres sont équipées d'un système de stockage thermique en bassin pouvant emmagasiner une grande quantité de chaleur avec une efficacité de 75%. Cette chaleur peut ensuite être restituée à l'aide de thermopompes dans la serre. L'efficacité du chauffage par thermopompe a été estimée à 90%. Cela signifie que le transfert d'énergie vers la serre est diminué de 90% avant d'être stocké dans le stockage thermique, lui-même soumis à une efficacité de 75%.

Tableau 10 : Calcul approximatif du stockage thermique en bassin d'eau chaude

Paramètres	Valeurs
Volume du bassin	520
Masse totale (kg)	518 440
Capacité thermique de l'eau (J/g·°C)	4,186
Variation moyenne de température (°C)	45
Énergie stockée en GJ (approx)	97,7
En kWh (approx)	27 130
En MWh (approx)	27

La chaleur et l'électricité transférées à la serre sont vendues à un prix déterminé dans l'analyse financière. Ce prix peut correspondre à une rentabilité plus ou moins élevée de la production de la serre. Un prix est également accordé au CO2 injecté dans l'air de la serre

Les serres consomment en effet une partie du CO2 produit par le processus de biométhanisation, après la purification du méthane ou la combustion du biogaz. Ces chiffres sont également obtenus grâce aux données de Machinerie Dubois, d'après la consommation indiquée, 1 hectare de serre consomme environ 200 kg de CO2 par heure pendant environ 70 % du temps :

$$\text{Total kg CO}_2 \text{ utilisés / an} = 200 * 8760 * 0,7 = 1\,226\,400 \text{ kg}$$

Ce CO2 est compensé par une indemnisation de 0,5 CAD / kg injecté. Ce revenu complémentaire sera indiqué dans la catégorie « autre » lors de l'analyse.

## 4.7 Paramètres financiers

### 4.7.1 Les coûts :

Dans la section d'analyse financière des différents scénarios, plusieurs paramètres sont pris en considération pour évaluer la rentabilité de la production. En ce qui concerne les coûts, des estimations de CAPEX et OPEX sont présentées dans le tableau 11.

Tableau 11: Récapitulatif des hypothèses de coûts

<i>Divers</i>		<i>CAPEX</i>		<i>OPEX</i>	
% kWh revendu	<b>90%</b>	<i>Ammoniac CAD /kg</i>	<b>4000</b>	<i>Ammoniac % CAPEX</i>	<b>4%</b>
% H2 revendu	<b>100%</b>	<i>Solaire CAD / kW</i>	<b>700</b>	<i>Stockage kWh % CAPEX</i>	<b>1%</b>
Salaire / technicien Charge comprise	<b>77 000</b>	<i>Éolien CAD / kW</i>	<b>1850</b>	<i>Stockage H2 % CAPEX</i>	<b>2%</b>
<i>% Premium local</i>	<b>20%</b>	<i>Stockage H2 / kg</i>	<b>670</b>	<i>Éolienne / MW</i>	<b>35 000</b>
<i>% Maintenance</i>	<b>90%</b>	<i>Stockage / kWh :</i>	<b>400</b>	<i>PV % CAPEX</i>	<b>2%</b>

La plupart des unités de production sont soumises à des coûts qui sont appliqués en fonction de l'unité de mesure de production. Les coûts d'exploitation sont généralement exprimés en pourcentage de l'investissement annuel total. Pour calculer ces coûts d'exploitation annuels, nous utilisons une fonction similaire à celle du remboursement d'un prêt, appelée "PMT". Cette fonction permet de déterminer les paiements périodiques nécessaires pour rembourser un investissement sur la durée de vie prévue du carrefour, en utilisant un taux d'intérêt préalablement défini. L'objectif de cette méthode de calcul est de déterminer le revenu annuel

minimum requis pour atteindre le seuil de rentabilité. Le coût final annualisé est la somme des valeurs suivantes :

- Les OPEX
- Les coûts d'achat d'énergie supplémentaire en cas de pénurie
- L'amortissement annuel des CAPEX initiaux subventionnés
- Le potentiel besoin annuel en CAPEX, lui aussi subventionné

Il est important de souligner que les coûts d'exploitation incluent également une équipe de maintenance, composée de 10 techniciens chargés de superviser et d'assister à la maintenance de l'ensemble du carrefour. Cette décision a été prise pour refléter le concept de mutualisation, où la main-d'œuvre est intégrée dans les coûts globaux du carrefour.

Les données relatives aux coûts en capital et aux coûts d'exploitation sont également spécifiées au début de la partie analyse. Un pourcentage de subventions peut être appliqué à chaque composant CAPEX du projet pour représenter les aides provinciales et fédérales, qui peuvent être nécessaires afin d'atteindre le seuil de rentabilité. Il est également possible d'allonger la période de durée de vie du carrefour par exemple de 20 à 25 ans. Une comparaison de ces 2 paramètres est aussi présentée au début de la partie analyse.

#### 4.7.2 Les revenus

Le calcul du revenu s'effectue en multipliant le total de la production par son pourcentage de maintenance. Dans le modèle, cette maintenance est appliquée à la revente des surplus mais pas au fonctionnement de base. Il est également essentiel de noter qu'un pourcentage prédéfini des surplus, notamment en termes de kWh et d'H<sub>2</sub>, est revendu. Conformément à la priorisation de la revente pour la demande locale, un premium de 20% est accordé à l'hydrogène utilisée par les tracteurs et à l'énergie revendue à la Serre. Ce premium pourrait s'expliquer par l'absence d'intermédiaire dans la chaîne de valeur de l'énergie, ce qui entraîne une plus grande marge de revenu. Différents scénarios sont pris en compte en fonction de la demande locale ou externe, avec des niveaux variables de revenus associés.

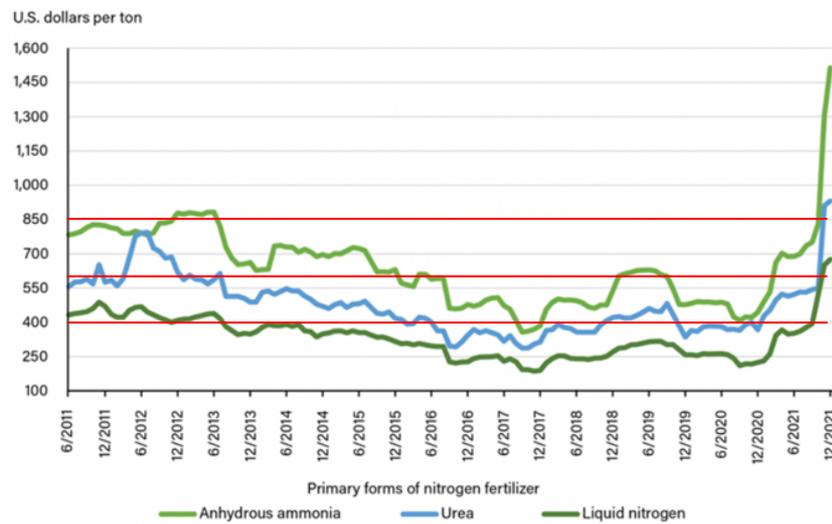
Étant donné que le carrefour possède plusieurs sources de revenus dont le prix dépend d'un marché international, il est difficile de prévoir les revenus précis à un moment donné. Il serait

également complexe de réaliser une fonction d'optimisation en prenant en compte plusieurs prix différents, ce qui offrirait un très grand nombre de combinaisons possibles. Ainsi, il a été décidé d'utiliser des situations de prix basées sur des observations réelles du marché et d'études des différents produits du carrefour. Des plafonds de prix maximum et minimum sont déterminés, permettant au scénario d'utiliser des situations où le marché est situé dans une position plus ou moins avantageuse.

### **L'ammoniac**

L'ammoniac est un produit chimique largement utilisé dans de nombreuses industries depuis de nombreuses années. Par conséquent, il est possible de se baser sur des données historiques pour définir les limites inférieures et supérieures d'un marché hypothétique. La Figure 4.7 présente les prix de vente en USD de plusieurs engrais sur le marché américain, avec l'ammoniac (Anhydrous Ammonia) représenté en vert clair. D'après l'analyse du graphique, le niveau bas du marché est situé aux alentours de 400 USD (niveau bas de marché utilisé pour la simulation). En ce qui concerne le niveau plafond, on peut prendre en considération le pic de 2021, qui représente une perturbation majeure du marché. Cependant, un niveau correspondant au prix d'environ 850 USD en 2011 semble plus réaliste pour définir le niveau maximum de prix qui sera utilisé dans les simulations. Un prix médian d'environ 600 USD sera utilisé pour représenter le niveau de marché moyen. Ainsi, ces trois repères utilisés dans les hypothèses de marché permettent de représenter certaines des situations observées dans la Figure 4.7. Un taux de change de 1,36 est utilisé pour convertir ces valeurs en dollars canadiens, les prix obtenus sont ensuite arrondis à la centaine. Il convient de noter que ces niveaux de prix correspondent à de l'ammoniac gris issu de carburants fossiles et non d'énergie renouvelable.

Figure 4.7 : Prix mensuels moyens d'engrais US 2011 - 2021<sup>22</sup>



## Le biogaz

Contrairement à l'ammoniac dont la chaîne logistique s'étend au niveau international, le biogaz répond à un marché provincial et régi par le gouvernement car les tarifs sont réglementés. D'après le procès-verbal du ministère de l'Énergie et Des Ressources Naturelles sur le projet de Règlement Modifiant Le Règlement Concernant La Quantité de Gaz Naturel Renouvelable (Mai 2022), le prix de vente d'un GJ de biogaz (ici le biométhane) se situe entre 25 et 35 CAD. Pour certains projets avec un volume annuel maximum déterminé, il est possible d'atteindre 45 CAD par GJ. Ces 3 valeurs de 25, 35 et 45 seront utilisées pour définir les hypothèses de vente du biogaz sur le réseau Energir.

## Le marché de l'électricité

Dans la même idée, l'énergie éolienne bénéficie de tarifs réglementés qui fixent les prix de vente au niveau provincial. Cependant, le prix du kWh acheté dépend des contrats négociés. Par exemple, de nombreux appels d'offres permettent un prix de vente avoisinant les 7,5 cents par kWh. Plus récemment, le prix plancher se rapproche plus de 6 cents (Baril, H. 2023). Afin d'établir une marge de prix de vente, trois niveaux de prix de vente à 6, 7 et 8 cents par kWh seront utilisés. Cependant, il est important de noter qu'usuellement le prix défini ne varie pas

<sup>22</sup> Fertilizer prices spike in leading U.S. market in late 2021, just ahead of 2022 planting season. (2022, February). [www.ers.usda.gov](https://www.ers.usda.gov/data-products/chart-gallery/gallery/chart-detail/?chartId=103194); US Department of Agriculture. <https://www.ers.usda.gov/data-products/chart-gallery/gallery/chart-detail/?chartId=103194>

au cours de la durée de vie de l'installation, car il est fixé lors de la signature du contrat. L'objectif de l'analyse étant d'utiliser le prix comme indicateur de la demande sur le marché ou de perturbations de l'approvisionnement, cette contrainte n'est pas considérée.

### **L'hydrogène vert**

Le marché de l'hydrogène vert est le plus difficile à estimer car actuellement il n'existe pas de marché permettant le négoce de ce produit. Ainsi, de nombreuses estimations prédisent le prix potentiel de l'hydrogène vert. Par exemple, un rapport de l'IRENA (Green hydrogen cost reduction, 2021) annonce que le prix de l'hydrogène vert pourrait actuellement se situer autour de 3 USD par kilogramme. D'autres acteurs, comme le U.S. Department of Energy (2021), présentent des objectifs plus ambitieux allant jusqu'à 1 USD par kilogramme pour 2050. Ainsi, afin de garder un ordre de grandeur similaire, un prix compris entre 2 et 5 CAD par kilogramme sera utilisé dans les simulations pour rester réaliste. Il est à noter que les ventes locales bénéficient d'un prix légèrement plus élevé, pouvant aller jusqu'à 3,86 CAD, comme précédemment annoncé, plus un premium de 20%. Ce premium peut être justifié par le besoin réduit en infrastructure de distribution pour effectuer un approvisionnement local.

### **Récapitulatif des hypothèses :**

*Tableau 12 : Récapitulatif des hypothèses de prix du marché (CAD)*

<b>Marché</b>	<b>NH3 (T)</b>	<b>H2 (kg)</b>	<b>CH4 (GJ)</b>	<b>MWh</b>
<b>Haut</b>	1200	5	45	80
<b>Moyen</b>	800	3,5	35	70
<b>Bas</b>	600	2	25	60

#### 4.7.3 Rentabilité et scénarios :

Pour évaluer la rentabilité annuelle, une comparaison est effectuée entre le revenu total annuel et le coût total annualisé. Cette comparaison simplifiée permet d'observer, en fonction du scénario choisi, l'impact du prix du marché et des contraintes de production/demande sur le bilan final. Des situations combinant différents niveaux de prix de vente pour différents produits sont utilisées afin de mettre en avant les avantages de la mutualisation et de la résilience face aux fluctuations inattendues du marché.

Tableau 13: Exemple simplifié de revenu - coûts

Total CAPEX	181 822 931	Revenu Ammoniac	6 357 300
Subvention	0	Revenu H2 Total	1 259 986
Remboursement / an	14 589 942	Revenu Biométhane	9 030 200
Total OPEX / An	7 051 658	Revenu Additionnel	3 203 527
<b>Coût total Annuel</b>	<b>21 641 600</b>	<b>Revenu Annuel Total</b>	<b>19 851 013</b>

## 5 Analyse des résultats

Cette partie du mémoire présente les différents résultats obtenus à travers différents scénarios. La scénarisation est effectuée afin d'observer le comportement du carrefour à travers différentes situations : d'abord en variant la demande (première partie), puis en ajustant la taille des unités de production (partie 2), et enfin en considérant différents niveaux de prix (partie 3). Des analyses complémentaires sont également réalisées afin d'évaluer l'importance de la combustion du biogaz et de comparer la rentabilité globale du carrefour à celle des unités de production isolées.

### 5.1 Vue d'ensemble

Un aperçu général des résultats est présenté dans le tableau ci-dessous. La première analyse porte sur l'évolution d'un potentiel marché de l'hydrogène à travers trois phases différentes. Le revenu par produit des simulations est indiqué pour chaque situation simulée. Le coût global est récapitulé dans l'en-tête. On observe que seules deux situations par scénario offrent un revenu suffisant, ce dernier est mis en évidence en vert dans le tableau. Les autres situations nécessitent une subvention pour atteindre le seuil de rentabilité. Ces subventions seront décrites plus en détail au cours de l'analyse. Ces trois premiers scénarios permettent d'observer les changements dans la production du carrefour qui se transfère progressivement de l'ammoniac vert vers l'hydrogène au fur et à mesure que la vente d'hydrogène vert est débloquée.

La deuxième partie de l'analyse s'intéresse à la taille des unités de production. L'augmentation de la capacité de transformation du flux est plus ou moins intéressante en fonction des niveaux de prix observés sur le marché. Logiquement, plus l'électricité est vendue à un prix élevé et les autres produits à un coût faible, moins il est intéressant de diversifier le flux d'électricité vers d'autres vecteurs d'énergie comme l'hydrogène.

Enfin, le scénario analysant la résilience du carrefour permet de mettre en valeur quatre configurations, dont les trois principales sont récapitulées en bas du tableau. Ces configurations visent à spécialiser le carrefour dans un produit en particulier, dont le prix est plus avantageux par rapport aux autres. Ainsi, malgré la chute du prix d'un produit principal comme l'ammoniac, le carrefour est capable de faire preuve de robustesse en pivotant vers une production plus rentable.

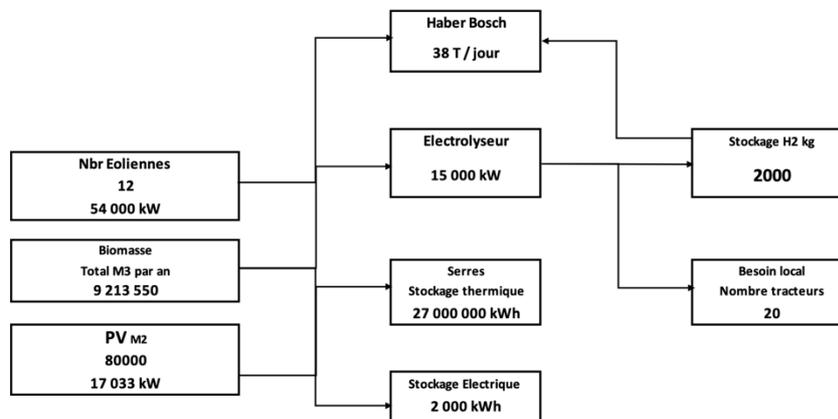
Tableau 14: Récapitulatif général des résultats

<b>Récapitulatif des coûts (kCS)</b>						
<i>Pour Électrolyseur de 15MW et Haber-Bosch de 38T/j</i>						
<b>CAPEX</b>	181 823	<b>OPEX</b>	7 052	<b>Coût annualisé</b>		21 642
<b>Revenu par produit - Aucun marché d'H<sub>2</sub> (kCS)</b>						
<b>Revenu</b>	Hydrogène	Ammoniac	Biométhane	MWh	Autres	Total
<b>Situation 1</b>	0	9101	7023	3 509	1555	21 189
<b>Situation 2</b>	0	6 826	5 017	3 008	1 421	16 271
<b>Situation 3</b>	0	13 652	9030	4 010	1 690	28 382
<b>Situation 4</b>	0	9 101	5 017	3 008	1 421	18 546
<b>Situation 5</b>	0	13 652	5 017	3 008	1 421	23 097
<b>Revenu par produit - Marché H<sub>2</sub> limité (kCS)</b>						
<b>Revenu</b>	Hydrogène	Ammoniac	Biométhane	MWh	Autres	Total
<b>Situation 1</b>	882	8266	7023	3 537	1 555	21 264
<b>Situation 2</b>	882	6 200	5 017	3 032	1 421	16 551
<b>Situation 3</b>	1 260	12 400	9 030	4 043	1 690	28 422
<b>Situation 4</b>	1 260	8266	5 017	3 032	1 421	18 996
<b>Situation 5</b>	882	12 400	5 017	3 032	1 421	22 751
<b>Revenu par produit - Marché H<sub>2</sub> accessible (kCS)</b>						
<b>Revenu</b>	Hydrogène	Ammoniac	Biométhane	MWh	Autres	Total
<b>Situation 1</b>	1 400	7 849	7 023	3 478	1 555	21 306
<b>Situation 2</b>	1 400	5 886	5 017	2 982	1 421	16 705
<b>Situation 3</b>	2000	11 773	9 030	3 975	1 690	28 468
<b>Situation 4</b>	2000	7 849	5 017	2 982	1 421	19 267
<b>Situation 5</b>	1 400	11 773	5 017	2 982	1 421	22 592
<b>Analyse de la taille du carrefour</b>						
<b>Électrolyseur</b>	Haber-Bosch	Total T NH <sub>3</sub>	Total kg H <sub>2</sub>	CAPEX +	OPEX +	MWH transformés
<b>15 MW</b>	38 T/j	12 640	24 159	0%	0%	0
<b>20 MW</b>	46 T/j	14 495	194 200	28%	26%	27 626
<b>25 MW</b>	51 T/j	15 544	330 130	54%	48%	45 358
<b>Résilience marché de l'ammoniac bas - Revenu par produit (kCS)</b>						
<b>Configuration</b>		H <sub>2</sub>	NH <sub>3</sub>	Biométhane	MWh	Autres
<b>1 - Ammoniac</b>		0	6 826	<b>7 023</b>	3 509	1 555
<b>3 - Hydrogène</b>		<b>9 498</b>	470	7 023	3 853	1 569
<b>4 - Électricité</b>		0	470	7 023	<b>10 195</b>	1 569

## 5.2 Scénario 1

Dans le premier scénario, l'organisation du système a une capacité totale de 71 MW provenant d'un parc solaire/éolien, destiné à alimenter un électrolyseur de 15 MW, permettant la production quotidienne de 38 tonnes d'ammoniac. La taille de l'unité Haber-Bosch a été définie de sorte à pouvoir utiliser 100% de la production d'H<sub>2</sub> même à pleine capacité. Les 15MW d'électrolyseur correspondent à un ratio aux alentours de 4/5 entre la puissance du parc d'énergie renouvelable et de l'électrolyseur. Les stockages « tampon » d'H<sub>2</sub> et d'électricité sont maintenus à 2 000 kg et 2 000 kWh respectivement.

Figure 5.1 : Schéma de la taille des unités de production<sup>23</sup>



Le premier scénario vise à évaluer les variations de la rentabilité annuelle de Carrefour à travers trois situations à différents horizons temporels. Ces situations comprennent le développement de l'infrastructure provinciale pour la distribution d'hydrogène avec en parallèle une commercialisation des véhicules à pile à combustible, créant ainsi une demande d'hydrogène à l'échelle provinciale :

- Court terme : Aucune vente possible d'hydrogène
- Moyen terme : parc local de 20 véhicules agricoles à approvisionner en fonction de la demande journalière
- Long terme : parc local augmenté à 30 véhicules et revente possible d'hydrogène produite en surplus sur le marché

<sup>23</sup> La demande locale d'H<sub>2</sub> (Nombre de tracteur) va varier en fonction de l'état du marché

Une estimation des revenus d'une année-type sera proposée en fonction de différentes gammes de prix. Cette estimation des revenus sera ensuite comparée aux coûts associés à l'investissement et au fonctionnement du Carrefour, lesquels sont récapitulés dans le tableau 15 ci-dessous. Ces coûts, annualisés, permettront d'obtenir une idée du niveau de revenu nécessaire à atteindre ainsi que du potentiel besoin de subvention.

Tableau 15: Coûts annualisés totaux du carrefour

<b>Coûts CAD</b>		
<b>OPEX totaux</b>	<b>7 051 658</b>	
Biométhanisation	3 500 000	50%
Éoliennes	1 890 000	27%
H2	210 000	3%
Stockage	34 800	0%
KWh Supp	X	0%
Main d'œuvre	924 000	13%
Solaire	238 459	3%
Ammoniac	254 399	4%
<b>CAPEX total</b>	<b>181 822 931</b>	
Biométhanisation	50 000 000	27%
Éoliennes	99 900 000	55%
Électrolyseur	10 500 000	6%
Stockage	2 140 000	1%
Ammoniac	10 599 958	6%
Terrain	1 000 000	1%
Solaire	11 922 956	7%
<b>Coûts annualisés taux 5%</b>		
<b>Durée projet</b>	<b>25 ans</b>	<b>20 ans</b>
Subvention 0%	19 952 442	21 641 600
Subvention 20%	17 372 285	18 723 612
Subvention 35 %	15 437 168	16 535 121
Subvention 50 %	13 502 050	14 346 629
Subvention 60 %	12 211 972	12 887 635

Une représentation sous forme de diagramme circulaire est également disponible en annexe 13. En résumé, la majeure partie des coûts en capital (CAPEX), soit 61%, est attribuée au parc solaire/éolien, suivi par l'usine de biométhanisation, pour un total d'environ 182 millions de dollars canadiens. En ce qui concerne les coûts d'exploitation (OPEX), l'usine de biométhanisation représente plus de la moitié des coûts annuels, suivie par les éoliennes, qui représentent 27% du coût total. Il est important de noter que l'achat d'électricité supplémentaire

dépend du scénario étudié, car pour répondre à une demande locale en hydrogène ou au besoin de puissance minimum du réacteur Haber-Bosch, il peut être nécessaire, dans certains cas, d'acheter de l'électricité malgré la présence de systèmes de stockage tampon. Différentes méthodes d'annualisation de la CAPEX sont proposées avec un maximum de 21,6M de CAD pour une annualisation de 20 ans sans subvention et un minimum de 12,2M pour une annualisation sur 25ans et subventionnées à 60%.

Les différents niveaux de prix utilisés pour scénariser la rentabilité de la production du carrefour sont rappelés dans le tableau ci-dessous. Pour rappel, les ventes effectuées localement sont gratifiées d'un premium de 20% :

Marché	NH3 (T)	H2 (kg)	CH4 (GJ)	MWh
<b>Haut</b>	1200	5	45	80
<b>Moyen</b>	800	3,5	35	70
<b>Bas</b>	600	2	25	60

Ainsi plusieurs situations sont formulées afin de modéliser la situation globale dans laquelle le carrefour s'inscrit pour permettre l'évaluation de sa performance. Ces situations sont les suivantes :

Tableau 16: Hypothèse de prix

	Marché Biogaz	Marché H2	Marché NH3	Marché MWh
Situation 1	Moyen	Moyen	Moyen	Moyen
Situation 2	Bas	Moyen	Bas	Bas
Situation 3	Haut	Haut	Haut	Haut
Situation 4	Bas	Moyen	Moyen	Bas
Situation 5	Bas	Moyen	Haut	Bas

La situation 1 : correspond à un scénario de base avec tous les coûts situés à des niveaux moyens.

La situation 2 : est un marché globalement bas. Cette situation représente la pire performance possible du carrefour dans les paramètres étudiés.

La situation 3 : est un marché haut. Cette situation représente le meilleur rendement possible du carrefour dans les paramètres étudiés.

La situation 4 : est un marché de l'ammoniac à niveau normal. L'ammoniac est l'un des principaux produits du carrefour. Cependant les revenus secondaires sont fixés à des niveaux bas. L'objectif de cette situation est d'observer la relation entre les revenus principaux et secondaires du carrefour.

La situation 5 : est similaire à la situation 4 mais avec un prix de vente de l'ammoniac à un niveau élevé et vise à la compléter. Cela a pour but de déterminer si un fort revenu d'Ammoniac permet de contrebalancer un marché compétitif du biogaz et de l'électricité.

L'hydrogène n'est jamais configuré à un niveau de tarification bas car il est considéré comme un marché "fermé" en raison de la vente locale. De plus, les ventes sont ajustées en fonction d'une équivalence de consommation en diesel, ce qui établit un seuil minimum de prix à un niveau considéré comme "moyen" sur le marché. Étant donné que la demande principale d'hydrogène dans les scénarios étudiés provient des ventes locales, il n'est pas jugé réaliste de fixer un tarif bas pour cette simulation.

### 5.2.1 Rentabilité court terme

Les résultats obtenus pour cette simulation sont décrits dans le tableau 17 qui reprend le paramétrage décrit pour le scénario 1 :

Tableau 17: Production total simulée (en CAD), simulation court terme

Aucun marché d'H <sub>2</sub> (kC\$)						
Revenu	Hydrogène	Ammoniac	Biométhane	MWh	Autres	Total
Situation 1	0	9 101	7 023	3 509	1 555	<b>21 189</b>
Situation 2	0	6 826	5 017	3 008	1 421	<b>16 271</b>
Situation 3	0	13 652	9 030	4 010	1 690	<b>28 382</b>
Situation 4	0	9 101	5 017	3 008	1 421	<b>18 546</b>
Situation 5	0	13 652	5 017	3 008	1 421	<b>23 097</b>

Dans un premier temps, on observe qu'aucune vente d'hydrogène n'est réalisée, ce qui est conforme aux paramètres de la simulation. Les recettes les plus importantes pour le carrefour

proviennent d'abord de la vente d'ammoniac, suivie des ventes de biométhane. Les ventes d'électricité non-locales constituent également une part significative des revenus, malgré l'application d'une pénalité de 10% (en plus des coûts de maintenance) en raison de la gestion de la demande sur le réseau. La plus petite proportion des revenus provient de la catégorie "autres", qui englobe l'énergie distribuée localement ainsi que la compensation pour le CO2 récupéré. Les données de production indiquent une production de 12 640T/an d'ammoniac et un facteur d'utilisation à 91% pour l'électrolyseur.

Tableau 18: Revenus - Coûts (CAD), simulation court terme

Revenu	Total	Aucun marché H2 (kC\$)		
		Subvention 0%	Subvention 20%	Subvention 35%
Situation 1	21 189	<b>-453</b>	2 465	4 653
Situation 2	16 271	<b>-5 371</b>	-2 453	-264
Situation 3	28 382	<b>6 740</b>	9 658	11 847
Situation 4	18 546	<b>-3 096</b>	-178	2 011
Situation 5	23 097	<b>1 455</b>	4 373	6 562

En comparant les revenus au coûts annualisés, on observe que dans la plupart des cas, une subvention est requise pour dépasser le seuil de rentabilité. Dans la situation 1 qui représente un niveau de base, une subvention située aux alentours de 10% est nécessaire pour permettre au carrefour d'être viable. Cela représente une aide de 18M de dollars canadiens. Avec les paramètres choisis il semble qu'une année de marché haut et basse ont des amplitudes similaires avec une perte de 5,3M CAD et un gain de 6,7M CAD. Cela indique que sur la durée de vie du carrefour deux périodes de même durée de marché bas et une de marché haut pourraient se compenser. Cependant en cas de marché bas le niveau de subvention nécessaire est plus élevé. Pour un marché bas sur la durée de vie entière du carrefour une subvention de plus de 25% de la CAPEX est nécessaire. Pour les situations 4 et 5, on remarque que le carrefour est dépendant des revenus d'électricité et de Biogaz, car une diminution de leur prix de vente augmente nettement le déficit annuel. Cependant un prix de vente élevé de l'ammoniac permet de maintenir un profit même sans subvention.

## 5.2.2 Rentabilité moyen terme

Les résultats de la simulation avec 20 véhicules agricoles fonctionnant à pile à combustible sont présentés dans le tableau 19 ci-dessous :

Tableau 19: Production total simulée (en CAD), simulation moyen terme

Marché H2 limité (kC\$)						
Revenu	Hydrogène	Ammoniac	Biométhane	MWh	Autres	Total
Situation 1	<b>882</b>	8 266	7 023	3 537	1 555	21 264
Situation 2	<b>882</b>	6 200	5 017	3 032	1 421	16 551
Situation 3	<b>1 260</b>	12 400	9 030	4 043	1 690	28 422
Situation 4	<b>1 260</b>	8 266	5 017	3 032	1 421	18 996
Situation 5	<b>882</b>	12 400	5 017	3 032	1 421	22 751

Dans cette situation à moyen terme, on observe des revenus provenant de la vente d'hydrogène pour la recharge des 20 véhicules, au détriment de la production d'ammoniac. En effet, comme le montrent les données de production, la production d'ammoniac diminue à 11 481 tonnes par an, ce qui représente une capacité de 82% (-9%) par rapport à la capacité de la première situation. Cependant, la capacité d'utilisation de l'électrolyseur reste inchangée à 92%. Cela signifie qu'en raison des contraintes liées à l'intermittence et de la taille de l'électrolyseur, définie à 15 MW, il n'est pas possible d'atteindre une capacité de 100% sans acquérir davantage d'énergie du réseau. Pour parvenir à une utilisation à pleine capacité, une augmentation de 8% par an serait nécessaire, ce qui correspondrait à environ 700 heures supplémentaires d'utilisation (en excluant les périodes de maintenance). Ces 700 heures non utilisées pourraient, par exemple, être mises à profit pour valoriser l'électricité provenant du réseau provincial.

Il n'y a aucune variation constatée dans la production de biogaz. Le biométhane est vendu à 100% sur le réseau, ce qui signifie qu'il n'est pas affecté par les fluctuations de la demande des autres sources d'énergie. Son rôle principal est donc d'influer sur le bilan global en fonction des conditions du marché du biométhane. En d'autres termes, le biogaz est une composante stable du modèle qui contribue de manière constante aux résultats, indépendamment des variations de la demande pour d'autres types d'énergie.

Tableau 20: Revenus - Coûts (CAD), simulation moyen terme

Marché H2 limité (kC\$)				
Revenu	Total	Subvention 0%	Subvention 20%	Subvention 35%
Situation 1	21 264	<b>-377</b>	2 541	4 729
Situation 2	16 551	<b>-5 091</b>	-2 173	16
Situation 3	28 422	<b>6 780</b>	9 698	11 887
Situation 4	18 996	<b>-2 646</b>	272	2 461
Situation 5	22 751	<b>1 109</b>	4 027	6 216

La première observation des résultats de la simulation moyen terme montre une amélioration générale des bénéfices ou des pertes pour Carrefour. Cette amélioration découle du fait que d'après les paramètres utilisés, la vente directe et locale d'hydrogène est plus rentable que la transformation en ammoniac. De plus, il y a une légère augmentation des excédents d'électricité vendue. En général, toutes les situations s'améliorent, à l'exception de la situation 5, où les profits diminuent car la vente d'ammoniac constitue la principale source de revenus dans cette configuration. Dans le scénario de base, la situation 1, on constate une réduction d'environ 20% des pertes comparé à la simulation court terme. Cette amélioration conforte la transition de la production d'ammoniac vers l'utilisation de l'hydrogène comme carburant pour la dernière simulation long terme.

### 5.2.3 Rentabilité long terme

Les résultats de la simulation avec 30 véhicules agricoles et une activation de la production de surplus d'hydrogène sont présentés dans le tableau 21 ci-dessous :

Tableau 21: Revenus - Coûts (CAD), simulation long terme :

Marché H2 accessible (kC\$)						
Revenu	Hydrogène	Ammoniac	Biométhane	MWh	Autres	Total
Situation 1	<b>1 400</b>	7 849	7 023	3 478	1 555	21 306
Situation 2	<b>1 400</b>	5 886	5 017	2 982	1 421	16 705
Situation 3	<b>2 000</b>	11 773	9 030	3 975	1 690	28 468
Situation 4	<b>2 000</b>	7 849	5 017	2 982	1 421	19 267
Situation 5	<b>1 400</b>	11 773	5 017	2 982	1 421	22 592

En accord avec les observations de la situation à moyen terme, la production annuelle d'ammoniac continue de diminuer pour atteindre 10 900 tonnes. Par conséquent, la capacité du réacteur Haber-Bosch diminue à 78% (-13%), tandis que la capacité de l'électrolyseur reste

inchangée à 92%. Ce scénario présente la moins grande disparité entre les différentes sources de revenus du Hub. On remarque également une diminution des revenus provenant de la vente de surplus d'électricité, ce qui correspond à l'utilisation des excédents d'électricité pour la production d'hydrogène lorsque la capacité de l'électrolyseur le permet.

Tableau 22: Revenus - Coûts (CAD), simulation long terme :

Revenu	Marché H2 accessible (kC\$)			
	Total	Subvention 0%	Subvention 20%	Subvention 35%
Situation 1	21 306	-336	2 582	4 770
Situation 2	16 705	-4 936	-2 018	170
Situation 3	28 468	6 826	9 744	11 932
Situation 4	19 267	-2 374	544	2 732
Situation 5	22 592	950	3 868	6 056

Le scénario 3 est le plus rentable parmi les trois simulations. Il n'est proche du scénario 2, car la capacité maximale de l'électrolyseur est presque atteinte, ce qui rend difficile la transformation d'un grand nombre de surplus d'électricité. Tout comme le scénario 2, la situation 5 perd en rentabilité car elle mise sur la production d'ammoniac. Pour une analyse plus approfondie des rendements de l'hydrogène et de la vente de ses surplus, il serait intéressant d'envisager un carrefour avec un électrolyseur de 20 MW, ce qui permettrait d'observer un impact plus significatif sur un marché ouvert de l'hydrogène. Cependant, cela reste une perspective pour une simulation au long terme afin de pouvoir vendre de l'hydrogène sur un marché provincial voir international.

### 5.3 Analyse de la taille du carrefour

Cette section de l'analyse s'intéresse à la taille des unités de production, comme observé dans les simulations précédentes. Il pourrait être intéressant d'envisager d'augmenter la capacité du carrefour à transformer la base de puissance constante de 71 MW en H<sub>2</sub> et Ammoniac. Cependant, une telle décision serait conditionnée par l'investissement supplémentaire requis et le changement prévu dans la composition des revenus du Carrefour. Ainsi, deux scénarios supplémentaires ont été ajoutés en comparaison à la structure utilisée dans les simulations précédentes. L'un des principaux changements réside dans la décorrélation entre la taille du réacteur Haber-Bosch et la production d'hydrogène. Dans le scénario 2, l'unité Haber-Bosch ne peut utiliser à sa pleine capacité que 90% de la production maximale de l'électrolyseur au lieu de 100%. Cette valeur est portée à 80% pour le scénario 3. Cette décorrélation vise à permettre une plus grande flexibilité dans la transformation des surplus de MWh en cas d'un marché de l'hydrogène "ouvert".

1. Scénario 1 – électrolyseur de 15MW et unité Haber-Bosch paramétrée à 100% (38T/J)
2. Scénario 2 – électrolyseur de 20MW et unité Haber-Bosch paramétrée à 90% (46T/J)
3. Scénario 3 – électrolyseur de 25MW et unité Haber-Bosch paramétrée à 80% (51T/J)

Les 3 scénarios sont simulés avec les mêmes paramètres. Ces paramètres sont une demande locale d'H<sub>2</sub>, soit 0 véhicules et 100% de revente des surplus H<sub>2</sub>. Cependant la transformation des surplus d'électricité en H<sub>2</sub> n'est pas prioritaire sur la demande locale en électricité. Le résultat des 3 configurations est présenté dans le tableau 23 ci-dessous

Tableau 23: Comparaison du rendement H<sub>2</sub>/NH<sub>3</sub> de différentes configurations

N	MW input	Électrolyse	% +/-	HB	% +/-	Prod NH3	% +/-	HB capa	Prod supp H2	% +/-	H2 Capa
1	71	15 MW	0%	38 T/j	0%	12 640 T / an	0%	91%	24 159	0%	92%
2	71	20 MW	33%	46 T/j	21%	14 495 T / an	15%	87%	194 200	904%	84%
3	71	25 MW	66%	51 T/j	34 %	15 544 T/an	23%	84%	330 130	1468%	75%

Comme prévu, l'augmentation de la taille de l'unité Haber-Bosch et de l'électrolyseur n'est pas proportionnelle en raison de leurs paramètres spécifiques. L'augmentation de la production d'H2 et d'NH3 perd en efficacité à mesure que la taille de l'électrolyseur augmente. Cette tendance s'explique par les contraintes de production, car le nombre d'heures supplémentaires pendant lesquelles les surplus d'électricité peuvent être transformés diminue de plus en plus avec l'augmentation des configurations 2 et 3.

Ainsi, avec une augmentation de la taille du réacteur Haber-Bosch de 21%, la production de NH3 n'augmente que de 15%. Cependant, on observe une augmentation significative de la production supplémentaire d'H2, dépassant les 900% pour la deuxième configuration, par exemple. Néanmoins, malgré cette augmentation, le facteur de charge de l'électrolyseur diminue (de 92% à 75% pour la configuration 3), ce qui indique que l'unité devient de moins en moins efficace.

Par conséquent, il est nécessaire d'examiner différents scénarios de prix pour confirmer si cette augmentation de production, malgré la perte d'efficacité de transformation et l'investissement supplémentaire, constitue un compromis viable. Ainsi dans le tableau 24, l'augmentation des coûts annuels est représentée.

Tableau 24: Changement des coûts annualisés en fonction de la configuration choisie

N°	MW input	MW électrolyseur	CAPEX H2 + NH3	% +/-	CAPEX Annualisée	OPEX	Variation
1	71 MW	15 MW	16 859 975	0	1 352 888	464 399	0
2	71 MW	20 MW	21 631 969	+28,3%	1 735 805	585 279	+26,0%
3	71 MW	25 MW	25 979 966	+54,0%	2 084 700	689 199	+48,4%

En plus de l'investissement et de la maintenance supplémentaire il est important de prendre en compte la quantité d'électricité qui ne peut plus être revendue. Dans le tableau 25, une estimation de cette quantité de MWh transformés est indiquée, pour rappel dans cette simulation il est considéré que les surplus d'hydrogène sont revendus à 100%

Tableau 25: Variation des surplus de MWh revendus

Scénario	Coût annuel supplémentaire	NH3 supp T/an	H2 supp kg/an	MWh consommés en plus H3	MWh consommés en plus NH3	Total MWh transformés
2	503 797	1 855	170 041	9013	18 613	27 626
3	956 612	2904	305 971	16 216	29 142	45 358

Il serait également envisageable de considérer un faible décalage en ce qui concerne l'achat supplémentaire d'énergie, de manière à atteindre le niveau critique. Cela signifie que lorsqu'il n'y a pas de vent, il serait nécessaire d'acheter davantage de kilowattheures (kWh) pour atteindre le seuil requis de 10% pour le réacteur Haber-Bosch (qui est plus élevé dans les situations 2 et 3). L'objectif de cette analyse est de déterminer quel niveau de prix justifie une augmentation des capacités de transformation du flux d'électricité. Par conséquent, il n'est pas jugé nécessaire d'inclure les changements mineurs, c'est l'ordre de grandeur qui importe. A l'aide de l'équation suivante, une approximation d'équilibre entre les gains et pertes résultant de cette augmentation est obtenue :

$$\text{Coût annualisé supp.} + \text{perte de revenu MWh revendus} = \text{revenu supp. H2} + \text{revenu supp. NH3}$$

Les deux tableaux récapitulatifs (26 et 27) indiquent les niveaux de prix justifiant une augmentation de la taille du Carrefour. Les trois différents revenus analysés ici varient dans les plages précédemment observées dans les situations de marché. Logiquement, plus le prix du MWh diminue, plus il devient intéressant d'avoir une grande capacité de transformation en H2 et NH3. De même, si le prix du kilogramme d'H2 génère un faible revenu, alors il faudra un prix élevé pour l'ammoniac afin de compenser la perte de revenu provenant des MWh, et vice versa.

Tableau 26: Scénario 2, prix de vente minimum atteignables

Prix Ammoniac / T	MWh 50	60	70	80
600	4,5	6,2	7,8	9,4
700	3,5	5,1	6,7	8,3
800	2,4	4,0	5,6	7,2
900	1,3	2,9	4,5	6,1

Prix H2 / kg	MWh 50	60	70	80
1	924	1073	1222	1371
2	833	982	1131	1279
3	741	890	1039	1188
4	650	799	947	1096

Tableau 27: Scénario 3, prix de vente minimum atteignables

<b>Prix Ammoniac / T</b>	<b>MWh 50</b>	<b>60</b>	<b>70</b>	<b>80</b>
600	4,8	6,3	7,8	9,3
700	3,9	5,1	6,9	8,3
800	2,9	4,0	5,9	7,4
900	2,0	2,9	5,0	6,4

<b>Prix H2 / kg</b>	<b>MWh 50</b>	<b>60</b>	<b>70</b>	<b>80</b>
1	1005	1161	1317	1473
2	900	1056	1212	1368
3	794	950	1107	1263
4	689	845	1001	1158

*\*exemple de calculs*

$$1056 = (956612 - 305971 * 2 + 45358 * 60) / 2904$$

$$1263 = (956612 - 305971 * 3 + 45358 * 80) / 2904$$

Rappel : Les valeurs indiquées représentent un changement de rentabilité par rapport au scénario de base.

Pour le scénario 2, il semble difficile d'améliorer les résultats par rapport au scénario de base. Par exemple, il faudrait que le MWh soit vendu à moins de 60 CAD, que l'ammoniac ait un prix supérieur à 800 CAD/tonne, et que l'hydrogène soit vendu à plus de 2,4 CAD/kg (en supposant que 100% des surplus sont revendus). Cependant si le prix de l'hydrogène venait à dépasser 4CAD/kg par exemple à l'aide de subvention ou de crédit carbone alors il serait intéressant de considérer un électrolyseur de 20MW ramenant le ratio d'énergie renouvelable à l'électrolyseur autour de 3,5. Globalement, au-dessus de 15 MW, on observe une baisse de l'efficacité d'utilisation des équipements. En général, le scénario 3 semble moins efficace que le scénario 2 en raison de trop grandes pertes d'efficacité par rapport au coût supplémentaire engendré.

## 5.4 Résilience du carrefour – chute du prix de l’ammoniac

Cette section vise à évaluer la capacité du Carrefour à atténuer les pertes en cas de perturbations inattendues sur le marché. L'un des avantages de la mutualisation logistique est la réduction du risque, il est donc attendu que le Carrefour puisse s'adapter à une situation de marché caractérisée par un faible prix de vente de l'ammoniac, l'une de ses principales sources de revenus. Ainsi, les situations suivantes sont utilisées pour observer l'adaptation du Carrefour :

	Marché Biogaz	Marché H2	Marché NH3	Marché MWh
Situation 1	Moyen	Moyen	Bas	Moyen
Situation 2	Moyen	Moyen	Bas	Haut
Situation 3	Moyen	Haut	Bas	Moyen
Situation 4	Moyen	Bas	Bas	Moyen

Le marché du biogaz n'est pas affecté, car les configurations n'ont pas d'incidence sur le flux d'énergie provenant de la vente de biogaz, ce sont les marchés de l'hydrogène et de l'électricité qui connaissent des fluctuations. Pour chaque configuration des paliers de production sont appliqués à l'ammoniac et à l'hydrogène produit en surplus. Quatre configurations sont étudiées pour réagir à ces situations :

- Configuration 1 : pas de vente d'hydrogène, concentration sur l'ammoniac
- Configuration 2 : production d'ammoniac palliée à 25% et surplus d'électricité transformés à 50%
- Configuration 3 : production d'ammoniac palliée à 25% et surplus d'électricité transformés à 100%
- Configuration 4 : production d'ammoniac palliée à 25% et aucun surplus d'hydrogène produit, concentration sur la vente d'électricité.

Le détail des résultats par unité de production est disponible en annexe 14 pour chaque configuration.

Tableau 28: : Configuration 1 : perturbation du marché de l'ammoniac

Revenu (kC\$)	Total	Sans subvention	Subvention 20%
Situation 1	18 913	<b>-2 728</b>	190
Situation 2	19 549	<b>-2 092</b>	825
Situation 3	18 913	<b>-2 728</b>	190
Situation 4	18 913	<b>-2 728</b>	190

Dans cette configuration, on observe un déficit du carrefour dans toutes les situations, ce qui est attendu étant donné que l'ammoniac est vendu à bas prix. La modification des paramètres du carrefour dans les prochaines configurations vise à améliorer ces résultats.

Tableau 29: Configuration 2 : perturbation du marché de l'ammoniac

Revenu (kC\$)	Total	Sans subvention	Subvention 20%
Situation 1	19 410	<b>-1 658</b>	1 184
Situation 2	20 549	<b>-519</b>	2 323
Situation 3	20 838	<b>-230</b>	2 611
Situation 4	17 982	<b>-3 085</b>	-244

Dans cette configuration mixte, on constate également un déficit pour le Carrefour. Cependant, une nette amélioration est observée dans les situations 2 et 3, où le prix de l'hydrogène et de l'électricité est respectivement élevé. Cela suggère que cette configuration est capable de mieux valoriser ces situations de marché grâce à une adaptation de la production.

Tableau 30: Configuration 3 : perturbation du marché de l'ammoniac

Revenu (kC\$)	Total	Sans subvention	Subvention 20%
Situation 1	19 563	-1 505	1 336
Situation 2	20 250	-818	2 023
<b>Situation 3</b>	<b>22 412</b>	<b>1 344</b>	<b>4 186</b>
Situation 4	16 714	-4 354	-1 513

Cette configuration est orientée vers la production d'hydrogène, ce qui la rend plus performante dans les situations où le marché de l'hydrogène est favorable. Par exemple, dans la situation 3, on constate que la simulation génère un profit même sans subvention. Entre la configuration 1 et la configuration 3, les résultats nets passent de -2,7 millions CAD à +2,3 millions ACD. Cela

suggère que, en prenant en compte les contraintes de simulation, le carrefour, en adaptant sa production à la demande du marché, présente une capacité de résilience face aux fluctuations du marché.

Tableau 31: : Configuration 4 : perturbation du marché de l'ammoniac

Revenu (kC\$)	Total	Sans subvention	Subvention 20%
Situation 1	19 257	-1 811	1 031
<b>Situation 2</b>	<b>20 850</b>	<b>-218</b>	<b>2 623</b>
Situation 3	19 257	-1 811	1 031
Situation 4	19 257	-1 811	1 031

Dans la dernière configuration, l'accent est mis sur la vente d'électricité. Par conséquent, la simulation permet de réduire les pertes dans la situation 4 par rapport à la configuration 1, d'environ 1,8 million de dollars canadiens. On observe également que dans la situation 1, où les marchés de l'électricité et de l'hydrogène sont à leur niveau moyen, il semble que ces niveaux de prix favorisent la transformation de l'hydrogène plutôt que la vente sur le réseau électrique. Pour récapituler les résultats, sur le tableau 32, la meilleure configuration correspondant à chaque situation est présentée ;

Tableau 32: Configurations les plus performantes pour les situations 1 à 4

Revenu (kC\$)	Configuration	Résultat	Base
Situation 1	3	-1 505	-2 728
Situation 2	4	-218	-2 092
Situation 3	3	1 344	-2 728
Situation 4	4	-1 811	-2 728

À travers ces résultats, on constate que se concentrer sur un seul produit, le plus rentable, est généralement la meilleure solution pour améliorer les revenus. Ainsi, la configuration 2, qui est équilibré entre vente d'hydrogène et électricité, présente de meilleurs résultats que la configuration de base, mais elle n'atteint jamais les niveaux d'optimisation les plus élevés. Il semble donc logique de favoriser la vente du produit le plus rentable, ce qui est permis par la production de différentes énergies au sein d'un même hub. Cette flexibilité permet de basculer vers la configuration de production offrant le plus de revenus en fonction du marché. Cependant, il faut tenir compte de contraintes de vente, telles que des contrats en cours ou des

partenariats qui obligent à maintenir une continuité d'approvisionnement. C'est notamment l'une des raisons pour lesquelles la production d'ammoniac n'est pas paramétrée à 0%. Dans ce cas, les résultats observés auraient été encore plus favorables.

## 5.5 Valorisation de la production de biogaz

Dans les simulations précédemment étudiées, la production de biogaz était entièrement revendue sur le réseau après épuration. Cette section de l'analyse explore l'utilisation d'un ou de plusieurs modules de cogénération pour produire à la fois de la chaleur et de l'électricité à partir de la combustion du biogaz. Cela permet de connecter une partie du flux de biogaz au flux global d'électricité du Carrefour. Ainsi, l'énergie produite par la combustion peut, tout comme celle produite par le parc solaire/éolien, être utilisée pour alimenter les unités de production ou être revendue localement ou sur le réseau. Afin d'étudier la faisabilité et la rentabilité d'une liaison permettant la combustion de biogaz, une comparaison des coûts d'opportunité et des revenus potentiels doit être établie. Ainsi, dans un premier temps, une estimation du coût de production d'un kilowattheure (kWh) et d'un gigajoule (GJ) est présentée ci-dessous :

$$\frac{\text{Coût kWh + chaleur biomasse}}{\text{Coût GJ de Biométhane}} = \frac{0,096 \text{ CAD}}{37,435 \text{ CAD}}$$

Ces valeurs prennent en compte une utilisation à 100% de la production. On remarque que malgré l'hypothèse d'utilisation avantageuse, le prix de revient d'un kWh reste très élevé à presque 100CAD/MWh, ce qui est bien plus élevée que les hypothèses de marché précédemment utilisées. Il serait donc nécessaire d'atteindre un prix de vente plus haut qui pourrait représenter une demande exceptionnelle. Il est possible d'obtenir une estimation du prix de vente minimum d'un mégawattheure (MWh) d'énergie (électricité et chaleur) produite à partir de biogaz en tenant compte du fait qu'environ 3,6 MWh sont contenus dans un gigajoule (GJ) et que les générateurs ont une efficacité globale de 86% :

$$\text{Prix GJ} * \text{GJ} = 3,6 \text{ MWh} * 0,86 * \text{Prix MWh}$$

Il est important de prendre en compte que l'efficacité de 0,86 peut varier en fonction du taux d'utilisation de la chaleur, il n'est pas garanti d'atteindre une utilisation à 100% dépendamment des contraintes de consommation. En suivant cette équation on obtient que pour un GJ à :

- 25 CAD : le prix minimum d'un MWh obtenu en cogénération est :104,5 CAD
- 35 CAD : le prix minimum d'un MWh obtenu en cogénération est :146,5 CAD
- 45 CAD : le prix minimum d'un MWh obtenu en cogénération est :188,1 CAD

Il est également important de vendre suffisamment pour compenser l'achat et la maintenance d'un générateur dont le coût revient à 0,5 million de dollars en CAPEX plus 2% des dépenses en OPEX, ce qui donne un coût total annualisé de 50 121 dollars canadiens (CAD) à un taux de 5% sur 20 ans. Cela signifie que pour que l'investissement dans ce générateur supplémentaire soit rentable, les revenus générés par la vente d'énergie ou d'autres produits doivent au moins couvrir ces coûts supplémentaires.

Pour évaluer l'utilisation de modules de cogénération à certaines périodes de l'année, une simulation est réalisée en mettant en avant le prix de vente de l'hydrogène, de l'ammoniac et de l'électricité par rapport à un marché du biogaz à un niveau bas. De plus, la prime reversée à l'énergie revendue localement est élevée à 100%, ce qui signifie qu'un MWh est vendu à 160 CAD s'il est utilisé localement. Mais il n'est pas certain que les surplus puissent être absorbés localement, ce qui réduirait le rendement obtenu grâce à la combustion de Biogaz. Les paramètres de la simulation comprennent 20 véhicules à pile à combustible et une revente à 100% des surplus en hydrogène. Les deux situations de marchés étudiées sont les suivantes :

	Marché Biogaz	Marché H2	Marché NH3	Marché MWh
Situation 1	Bas	Moyen	Moyen	Haut
Situation 2	Bas	Haut	Haut	Haut

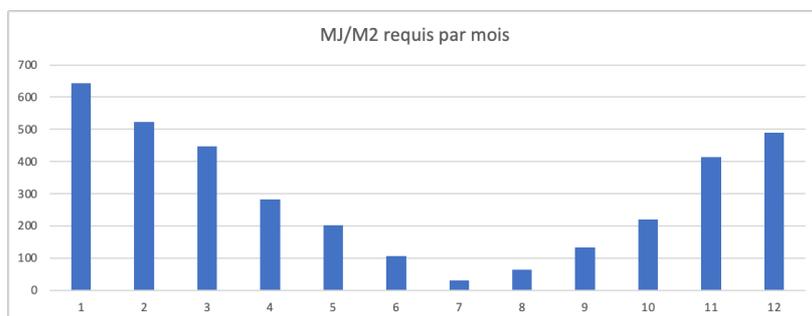
Dans la simulation de base, sans cogénération avec un revente du biométhane sur le réseau à 100%, voici les résultats obtenus :

Revenu	Hydrogène	Ammoniac	Biométhane	MWh	Autres	Total
Situation 1	958 581	8 266 346	5 016 778	3 959 149	2 407 351	20 608 205
Situation 2	1 369 402	12 399 520	5 016 778	3 959 149	2 407 351	25 152 199

Afin de maximiser, les chances que l'électricité produite soit la mieux valorisée possible, deux approches sont envisagées. La première est de cibler des périodes où il y a une demande maximale à la fois en électricité et en chaleur, afin d'approcher l'utilisation maximale des 86%

d'énergie récupérée. En reprenant le besoin de chaleur requis localement, il est possible d'identifier certains mois, comme janvier, décembre et février où la demande est élevée :

Figure 5.2: Consommation en énergie des serres



Ainsi, une première simulation est effectuée avec un générateur fonctionnant à plein temps pendant ces 3 mois. Les résultats obtenus ci-dessous, ne permettent pas d'améliorer la rentabilité du carrefour. Ce résultat ne justifie donc pas l'achat d'un module de cogénération :

Revenu	Hydrogène	Ammoniac	Biométhane	MWh	Autres	Total
Situation 1	962 229	8 297 438	4 449 169	4 281 690	2 300 768	20 291 295
Situation 2	1 374 613	12 446 158	4 449 169	4 281 690	2 300 768	24 852 398

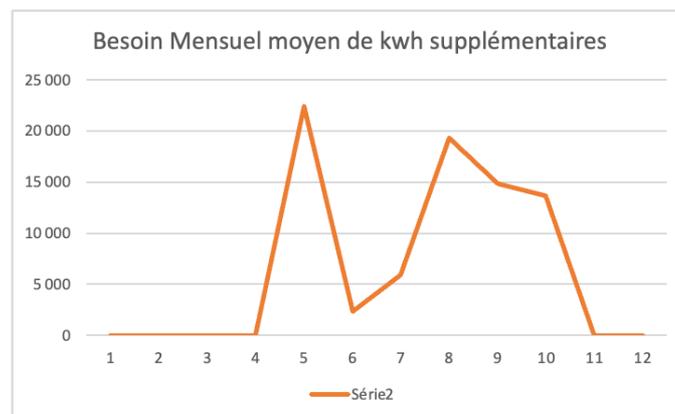
En augmentant le nombre de modules de cogénération à 2, une baisse des résultats est également observée. Cela suggère que l'efficacité de la combustion du biogaz diminue et que le Carrefour n'est pas capable d'utiliser toute la chaleur et l'électricité produite. En effet, dans la simulation, on observe une augmentation de la vente d'électricité sur le réseau, mais cette vente est beaucoup moins valorisée que celle sur le marché local.

Revenu	Hydrogène	Ammoniac	Biométhane	MWh	Autres	Total
Situation 1	966 704	8 323 032	3 881 561	4 527 546	2 223 966	19 922 808
Situation 2	1 381 005	12 484 548	3 881 561	4 527 546	2 223 966	24 498 626

Une observation inattendue concerne la catégorie "Autres", qui inclut les ventes locales. Dans cette simulation, la catégorie "Autres" diminue comparée à la précédente simulation, en raison du paramétrage de la vente locale. Les thermopompes, qui convertissent l'électricité en chaleur, ont un pourcentage d'efficacité appliqué à la transformation de l'électricité en chaleur, tandis

que la chaleur cogénérée n'est pas soumise à une pénalité. Par conséquent, dans cette simulation, étant donné que plus de chaleur est produite, il y a virtuellement moins de vente locale d'électricité possible car le comptage des kWh vendus tient compte de la pénalité. Ce paramétrage pourrait donc être modifié afin d'équilibrer la vente de chaleur et d'électricité pour une représentation plus équitable, évitant ainsi des résultats qui semblent contradictoires.

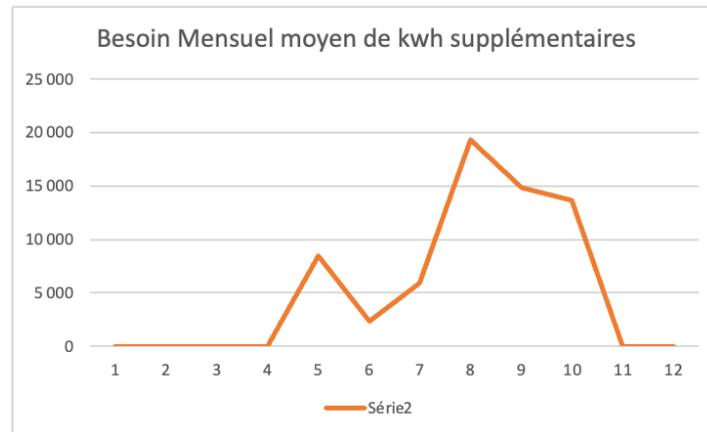
La deuxième approche considérée est l'optimisation des périodes où l'on observe des niveaux critiques d'énergies qui nécessitent un stockage préventif. Dans le scénario avec 100% d'injection sur le réseau, on obtient le graphique suivant indiquant le besoin supplémentaire d'énergie à stocker à l'avance :



Ces observations permettent d'identifier des périodes où les kWh produits auront plus de chances d'être valorisés dans la production d'ammoniac et d'hydrogène. Cependant, il est important de noter que la transformation des MWh supplémentaires en H<sub>2</sub> ou NH<sub>3</sub>, bien que présentant une plus grande valeur ajoutée, pourrait entraîner une efficacité moindre, d'environ 45% si la chaleur qui est également produite ne peut être récupérée. En effet, les périodes de déficit observées ne coïncident pas avec celles de la demande de chaleur locale. Afin d'évaluer ce compromis, une simulation avec un générateur allumé de janvier à février, ainsi qu'en mai, où l'on observe un pic de manque d'électricité, a été réalisée. Les résultats obtenus sont récapitulés ci-dessous :

Revenu	Hydrogène	Ammoniac	Biométhane	MWh	Autres	Total
Situation 1	881 990	8 340 792	3 692 358	4 695 357	2 199 169	19 809 666
Situation 2	1 259 986	12 511 188	3 692 358	4 695 357	2 199 169	24 358 058

En effet, cette simulation présente des résultats inférieurs à ceux des précédentes. Cela suggère que l'augmentation des revenus de l'ammoniac n'est pas suffisante pour compenser la perte de chaleur. Cependant, il est à noter qu'une réduction des besoins en kWh critiques est observée au mois de mai :



En résumé, avec les hypothèses de prix utilisées et les contraintes de production/consommation du modèle, aucune simulation effectuée ne permet de justifier la transformation du flux de biogaz en chaleur et énergie de manière continue. Cependant, il est intéressant de noter qu'une meilleure calibration d'un module de cogénération dédié à brûler le biogaz à certains moments critiques, plutôt que de manière continue, pourrait offrir de meilleurs résultats. Une analyse plus approfondie de la demande d'énergie locale ainsi que la prise en compte des contraintes de démarrage du module de cogénération, qui pourraient influencer cette logique de "stop and go", est nécessaire.

Un dernier point intéressant est la capacité du biogaz à soutenir la balance énergétique du carrefour au moment critique, comme observé lors de la dernière simulation. Ainsi, il pourrait être intéressant d'étudier l'utilisation de la combustion de biogaz en urgence pour réduire le besoin en stockage tampon, ce qui pourrait offrir un compromis entre les coûts de stockage en batterie lithium-ion l'achat d'un module de cogénération.

## 5.6 Carrefour, parc solaire éolien et usine de biométhanisation

### Parc solaire et éolien

La dernière partie de l'analyse vise à comparer la rentabilité d'un Carrefour par rapport à celle d'unités de production individuelles. Les deux principales installations actuellement en place au Québec sont les parcs éoliens et les usines de biométhanisation. Pour réaliser cette comparaison, la même composition de coûts et d'heures de production est utilisée pour représenter un parc solaire/éolien et une usine de biométhanisation que dans les simulations précédemment réalisées.

Ainsi, pour le parc solaire/éolien, on obtient les coûts d'énergie actualisés suivants en prenant en compte les coûts de CAPEX et OPEX paramétrés dans le modèle :

Pour 100% production consommée	CAD
Coût kWh solaire	0,042
Coût kWh éolien	0,058

Avec les paramètres utilisés, il est constaté que le coût de l'énergie solaire est le plus bas. Cette observation est cohérente avec les coûts généralement observés dans la plupart des parcs d'énergie renouvelables existants. Cependant, la majeure partie de la production provient des 54 MW d'énergie éolienne. Ainsi, en combinant les coûts actualisés de ces deux moyens de production en prenant en compte leur pondération, on obtient le coût actualisé global ci-dessous. Ce coût tient également compte de 10% pour la maintenance et de la classe de gel/neige, qui peut atteindre jusqu'à 5% dans certaines régions :

Utilisation	LCOE combiné
90%	0,062
100%	0,056

En reprenant les situations haute, moyenne et basse, nous obtenons trois niveaux de rentabilité pour le parc renouvelable. Afin d'établir une base de comparaison, un ratio est calculé en divisant le revenu par le coût annualisé, tel qu'indiqué dans la colonne "Ratio CR". Les résultats sont présentés ci-dessous (détails par produits en annexe 15) :

CAD/MWh	Revenue (kC\$)	Coûts / an	Profit	Ratio CR
80	14 396	11 101	3 294	30%
70	12 596	11 101	1 495	13%
60	10 797	11 101	-305	-3%

Ces situations permettent d'obtenir un profit élevé par rapport aux coûts annuels, à l'exception du cas d'un marché bas où le total des pertes annuelles atteint environ 3% des coûts totaux. Ces situations, basées sur les paramètres du modèle, montrent qu'un parc d'énergie renouvelable semble être un projet rentable, justifiant un investissement dans la plupart des cas. Pour comparer ces résultats à la performance du carrefour, les situations suivantes sont étudiées afin de simuler la rentabilité et le ratio CR :

	Marché Biogaz	Marché H2	Marché NH3	Marché MWh
Situation 1	Haut	Moyen	Moyen	Bas
Situation 2	Moyen	Moyen	Haut	Bas
Situation 3	Bas	Bas	Bas	Bas
Situation 4	Haut	Haut	Haut	Haut
Situation 5	Haut	Moyen	Moyen	Moyen

Les situations 1, 2 et 3 concernent un marché bas de l'électricité. Les situations 1 et 2 sont complétées par un marché moyen ou élevé pour les autres produits du carrefour, afin d'observer la capacité du carrefour à atténuer les pertes du parc solaire/éolien. La situation 3 représente la situation la plus défavorable, qui, bien que peu probable, représente la perte maximale du carrefour en cas de marché global bas. La situation 4 vise à présenter le meilleur rendement possible du carrefour. Enfin, la situation 5 représente un scénario avec un marché généralement moyen, sauf pour la vente de biogaz, qui est paramétrée à un niveau élevé. Les résultats de la simulation de ces situations sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Revenu (kC\$)	Total	Coûts / an Sans subvention	Ratio CR
Situation 1	22 631	989	5%
Situation 2	25 296	3 654	17%
Situation 3	16 173	-5 469	-25%
Situation 4	28 422	6 780	31%
Situation 5	23 271	1 629	8%

La simulation est réalisée en prenant en compte l'approvisionnement de 20 véhicules à pile à combustible alimentés localement, sans production de surplus d'hydrogène. Un électrolyseur de 15 MW est pris en compte, ainsi qu'une unité Haber-Bosch d'une capacité maximale de 38 tonnes par jour. Cette situation correspond à la configuration à moyen terme précédemment analysée.

Ainsi, on observe que la rentabilité maximale est similaire à celle observée pour un parc solaire/éolien. Cependant, dans la situation la moins favorable, les pertes sont plus élevées proportionnellement aux coûts annualisés. Cette différence s'explique par le fait que les paramètres de marché des autres produits sont plus dispersés que pour l'électricité. Néanmoins, dans les situations de marché de MWh bas, malgré les pertes de la vente sur le réseau, le carrefour est capable de maintenir une rentabilité si les autres revenus ont un marché élevé à moyen (situations 2 et 3). Pour la situation 5, qui simule un marché moyen, le ratio CR est inférieur à celui observé pour le parc solaire/éolien avec un marché de l'électricité moyen.

Le parc éolien/solaire présente généralement une rentabilité plus élevée dans des situations où les prix sont égaux pour tous les produits du carrefour (marché global moyen, bas, élevé). Cependant, les situations de marchés pour d'autres produits comme le biogaz ou l'ammoniac peuvent compenser les pertes des ventes d'électricité (situations 1 et 2). Ainsi, bien que du point de vue purement financier, il semble plus rentable d'investir dans un projet éolien/solaire, surtout s'il bénéficie de tarifs protégés, le carrefour présente néanmoins des capacités de mitigation des risques.

Dans la même logique que l'analyse de la taille optimale du carrefour, il est essentiel de considérer le carrefour non comme un système concurrent de la production d'énergie primaire, mais plutôt comme une intégration des moyens de transformation d'énergie au sein d'un même centre de production. Cette diversification s'accompagne d'investissements, de contraintes et de coûts annuels supplémentaires. Ainsi, bien que dans le contexte particulier des prix des parcs d'énergie renouvelable, l'intégration des étapes de transformation ne semble pas évidente sur le plan financier, il existe d'autres avantages sur le plan stratégique de la gestion de la chaîne logistique de l'énergie. Ces compromis seront abordés plus en détail dans la partie de discussion.

## Usine de Biométhanisation

Dans la même perspective, une approximation du ratio coût-revenu pour une usine de biométhanisation peut être réalisée en fonction du niveau de prix de vente utilisé dans le paramétrage des situations de marché. Ce niveau de prix varie entre 25 CAD/Gj de biométhane injecté et 45 CAD/GJ. Comme précédemment indiqué, le coût de revient du biogaz a été calculé à 37,43 CAD/GJ. Ainsi, les niveaux de marché moyen et bas entraînent un déficit, tandis qu'un niveau de prix de vente élevé est le seul à permettre d'obtenir un bénéfice. Ces observations sont récapitulées dans le tableau ci-dessous :

CAD/GJ	Revenue (kC\$)	Coûts/an	Profit	Ratio CR
45	9 030	7 512	1 518	<b>20%</b>
35	7 023	7 512	-489	<b>-7%</b>
25	5 017	7 512	-2 495	<b>-33%</b>

Ces résultats indiquent un ratio CR d'une grande amplitude, allant de -33% à 20%. Cela est en lien avec le paramétrage des niveaux de coûts du marché. Étant donné le niveau élevé du coût actualisé du GJ de biométhane, soit environ 37 CAD/GJ, le seuil de rentabilité est plus difficile à atteindre en comparaison au parc solaire et éolien. En complément des simulations précédemment effectuées, deux autres scénarios sont étudiés avec la même configuration de "moyen terme". Ces scénarios utilisent un marché bas et moyen du biogaz :

	Marché Biogaz	Marché H2	Marché NH3	Marché MWh
Situation 1	Bas	Moyen	Moyen	Moyen
Situation 2	Moyen	Moyen	Moyen	Moyen

Voici les résultats obtenus pour la simulation de ces deux scénarios (détails annexe 16 :

Revenu	Total	Coûts / an Sans subvention	Ratio CR
Situation 1	18 962 922	-2 525 731	-12%
Situation 2	20 969 633	-519 020	-2%

Ainsi, dans ces deux situations, le carrefour présente des ratios moins défavorables que l'usine de biométhanisation seule. Cela est permis par les autres produits du carrefour qui, comme la vente de MWh, ont de meilleures marges que le biogaz dans les situations de marché basse et moyenne. Cependant, l'usine de biométhanisation ne présente pas la même relation que le parc solaire et éolien avec le carrefour, car cette dernière n'est pas nécessairement reliée au flux d'énergie interne du carrefour. En effet, comme vu précédemment, la cogénération n'est pas indiquée comme une transformation efficace. Les résultats obtenus par cette comparaison du ratio coût-revenu pourraient indiquer que l'usine de biométhanisation ne présente pas un intérêt notable à être intégrée au carrefour. Cependant, dans une situation où le prix de vente est de 45 CAD, elle permet un ajout d'un revenu stable au bilan global. Cet ajout permet de stabiliser le résultat des autres produits du carrefour. Il y a donc un intérêt financier à diversifier les revenus afin d'atténuer l'impact de la baisse des revenus auxiliaires. D'autres implications de ce raccord au carrefour sont discutées dans la partie suivante, dédiée à la discussion de ces résultats.

## 6 Limites de la scénarisation :

L'objectif général de la modélisation réalisée est de proposer un cadre réaliste et paramétrable permettant l'élaboration de différents scénarios. Ces scénarios visent à décrire les résultats du carrefour sous différentes conditions et contraintes de demande. Cependant, des choix ont été faits pour permettre l'intégration des différents paramètres dans Excel et pour lier les flux de production horaire, afin d'obtenir un niveau élevé de granularité de l'information. Les principales limites de cette scénarisation résident dans l'élaboration des contraintes, l'absence d'optimisation de certains paramètres, ainsi que dans les hypothèses de prix.

### 6.1 Contraintes et optimisation

- **Absence d'optimisation**, en particulier en ce qui concerne le stockage, mais aussi pour la taille des unités de production pour un facteur d'utilisation maximal. Cependant il convient de noter que la taille de l'équipement est contrainte par les modèles industriels étudiés.
- **Utilisation de pourcentages** pour prendre en compte diverses contraintes et efficacités, comme pour la maintenance ou l'efficacité des appareils tels que les thermopompes. Ces pourcentages sont utiles pour représenter ces contraintes de manière simplifiée, mais pourraient être plus réalistes s'ils étaient appliqués de manière plus granulaire, par exemple sous forme de données horaires, pour avoir un impact plus réaliste dans certains cas.
- **Modélisation de la demande locale d'énergie**, bien que capable de fournir une saisonnalité annuelle, pourrait être plus précise. Elle pourrait également inclure des motifs spécifiques tout au long de la journée, ce qui n'est pas actuellement pris en compte. De plus, des compromis sont effectués dans la gestion du flux d'énergie, comme la priorité donnée à la vente locale. Une modélisation plus flexible pourrait permettre de substituer la vente d'électricité locale par la production de surplus d'hydrogène si cela s'avérait plus rentable. Dans le cas étudié, la production de surplus d'hydrogène n'est envisageable qu'une fois que la demande locale en électricité a été satisfaite.
- La représentation de la demande locale pour les serres est basée sur un motif particulier de demande, ce qui est approprié étant donné l'intérêt du stockage thermique. Cependant, pour les bâtiments ou les habitations, les contraintes et les motifs de demande seraient différents.

- **Liens entre les unités de production** non spécifiés. Cela signifie qu'il peut y avoir des limites de transfert d'énergie ou des pertes d'efficacité à travers des processus non définis dans le modèle. De plus, les données sur l'efficacité énergétique et la réduction de la maintenance sont difficiles à intégrer de manière précise dans le modèle. Cela limite la modélisation des bénéfices liés à la mutualisation.
- **Vente de l'ammoniac** considérée comme directe et immédiate. La vente est généralement basée sur des contrats à volume stable et spécifié. Cependant, il pourrait être nécessaire d'apporter davantage de précision sur la manière dont le volume s'écoule et sur les besoins de stockage supplémentaires.
- **Technique de lissage** du « ramp up ». Les étapes utilisées pour niveler la production sont simples et efficaces, mais pourraient être améliorées pour réduire davantage les pertes d'efficacité entre les variations. Par exemple, en utilisant d'autres méthodes de modélisation comme l'utilisation de boucles "pour" qui permettent de répéter automatiquement des contraintes, en l'occurrence avec les périodes précédentes.

## 6.2 Estimation de prix de marché et coûts

- Les prix sont de bons indicateurs pour évaluer la demande et le contexte logistique, car toute perturbation de l'approvisionnement ou de la demande d'un produit se reflète généralement dans son prix. Par exemple, l'impact de la guerre en Ukraine sur les prix de l'énergie. Cependant, cela peut ne pas être aussi valable dans le cas de tarifs subventionnés ou plafonnés, où cette relation entre prix et marché est modifiée. Néanmoins, même cet aspect est intéressant à considérer, car il reflète les stratégies nationales d'approvisionnement auxquelles le carrefour est confronté.
- Estimer les prix réels de vente, en particulier pour l'hydrogène, peut être difficile car il n'existe pas encore de marché établi. Cependant, il est tout de même utile de donner une idée approximative des niveaux de prix atteignables compte tenu des contraintes du modèle.
- Les niveaux de prix utilisés ne sont pas très granulaires, généralement répartis en trois catégories : bas, moyen et haut, pour les scénarios de marché. Cette granularité permet d'obtenir une idée de l'ordre de grandeur des prix, mais elle n'est pas adaptée à une optimisation précise des prix, ce qui pourrait permettre de déterminer un seuil de rentabilité plus précis.

- Certains leviers externes tels que les droits de douane ou certaines taxes ne sont pas pris en compte dans le modèle, principalement en raison de la complexité de leur calcul. Par exemple, les panneaux solaires ont généralement un coût faible, mais ils doivent également prendre en compte les contraintes liées à l'importation, qui ne sont pas intégrées ici.
- Dans le calcul du coût annualisé, il n'y a pas de prise en compte du temps d'installation ni des besoins en liquidités, ce qui pourrait modifier la nature de la dette et donc les intérêts associés. Dans ce modèle, l'investissement et le remboursement d'un éventuel "prêt" sont modélisés à l'aide de la formule PMT, qui permet d'estimer le remboursement des intérêts et du capital par an, mais qui pourrait ne pas être précise dans certaines situations.
- Les prix des différentes énergies produites par le carrefour peuvent être corrélés, ce qui nécessite une analyse plus approfondie pour mieux définir les situations de marché.

## 7 Discussion

Cette partie s'intéresse à l'interprétation des résultats précédemment décrits. Le premier axe de discussion porte sur la capacité de diversification du flux d'énergie primaire, qui est essentielle à la robustesse du carrefour. Le deuxième sujet abordé concerne le prix de l'ammoniac vert, ainsi que le niveau d'aide, que ce soit sous forme de subvention à l'investissement ou de crédit compensatoire, permettant au carrefour d'atteindre le seuil de rentabilité. Le troisième point de cette partie se penche sur la cogénération de biogaz et l'intérêt de l'intégration de l'usine de biométhanisation au carrefour. Enfin, la dernière partie suggère une adaptation de la production aux spécificités locales, que ce soit en termes d'exposition solaire et éolienne ou en fonction des besoins en énergie pour les activités agricoles ou industrielles locales.

### 7.1 Investissement dans la diversification de production d'énergie renouvelable

L'approvisionnement en énergie renouvelable peut être développé à travers différents projets comme les parcs éoliens. Les récents appels d'offre d'Hydro-Québec<sup>24</sup> pour augmenter la puissance éolienne installée de 1 500 MW, confirment que cette énergie est en effet un investissement attractif. Bien que le prix actualisé de l'énergie solaire soit en général moins élevé, c'est la source d'énergie éolienne qui est mise en avant au Québec.

Comme observé dans la comparaison avec le modèle de carrefour, les parcs d'énergies renouvelables peuvent bénéficier d'une bonne rentabilité avec des tarifs dépassant les 6,5c/kWh. Cependant, au-delà de l'aspect financier, il convient de prendre en compte le contexte global de l'intégration des sources renouvelables et de la maîtrise de l'intermittence. Le modèle proposé au cours de ce mémoire suggère l'intégration de capacités de transformation d'une partie du flux d'énergie à la production d'énergie primaire solaire et éolienne. Cette capacité de transformation permet un stockage d'énergie, par exemple sous forme d'ammoniac. En plus des avantages en flexibilité d'approvisionnement, l'intérêt de produire différents vecteurs d'énergie renouvelable est de répondre à une demande plus vaste. Les secteurs d'activités lourds tels que le transport ou certaines tâches agricoles, sont plus appropriés à l'utilisation de biocarburants ou de piles à combustible et offrent une grande opportunité de décarbonation.

---

<sup>24</sup> <https://www.hydroquebec.com/achats-electricite-quebec/appels-propositions/2023-01.html>

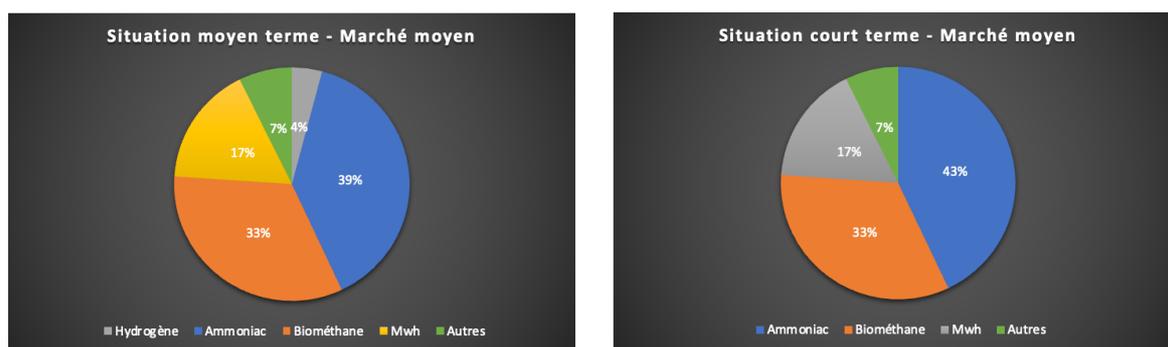
Ainsi, comme présenté dans l'analyse des scénarios à court, moyen et long terme, il est possible d'adapter la production d'électricité "verte" en fonction du secteur le plus demandeur, reflété ici par un prix de marché plus élevé. Pour maintenir la rentabilité annuelle du carrefour, il peut être intéressant de spécialiser une année de production dans l'hydrogène, l'électricité ou l'ammoniac. Cette versatilité permet de s'adapter dans une certaine mesure à un contexte d'approvisionnement global et offre une protection aux consommateurs locaux. Bien que ces derniers puissent subir une hausse des prix de l'énergie en cas de crise (comme simulé pour l'ammoniac), cette hausse de prix permet au carrefour de justifier une transition vers une configuration plus adaptée au besoin local, comme simulé dans l'analyse de scénario axée sur la résilience. Ainsi, malgré la hausse des prix, le risque de rupture d'approvisionnement, qui en période de récolte de semences ou de récolte peut s'avérer critique, est largement diminué.

La prise en compte du marché local notamment de l'hydrogène, est importante dans l'analyse du carrefour afin de tester sa capacité à effectuer une transition vers un niveau de demande élevé en passant par un état intermédiaire. En effet l'un des obstacles à l'utilisation de bioénergies nouvelles, est un problème de coexistence. C'est-à-dire que les infrastructures de distribution et de production sont interdépendantes, chacune nécessitant l'autre pour se développer et commercialiser l'utilisation de carburants verts. Le carrefour cherche à présenter une alternative qui permet d'investir dans ces moyens de production tout en réduisant l'exposition au risque, notamment grâce à la mutualisation. Ainsi, en anticipant le développement progressif de l'infrastructure de distribution de l'hydrogène, il est possible de d'installer une capacité de production capable de répondre à une demande future sans engendrer une production à perte. Les simulations montrent en effet qu'à terme, un prix de l'hydrogène vert avoisinant les 4 à 5 dollars canadiens par kg permet d'effectuer cette transition tout en maintenant les résultats annuels dans le profit et en réduisant la production d'ammoniac.

## 7.2 Quel prix actualisé de l'ammoniac et quelle subvention nécessaire

L'ammoniac revêt une importance fondamentale pour le carrefour, en particulier dans les scénarios à court et moyen terme, où il représente une part significative (39 à 43%) des revenus du carrefour, aux côtés des revenus du biométhane. Cependant, contrairement au biométhane, qui est soumis à des tarifs réglementés au niveau provincial, la vente d'ammoniac dépend d'un marché international. Par conséquent, la variation des revenus de cette partie de la production du carrefour est la plus exposée au risque.

Figure 7.1: Visualisation de la distribution du revenu annuel d'un carrefour



D'après les simulations court et moyen terme, les situations 3 et 5, qui mettent en avant un coût élevé à 1 200 CAD / T (880 USD) d'ammoniac, permettent une rentabilité du carrefour sans besoin de subvention. Cependant ce niveau de prix n'est pas envisageable dans des conditions de marché « standard » avec un prix de 800 CAD (587 USD) par T. Ainsi dans les autres situations simulées il est nécessaire de bénéficier d'un niveau de subvention globale d'au moins 10 % soit d'environ 18,2 M CAD avec dans la pire des situations une aide de 35% soit de 63,7 M CAD.

Ces estimations placent le coût actualisé de la tonne d'ammoniac (LCOA) entre 800 et 1200 CAD, ce qui permet d'atteindre et voir de dépasser le seuil de rentabilité. Cependant, il est essentiel de noter que le marché actuel de l'ammoniac repose sur les coûts de production de l'ammoniac gris, issu de l'énergie fossile, et non sur un marché d'ammoniac vert qui n'existe pas encore. Pour prendre en compte la qualification verte de la production du carrefour, issue à 100 % d'énergie renouvelable, il peut être intéressant de considérer la réduction des émissions de carbone engendrée.

Selon les estimations de l'Ammonia Association Energy (Liu, 2019), environ 2,7 tonnes de CO2 sont émises pour chaque tonne d'ammoniac gris produite. De manière similaire, la Royal Society estime ce chiffre entre 2,8 et 3,5 tonnes (The Royal Society, 2020). En prenant une estimation conservatrice, on peut considérer que la production d'une tonne d'ammoniac vert permet d'éviter l'émission de 2 tonnes de CO2. En visant un intervalle de coût actualisé de 500 à 900 CAD, soit d'environ 370 à 660 USD par tonne d'ammoniac, un équivalent de 150 CAD par tonne de CO2 évitée est obtenu pour un total de 300 CAD par T d'ammoniac vendue. Selon l'approche canadienne de tarification de la pollution carbone, un prix minimal de 170 CAD par tonne de carbone pourrait être atteint d'ici 2030 (Gouvernement du Canada, 2021). Une telle

initiative pourrait donc potentiellement permettre au carrefour d'atteindre le seuil de rentabilité en renforçant sa capacité de production d'ammoniac.

Ce type de subvention, sous forme de crédit carbone, favorise un marché pour l'ammoniac vert, en comparaison avec l'ammoniac gris, ce qui joue en faveur de projets d'énergies renouvelables comme celui du carrefour. Cette compensation carbone évaluée à 150 CAD / T de CO<sub>2</sub> pourrait être précisée grâce à une analyse approfondie de la différence d'émissions de carbone entre l'ammoniac vert produit par un projet et son équivalent gris. Il est également important de définir le marché et les opportunités de décarbonation pour les entreprises et les consommateurs d'ammoniac. Cette approche est également valable pour la production d'hydrogène vert.

Finalement, l'approche de calcul des coûts annualisés utilisée ici pour comparer les revenus et les coûts annuels pourrait être complétée par une approche tenant compte de l'ensemble de la durée de vie du projet, telle que la méthode de la "Valeur Nette Actualisée" (VAN). Cette approche impliquerait de prendre en compte différents prix annuels sur une période de 20 ans, afin d'obtenir les flux de trésorerie annuels et de déterminer la NPV en fonction du taux d'intérêt choisi. Par exemple, il serait possible d'utiliser les données historiques des cours de l'ammoniac entre 2000 et 2020 pour effectuer ce calcul. Ce nouvel indicateur permettrait une prise en compte à long terme des impacts des fluctuations, plutôt qu'une analyse année par année. Cependant, étant donné la complexité de la prédiction des coûts de l'énergie renouvelable, une analyse plus approfondie du marché et des prévisions de ses fluctuations serait nécessaire pour proposer une analyse réaliste.

### 7.3 Utilisation du biogaz

D'après les simulations réalisées, la combustion de biogaz ne s'avère pas être une option intéressante pour le carrefour. En effet, le lien entre le biogaz et la production d'électricité/chaleur engendre des coûts très élevés, d'environ 100 CAD/kWh, même en supposant une utilisation à 100% de la production. Ce coût est supérieur aux prix actuellement observés sur le marché. De plus, ce coût est encore plus élevé si l'on prend en compte le coût d'opportunité associé à l'injection de biogaz. Dans cette hypothèse, avec un taux d'utilisation maximal, le coût de revient passe à 190 CAD/kWh pour un scénario basé sur un prix de 45 CAD/GJ de biométhane.

Ainsi, en cas de prix de l'électricité très élevé, par exemple en période de pénuries, il pourrait être envisageable d'activer la cogénération du biogaz, mais cela nécessiterait un certain volume horaire pour amortir les coûts d'investissement dans le générateur. Malgré l'absence d'intégration de la biométhanisation dans le flux global du carrefour dans ce modèle et dans les simulations réalisées, son inclusion dans le système de production global présente néanmoins de nombreux avantages :

- **Revente de CO<sub>2</sub>** au complexe de serres, permettant une réduction des émissions de gaz à effet de serre et une compensation supplémentaire.
- **Participation à la mutualisation des coûts** de maintenance, notamment par le partage de la main-d'œuvre, comme illustré dans la simulation des coûts.
- **Gestion de la volatilité** des revenus du carrefour : l'injection de biométhane représente environ un tiers du revenu du carrefour et bénéficie de tarifs protégés qui limitent les risques de variations. Ainsi, bien que la rentabilité maximale potentielle ne soit pas aussi intéressante que celle de l'ammoniac et de l'hydrogène, l'usine de biométhanisation apporte une garantie de liquidité dans le modèle économique du carrefour.
- Dans une logique plus stratégique, le carrefour opérant en milieu agricole, il semble intéressant de **maximiser l'utilisation des ressources locales**, telles que la biomasse sur les terrains disponibles pour l'installation du Hub, ce qui favorise une économie circulaire bénéficiant aux acteurs locaux.

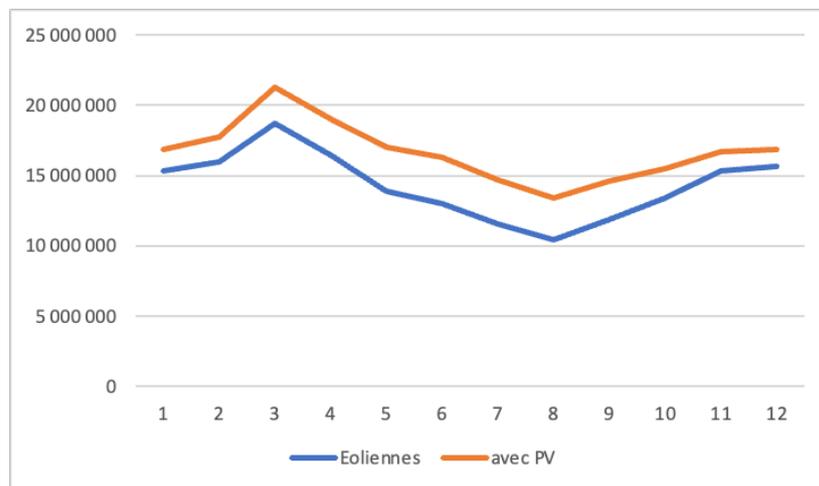
D'autres utilisations de la production de biométhane pourraient être envisagées afin d'améliorer la valorisation du biogaz. L'usine de biométhanisation n'est pas facile à rentabiliser, nécessitant un prix de vente d'au moins 37 CAD / GJ pour dépasser son seuil de rentabilité. Cependant, d'autres technologies telles que la technologie de reformation du méthane, offrent la possibilité de transformer le méthane en hydrogène. Il serait intéressant d'effectuer des simulations supplémentaires pour déterminer si cette option favorise une meilleure interconnexion des unités de production au sein du carrefour. De plus, une analyse plus approfondie de la consommation locale de gaz, qu'il s'agisse d'une utilisation industrielle ou domestique, pourrait permettre d'affiner la détermination du seuil de rentabilité de la cogénération du biogaz.

#### 7.4 Synergie d'adaptation aux spécificités locales

L'efficacité globale du carrefour et l'optimisation de l'utilisation de l'énergie produite dépendent en grande partie de l'environnement local. Les paramètres d'ensoleillement et de vent, ainsi que la disponibilité du terrain pour l'installation de panneaux solaires et d'éoliennes, déterminent le

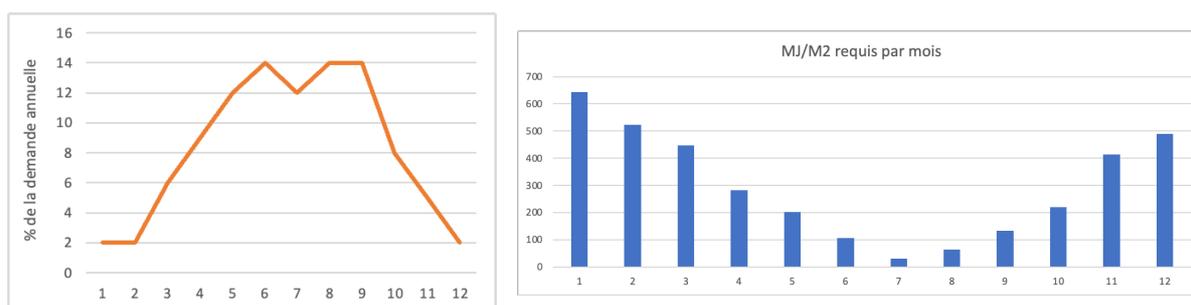
profil de production d'énergie primaire de l'installation. Contrairement au biogaz, considéré comme une source d'énergie stable, l'éolien et le solaire présentent des profils de production saisonniers et intermittents. Dans le cas du carrefour étudié, une grande partie de la production provient des éoliennes, représentant 76% de la puissance installée du parc d'énergie renouvelable, avec un facteur de capacité supérieur à celui des panneaux solaires. Par conséquent, l'impact de la complémentarité saisonnière entre l'hiver et l'été de ces deux sources n'est pas clairement visible dans les courbes de production. Cependant, on peut noter que durant les mois d'été, l'écart entre la courbe de production solaire/éolienne (en orange) et la courbe de production éolienne (en bleu) est plus significatif que durant les mois d'hiver.

Figure 7.2 : Production mensuelle éolienne et solaire du carrefour



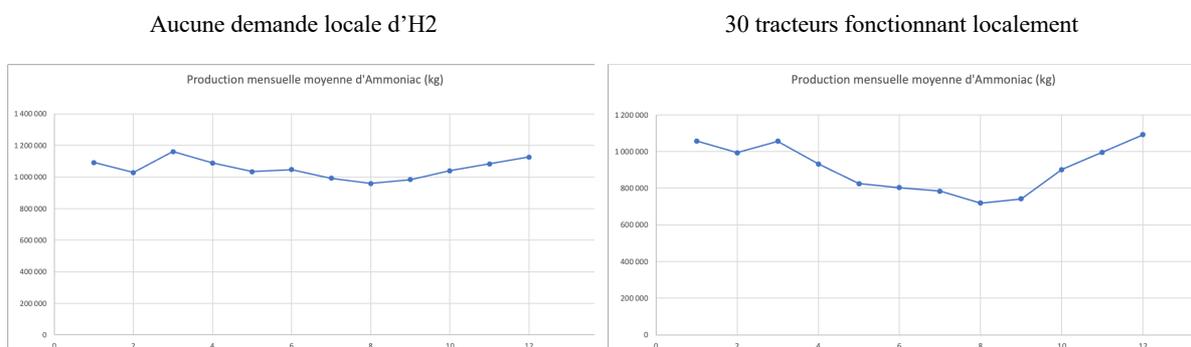
Pour prendre en compte l'équilibre global du flux d'énergie, il est tout aussi crucial d'analyser le profil de consommation d'énergie local. Ce dernier est modélisé par la consommation d'hydrogène pour les véhicules agricoles et la consommation d'énergie du complexe de serres. Conformément aux besoins en chauffage, la serre présente une consommation d'énergie plus élevée en hiver, tandis que la consommation d'hydrogène comme carburant est plus élevée en été. La complémentarité de ces deux tendances pourrait être intéressante pour atténuer les variations de la demande d'énergie tout au long de l'année.

Figure 7.3 : Distribution mensuelle du besoin local en hydrogène (gauche) et chauffage pour les serres (droite)



Cependant, dans le modèle étudié, la configuration de la distribution d'énergie affecte une partie de la consommation d'hydrogène destinée à la production d'ammoniac à la demande locale. Par conséquent, lorsque la demande d'hydrogène comme carburant est plus élevée, on constate une réduction de la production d'ammoniac, bien que la capacité de l'électrolyseur reste constante à 92%. Ainsi, il n'y a pas de véritable changement de demande car il y a un transfert de vente sur le marché vers une utilisation locale. Il pourrait être envisagé de revoir ce paramétrage afin de mieux tirer parti de la variation de la demande locale.

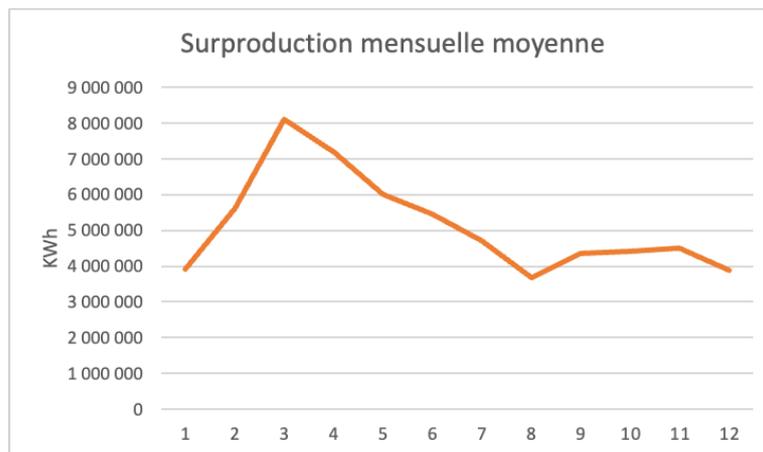
Figure 7.4 : Production annuelle d'ammoniac par mois



Par conséquent, comme démontré dans l'analyse de la taille des unités de production, il serait intéressant d'envisager l'utilisation d'unités de production de plus grande taille, ce qui offrirait une plus grande marge de manœuvre. Cependant, cela nécessite un certain niveau de prix de vente pour l'ammoniac et l'hydrogène afin de justifier la réduction du facteur d'utilisation, l'investissement supplémentaire, ainsi que le coût d'opportunité associé à la vente du MWh. Ainsi, comme mentionné dans l'analyse, différentes combinaisons sont envisageables, notamment avec un prix de vente du MWh à 60 CAD et des prix de l'ammoniac et de l'hydrogène supérieurs à 800 CAD par tonne et 4 CAD par kilogramme pour justifier l'augmentation de la taille de l'électrolyseur et de l'unité Haber-Bosch.

Il existe un potentiel d'efficacité à exploiter en alignant le profil de consommation locale avec la production d'énergie, ce qui permettrait de réduire les pertes et les sous-utilisations d'équipements, ainsi que de prévenir les pénuries locales. Au-delà de cet équilibre, il est également intéressant de prendre en compte les besoins à plus grande échelle, car le prix du marché dans le modèle reflète cette demande. Dans le modèle étudié, en raison d'une calibration imparfaite de la demande et de la production, on constate des périodes de surplus de production d'électricité :

Figure 7.5 : Distribution mensuelle des surplus en énergie du carrefour



Ce pic observé en hiver correspond au surplus de production éolienne, dont la production présente la même tendance saisonnière. Dans cette situation, le pic de surplus intervient en mars, un mois d'hiver où la consommation urbaine peut potentiellement absorber le surplus produit, permettant ainsi de le valoriser. Cependant, dans d'autres configurations, il pourrait être plus difficile de valoriser ce surplus, d'où l'importance de réaliser une analyse approfondie de la demande locale et des possibilités de revente du surplus sur un marché plus vaste. Par conséquent, il serait possible de réaliser une modélisation plus « personnalisée » visant à exploiter au mieux les caractéristiques de la demande et de l'environnement de production.

## 8 Conclusion

Le développement du modèle de carrefour comporte divers aspects à considérer pour maximiser son efficacité et sa durabilité. Dans une approche logistique, ce type de production présente un intérêt pour les notions de mutualisation, de localisation et de durabilité. La mutualisation des ressources, qu'elle soit sous la forme de la main-d'œuvre ou du partage des besoins en chaleur, revêt une grande importance, notamment au Canada, où les besoins énergétiques saisonniers sont particulièrement significatifs. Cette mutualisation peut contribuer à rationaliser les coûts et à garantir une utilisation plus efficace des ressources disponibles. La relocalisation au plus près de la demande locale offre des avantages indéniables, notamment en créant des centres de production adaptés aux motifs de saisonnalité, tels que l'exemple de l'agriculture. L'insertion d'un carrefour en milieu agricole peut renforcer la résilience du milieu, en évitant les ruptures d'approvisionnement locales, ce qui est particulièrement pertinent pour maintenir la stabilité des activités agricoles.

En ce qui concerne l'impact sur la transition énergétique, le modèle de carrefour se distingue par sa capacité à diversifier et à stocker l'énergie. L'électrification ne constitue pas toujours la solution optimale de décarbonation, en particulier pour des secteurs d'activité agricoles lourds ou de transport. Il est essentiel de prendre en considération d'autres formes de carburants verts, comme l'hydrogène, pour permettre une décarbonation plus profonde et mieux adaptée. Ainsi, la valorisation du flux d'énergie produite dans ces vecteurs énergétiques permet de diversifier la production du carrefour et de répondre aux besoins de manière plus adaptée.

Cependant, en dépit de ces avantages logistiques, des incertitudes subsistent concernant les prix actuels de l'énergie nécessaires pour atteindre le seuil de rentabilité. Selon l'analyse réalisée, il semble essentiel de bénéficier d'un niveau de subvention à la CAPEX compris entre 10 % et 35 %. Un scénario réaliste serait probablement plus proche des 35 % pour dépasser le seuil de rentabilité. Même dans les scénarios les plus favorables, le taux de rendement annuel demeure relativement bas, ce qui ne serait pas attractif pour les investisseurs. Une optimisation plus poussée de la valorisation des ressources et l'utilisation de technologies plus performantes permettrait d'améliorer ces résultats.

## 8.1 Contributions

L'une des particularités de cette analyse réside dans la prise en compte d'un facteur de demande. L'intégration d'une consommation locale d'hydrogène permet de proposer une utilisation de l'hydrogène plus réaliste, étant donné l'absence actuelle d'un marché d'hydrogène vert et les exigences logistiques associées à une utilisation à grande échelle. Ainsi, à petite échelle, il devient possible d'évaluer l'impact d'une consommation en circuit court de l'hydrogène pour alimenter des véhicules adaptés. Cette approche permet également d'estimer un prix de vente envisageable pour l'hydrogène afin de rendre viable une telle utilisation. Dans le cadre de cette analyse, il semble que, en dehors des coûts d'infrastructure supplémentaire de distribution, un prix compris entre 4,2 et 6 CAD / kg rende la production d'hydrogène intéressante.

La production renouvelable du système présenté offre la possibilité de décarboner la production de certains appareils nécessitant l'utilisation d'énergie fossile. Au-delà de cet objectif de transition énergétique, ce mémoire souligne les opportunités potentielles de la production d'énergie renouvelable pour renforcer la résilience énergétique. En effet, bien que l'installation d'un tel système multi-énergie soit cruciale pour verdir le mix énergétique global d'une région, elle assure également un approvisionnement local indépendant des sources internationales susceptibles d'être affectées par des contextes géopolitiques.

Bien que les niveaux de prix atteints dans la scénarisation ne soient pas toujours compétitifs, il est important de prendre en compte l'assurance offerte par ce type de système décentralisé. Cependant, il convient de noter que quantifier cette assurance reste difficile. Dans le cas de ce mémoire, la fluctuation des prix vers un niveau considéré comme "élevé" justifie la transition de production, permettant ainsi de dépasser la rentabilité dans certaines situations, notamment dans les simulations utilisant un prix de l'ammoniac de 1200 CAD/t. Ainsi, dans l'analyse, la simulation prend en compte une éventuelle pénurie d'une source d'énergie, qui pourrait entraîner une augmentation de son prix. Grâce à la production du carrefour énergétique, il devient possible d'éviter localement une rupture d'approvisionnement.

## 8.2 Recherches futures

Comme mentionné précédemment, l'analyse des systèmes de production d'énergie renouvelable est fortement dépendante de la technologie disponible, influençant ainsi considérablement les paramètres de rentabilité et de production. Dans le cadre de cette recherche, une plus grande flexibilité de production de l'unité Haber-Bosch pourrait potentiellement entraîner des améliorations significatives dans l'attribution de l'électricité disponible à un moment donné. De manière similaire, l'amélioration du facteur de charge solaire et éolien, ainsi que la réduction des coûts de production, pourraient mettre en évidence certaines parties du modèle, diminuant ainsi l'intérêt pour d'autres, comme la production d'hydrogène.

Il serait donc judicieux d'effectuer des analyses indiquant quelles améliorations de quels paramètres pourraient modifier l'organisation de la production. En reprenant l'exemple des simulations effectuées : si la puissance nécessaire (53 kWh) pour produire un kilogramme d'H<sub>2</sub> est réduite de x unités, quel serait le nouveau coût minimum d'un kilogramme d'H<sub>2</sub> ? Cette réduction pourrait servir d'exemple pour une technologie d'électrolyse améliorée.

Un autre aspect crucial à prendre en compte est une analyse approfondie de la demande locale. Ceci pourrait permettre une meilleure définition des variations au niveau journalier, lesquelles étaient fixes dans le cadre de cette recherche, se limitant à des variations mensuelles. Cette considération pourrait introduire de nouvelles contraintes de capacité. De plus, la comparaison de deux profils de demandes distincts (par exemple, en contexte semi-agricole) pourrait mettre en évidence les adaptations nécessaires à l'organisation de la production pour maximiser les synergies et accroître l'efficacité du système.

Finalement, de futures analyses pourraient se concentrer sur les gains potentiels de la mutualisation des opérations dans les systèmes d'énergies renouvelables. Par exemple, une gestion améliorée du flux de chaleur entre les unités de production, présentant des profils exothermiques et endothermiques, pourrait engendrer d'importants bénéfices en termes de coûts opérationnels. Bien que cette analyse d'efficacité énergétique soit plus technique, elle est indispensable pour mettre en lumière la pertinence de la mutualisation logistique, surtout dans des environnements sujets à des températures extrêmes, comme le Canada.

## Références

- Baril, H. (2023, January 23). Énergie: Le prix de l'éolien a atteint un plancher. La Presse. <https://www.lapresse.ca/affaires/entreprises/2023-01-23/energie/le-prix-de-l-eolien-a-atteint-un-plancher.php>
- Brown, T. (2019). *Round-trip Efficiency of Ammonia as a Renewable Energy Transportation Media - Ammonia Energy Association*. Ammonia Energy Association. <https://www.ammoniaenergy.org/articles/round-trip-efficiency-of-ammonia-as-a-renewable-energy-transportation-media/>
- Campion, N., Nami, H., Swisher, P. R., Vang Hendriksen, P., & Münster, M. (2023). Techno-economic assessment of green ammonia production with different wind and solar potentials. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 173, 113057. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.113057>
- Cardoso, J. S., Silva, V., Chavando, J. A. M., Eusébio, D., Hall, M. J., & Costa, M. (2021). Small-Scale Biomass Gasification for Green Ammonia Production in Portugal: A Techno-Economic Study. *Energy & Fuels*, 35(17), 13847–13862. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.1c01928>
- Cehade, G., & Dincer, I. (2021). Progress in green ammonia production as potential carbon-free fuel. *Fuel*, 299, 120845. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.120845>
- DOI : <https://doi.org/10.25318/2510002901-fra>
- Cummins Inc. (2022, September 30). Les avantages et les inconvénients des différents carburants utilisés dans votre expérience de décarbonisation. Cummins.com. <https://www.cummins.com/fr/news/2022/09/30/pros-and-cons-different-fuels-your-decarbonization-journey>
- Driscoll, H., Salmon, N., & René Bañares-Alcántara. (2023). Technoeconomic evaluation of offshore green ammonia production using tidal and wind energy: a case study. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 45(3), 7222–7244. <https://doi.org/10.1080/15567036.2023.2220670>
- Fan, L., Tu, Z., & Chan, S. H. (2021). Recent development of hydrogen and fuel cell technologies: A review. *Energy Reports*, 7. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.08.003>
- Fernandez, C., Chapman, O., Brown, M., & Hatzell, M. (2022, September 2). *Achieving Decentralized, Electrified, and Decarbonized Ammonia Production*. Cambridge Engage Preprints. <https://doi.org/10.26434/chemrxiv-2022-znrxm>
- Fontanel, J. (2022). *Crise de l'énergie, guerre en Ukraine et la question du réchauffement climatique*. CESICE, Université Grenoble-Alpes, Grenoble. <https://hal.univ-grenoble-alpes.fr/hal-03909522/document>
- Global primary energy consumption by source. (n.d.). Our World in Data. Retrieved September 23, 2023, from <https://ourworldindata.org/grapher/global-energy-substitution?time=1900..latest>
- Gouvernement du Canada, L. R. de l'énergie du C. (2023, June 22). *ONÉ - Aperçu du marché : Diversité et potentiel de la bioénergie au Canada*. Wwww.cer-Rec.gc.ca. <https://www.cer-rec.gc.ca/fr/donnees-analyse/marches-energetiques/apercu-marches/2023/apercu-marche-diversite-potentiel-bioenergie-canada.html?=&wbdisable=true>

- Government of Canada. (2021, August 5). Update to the Pan-Canadian Approach to Carbon Pollution Pricing 2023-2030. [Www.canada.ca. https://www.canada.ca/en/environment-climate-change/services/climate-change/pricing-pollution-how-it-will-work/carbon-pollution-pricing-federal-benchmark-information/federal-benchmark-2023-2030.html](https://www.canada.ca/en/environment-climate-change/services/climate-change/pricing-pollution-how-it-will-work/carbon-pollution-pricing-federal-benchmark-information/federal-benchmark-2023-2030.html)
- Gouvernement du Canada, S. C. (2023). *Un siècle de durs labours : 100 ans de données sur les tracteurs*. [Www.statcan.gc.ca. https://www.statcan.gc.ca/o1/fr/plus/3681-un-siecle-de-durs-labours-100-ans-de-donnees-sur-les-tracteurs#:~:text=Cette%20ann](https://www.statcan.gc.ca/o1/fr/plus/3681-un-siecle-de-durs-labours-100-ans-de-donnees-sur-les-tracteurs#:~:text=Cette%20ann)
- Gouvernement du Canada. (2023, April). Environment and Climate Change Canada Data / Environnement et Changement climatique Canada données. [Data-Donnees.ec.gc.ca. https://data-donnees.ec.gc.ca/data/substances/monitor/canada-s-official-greenhouse-gas-inventory/?lang=fr](https://data-donnees.ec.gc.ca/data/substances/monitor/canada-s-official-greenhouse-gas-inventory/?lang=fr)
- Gouvernement du Québec (2022) Analyse D’impact Réglementaire Projet de règlement modifiant le Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur Ministère de l’Énergie et des Ressources naturelles Mai 2022. In <https://www.quebec.ca> (pp. 14–15). [https://cdn-contenu.quebec.ca/cdn-contenu/gouvernement/MCE/dossiers-soumis-conseil-ministres/2022-0164\\_air.pdf](https://cdn-contenu.quebec.ca/cdn-contenu/gouvernement/MCE/dossiers-soumis-conseil-ministres/2022-0164_air.pdf)
- Green hydrogen cost reduction. (2021). IRENA. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Nov/IRENA\\_Green\\_Hydrogen\\_breaththrough\\_2021.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Nov/IRENA_Green_Hydrogen_breaththrough_2021.pdf)
- Hannula, I., & Reiner, D. M. (2019). Near-Term Potential of Biofuels, Electrofuels, and Battery Electric Vehicles in Decarbonizing Road Transport. *Joule*, 3(10), 2390–2402. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2019.08.013>
- IRENA. (2022). Hydrogen. [Www.irena.org. https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Hydrogen](https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Hydrogen)
- Jean, S. & Jégourel, Y. (2022). Les effets de la guerre en Ukraine sur les marchés mondiaux de matières premières. *Revue d'économie financière*, 147, 243-255. <https://doi.org/10.3917/ecofi.147.0243>
- L'économie verte pour la relance de l'économie québécoise : quelques éléments de réflexion Ministère des Finances du Québec. (2020). In [www.create.ulaval.ca](http://www.create.ulaval.ca). Centre de Recherche en économie de l'Environnement, de l'Agroalimentaire, des Transports et de l'Énergie (CREATE) de l'Université Laval. [https://www.rapportpreelectoral.gouv.qc.ca/ministere/outils\\_services/consultations\\_publics/communaute\\_universitaire\\_economique/propositions\\_relance\\_economique/RelanceEconomique\\_ULaval\\_CREATE.pdf#page=18](https://www.rapportpreelectoral.gouv.qc.ca/ministere/outils_services/consultations_publics/communaute_universitaire_economique/propositions_relance_economique/RelanceEconomique_ULaval_CREATE.pdf#page=18)
- Liu, X. (2019, November 12). Feedstock Comparisons – Ammonia Energy Association. Ammonia Energy Association . <https://www.ammoniaenergy.org/topics/feedstock-comparisons/#:~:text=Conventionally%2C%20ammonia%20is%20produced%20from>
- Lutte contre les changements climatiques*. (2023). Gouvernement Du Québec. <https://www.quebec.ca/agriculture-environnement-et-ressources-naturelles/agriculture/pratiques-agricoles-environnement/lutte-changements-climatiques>
- Lutte contre les changements climatiques*. (2023). Gouvernement Du Québec. <https://www.quebec.ca/agriculture-environnement-et-ressources->

[naturelles/agriculture/pratiques-agricoles-environnement/lutte-changements-climatiques](#)

- M. Kowalski, K. (2021). Challenges slow farm vehicle electrification. Energy News Network. <https://energynews.us/2021/08/18/weight-dawn-to-dusk-demands-poses-challenges-to-electrifying-farm-vehicles/>
- Mendoza, J. M. F., Gallego-Schmid, A., Velenturf, A. P. M., Jensen, P. D., & Ibarra, D. (2022). Circular economy business models and technology management strategies in the wind industry: Sustainability potential, industrial challenges and opportunities. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 163, 112523. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112523>
- Mrabti, N., Hamani, N., & Delahoche, L. (2019). Vers un modèle de simulation de la mutualisation logistique 4.0. *Logistique & Management*, 28(1), 57–71. <https://doi.org/10.1080/12507970.2019.1684214>
- Murtaza Faruquee, Antony Paulraj, Chandra Ade Irawan. (2023) A typology of supply chain resilience: recognising the multi-capability nature of proactive and reactive contexts. *Production Planning & Control* 0:0, pages 1-21. <https://doi.org/10.1080/09537287.2022.2053758>
- Nadeau Vincent, Boudreau-Rousseau Olivier, Dion-Maharas Randy, Fortin-Ménard Maxime, Lemire Gabriel. (2020). BILAN ÉNERGÉTIQUE D'UNE SERRE AGRICOLE ET SOLUTIONS POUR LA RÉDUCTION DES COÛTS. [https://www.researchgate.net/publication/341460222\\_BILAN\\_ENERGETIQUE\\_D\\_%27UNE\\_SERRE\\_AGRICOLE\\_ET\\_SOLUTIONS\\_POUR\\_LA\\_REDUCTION\\_DE\\_S\\_COUTS](https://www.researchgate.net/publication/341460222_BILAN_ENERGETIQUE_D_%27UNE_SERRE_AGRICOLE_ET_SOLUTIONS_POUR_LA_REDUCTION_DE_S_COUTS)
- Nations, U. (2023). Énergies renouvelables – pour un avenir plus sûr | Nations Unies. United Nations. <https://www.un.org/fr/climatechange/raising-ambition/renewable-energy>
- New Deloitte report: Emerging green hydrogen market set to help reshape global energy map by end of decade, creating US\$1.4 trillion market by 2050. (2023, June 13). [www.deloitte.com. https://www.deloitte.com/global/en/about/press-room/new-deloitte-report-emerging-green-hydrogen-market.html](https://www.deloitte.com/global/en/about/press-room/new-deloitte-report-emerging-green-hydrogen-market.html)
- Pavičić, J., Novak Mavar, K., Brkić, V., & Simon, K. (2022). Biogas and Biomethane Production and Usage: Technology Development, Advantages and Challenges in Europe. *Energies*, 15(8), 2940. <https://doi.org/10.3390/en15082940>
- Perspectives des transitions énergétiques mondiales : Trajectoire vers l'objectif de 1,5°C. (2021). In <https://www.irena.org>. International Renewable Energy Agency. <https://www.irena.org/publications/2021/Jun/WETO-Summary-FR>
- Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques. (2023). Gouvernement Du Québec.* <https://transitionenergetique.gouv.qc.ca/plan-directeur-en-transition-energetique#:~:text=Vision%202030>
- Principaux objectifs chiffrés du Plan. (2023). Gouvernement Du Québec.* <https://www.quebec.ca/gouvernement/politiques-orientations/plan-economie-verte/plan-mise-en-oeuvre/defis-a-relever>
- Productions agricoles - Élevages et cultures du Québec. (2023). Gouvernement Du Québec.* <https://www.quebec.ca/agriculture-environnement-et-ressources->

[naturelles/agriculture/industrie-agricole-au-quebec/productions-agricoles#:~:text=Au%20Qu](#)

- Programme d'accès au réseau triphasé.* (2023). Transitionenergetique.gouv.qc.ca; Gouvernement du Québec.  
<https://transitionenergetique.gouv.qc.ca/affaires/programmes/acces-reseau-triphase>
- Renewable Energy Market Update Outlook for 2020 and 2021. (2021).  
In <https://www.iea.org>. international Energy Agency.  
<https://www.iea.org/reports/renewable-energy-market-update/challenges-and-opportunities-beyond-2021>
- Rethinking Supply Chains for Greater Efficiency, Resiliency, and Sustainability. (2023).  
In *Harvard Business Review*.  
<https://hbr.org/resources/pdfs/comm/gep/RethinkingSupplyChainsForGreaterEfficiencyResiliencyAndSustainability.pdf>
- Rodríguez-Sarasty, J. A., Debia, S., & Pineau, P.-O. (2021). Deep decarbonization in Northeastern North America: The value of electricity market integration and hydropower. *Energy Policy*, 152, 112210.  
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112210>
- Sarkar, P., Mohamed Ismail, M. W., & Tkachev, T. (2022). Bridging the supply chain resilience research and practice gaps: pre and post COVID-19 perspectives. *Journal of Global Operations and Strategic Sourcing*. <https://doi.org/10.1108/jgoss-09-2021-0082>
- Siala, N. (2022). Évaluation de l'utilisation de l'énergie photovoltaïque directe pour le chauffage et l'éclairage des serres agricoles par Nourhene SIALA. ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE UNIVERSITÉ DU QUÉBEC.  
[https://espace.etsmtl.ca/id/eprint/3144/1/SIALA\\_Nourhene.pdf](https://espace.etsmtl.ca/id/eprint/3144/1/SIALA_Nourhene.pdf)
- Sousa, J., Waiblinger, W., & Friedrich, K. A. (2022). Techno-economic Study of an Electrolysis-Based Green Ammonia Production Plant. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 61(39), 14515–14530. <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.2c00383>
- Statistique Canada. (2023). Tableau 25-10-0029-01 Disponibilité et écoulement d'énergie primaire et secondaire en térajoules, annuel
- The Royal Society. (2020). Ammonia: zero-carbon fertiliser, fuel and energy store POLICY BRIEFING. <https://royalsociety.org/-/media/policy/projects/green-ammonia/green-ammonia-policy-briefing.pdf>
- Troncon, D., Alberti, L., & Mattetti, M. (2019, June 1). *A Feasibility Study for Agriculture Tractors Electrification: Duty Cycles Simulation and Consumption Comparison*. IEEE Xplore. <https://doi.org/10.1109/ITEC.2019.8790502>
- U.S. Department of Energy. (2021, August). Hydrogen Shot. Energy.gov.  
<https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-shot>
- Wan, L., Guido Orzes, & Guido Nassimbeni. (2023). *Reconfiguring the Global Supply Chain: Reshoring*. 1–25. [https://doi.org/10.1007/978-3-030-89822-9\\_81-1](https://doi.org/10.1007/978-3-030-89822-9_81-1)
- Whitmore, J. & Lafontaine Beaumier, E. (2019). Transition énergétique : un défi collectif sans précédent. *Gestion*, 44, 44-51. <https://doi.org/10.3917/riges.441.0044>

- Whitmore, J., & Pineau, P.-O. (2023). *Etat de l'énergie au Québec édition 2023*. Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal. [https://energie.hec.ca/wp-content/uploads/2023/05/EEQ2023\\_WEB.pdf](https://energie.hec.ca/wp-content/uploads/2023/05/EEQ2023_WEB.pdf)
- Whitmore, J., & Pineau, P.-O. (2023). *Etat de l'énergie au Québec édition 2023*. Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal. [https://energie.hec.ca/wp-content/uploads/2023/05/EEQ2023\\_WEB.pdf](https://energie.hec.ca/wp-content/uploads/2023/05/EEQ2023_WEB.pdf)
- World Economic Forum. (2023, May 23). Action on clean hydrogen is needed to deliver net-zero by 2050. Here's how. World Economic Forum. <https://www.weforum.org/agenda/2022/05/action-clean-hydrogen-net-zero-2050/>
- Yang, Mingyu, et al. (2022) "Circular Economy Strategies for Combating Climate Change and Other Environmental Issues." *Environmental Chemistry Letters*, vol. 21, 6 <https://doi.org/10.1007/s10311-022-01499-6>.
- Zozmann, E., Göke, L., Kendzioriski, M., Rodriguez del Angel, C., von Hirschhausen, C., & Winkler, J. (2021). 100% Renewable Energy Scenarios for North America— Spatial Distribution and Network Constraints. *Energies*, 14(3), 658. <https://doi.org/10.3390/en14030658>

## Annexes

Annexes 1 à 10 : Résumés d'articles complémentaires

### **Annexe 1 : comparaison de l'efficacité aller-retour de l'ammoniac**

*Source:* Brown, T. (2019). *Round-trip Efficiency of Ammonia as a Renewable Energy Transportation Media - Ammonia Energy Association*. Ammonia Energy Association.

<https://www.ammoniaenergy.org/articles/round-trip-efficiency-of-ammonia-as-a-renewable-energy-transportation-media/>

L'étude présente ensuite trois scénarios décrivant l'efficacité énergétique d'un MWh produit à partir d'énergie renouvelable (du puits à la roue) :

- Dans le cas du craquage pour l'utilisation de l'hydrogène à haute pureté dans les véhicules à pile à combustible, l'efficacité se situe entre 11% et 19%.
- Dans le cas d'une unité stationnaire de piles à combustible pour alimenter le réseau, l'efficacité est de l'ordre de 25% à 29% (pour la production combinée de chaleur et d'électricité).
- En ce qui concerne la combustion de l'ammoniac, pour une turbine fixe, l'efficacité varie entre 24% et 31%, tandis que pour un moteur modifié, elle est de l'ordre de 15% à 21%.

Comparativement, les moteurs à essence ont une efficacité "du puits à la roue" d'environ 20%. L'étude souligne que l'utilisation de l'ammoniac comme carburant nécessite une consommation d'énergie importante pour sa production à partir d'énergie renouvelable. Les différentes technologies et scénarios présentent des efficacités variables, avec l'utilisation directe de l'électricité renouvelable étant la plus performante. Des améliorations futures sont nécessaires pour rendre l'utilisation de l'ammoniac plus efficace et compétitive par rapport aux systèmes énergétiques traditionnels.

### **Annexe 2 : différentes options de substitution au diesel**

*Source :* “ Les avantages et les inconvénients des différents carburants utilisés dans votre expérience de décarbonisation.” *Cummins.com*, 30 Sept. 2022,

[www.cummins.com/fr/news/2022/09/30/pros-and-cons-different-fuels-your-decarbonization-journey](http://www.cummins.com/fr/news/2022/09/30/pros-and-cons-different-fuels-your-decarbonization-journey). Accessed 20 May 2023.

Selon Cummins, fabricants de moteurs, il existe une grande variété d'équipements utilisant des moteurs diesel et ce dans diverses industries. Compte tenu des nouvelles nécessités de décarbonation, différentes alternatives de carburants peuvent servir de substituts :

- Le diesel renouvelable, produit à partir d'huiles végétales ou animales, peut être utilisé sans modification dans les moteurs diesel, offrant des performances équivalentes et une réduction des émissions. Cependant, le coût de ce carburant reste relativement élevé.
- Des mélanges de biodiesel et de diesel sont également disponibles pour trouver des compromis entre performances et émissions.
- Le gaz naturel renouvelable, obtenu à partir de biogaz, qui est un gaz riche en méthane issu de la fermentation de déchets organiques.
- Des mélanges de gaz naturel, d'hydrogène et de biogaz sont également étudiés pour réduire l'impact carbone global du mélange utilisé.
- Le méthanol, un carburant liquide produit à partir de sources renouvelables ou de gaz naturel, est une autre option envisagée.
- L'hydrogène vert, une alternative prometteuse, peut être utilisé comme carburant propre pour les moteurs.
- L'ammoniac vert est également considéré comme un carburant potentiel, offrant une stabilité et une facilité de manipulation supérieures à celles de l'hydrogène.

### **Annexe 3 : défis reliés à l'électrification de véhicules agricoles**

Source: *M. Kowalski, K. (2021, August 18). Challenges slow farm vehicle electrification. Energy News Network. <https://energynews.us/2021/08/18/weight-dawn-to-dusk-demands-pose-challenges-to-electrifying-farm-vehicles/>*

- Infrastructure de recharge : L'un des défis majeurs pour une adoption des véhicules agricoles électriques est la disponibilité d'une infrastructure de recharge. Il est aussi important de pouvoir garantir une recharge rapide des véhicules qui ont un haut taux d'utilisation pendant les périodes d'activités.
- Durabilité et fiabilité : Les agriculteurs dépendent d'équipements qui doivent être rapidement réparés en cas de panne. La transition vers des équipements agricoles électriques nécessite de s'assurer que les véhicules sont résistants aux conditions exigeantes des opérations agricoles.
- Stockage d'énergie et autonomie : L'agriculture implique de longues heures de travail et une couverture étendue des terres. Le défi réside dans la capacité de stockage

d'énergie et une autonomie suffisante pour fonctionner toute la journée sans rechargement fréquent. La densité d'énergie limitée et l'autonomie des batteries actuelles présentent des limites à ce type d'utilisation

- Poids et compactage du sol : Les équipements agricoles électriques doivent être conçus pour avoir un profil de poids similaire à leurs équivalents diesel afin d'éviter de causer un compactage excessif du sol. Ce dernier a un impact négatif sur la croissance des plantes et perturber les pratiques agricoles de conservation.
- Coûts et viabilité économique : Les coûts initiaux des équipements agricoles électriques et de l'infrastructure de recharge peuvent constituer des obstacles importants à l'adoption.
- Connectivité et gestion des données : L'intégration de fonctionnalités de connectivité, telles que la navigation autonome, les diagnostics embarqués et les systèmes de gestion des données, présente des défis supplémentaires.

#### **Annexe 4 : Les processus d'électrolyses**

**Source :** U.S DEPARTMENT OF ENERGY. (2019). *Hydrogen Production: Electrolysis*.

Energy.gov. <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-electrolysis>

L'électrolyse est le processus de séparation de l'eau en hydrogène et oxygène

L'unité de production permettant cette réaction est appelé un électrolyseur. Il existe différents modèles qui font usage de différents processus pour séparer l'oxygène et l'hydrogène, notamment en fonction du vecteur utilisé comme électrolyte :

- PEM (Polymer Electrolyte Membrane): l'électrolyte est composé d'un matériau plastique spécifique
- Alcalin : fonctionne en utilise une solution alcaline liquide comme électrolyte
- AEM (Alkaline Exchange Membrane) : même approche mais avec une membrane alcaline d'échange solide
- Oxyde Solide : utilise un matériau solide en céramique comme électrolyte à des températures élevées

Ces processus ont chacun leur spécificité notamment sur leur capacité à accepter les variations de puissances. Ce qui les rends plus ou moins adaptés à être relié à une source d'énergie renouvelable volatile comme les panneaux solaires.

## **Annexe 5 : Modèle de production décentralisée de biométhane**

Source : González-Arias, J., Baena-Moreno, F. M., Pastor-Pérez, L., Sebastia-Saez, D., Gallego Fernández, L. M., & Reina, T. R. (2022). Biogas upgrading to biomethane as a local source of renewable energy to power light marine transport: Profitability analysis for the county of Cornwall. *Waste Management*, 137, 81–88.

<https://doi.org/10.1016/j.wasman.2021.10.037>

Cette étude examine l'utilisation de biogaz produit localement pour alimenter le transport maritime léger en Angleterre. Elle propose une analyse de rentabilité basée sur 66 scénarios différents. L'un des aspects clés de cette étude est le besoin d'optimisation et de réduction de la consommation d'électricité. Le projet a une durée de vie de 20 ans, mais la période de récupération de l'investissement est plus longue.

La rentabilité du scénario dépend de la taille de l'usine, avec une rentabilité accrue pour les installations plus grandes. Cependant, des subventions considérables et une taxe carbone significativement plus élevée que le niveau actuel seraient nécessaires pour rendre le projet rentable.

## **Annexe 6 : Bioéthanol / Gaz Naturel Vert**

Source : Müller-Langer, F., Majer, S., & O'Keeffe, S. (2014). Benchmarking biofuels—a comparison of technical, economic and environmental indicators. *Energy, Sustainability and Society*, 4(1). <https://doi.org/10.1186/s13705-014-0020-x>

La demande en bio carburant devrait atteindre 27% de la demande totale de carburant du secteur du transport en 2050. Les biocarburants sont en effet un bon moyen de répondre à l'augmentation de la demande notamment dans le secteur du transport.

Exemple en Europe, mix de carburant fossile et renouvelable pour réduire les émissions globales du transport.

Les biocarburants permettent une diversification des débouchés de l'agriculture Mais dilemme de « food vs fuel », la production de biocarburant ne devrait pas empiéter sur la production alimentaire.

Cet article analyse différentes options pour produire du carburant liquide, trois façons de conversion :

- Physico-chimique (pression/extraction...)
- Biochimique (fermentation, digestion)
- Thermochimique (Pyrolyse, gazéification...)

La biomasse est une ressource limitée, ainsi il est important d'en faire une utilisation et conversion durable et efficace.

En conclusion, il n'y a pas de meilleure option, chaque bio carburant dépend du contexte régional, du design de l'usine... Dépend aussi de la politique et des équivalents carbonés

### **Annexe 7 : Transition énergétique et infrastructure d'approvisionnement**

Source : Prussi, M., Julea, A., Lonza, L., & Thiel, C. (2021). Biomethane as alternative fuel for the EU road sector: analysis of existing and planned infrastructure. *Energy Strategy Reviews*, 33, 100612. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2020.100612>

Cet article analyse l'utilisation du biométhane comme carburant dans le secteur du transport en Europe. Pour réussir la transition des carburants fossiles vers les bio gaz tels que le biométhane, il est essentiel de développer simultanément l'infrastructure de production et de distribution. Afin d'éviter que l'absence d'infrastructure ne constitue un obstacle à cette transition, la législation doit soutenir le développement de telles infrastructures. L'approvisionnement en carburant doit être considéré comme une liaison essentielle entre l'offre et la demande. L'analyse utilise un indice pour évaluer le nombre de points de ravitaillement et de véhicules en circulation, afin de déterminer la viabilité du développement d'une flotte de véhicules fonctionnant au biométhane en fonction de la disponibilité d'approvisionnement. Ainsi, il incombe aux politiques de coordonner le développement de l'infrastructure et la commercialisation des véhicules associés.

### **Annexe 8 : Tableau équivalent énergies**

Source 1 : Alternative Fuels Data Center Fuel Properties Comparison. (2021). In *US Department of Energy*. [https://afdc.energy.gov/files/u/publication/fuel\\_comparison\\_chart.pdf](https://afdc.energy.gov/files/u/publication/fuel_comparison_chart.pdf)

Source 2: Rodrigue, J.-P. (2020). *Energy Content of some Combustibles (in MJ/kg) | The Geography of Transport Systems*. The Geography of Transport Systems.

<https://transportgeography.org/contents/chapter4/transportation-and-energy/combustibles-energy-content/>

	DGE	MJ/kg
Électricité	1 kwh =0,027 DGE	0,5
Gaz Nat Ren Compressed	0.16	47,2
Hydrogène	0.4	142
Ammoniac	/	13,8
Méthanol	0.59	31
Diesel	1	45,3

### **Annexe 9 : Stratégies de réduction de coûts du biocarburant**

Source : Integrated Strategies to Enable Lower-Cost Biofuels. (2020). In *US Department of Energy*. <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2020/07/f76/beto-integrated-strategies-to-enable-low-cost-biofuels-july-2020.pdf>

Cet article du département de l'énergie américain explore les stratégies de réduction de coûts pour la production de bio carburant

Cela implique notamment :

- Une utilisation plus complète de la matière première entrante pour une conversion d'énergie maximale
- Améliorer l'intégration des procédés et favoriser les processus offrant des possibilités d'amélioration et de plus grande rentabilité
- Faire usage de l'infrastructure existante notamment dans l'industrie pétrolière par exemple dans des contextes de co-location permettant ainsi de réutiliser de l'équipement et réduire les coûts d'opération
- Réduire le coût d'obtention de biomasse et matière première en renforçant par exemple le système de collecte
- Se concentrer sur les produits à haute valeur ajoutée comme les biocarburants pouvant être intégrés à des mix de carburant fossiles

Un mix de stratégies est nécessaire pour atteindre les objectifs de coûts pour les bio carburants

## **Annexe 10 : Efficacité de l'électrification**

Whitmore, J., & Pineau, P.-O. (2023), expliquent que les différentes solutions d'électrification présentent des niveaux d'efficacité variables. Par exemple, l'utilisation de l'hydrogène vert comme substitut à certains carburants peut nécessiter une quantité d'électricité beaucoup plus élevée par rapport à une électrification directe. Il est intéressant de noter qu'un camion équipé d'une pile à combustible alimentée à l'hydrogène vert présente une efficacité globale d'environ 31%, tandis qu'un camion électrique à batterie (VEBS) atteint une efficacité de 73%. Cependant, comme le soulignent Hannula, I., et Reiner, D. M. (2019), il faut également prendre en compte le coût associé à ces options. Pour les longues distances, il semble que les VEBS restent plus chers que les alternatives au biocarburant. Plusieurs facteurs rentrent en jeu, notamment le coût carbone et l'accessibilité à des sources décarbonées d'électricité. Pour les courtes distances (135km), les VEBS sont mieux positionnés pour être une option « moindre coût » de réduction d'émission.

## Annexe 11 : Le secteur de l'agroalimentaire

### **Sources :**

- Alabi, M. O., & Ngwenyama, O. (2022). Food security and disruptions of the global food supply chains during COVID-19: building smarter food supply chains for post COVID-19 era. *British Food Journal*, 125(1). <https://doi.org/10.1108/bfj-03-2021-0333>
- Thilmany, Dawn, et al. "Local Food Supply Chain Dynamics and Resilience during COVID - 19." *Applied Economic Perspectives and Policy*, vol. 43, no. 1, 26 Oct. 2020, <https://doi.org/10.1002/aep.13121>.
- Renkema, M., & Hilletoft, P. (2022). Intermediate short food supply chains: a systematic review. *British Food Journal*, 124(13), 541–558.
- Kiechel, A., Marcilly, J. & Maret, T. (2022). Commerce international : vers une régionalisation accrue des échanges ?. *RED*, 4, 52-55. <https://doi.org/10.3917/red.004.0052>

Renforcer l'infrastructure locale dans les zones agricoles peut avoir un impact significatif sur la production alimentaire de ces régions. Cela implique de renforcer la résilience des systèmes agricoles de petite et moyenne taille, ainsi que de diversifier la productivité des exploitations

agricoles. En promouvant la diversification de leur production, les zones agricoles peuvent devenir plus résilientes aux chocs environnementaux et économiques, assurant ainsi une production alimentaire durable à long terme.

La pandémie de COVID-19 a révélé les fragilités des chaînes de valeurs agroalimentaires basées sur des modèles de production « Lean ». Une étude de Alabi, M. O., & Ngwenyama, O. (2022) basée sur les US et le Canada décrit une aggravation de l'insécurité alimentaire durant la période COVID, cette aggravation peut être expliquée par de nombreux facteurs. Par exemple l'importance des chaînes logistiques transfrontalières pour ces 2 pays a grandement participé à la dégradation de la situation. La décentralisation peut être identifiée comme l'une des solutions. Elle permet notamment une localisation proche du consommateur favorisant un transport rapide et un stockage moins conséquent. Cela participe aussi à la fraîcheur des produits et leur meilleure conservation.

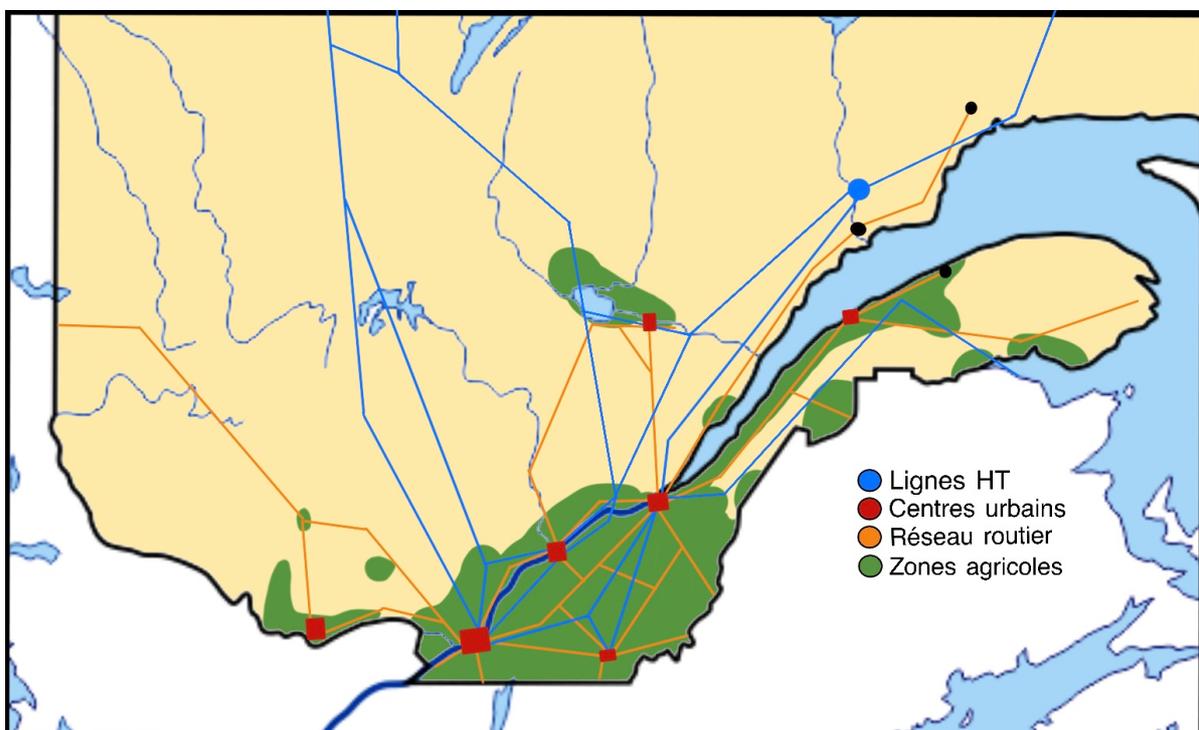
D'après l'article de Thilmany, Dawn, et al. (2020), les systèmes agroalimentaires locaux et régionaux ont fait preuve d'un certain niveau de résilience durant la pandémie de COVID-19. Un rapprochement géographique et une meilleure connexion au consommateur sont notamment observés avec une chaîne de valeur plus courte. Cela permet une traçabilité améliorée du produit. Néanmoins ce type de systèmes « locaux » bénéficient d'économies d'échelle moindres et des coûts plus élevés de production. Cela peut se répercuter sur le consommateur final qui peut subir une hausse de prix conséquente. Ainsi il faut considérer les différents compromis offerts par une production alimentaire plus locale.

Les systèmes d'approvisionnements trop courts n'ont en effet pas que des avantages. Renkema, M., & Hilletoft, P. (2022) mettent en évidence l'intérêt des chaînes logistiques de taille intermédiaire dans ce contexte. Selon les caractéristiques du produit et du marché, une chaîne logistique trop petite peut devenir un inconvénient, notamment dans le cas de produits très périssables. En effet ces derniers risquent de ne pas être exposés à un marché suffisant et peuvent être difficilement stockés.

Kiechel, A., Marcilly, J. & Maret, T. (2022) abordent l'accélération récente de la mise en place d'accords de libre-échange régionaux. Cette tendance vise à atteindre un double objectif : diversifier les sources d'approvisionnement et créer des circuits plus courts, en accord avec les principes de "near et friendshoring". Cependant, la guerre en Ukraine a tempéré ces efforts,

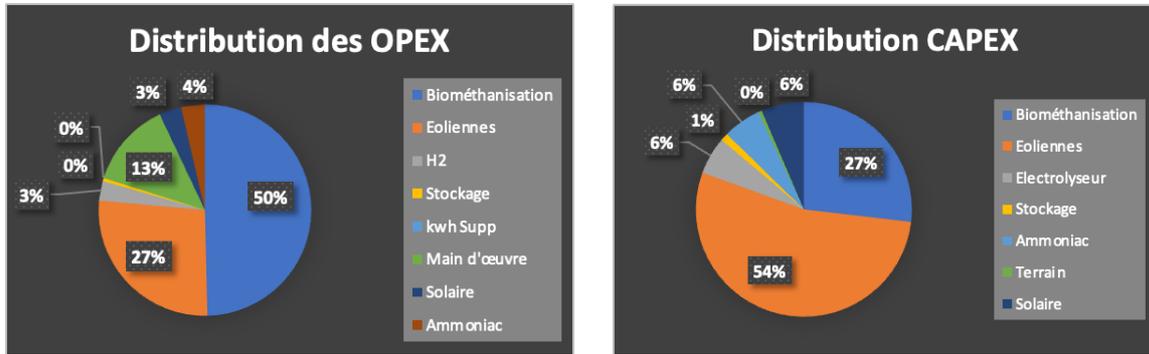
entraînant de nombreuses politiques de restriction d'exportation, notamment dans le domaine alimentaire. Parallèlement, la hausse des prix des matières premières incite certains États à envisager des mesures protectionnistes. Ces tendances sont particulièrement fortes dans ces deux domaines qui touchent à des besoins de première nécessité (alimentation, logement, transport...). L'article cite l'exemple de stratégies de relocalisation et d'autosuffisance, visant à renforcer la résilience face aux perturbations externes telles que la crise de la COVID-19.

#### Annexe 12 : Territoire du Québec - Principaux axes



- Talbot, S. (2018). LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC : CONTRIBUER À LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE. In *aqper.com* (p. 4). AQPER.  
<https://aqper.com/images/AQPER/Colloque2018/Stephane-Talbot.pdf>
- De L'état, B., & Chaussées, D. (2021). (PDF) *Dépôt légal -Bibliothèque et Archives nationales du Québec, 2021*. <https://www.transports.gouv.qc.ca/fr/entreprises-partenaires/entreprises-reseaux-routier/chaussees/Documents/bilan-chaussees.pdf>
- Lavallée, S. (2018). *La protection du territoire et des activités agricoles au Québec* (p. 7). Université Laval.  
<https://alfresco.uclouvain.be/alfresco/service/guest/streamDownload/workspace/SpacesStore/>

Annexe 13 : Visualisation de la distribution des revenus modélisés



Annexe 14 : Détails du revenu par unité de production pour chaque configuration simulée pour une situation de marché de l'ammoniac bas

Configuration 1

Revenu	H2	NH3	Biométhane	MWh	Autres
Situation 1	0	6 825 939	7 023 489	3 508 795	1 555 072
Situation 2	0	6 825 939	7 023 489	4 010 051	1 689 625
Situation 3	0	6 825 939	7 023 489	3 508 795	1 555 072
Situation 4	0	6 825 939	7 023 489	3 508 795	1 555 072

Configuration 2

Revenu	Hydrogène	Ammoniac	Biométhane	MWh	Autres
Situation 1	3 330 737	469 692	7 023 489	7 017 473	1 568 944
Situation 2	3 330 737	469 692	7 023 489	8 019 969	1 705 479
Situation 3	4 758 195	469 692	7 023 489	7 017 473	1 568 944
Situation 4	1 903 278	469 692	7 023 489	7 017 473	1 568 944

Configuration 3

Revenu	Hydrogène	Ammoniac	Biométhane	MWh	Autres
Situation 1	6 648 309	469 692	7 023 489	3 852 509	1 568 944
Situation 2	6 648 309	469 692	7 023 489	4 402 868	1 705 479
Situation 3	9 497 584	469 692	7 023 489	3 852 509	1 568 944

Situation 4	3 799 034	469 692	7 023 489	3 852 509	1 568 944
-------------	-----------	---------	-----------	-----------	-----------

#### Configuration 4

Revenu	Hydrogène	Ammoniac	Biométhane	MWh	Autres
Situation 1	0	469 692	7 023 489	10 194 987	1 568 944
Situation 2	0	469 692	7 023 489	11 651 414	1 705 479
Situation 3	0	469 692	7 023 489	10 194 987	1 568 944
Situation 4	0	469 692	7 023 489	10 194 987	1 568 944

#### Annexe 15 : Situations de comparaison aux performances du parc solaire/éolien

##### *Détail de revenu par unité de production*

Revenu	Hydrogène	Ammoniac	Biométhane	MWh	Autres	Total
Situation 1	881 990	8 266 346	9 030 200	3 031 991	1 420 568	22 631 096
Situation 2	881 990	12 399 520	7 023 489	3 031 991	1 958 813	25 295 803
Situation 3	503 994	6 199 760	5 016 778	3 031 991	1 420 568	16 173 091
Situation 4	1 259 986	12 399 520	9 030 200	4 042 655	1 689 690	28 422 051
Situation 5	881 990	8 266 346	9 030 200	3 537 323	1 555 129	23 270 989

#### Annexe 16 : Situations de comparaison aux performances de l'usine de biométhanisation

##### *Détail de revenu par unité de production*

Revenu	Hydrogène	Ammoniac	Biométhane	MWh	Autres	Total
Situation 1	881 990	6 846 040	5 016 778	4 653 269	1 564 845	18 962 922
Situation 2	881 990	6 846 040	7 023 489	4 653 269	1 564 845	20 969 633

#### Annexe 17 : Distribution des coûts de l'usine de biométhanisation

<b>Tableau Récap en CAD</b>	<b>Valeur CAD</b>
CAPEX	50 000 000
Remplacements / an	950 000
Main d'œuvre	587 500

Électricité	464 175
OPEX	945 320
OPEX lien Energir	457 000
<b>Coûts d'opération annuels</b>	<b>2 453 995</b>

Exemple de centre de coûts pour remplacement de matériel

### REPLACEMENTS – CAPEX annuelle

Remplacement de composante majeure
Camion tracteur
Citerne et conteneur roll-off
Bouteille et station de recharge
Remplacement de composant de l'unité de traitement de biogaz
Retourneur d'andain
Chargeur frontale

Annexe 18 : Impressions écran du modèle Excel

Les chiffres contenus dans les captures ne sont pas forcément ceux utilisés dans les analyses, les lignes représentées dans les différentes images ne sont pas à chaque fois au même niveau en fonction de la capture.

### Onglet de paramétrage

Paramétrage des unités de production				
<b>Modèle éolienne</b> Gamesa G128 4500 Nombre éoliennes <b>12</b>	<b>Modèle Electrolyseur</b> Rugged Cell Capacité kw <b>15 000</b>	<b>Stockage H2</b> Capacité kg <b>2000</b>	<b>Besoin local</b> équivalent tracteurs <b>0</b> Conso horaire kg <b>7</b>	<b>Cap H2</b> 0% <b>Cap NH3</b> 100%
<b>Surface PV</b> Modèle avec tracker Surface m2 <b>80 000</b>	<b>Unité Haber-Bosch</b> variation max/h <b>20%</b> Capacité minimum <b>10%</b> % capacité électrolyseur <b>100%</b>	<b>Stockage Buffer Kwh</b> Capacité kwh <b>2000</b>	<b>Stockage thermique serre</b> Capacité kwh <b>27000000</b>	<b>efficacité</b> <b>75%</b>

### Gestion des paramètres financiers

Scénario	Description	Prod total	Prod Total	Divers	CAPEX par unité de prod	OPEX	Valeur du marché
Période amortissement : 20 Taux intérêt 1 : 5% Taux intérêt 2 : 8%	NH3 (kg) 11 376 564 H2 Supp (kg) 0 H2 local (kg) 0 kwh Serre 11 212 757 Conso sup kwh 0	CO2 Conso (kg) 1 226 400 Biométhane (GJ) 200 671 Kwh Supp Prod 55 695 157 Chaleur conso 0 CAPEX gen biogaz 0	% kwh revendu 90% %H2 Supp revendu 100% Salaire + Charge / tech 77 000 % Premium "veer" 0,2	Ammoniac CAD /kg 4000 Solaire CAD /kw 700 Eolien CAD /kw 1850 Stockage H2 /kg 670 Stockage Elec /kwh 400	Ammoniac % CAPEX 4% Stockage Elec % CAPEX 1% Stockage H2 % CAPEX 2% Eolienne /Mwh 35 000 PV % CAPEX 2%	T Ammoniac FOB 540 Prix kg Hydrogène gris 2,2 Prix Kwh H2 subv 0,04	
Biométhanisation	Solaire	Eolien	Hydrogène	Ammoniac	Divers	Stockage	
CAD 50 000 000 CAPEX initial 1 000 000 CAPEX sup / an 2 500 000 OPEX revenu /GJ 45 revenu kg CO2 0,5 revenu chaleur / kwh 0,05 Subvention % CAPEX 0%	CAD 378 CAPEX 8 OPEX Total 11 922 956 CAPEX initial 238 459 OPEX	CAD 8 325 000 CAPEX 157 500 OPEX total 99 900 000 CAPEX initial 1 890 000 OPEX	CAD 10 500 000 CAPEX initial 210 000 OPEX 2% Stockage CAPEX initial 1 340 000 OPEX 26 900 Prix H2 / kg 2,5	CAD 10 599 958 Total CAPEX 6 359 975 OPEX 254 399 Prix de vente Ammoniac 648 Nbr Employés 2 Total charge salariale 154 000	CAD 0,04 Actuel kwh 1 000 000 CAPEX Terrain 0,05 kwh Serre vente 0,05 Surplus kwh 0,04 Revenu H2 Local 4	CAD 800 000 Batterie CAPEX 8 000 Batterie OPEX 10 Employés supp HUB 770 000 Salaires total	
<b>Total CAPEX</b> Subvention Remboursement / an <b>Total OPEX / An</b>	181 822 931 0 14 589 942 7 051 658	Revenu Ammoniac Revenu H2 Total Revenu Biométhane Revenu Additionnel	7 372 014 0 9 030 200 3 178 864	<b>Coût total Annuel</b>	<b>21 641 600</b>	<b>Revenu Annuel Total</b>	<b>19 581 077</b>

*Calculs de la production horaire (éoliennes) – aperçu partiel*

Local Time	Date	kwh	w_speed	Pour X unités	en MWH	Facteur de capacité
19:00	31/12/2018	1599,9158	7,281	19198,9896	19,2	36%
20:00	31/12/2018	1589,874	8,065	19078,488	19,08	35%
21:00	31/12/2018	1409,4758	7,265	16913,7096	16,91	31%
22:00	31/12/2018	1580,8248	8,853	18969,8976	18,97	35%
23:00	31/12/2018	1679,7988	9,679	20157,5856	20,16	37%
00:00	01/01/2019	1796,1544	11,121	21553,8528	21,55	40%
01:00	01/01/2019	1862,7384	13,045	22352,8608	22,35	41%
02:00	01/01/2019	1846,054	13,015	22152,648	22,15	41%
03:00	01/01/2019	1775,6244	11,282	21307,4928	21,31	39%
04:00	01/01/2019	1592,602	8,975	19111,224	19,11	35%
05:00	01/01/2019	1615,921	7,773	19391,052	19,39	36%
06:00	01/01/2019	1666,5254	7,876	19998,3048	20	37%
07:00	01/01/2019	2058,2836	10,562	24699,4032	24,7	46%
08:00	01/01/2019	2154,8216	11,587	25857,8592	25,86	48%
09:00	01/01/2019	1999,4386	12,383	23993,2632	23,99	44%
10:00	01/01/2019	2089,6866	12,866	25076,2392	25,08	46%
11:00	01/01/2019	2113,3834	12,678	25360,6008	25,36	47%
12:00	01/01/2019	2057,8046	12,12	24693,6552	24,69	46%
13:00	01/01/2019	1903,9406	11,494	22847,2872	22,85	42%
14:00	01/01/2019	1731,5596	10,886	20778,7152	20,78	38%
15:00	01/01/2019	1640,4258	10,371	19685,1096	19,69	36%
16:00	01/01/2019	1809,7462	10,112	21716,9544	21,72	40%
17:00	01/01/2019	1916,0018	9,948	22992,0216	22,99	43%
18:00	01/01/2019	1945,4088	9,305	23344,9056	23,34	43%
19:00	01/01/2019	1778,9858	8,376	21347,8296	21,35	40%
20:00	01/01/2019	1666,9802	7,652	20003,7624	20	37%
21:00	01/01/2019	1589,0084	6,815	19068,1008	19,07	35%
22:00	01/01/2019	1573,579	6,331	18882,948	18,88	35%
23:00	01/01/2019	1559,9002	6,136	18718,8024	18,72	35%
00:00	02/01/2019	1567,1974	5,541	18806,3688	18,81	35%
01:00	02/01/2019	1517,1296	5,149	18205,5552	18,21	34%

*Exemple de simulation du flux de biogaz produit*

Recap	Value
Énergie produite par le biogaz (biométhane) (11 kWh/m3)	401 342 GJ/a
Puissance brut du biogaz (biométhane) (10 kWh/m3)	11 570 kW
Calcul de la puissance thermique (45% efficacité)	5 206 kW
Calcul de la puissance électrique (42% efficacité)	4 859 kW
Puissance estimée biogaz non filtré au m3	5,5 kW
Biogaz Output / h	2 104

### Calculs du besoin en chaleur (par h) – aperçu partiel

A.2 m du sol					besoin en chaleur		éclairage		% éclairage en chaleur		besoin total		prise en compte efficacité 90% du système de chauffage	
month	date	h locale	h in number	°C	besoin en btu	for 1 hectar Mwh	Lumière kwh	25% Chaleur	Apport nécessaire en MWh	Chauffage efficacité 90% Mwh				
12	31/12/2018	19:00	19,00	-1,053	556	1,628	1200	300	1,33	1,48				
12	31/12/2018	20:00	20,00	-0,796	556	1,628	1200	300	1,33	1,48				
12	31/12/2018	21:00	21,00	-0,629	556	1,628	1200	300	1,33	1,48				
12	31/12/2018	22:00	22,00	-0,128	556	1,628	1200	300	1,33	1,48				
12	31/12/2018	23:00	23,00	0,168	417	1,221	1200	300	0,92	1,02				
1	01/01/2019	00:00	0,00	0,377	417	1,221	1200	300	0,92	1,02				
1	01/01/2019	01:00	1,00	0,595	417	1,221	1200	300	0,92	1,02				
1	01/01/2019	02:00	2,00	0,889	417	1,221	1200	300	0,92	1,02				
1	01/01/2019	03:00	3,00	1,204	417	1,221	1200	300	0,92	1,02				
1	01/01/2019	04:00	4,00	1,336	417	1,221	1200	300	0,92	1,02				
1	01/01/2019	05:00	5,00	1,323	417	1,221	1200	300	0,92	1,02				
1	01/01/2019	06:00	6,00	1,327	417	1,221	1200	300	0,92	1,02				
1	01/01/2019	07:00	7,00	0,811	417	1,221	1200	300	0,92	1,02				
1	01/01/2019	08:00	8,00	-0,632	556	1,628	1200	300	1,33	1,48				
1	01/01/2019	09:00	9,00	-1,324	556	1,628	0	0	1,63	1,81				
1	01/01/2019	10:00	10,00	-1,285	556	1,628	0	0	1,63	1,81				
1	01/01/2019	11:00	11,00	-1,272	556	1,628	0	0	1,63	1,81				
1	01/01/2019	12:00	12,00	-1,572	556	1,628	0	0	1,63	1,81				
1	01/01/2019	13:00	13,00	-2,344	556	1,628	0	0	1,63	1,81				
1	01/01/2019	14:00	14,00	-3,573	556	1,628	0	0	1,63	1,81				
1	01/01/2019	15:00	15,00	-5,256	694	2,035	1200	300	1,74	1,93				
1	01/01/2019	16:00	16,00	-7,459	694	2,035	1200	300	1,74	1,93				
1	01/01/2019	17:00	17,00	-9,379	694	2,035	1200	300	1,74	1,93				

### Calculs (par h) du besoin en hydrogène (ici nul) – aperçu partiel

month	date	h locale	H2 cons	h in number	cons
12	31/12/2018	19:00	0,00	19,00	0
12	31/12/2018	20:00	0,00	20,00	0
12	31/12/2018	21:00	0,00	21,00	0
12	31/12/2018	22:00	0,00	22,00	0
12	31/12/2018	23:00	0,00	23,00	0
1	01/01/2019	00:00	0,00	0,00	0
1	01/01/2019	01:00	0,00	1,00	0
1	01/01/2019	02:00	0,00	2,00	0
1	01/01/2019	03:00	0,00	3,00	0
1	01/01/2019	04:00	0,00	4,00	0
1	01/01/2019	05:00	0,00	5,00	0
1	01/01/2019	06:00	0,00	6,00	0
1	01/01/2019	07:00	0,00	7,00	0
1	01/01/2019	08:00	0,00	8,00	0
1	01/01/2019	09:00	0,00	9,00	0
1	01/01/2019	10:00	0,00	10,00	0
1	01/01/2019	11:00	0,00	11,00	0
1	01/01/2019	12:00	0,00	12,00	0
1	01/01/2019	13:00	0,00	13,00	0
1	01/01/2019	14:00	0,00	14,00	0
1	01/01/2019	15:00	0,00	15,00	0
1	01/01/2019	16:00	0,00	16,00	0
1	01/01/2019	17:00	0,00	17,00	0
1	01/01/2019	18:00	0,00	18,00	0
1	01/01/2019	19:00	0,00	19,00	0
1	01/01/2019	20:00	0,00	20,00	0

## Calculs de la production d'hydrogène et paramétrage

Info Balance énergétique	
Puissance unité H2	15000
Puissance unité Ammoniac	954
Kwh/kg H2	53
Hydrogène / kg Ammoniac	0,178
H2 Production Maximum kg / h	283
Prod Ammoniac correspondante kg	1590
Max Cons kwh H2 /H	15000
Max Cons kwh Ammoniac /H	954
Total	15954
%min de production Ammoniac tt compris	10%
En kwh	1595
Ramp up Margin per h %	20%
Ramp up Margin per h kwh	3190,8
Min cons Ammoniac kwh	95
Min cons Ammoniac H2	28
Con Kwh / Kg Ammoniac	0,6
Min Cons H2 kwh pour min cons Ammoniac	1500
Max stockage kg H2	2000
Max stockage eq kwh H2	106000
Taille HB vs H2	100%
Max prod niveau Ammoniac	15954
Batterie buffer kWh	2000
Efficacité stockage batterie	85%

### Onglet de gestion du stockage d'hydrogène (par h) – aperçu partiel

Reste elec	Manque elec H2	Besoin stock H2	Actual cons H2 Stock	Stockage H2 Kwh	H2 utilisation locale	Manque kwh	After Buffer
21 822	0	90	90	3 090	0	0	0
24 405	0	702	702	3 791	0	0	0
28 789	0	701	701	4 493	0	0	0
30 850	0	809	809	5 301	0	0	0
32 857	0	679	679	5 980	0	0	0
32 735	0	0	0	5 980	0	0	0
31 364	0	0	0	5 980	0	0	0
29 768	0	0	0	5 980	0	0	0
26 356	0	0	0	5 980	0	0	0
21 846	0	0	0	5 980	0	0	0
17 948	0	0	0	5 980	0	0	0
14 562	0	0	0	5 980	0	0	0
10 989	0	0	0	5 980	0	0	0

### Onglet de gestion de la production d'ammoniac et de l'utilisation proportionnelle d'hydrogène (par h) – aperçu partiel

% power NH3 sans RUP	MAVG1	Check diff	Penalité étalé 3 en avant	MAVG 2	Check 2	Usage pour Manque kwh	Usage Batterie RUP	Batterie
99%	98%	-0.9%	0.0%	97%	-1.3%	0	0	2 000
95%	95%	-2.7%	0.0%	95%	-1.5%	0	0	2 000
95%	95%	0.0%	0.0%	95%	-0.1%	0	0	2 000
95%	95%	-0.7%	0.0%	95%	-0.6%	0	0	2 000
95%	95%	0.9%	0.0%	95%	0.9%	0	0	2 000
100%	98%	2.5%	0.0%	98%	2.1%	0	0	2 000
100%	99%	1.1%	0.0%	99%	1.3%	0	0	2 000
100%	100%	0.9%	0.0%	99%	0.3%	0	0	2 000
100%	100%	0.0%	0.0%	96%	-3.3%	0	0	2 000
100%	98%	-1.7%	0.0%	90%	-5.7%	0	0	2 000
100%	92%	-8.2%	-9.8%	82%	-7.9%	0	0	2 000
91%	80%	-12.2%	-4.9%	69%	-13.6%	0	0	2 000
69%	68%	-11.4%	-2.4%	56%	-12.7%	0	0	2 000

### Onglet de gestion des surplus d'électricité (par h) – aperçu partiel

H2 Prod cons elec	Ammoniac Prod cons Elec	SURPLUS	Check surplus	Utilisation batterie	stockage Serres	Reste capa electrolyse	Potentiel H2 excès
15000	954	23 316	0	0	2 313	0	0
15000	954	19 534	0	0	2 313	0	0
15000	954	16 118	0	0	2 313	0	0
14958	951	11 956	0	0	2 856	0	0
14819	942	8 645	0	0	2 856	0	0
14569	927	5 352	0	0	2 856	0	0
14071	895	2 549	0	0	2 549	0	0
13557	862	428	0	0	428	0	0
12761	812	0	0	0	0	0	0
12721	809	0	0	0	0	0	0
12743	810	0	0	0	0	0	0
13272	844	10	0	0	10	0	0