

Conception d'un stockage d'énergie éolienne pour une
entreprise minière isolée du réseau : faisabilité du stockage par
batteries à flux

par

Armel Robert

MÉMOIRE PRÉSENTÉ À L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE
COMME EXIGENCE PARTIELLE À L'OBTENTION DE LA MAÎTRISE
AVEC MÉMOIRE EN ÉNERGIES RENOUVELABLES ET EFFICACITÉ
ÉNERGÉTIQUE
M. Sc. A.

MONTRÉAL, LE 20 AVRIL 2023

ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE
UNIVERSITÉ DU QUÉBEC



Armel Robert, 2023



Cette licence Creative Commons signifie qu'il est permis de diffuser, d'imprimer ou de sauvegarder sur un autre support une partie ou la totalité de cette oeuvre à condition de mentionner l'auteur, que ces utilisations soient faites à des fins non commerciales et que le contenu de l'oeuvre n'ait pas été modifié.

PRÉSENTATION DU JURY

CE MÉMOIRE A ÉTÉ ÉVALUÉ

PAR UN JURY COMPOSÉ DE:

M. Daniel Rousse, directeur de mémoire
Département de génie mécanique à l'École de technologie supérieure

Mme. Claudiane Ouellet-Plamondon, présidente du jury
Département de génie de la construction à l'École de technologie supérieure

M. Adrian Ilinca, membre du jury
Département de génie mécanique à l'École de technologie supérieure

IL A FAIT L'OBJET D'UNE SOUTENANCE DEVANT JURY ET PUBLIC

LE 13 AVRIL 2023

À L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE

AVANT-PROPOS

Ce mémoire de recherche représente le rendu final pour l'obtention de la maîtrise "Énergies renouvelables et efficacité énergétique" de l'École de technologie supérieure ainsi que le diplôme d'ingénieur en génie mécanique de l'Institut national des sciences appliquées de Rennes. Il traite de la faisabilité, de la conception et du dimensionnement d'un stockage d'énergie par batterie à flux couplé à une production éolienne pour une entreprise minière isolée du réseau. Cette problématique est venue d'un désir de l'entreprise de rendre le site minier entièrement neutre en carbone à l'horizon 2050.

En effet, le projet lancé en 2020 présente de grandes ambitions et se projette dans le souffle qui émane de la communauté scientifique qui exhorte à réduire les émissions de gaz à effet de serre à travers le monde. Les différents objectifs des gouvernements quant à la carboneutralité et les différentes taxes carbone mises en place encouragent, et pour certaines, contraignent fortement les entreprises à agir. La carboneutralité est devenue un nouvel argument de vente et permet une différenciation par les prix ; le marché des minerais compte aussi en profiter.

Cette recherche contribue au rassemblement de connaissances et à l'élaboration de projets dans les climats froids. En effet, l'étude de cas est située dans le Nord québécois et les recherches portant sur ce type de climat sont peu nombreuses. Les batteries à flux sont également une technologie peu répandue et ce travail de recherche a pour but d'étendre son rayonnement à un pays qui ne compte que peu de systèmes en fonctionnement. Cette étude porte sur le domaine minier qui est considéré comme un acteur pouvant peser lourd sur la décarbonation du secteur industriel.

De nombreuses difficultés sont apparues durant la confection de ce travail. L'accès à des données spécifiques au lieu de l'étude (climat très particulier) n'a pas rendu le travail facile. Mais aussi le peu d'antécédents (voire aucun) rendait difficile la recherche sur un historique fiable et éprouvé. Il a donc fallu partir de zéro, croiser un maximum de sources différentes (issues du monde académique, des entreprises ou encore des agences gouvernementales). Mais le fait d'avoir un contact en lien direct avec la mine a permis de pallier la plupart des difficultés.

REMERCIEMENTS

Tout d'abord, je souhaite remercier mon directeur de recherche, Daniel Rousse, pour l'opportunité de travailler sur un sujet aussi intéressant et ses conseils précieux.

Je tiens également à remercier Marc-Antoine Dufour, ingénieur efficacité énergétique pour la société Glencore et qui a la charge du projet de décarbonation de la mine Raglan. Son expertise, sa confiance et sa disponibilité m'ont été très précieuses dans la réussite de cette recherche.

Je remercie mes parents qui m'ont permis de compléter mes études à l'autre bout du monde. Merci Annick d'avoir généreusement consacré de ton temps pour relire et commenter mes écrits. Tes remarques ont été d'une grande aide pour améliorer la qualité de mon travail. Merci Agathe et Céline de m'inspirer depuis tant d'années.

Si mon travail de recherche devait s'apparenter à un marathon, Hugo et Adrien seraient mes lièvres. Je les remercie pour leur aide précieuse et leur gentillesse. Ils m'ont beaucoup aidé dès le premier kilomètre et n'ont pas hésité à partager avec moi leurs connaissances.

Je tiens enfin à remercier tous mes ami.e.s et plus particulièrement ; Quentin, Antoine, Anaëlle, Anaïs et Odile pour leur soutien indéfectible, leurs encouragements et la confiance qu'ils m'ont témoignée tout au long de mon travail. Merci aux Piranhas Badminton avec qui j'ai tout donné sur les terrains mais aussi en dehors.

Merci à tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin dans la réalisation de ce mémoire.

Conception d'un stockage d'énergie éolienne pour une entreprise minière isolée du réseau : faisabilité du stockage par batteries à flux

Armel Robert

RÉSUMÉ

Le monde contemporain doit faire face, comme il est appelé par certains écrivains et scientifiques, au défi du siècle : le dérèglement climatique. Des actions fortes doivent être engagées pour réduire les émissions de gaz à effet de serre. De l'échelle du citoyen, au plus puissant des pays en passant par les entreprises ; c'est la mission de tout un chacun. Certaines compagnies minières, qui sont de grandes émettrices, décident de faire leur part du travail en s'attelant à leur processus de décarbonation. Elles ont d'ailleurs des prédispositions prometteuses et beaucoup à y gagner.

Ce mémoire de recherche traite de la conception et du dimensionnement d'un système de stockage par batterie à flux au vanadium couplé à un parc éolien. Le cas d'étude est un site minier isolé du réseau qui, aujourd'hui, produit son énergie grâce aux combustibles fossiles. L'objectif final de la mine est de décarboner ses activités et donc de réduire sa consommation de diesel. Une étude approfondie des caractéristiques du site industriel est proposée ; elle englobe les demandes électriques thermiques qui pèsent sur le réseau 25 kV.

La construction d'un nouveau parc éolien est développée dans le but d'augmenter considérablement la production renouvelable. Mais certaines génératrices au diesel doivent être conservées pour des problématiques thermiques. Des batteries redox complètent ce mix énergétique. Pour mettre tout cela en forme un modèle est créé afin de simuler le comportement de la mine en fonction des différentes configurations possibles en termes de nombres d'éoliennes, de capacité de batterie et de génératrices branchées sur le réseau. Ce modèle robuste se sert des chiffres des années précédentes adaptées avec certaines hypothèses pour produire toutes les données utiles à l'élaboration d'une étude économique portant sur l'intérêt et la rentabilité du projet.

Plusieurs scénarios sont proposés en fonction des critères importants retenus. D'après le modèle utilisé, la plus grande économie possible de diesel intervient avec un système à 12 éoliennes E-115 supplémentaires, une batterie redox de 20MW/160MWh et aucune génératrice gardée en fonctionnement continu. Les économies de diesel s'élèvent alors à 64 % pour environ 68 000 tCO₂ *équ.* évitées. Il est également discuté des autres opportunités qui s'offrent à l'entreprise pour décarboner ses activités, et elles sont nombreuses.

Mots-clés: décarbonation, énergies renouvelables, stockage d'énergie, système hors réseau, énergie éolienne, batterie à flux, batterie à flux au vanadium

Design of a wind energy storage for an off-grid mining company : feasibility of redox flow battery storage

Armel Robert

ABSTRACT

The contemporary world is now facing what has been described by many scholars and scientists as the challenge of the century : climate change. Strong actions must be taken as soon as possible in order to reduce greenhouse gas emissions. On every scale, from the individual to the most influential countries and companies, everyone has a part to play in securing a safer future. Specifically, some mining companies, leading the way in a very emitting industry, are getting more involved in the global effort by fast-tracking their decarbonization process. They have a promising predisposition, and much to gain.

This research paper deals with the design and sizing of a vanadium flow battery storage system coupled to a wind farm. The case study is an off-grid mining site that currently meets most of its vast energy needs with fossil fuels. The ambition of this mine is to fully decarbonize all its operations, thus completely freeing itself from the need for diesel. A comprehensive study of the industrial site characteristics is proposed, including the thermal and electrical demands on the 25 kV grid.

The construction of a new wind farm is being developed to significantly increase on-site renewable power generation. Despite this, a small portion of the diesel generators must remain in operation during and after the decarbonization effort, as they serve the purpose of generating an amount of heat that could not be reasonably obtained from renewable sources. Redox batteries will complete this energy mix. To shape all of this, a model is created to simulate the behavior of the mine's grid, based on different possible configurations in terms of the number of wind turbines, battery capacity, and generators connected to the grid. This robust model uses real figures from previous years' measurements and reports, adapted with certain assumptions to produce all the data needed to develop an economic study on the feasibility and profitability of the project.

Several scenarios are proposed depending on the important criteria selected. According to the model used, the greatest possible diesel savings occur with a system of 12 additional E-115 wind turbines, a 20MW/160MWh redox battery and no generators kept on continuously. The diesel savings amount to 64 % for approximately 68,000 tCO₂ *equ.* avoided. Other opportunities for the company to decarbonize its operations are also discussed, and there are many.

Keywords: decarbonization, renewable energy, energy storage, off-grid, wind energy, flow battery, vanadium flow battery

TABLE DES MATIÈRES

	Page
INTRODUCTION	1
CHAPITRE 1 PRÉSENTATION DU PROJET DE RECHERCHE	5
1.1 Présentation et objectifs de la mine Raglan	5
1.1.1 Présentation de la mine Raglan	5
1.1.1.1 Situation géographique de la mine Raglan	5
1.1.1.2 Activités de la mine	7
1.1.1.3 L'énergie à la Mine Raglan	9
1.1.2 Objectifs pour la mine	14
1.2 Présentation et objectifs de l'étude	16
1.2.1 Objectifs et limites du mémoire	16
1.2.2 Structure du mémoire	17
CHAPITRE 2 REVUE DE LITTÉRATURE	19
2.1 L'énergie : moteur du monde	19
2.1.1 Le défi climatique à relever : transiter des énergies fossiles aux renouvelables	20
2.1.2 Le stockage d'énergie pour accompagner la transition	24
2.1.3 L'industrie minière et le déploiement des énergies renouvelables	27
2.2 Les batteries à flux : une technologie de stockage prometteuse	34
2.2.1 Son histoire	35
2.2.2 Son fonctionnement	36
2.3 La technologie tout vanadium	41
2.3.1 Les détails et son fonctionnement	41
2.3.2 Ses avantages et inconvénients	44
2.3.3 Maturité et analyse financière	48
2.4 L'avenir des batteries à flux	53
2.4.1 Les couples redox en développement	53
2.4.2 Les défis autour de la technologie	55
2.4.3 Les promesses pour les années à venir	57
2.5 Synthèse et problématique	60
CHAPITRE 3 DÉVELOPPEMENT MÉTHODOLOGIQUE	63
3.1 Hypothèses et moyens mis en œuvre	63
3.1.1 Réseau 25 kV, vecteur principal de l'électricité	63
3.1.2 Réseau de chaleur de Raglan	65
3.1.2.1 Séchage du minerai de nickel	66
3.1.2.2 Chauffage des bâtiments	67
3.1.3 Vitesse du vent pour la production éolienne	69
3.2 Dimensionnement du système énergétique	71

3.2.1	Étude des génératrices, de l’approvisionnement en diesel et du marché carbone	72
3.2.1.1	Dimensionnement et implantation des génératrices	72
3.2.1.2	Coût de fonctionnement des génératrices	73
3.2.1.3	Le diesel utilisé à Raglan	74
3.2.1.4	Le marché du carbone au Québec	76
3.2.2	Parc éolien	77
3.2.2.1	Dimensionnement et implantation du parc	78
3.2.2.2	Coût du parc	80
3.2.3	Stockage d’énergie par batteries à flux	83
3.2.3.1	Dimensionnement et implantation du système redox	83
3.2.3.2	Coût de la batterie	85
3.3	Modèle MATLAB	88
3.3.1	Objectifs du modèle	88
3.3.2	Construction/fonctionnement du programme	90
3.3.2.1	Entrées du programme	90
3.3.2.2	Modélisation du vent	92
3.3.2.3	Modélisation de la production éolienne	93
3.3.2.4	Modélisation de la réponse à la demande électrique	94
3.3.2.5	Modélisation de la réponse à la demande thermique	96
3.3.3	Présentation et analyse des résultats de la simulation	98
3.3.4	Validation du modèle grâce au statu quo	104
CHAPITRE 4	RÉSULTATS	107
4.1	Explications des tendances générales	107
4.2	Scénario le plus rentable	112
4.3	Scénario présentant la plus grande économie de diesel	114
4.4	Scénario pour la deuxième phase de décarbonation de Raglan	115
CHAPITRE 5	DISCUSSION	119
5.1	Discussion autour des résultats	119
5.2	Autres moyens de décarboner Raglan	121
5.2.1	Complément avec le PV	121
5.2.2	Rajout de différents types de dispositifs de stockage d’énergie	124
5.2.3	Intégration d’autres moyens de décarbonation	126
5.2.4	Adaptation de la demande	128
CONCLUSION	131
ANNEXE I	CARTES	135
ANNEXE II	SCHÉMA DÉTAILLÉ DU FONCTIONNEMENT D’UNE BATTERIE À FLUX TOUT VANADIUM	139

ANNEXE III	RÉPARTITION DES SOLUTIONS DE STOCKAGE REDOX À TRAVERS LE MONDE	141
ANNEXE IV	CALCULS DÉTAILLÉS DE L'ÉNERGIE THERMIQUE NÉCESSAIRE AU SÉCHAGE DU MINERAI	143
ANNEXE V	ÉTUDE DES VENTS À RAGLAN	147
ANNEXE VI	CALCULS DÉTAILLÉS DE L'OPEX, CAPEX ET LCOE DES ÉOLIENNES POUR LE SITE DE RAGLAN	153
ANNEXE VII	CALCUL D'ALLOCATION D'ÉMISSIONS GRATUITES GLENCORE 2020	165
ANNEXE VIII	CALCULS DÉTAILLÉS DE L'OPEX, CAPEX ET LCOS D'UNE BATTERIE À FLUX AU VANADIUM POUR LE SITE DE RAGLAN	167
ANNEXE IX	CODE MATLAB DU MODÈLE	177
ANNEXE X	RÉSULTATS DÉTAILLÉS DES DIFFÉRENTES CONFIGURATIONS ÉTUDIÉES	185
	LISTE DE RÉFÉRENCES	191

LISTE DES TABLEAUX

	Page
Tableau 1.1	Inventaire des génératrices sur le réseau 25 kV en 2021 14
Tableau 3.1	Valeurs des CAPEX, OPEX et LCOE des génératrices 73
Tableau 3.2	OPEX pour des éoliennes terrestres au Canada et à Raglan 81
Tableau 3.3	CAPEX pour des éoliennes terrestres au Canada et à Raglan 82
Tableau 3.4	CAPEX, OPEX et LCOE éoliens au Canada et à Raglan 82
Tableau 3.5	LCOS des systèmes redox à Raglan (\$/MWh) 86
Tableau 3.6	Coût finaux des batteries redox 87
Tableau 3.7	Comparaison entre le modèle et les données réelles 105
Tableau 4.1	Caractéristiques principales du scénario; 5 éoliennes E-115, 80MWh, 2 EMD 113
Tableau 4.2	Caractéristiques principales du scénario; 12 éoliennes E-115, 160 MWh, 2 EMD 115
Tableau 4.3	Caractéristiques principales du scénario; 10 éoliennes E-115, 80 MWh, 0 EMD 117

LISTE DES FIGURES

		Page
Figure 1.1	Situation géographique de la mine Raglan Tirée d'un document interne à Mine Raglan	6
Figure 1.2	Emplacements des différentes mines composant Mine Raglan Adaptée d'une production interne à Mine Raglan	8
Figure 1.3	Diagramme des flux d'énergie de la mine Raglan en 2021 (en Térajoules) Tirée de l'État de l'énergie Mine Raglan 2021	10
Figure 1.4	Courbe de puissance de l'éolienne E-82 E4 Adaptée d'un document du fournisseur ENERCON	12
Figure 1.5	Vue détaillée du réseau 25 kV Adaptée de la carte 3100-C-100 : Vue générale 25kV de Mine Raglan	13
Figure 2.1	Consommation d'énergie des pays hors OCDE par région du monde Adaptée de EIA (2021, p. 16)	20
Figure 2.2	a : Production d'électricité mondiale par source et b : Détails sur les énergies renouvelables Adaptée de EIA (2021, p. 61/62)	21
Figure 2.3	Moyenne mondiale pondérée des coûts totaux installés, des facteurs de charge et des LCOE par technologie, 2010 et 2021 Adaptée de IRENA (2022, p. 15)	22
Figure 2.4	Moyenne mondiale pondérée des LCOE des nouvelles mises en service de systèmes renouvelables Adaptée de IRENA (2022, p. 17)	23
Figure 2.5	Historique et prévisions de la capacité cumulée des installations de stockage d'énergie dans le monde Adaptée de Henze (2019)	25
Figure 2.6	Comparaison des projections des prix des systèmes de stockage d'énergie par batterie à l'échelle industrielle Adaptée de Augustine & Blair (2021, p. 46)	27
Figure 2.7	Consommation d'énergie finale mondiale par secteur Adaptée de IEA (2021a, p. 15)	30
Figure 2.8	Nombre de familles de brevets déposées et liées aux batteries à flux et au vanadium Adaptée de EPO & IEA (2020, p. 77)	34

Figure 2.9	Illustration d'une pile Camacho Tirée de Figuier (1867, Tome 5, p. 393)	35
Figure 2.10	Schéma de fonctionnement d'une batterie redox Adaptée de Skyllas-Kazacos, Menictas & Lim (2013, p. 405)	37
Figure 2.11	Inventaire des différents types de batteries à flux Adaptée de Ulaganathan <i>et al.</i> (2016, p. 3)	38
Figure 2.12	Les différents états d'oxydation du vanadium $\overset{V(II)}{\text{violet}} \rightarrow \overset{V(III)}{\text{vert}} \rightarrow \overset{V(IV)}{\text{bleu}} \rightarrow \overset{V(V)}{\text{jaune}}$ Adaptée de Steffen Kristensen (2010)	42
Figure 2.13	Vue éclatée d'une cellule électrochimique de batterie redox Adaptée de Ulaganathan <i>et al.</i> (2016, p. 6)	44
Figure 2.14	Effet de la durée de stockage sur le CAPEX pour une batterie tout vanadium de 1 MW (\$USD) Adaptée de Zhang, Moore, Watson, Zawodzinski & Counce (2012, p. 1187)	45
Figure 2.15	Prix et demande cumulée des batteries lithium-ion Adaptée de Blair <i>et al.</i> (2022, p. 4)	49
Figure 2.16	Moyenne et intervalle du LCOS du redox tout vanadium Adaptée de Schmidt, Melchior, Hawkes & Staffell (2019, p. 6)	50
Figure 2.17	Analyse des coûts d'une batterie à flux Adaptée de Huang, Mu, Wu & Wang (2022, p. 5)	51
Figure 2.18	Calendrier du développement des batteries à flux Adaptée de Huang & Mu (2021, p. 10)	54
Figure 2.19	Probabilités et prix pour les LCOS les plus faibles pour 9 technologies de stockage dans 12 applications Adaptée de Schmidt <i>et al.</i> (2019, p. 8)	58
Figure 2.20	Perspective de développement de la technologie redox tout vanadium Adaptée de Huang & Mu (2021, p. 19)	59
Figure 3.1	Consommation électrique journalière du réseau 25 kV en 2020	64
Figure 3.2	Schéma du réseau de chaleur de Mine Raglan Tirée d'un document interne à Mine Raglan	65
Figure 3.3	Moyenne horaire de la chaleur récupérée ou produite en 2021 à Mine Raglan	68

Figure 3.4	Demande horaire moyenne en chaleur des procédés de séchage et de chauffage en 2021	69
Figure 3.5	Vitesse des vents en 2020	70
Figure 3.6	Fréquence d'apparition des différentes vitesses de vent en 2020	71
Figure 3.7	Historique et prévision du prix du diesel Adaptée de l'EIA	75
Figure 3.8	Courbe de puissance de l'éolienne E-115 EP3 E4 Adaptée d'un document du fournisseur ENERCON	79
Figure 3.9	Contenu de la structure <code>array</code> des paramètres d'entrée du modèle MATLAB	91
Figure 3.10	Schéma de fonctionnement de la gestion de la partie électrique du modèle MATLAB	96
Figure 3.11	Schéma de fonctionnement de la gestion de la partie thermique du modèle MATLAB	98
Figure 3.12	Capture d'écran d'une partie du traitement des données issues de MATLAB	100
Figure 3.13	Capture d'écran du tableau des LCOE et LCOS	103
Figure 3.14	Capture d'écran d'une partie du traitement des données issues de MATLAB	104
Figure 4.1	Quantité de diesel économisée en fonction des différentes configurations	108
Figure 4.2	Quantité de diesel économisée en fonction des différentes configurations	109
Figure 4.3	Économies totales sur la durée du projet (M\$)	112
Figure 5.1	Conséquences de l'augmentation du déploiement du PV Adaptée de Blair <i>et al.</i> (2022, p. 19)	122
Figure 5.2	Schéma journalier de la charge sur le réseau 25 kV, moyenne sur la période 2019-2020-2021	123
Figure 5.3	"Flexibility supply curve" d'un système énergétique Adaptée de Blair <i>et al.</i> (2022, p. 17)	129

Figure 5.4	Puissance totale installée en fonction de différents scénarios de coûts des énergies renouvelables et du stockage Adaptée de Blair <i>et al.</i> (2022, p. 18)	130
------------	--	-----

LISTE DES ABRÉVIATIONS, SIGLES ET ACRONYMES

BD	Port de Baie Déception
BTU	British Thermal Unit
CAPEX	Capital Expenditure, Dépenses d'investissement (en français)
DON	Aéroport de Donaldson
EIA	U.S. Energy Information Administration
GIEC	Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat
GES	Gaz à Effet de Serre
IEA	International Energy Agency
IRENA	International Renewable Energy Agency, Agence internationale pour les énergies renouvelables (en français)
LCOE	Levelized Cost of Energy, Coût actualisé de l'énergie (en français)
LCOS	Levelized Cost of Storage, Coût actualisé du stockage (en français)
MN 2	Mine 2
MN 3	Mine 3
NREL	National Renewable Energy Laboratory
NASA	National Aeronautics and Space Administration
OCDE	Organisation de Coopération et de Développement Économique
O&M	Opération et maintenance
OPEX	Operational Expenditure, Charges d'exploitation (en français)
PNNL	Pacific Northwest National Laboratory
PRI	Période de retour sur investissement
PV	Photovoltaïque
SHE	Standard Hydrogen Electrode, Électrode standard à hydrogène (en français)
SOC	State of Charge, État de charge (en français)

SPEDE	Systeme de Plafonnement et d'Échange de Droits d'Émission de gaz à effet de serre
STEP	Stations de Transfert d'Énergie par Pompage
WCI	Western Climate Initiative

LISTE DES SYMBOLES ET UNITÉS DE MESURE

$CAPEX_t$	Dépenses d'investissement pour l'année t	[\$]
D	Durée de vie du projet	[an]
$dtph$	Tonne sèche par heure	[t.h ⁻¹]
$(E)_{cellule}$	Potentiel de la cellule	[V]
$(E)_{cellule}^0$	Potentiel standard de la cellule	[V]
F	Constante de Faraday	[96 485 C.mol ⁻¹]
Fc	Facteur de charge	[%]
i	Taux d'actualisation	[%]
I	Courant à travers la cellule	[A]
$M\$$	Million de dollars	[\$]
m	Nombre de moles de réactif pour une décharge complète	[mol]
n	Nombre d'électrons transférés	[-]
$OPEX_t$	Dépenses d'exploitation, maintenance et combustible au cours de l'année t	[\$]
Q	Quotient de réaction = $\left[\frac{Oxydant}{Réducteur} \right]$	[-]
Q_t	Production d'électricité au cours de l'année t	[kWh]
Q_T	Capacité de la cellule	[A.s]
R	Constante des gaz parfaits	[8,314 J.K ⁻¹ .mol ⁻¹]
t	Temps de décharge	[s]
T	Température	[K]
tph	Tonne par heure	[t.h ⁻¹]

LISTE DES SYMBOLES ET UNITÉS DE MESURE (SYSTÈME INTERNATIONAL)

UNITÉS DE BASE

m	mètre (unité de longueur)
kg	kilogramme (unité de masse)
s	seconde (unité de temps)
A	ampère (unité d'intensité de courant électrique)
K	kelvin (unité de température)
cd	candela (unité d'intensité lumineuse)
mol	mole (unité de quantité de matière)

Aire

km ²	kilomètre carré (= 1 000 000 m ²)
hm ²	hectomètre carré (= 10 000 m ²)
m ²	mètre carré
dm ²	décimètre carré
cm ²	centimètre carré
mm ²	millimètre carré
ha	hectare (= 10 000 m ²)

Volume

km ³	kilomètre cube
m ³	mètre cube
dm ³	décimètre cube
cm ³	centimètre cube
hl	hectolitre (= 0,1 m ³)
L	litre (= 1 dm ³)
dL	décilitre
cL	centilitre
mL	millilitre (= 1 cm ³)

UNITÉS GÉOMÉTRIQUES**Longueur**

m	mètre
dm	décimètre
cm	centimètre
mm	millimètre
µm	micromètre

UNITÉS DE MASSE**Masse**

t	tonne (= 1 000 kg)
kg	kilogramme
g	gramme
dg	décigramme
cg	centigramme
mg	milligramme
µg	microgramme

UNITÉS DE TEMPS (suite)**Vitesse angulaire****Masse volumique**

kg/m ³	kilogramme par mètre cube
-------------------	---------------------------

UNITÉS MÉCANIQUES**Vitesse**

m/s	mètre par seconde
km/h	kilomètre par heure

Accélération

m/s ²	mètre par seconde carré
------------------	-------------------------

Angle plan

rad	radian
gr	grade
r	tour
°	degré
'	minute
"	seconde

UNITÉS DE TEMPS

h	heure
min	minute
s	seconde
ms	milliseconde
µs	microseconde
a	année
d	jour

Moment d'une force

N.m	newton-mètre
-----	--------------

Énergie, travail, quantité de chaleur

MJ	mégajoule
kJ	kilojoule
J	joule

Puissance

MW	mégawatt
kW	kilowatt
W	watt
µW	microwatt
VA	voltampère (puissances apparentes)

Contrainte, pression

MPa	mégapascal
Pa	pascal

UNITÉS OPTIQUES**Intensité lumineuse**

cd	candela
----	---------

rad/s	radian par seconde	Luminance	cd/m ²	candela par mètre carré
r/s	tour par seconde	cd/cm ²	candela par centimètre carré	
r/min	tour par minute	Flux lumineux	lm	lumen
Angle solide	Fréquence	Éclairement	lx	lux
MHz	mégahertz	ph	phot	
kHz	kilohertz			
Hz	hertz			
Force				
N	newton			
Différence de potentiel (ou tension)				
Force électromotrice				
MV	mégavolt			
kV	kilovolt			
V	volt			
mV	millivolt			
μV	microvolt			
Résistance et conductance électriques				
TΩ	téraohm			
MΩ	mégohm			
μΩ	microhm			
S	siemens			
Ω	ohm			
Capacité électrique				
F	farad			
μF	microfarad			
nF	nanofarad			
pF	picofarad			
<hr/>				
UNITÉS ÉLECTRIQUE ET MAGNÉTIQUE				
Intensité de courant électrique				
kA	kiloampère			
A	ampère			
mA	milliampère			
μA	microampère			
Quantité d'électricité				
C	coulomb			
<hr/>				
UNITÉS CALORIFIQUES				
K	kelvin			
°C	degré celsius			
<hr/>				
UNITÉS DE QUANTITÉ DE MATIÈRE				
Quantité de matière				
kmol	kilomole			
mol	molemmol		millimole	
μm	micromole			
Inductance électrique				
H	henry			
mH	millihenry			
μH	microhenry			
Flux magnétique				
Wb	weber			
Induction magnétique				
T	tesla			
Force magnétomotrice				
A	ampère			
Intensité de champ magnétique				
A/m	ampère par mètre			
Concentration				
mol/m ³	mol par mètre cube			
Quantité de rayonnement X ou Y				
C/kg	coulomb par kilogramme			
<hr/>				
UNITÉS D'INTENSITÉ DU SON				
dB	décibel			

Source : Bureau de normalisation du Québec (1977), Système international d'unités (SI), principes d'écriture des unités et des symboles (BNQ 9990-911). Québec : Ministère de l'Industrie et du Commerce.

INTRODUCTION

Depuis déjà de nombreuses années, les scientifiques ont commencé à alerter le monde sur le réchauffement climatique et ses origines anthropiques. Mais, c'est seulement récemment que de réels moyens sont mis en œuvre pour essayer d'agir en ce sens. Le domaine énergétique, et encore plus celui lié aux énergies renouvelables, est en plein essor aujourd'hui. De plus en plus de personnes sensibilisent leurs proches aux enjeux climatiques qui pèsent sur l'humanité aujourd'hui. Des initiatives citoyennes toujours plus nombreuses voient le jour et fédèrent un nombre grandissant de nouveaux initiés. Et chacun essaie d'agir de manière plus responsable dans sa vie quotidienne (petites actions comme aller au travail en vélo, abandonner la voiture individuelle thermique, acheter local, etc.). Sortir de cette dépendance aux énergies fossiles doit rassembler les efforts de tous. Chaque citoyen, chaque entreprise, petits ou grands, chaque pays doit diminuer ses émissions de gaz à effet de serre (GES). La jeune génération (mais pas seulement) est fortement tournée vers ces questions qui sont en concomitance directe avec son avenir. D'ailleurs, depuis quelques années, des "appels à déserteur" se font entendre de la part d'étudiants et étudiantes de grandes écoles, signe d'un fort intérêt, mais aussi d'une angoisse grandissante.

Les entreprises aussi, pour certaines, amorcent leur transition vers un mode de production plus soutenable, éthique et responsable. En plus de la prise de conscience collective, les mesures gouvernementales sont une des raisons à cela. Parmi ces entreprises, certaines émettent plus de gaz à effet de serre que d'autres. Dans la catégorie des "grands pollueurs", les multinationales présentent des bilans carbone parmi les pires et il est primordial d'essayer de les réduire (dans le même temps, présentent des résultats nets monumentaux). Les entreprises minières ne dérogent pas à cette règle et leurs émissions de gaz à effet de serre sont colossales. Il faut engager immédiatement une transition énergétique pour espérer satisfaire les engagements pris vis-à-vis

du climat et des générations futures. Chaque tonne de CO₂ émise à l'échelle individuelle, d'une entreprise ou d'un pays a donc un impact, chaque tonne de CO₂ émise est à éviter.

Heureusement, depuis quelques dizaines d'années, la recherche sur ces questions environnementales a avancé. Cela passe par une meilleure connaissance et prévision des phénomènes climatiques, des études sur les conséquences des bouleversements auxquels l'humanité va devoir faire face, mais aussi de grandes avancées techniques dans les domaines de la production et du stockage d'énergie (pour ne citer qu'eux). Les énergies renouvelables sont devenues plus intéressantes économiquement que certaines sources fossiles, le stockage d'énergie s'est considérablement développé (en quantité et en qualité) et les retombées que ce soit sur le plan social, environnemental ou financier sont réelles.

Parmi tous les développements technologiques apparus durant ces dernières décennies, les systèmes redox (ou batteries à flux) sont présentés aujourd'hui comme un levier prometteur concernant le stockage d'énergie à grande échelle. Leurs avantages sont nombreux et la sécurité que ces systèmes présentent est de très bon augure pour leur expansion. De plus, leur coût tendra à fortement diminuer dans les années à venir. C'est le point de bascule de ce type de technologie, quand leur coût sera vraiment compétitif, alors leur déploiement sera très largement accéléré. Actuellement, la majorité des installations construites reste de tailles relativement faibles aux vues des besoins envisagés dans les prochaines années. En effet, il est important de souligner que les besoins énergétiques vont inexorablement augmenter et que pour être pleinement efficaces, les énergies renouvelables doivent être accompagnées de solution de stockage.

Dans ce contexte, le but du travail de recherche contenu dans ce mémoire consiste à proposer un dimensionnement réaliste d'une solution de stockage par batteries à flux pour la Mine Raglan dans le but de décarboner ses activités. Très peu de projets existants rassemblent ces caractéristiques, ce qui en fait une démarche innovante et d'autant plus nouvelle qu'elle porte sur un site industriel minier. Ce mémoire développe une problématique qui nécessite des solutions

concrètes et dont la réalisation aura lieu dans les années à venir. La mine de Raglan a besoin de capacités de stockage très importantes, il faut donc proposer une technologie déjà bien éprouvée ; c'est-à-dire que les processus d'industrialisation et de commercialisation doivent être déjà engagés. Des entreprises se sont déjà concentrées sur la technologie au "tout vanadium" et de nombreux projets ont déjà vu le jour, dont certains de grande ampleur.

Les objectifs d'un tel travail sont nombreux mais le but primaire à satisfaire reste bien de décarboner le plus possible la mine étudiée. Cependant, il est possible de déterminer des sous-objectifs :

- Concevoir, valider et utiliser un modèle MATLAB simulant le fonctionnement de la mine,
- Dimensionner un nouveau parc éolien,
- Dimensionner un système de stockage par batteries à flux,
- Analyser financièrement un projet (LCOE, LCOS, PRI...).

Pour commencer, il est important de présenter le contexte dans lequel s'inscrit ce mémoire. Cette tâche incombe donc au premier chapitre qui introduit la Mine Raglan et ses objectifs mais également dresse un portrait du travail de recherche. Le deuxième chapitre dévoile les motivations qui conduisent à développer les solutions de stockage d'énergie et expose de façon détaillée la technologie des batteries à flux et plus précisément au vanadium qui n'est pas encore très connue et répandue. Ensuite, une réflexion approfondie du mix énergétique possible est proposée grâce à l'utilisation d'un modèle MATLAB. Le cœur du sujet consiste à intégrer à ce mix une solution de stockage par batterie redox afin de satisfaire les besoins du site minier. Pour mieux se rendre compte de l'ampleur du projet, en plus des résultats concrets, une étude financière est proposée. Le but est de bâtir une étude la plus complète possible et réalisable avec les moyens existants et le développement actuel des technologies. Finalement, une partie discussion clôt cette recherche et propose des solutions intéressantes qui s'éloignent de la problématique principale du sujet.

CHAPITRE 1

PRÉSENTATION DU PROJET DE RECHERCHE

Ce chapitre a pour but de développer le cadre dans lequel s'inscrit cette recherche. En effet, le contexte de l'étude est important, car il est précis et original. Intégrer une solution de stockage d'énergie au nord du Canada présente des contraintes et des obligations tout à fait exceptionnelles et propres à cette région géographique. Le lieu d'implantation du système dimensionné est détaillé afin de mieux se rendre compte de la problématique. Enfin, la structure et les objectifs ainsi que les limites du mémoire sont détaillés pour apporter une vision globale et claire du travail.

1.1 Présentation et objectifs de la mine Raglan

Cette première partie permet de présenter en détail l'entreprise qui ambitionne de rendre carboneutres ses activités d'exploitation minière. Un tel objectif peut sembler inaccessible c'est pourquoi il faut tout d'abord énoncer clairement les objectifs. Afin d'y répondre le plus pertinemment possible, il faut prendre en compte toutes les variables, entrées et sorties qui sollicitent et mettent à l'épreuve le système.

1.1.1 Présentation de la mine Raglan

Le travail de recherche porte donc plus précisément sur un site minier : Mine Raglan. En plus d'être l'appellation d'une mine, c'est aussi une entreprise minière faisant partie du groupe Glencore. Dans cette première sous-partie, le site industriel, ses activités et son fonctionnement sont développés afin de fournir une base solide pour la suite du raisonnement.

1.1.1.1 Situation géographique de la mine Raglan

La mine Raglan est située dans le Nunavik, au nord du Québec, à plus de 1 800 km de Montréal (Voir Figure 1.1), c'est une région très spéciale à cause de son climat et de son isolement.

Les seuls moyens d’y accéder sont le brise-glace qui vient une fois par mois sauf durant les mois de mars-avril-mai-juin ou par avion au départ de différents villages. Ces moyens de transport exceptionnels rendent l’accès à la mine délicat et nécessitent une logistique et des coûts importants.



Figure 1.1 Situation géographique de la mine Raglan
Tirée d’un document interne à Mine Raglan

Des températures allant jusqu’à -47 °C peuvent être ressenties à la mine. En effet, selon la classification de Köppen, le lieu d’implantation du site est situé dans la toundra (Cui, Liang & Wang, 2021). Ce climat est caractérisé par de longs hivers très froids, une saison d’été courte et dont les températures n’excèdent pas les 10 °C en moyenne. Ce sont des conditions climatiques très peu propices à la végétation et aux activités humaines. Sur le site de Raglan, la température annuelle moyenne est de -10 °C et la limite des arbres est située à 400 km au Sud.

À Raglan le roc est à une température de -8 °C et atteint -4 °C plus en profondeur et le pergélisol y est d’environ 550 m. Ce climat très rude est aussi à prendre en compte pour la mise en place

du système sur le plan financier. En effet, tous les projets dans le nord du Québec présentent un coût beaucoup plus élevé que sur les territoires conventionnels. Cela est dû à l'éloignement des grands axes de communication, au froid, à la difficulté d'y transporter des moyens techniques et humains, etc. Ce sont des points à prendre en compte dans la suite de l'étude.

1.1.1.2 Activités de la mine

Glencore est une des plus grandes multinationales opérant dans le domaine du courtage, de la gestion et de l'extraction de ressources naturelles. Ce groupe créé en 1974 emploie plus de 160 000 personnes et est responsable d'environ 150 sites miniers à travers le monde. Les métaux stratégiques comme le cuivre, cobalt, zinc, nickel ou les ferroalliages représentent une grande partie de leurs activités. C'est également un très important producteur et distributeur de gaz naturel, de charbon et de pétrole qu'il exporte à l'international.

Plus spécifiquement, la mine Raglan a été fondée en 1997. Elle exploite un des gisements de nickel les plus purs au monde et pour cela elle compte deux mines en activité (mais en comptait quatre il y a quelques années) et un concentrateur pour traiter le minerai. De par son isolement total, Mine Raglan est forcée d'avoir sur place tout ce qu'il faut pour satisfaire les besoins des plus de 1 200 employés. Cela comprend donc des résidences et tous ses équipements, un aéroport, une usine de traitement des eaux, une centrale énergétique, deux avions et un réseau de routes (plus de 150 km) fonctionnel toute l'année, peu importe les conditions météorologiques. Annuellement, la mine produit 40 000 tonnes de nickel, c'est la production la plus importante du Québec (Glencore est le quatrième plus important producteur de nickel dans le monde). Mais en complément du nickel, ce sont aussi près de 9 000 tonnes de cuivre et 800 tonnes de cobalt qui sont produites (chiffres de 2020). Ces 40 000 tonnes de nickel sont envoyées au port de mer de Baie Déception puis sont transportées par cargo vers le port de Québec pour ensuite rejoindre la fonderie Sudbury en Ontario. Ici, le concentré de nickel est fondu et coulé en matte puis il est de retour à Québec pour partir en bateau vers la Norvège et l'affinerie de Nikkelverk où il sera transformé en minerai et haute qualité pour être vendu.

À partir de 2020, les activités actuelles (phase I) ont ralenti. Cette phase comptait Mine Kikialik, Mine Katinniq, Mine 2 (MN 2) et Mine Qakimajurq (Voir Figure 1.2 et carte complète en Annexe I-1). Certaines ont été fermées, d'autres ont vu leur durée d'exploitation être prolongée. Au jour d'aujourd'hui, Mine 8, Mine 14, Mine Kikialik et Mine Qaqimajurk sont en exploitation. Afin de poursuivre ses activités jusqu'en 2040, Mine Raglan a lancé les phases II et III. Le nom de ce projet est Sivumut. En tout, cinq nouvelles mines souterraines de nickel seront ouvertes. Elles réutiliseront en partie les infrastructures déjà existantes ou de nouvelles seront construites. Ce projet a été conçu avec les communautés inuites pour que les retombées leur soient également profitables.

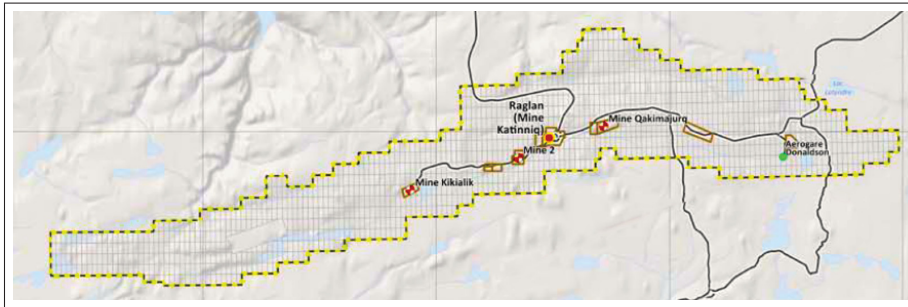


Figure 1.2 Emplacements des différentes mines composant Mine Raglan

Adaptée d'une production interne à Mine Raglan

Le nickel est aujourd'hui un élément clef dans le monde contemporain. Plus de 70 % de la production mondiale sert à produire l'acier inoxydable qui est utilisé quotidiennement pour la construction, dans le matériel médical, dans l'automobile ou encore l'aéronautique (Gouvernement du Canada, 2018). C'est également un composant primordial pour la transition énergétique. En effet, il est nécessaire dans les batteries de véhicules électriques et dans certains moyens de production d'énergie comme les panneaux photovoltaïques (PV) et les éoliennes. Ces trois éléments doivent être déployés dans tous les pays du monde en très grand nombre pour faire face au réchauffement climatique selon différents rapports et indicateurs. Le nickel représente d'ores et déjà un minerai stratégique et essentiel pour relever les défis climatiques qui se profilent à l'horizon. Ces caractéristiques rendent aussi ses échanges très sensibles. Cela s'est ressenti en 2022 lorsque la Russie, le troisième exportateur de nickel en 2020, s'est vue

sanctionnée pour ses actions en Ukraine. La quantité disponible de nickel a donc diminué et les cours se sont envolés causant des milliards de dollars de perte pour certaines entreprises. Aujourd'hui encore, le marché ne s'est pas remis de cet épisode et le prix de la tonne de nickel est toujours haut (Barrera, 2022).

1.1.1.3 L'énergie à la Mine Raglan

De par son complet isolement, le site minier ne peut être relié au réseau électrique national d'Hydro-Québec. Raccorder ce site coûterait des centaines de millions de dollars. Ainsi, pour avoir de l'énergie, l'entreprise doit faire acheminer presque chaque mois un brise-glace rempli de diesel afin d'alimenter d'importantes génératrices qui génèrent l'électricité nécessaire au bon fonctionnement de la mine. L'électricité produite par l'ensemble des génératrices représentait en 2021, 90,5 % de l'électricité utilisée sur le site. La même année, ce sont 59,8 millions de litres de diesel qui ont été consommés par les différentes génératrices. Ce chiffre très impressionnant insiste bien sur le fait que rendre la mine autonome en énergie renouvelable aurait des retombées très importantes. Parmi ces presque 60 millions de litres de carburant, 43 millions servaient à produire de l'énergie électrique et 15,9 millions faisaient fonctionner divers équipements miniers, chauffages et véhicules à la surface et sous terre.

La Figure 1.3 montre le diagramme de Sankey de la mine Raglan. Il permet de se rendre compte de la consommation depuis la source primaire d'énergie jusqu'à son usage final. Il est également possible de visualiser les pertes énergétiques dans chaque domaine.

Il est intéressant de calculer les émissions de GES qui découlent des activités de la mine. Pour établir son bilan carbone, il a fallu établir le périmètre dans lequel sont prises en compte les émissions de GES, pour les émissions de la mine Raglan, le scope 2 a été utilisé. Le scope 2 est le niveau intermédiaire, entre le scope 1 très restreint et le scope 3 le plus large. Dans le cas de Raglan, il inclut les émissions de GES induites par les productions d'électricité, de chaleur ou de froid. C'est-à-dire qu'il prend en compte les émissions directes qui interviennent lors de la combustion d'énergies fossiles (véhicules miniers, équipements miniers, certains chauffages etc.)

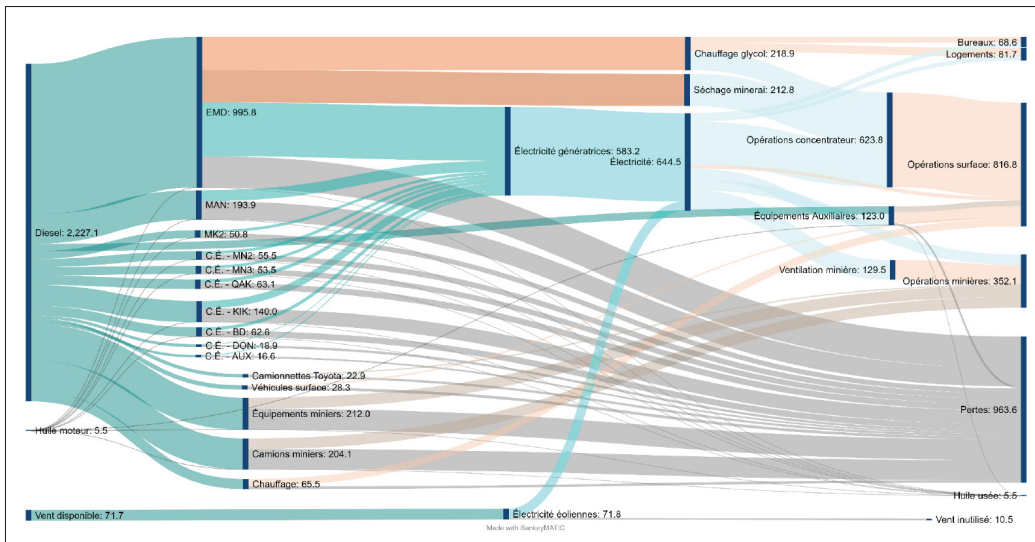


Figure 1.3 Diagramme des flux d'énergie de la mine Raglan en 2021 (en TéraJoules)
Tirée de l'État de l'énergie Mine Raglan 2021

mais aussi les émissions indirectes qui proviennent de la production d'électricité. En 2021, le bilan carbone de la mine représentait plus de 166 830 tonnes de dioxyde de carbone équivalent, en prenant comme valeur d'émission de référence 2 789,8 gCO₂ *équiv.*/L. Soit presque autant de 8 500 Canadiens selon les chiffres du gouvernement canadien de 2020 (Gouvernement du Canada, 2022b).

L'électricité qui sert à alimenter tout le site minier provient donc de génératrices au diesel. Annuellement, cela représente 177,4 GWh selon les chiffres de 2021. Un grand nombre de ces génératrices est présent sur le site de Katinniq, ensuite d'autres sont disposées sur les sites de Mine 2, Mine 3, Qaqimajurk puis les sites plus isolés comme la Baie Déception, l'aéroport Donaldson ou la mine Kikialik ont eux aussi leurs génératrices, plus petites. Le Tableau 1.1 présente les quantités d'énergie produites par les différentes génératrices sur les différents sites qui composent la mine Raglan. Le rendement global en 2021 de la production d'électricité par les différentes génératrices est de 3,77 kWh/L. L'efficacité énergétique était de 35,4 %, le reste de l'énergie étant dissipé principalement sous forme de chaleur.

La chaleur est d'ailleurs un point crucial pour la mine, c'est pour cela que son réseau est à prendre en compte dans les divers scénarios étudiés. Comme il a été détaillé plus tôt, le climat très rude sur place exige un système de chauffage robuste pour les activités humaines comme les logements, les activités administratives, le traitement de l'eau et de l'air (54,2 GWh en 2021). Tout cela dépendamment de la température extérieure et de l'occupation du site. Mais en plus, une grande quantité de chaleur est exigée pour traiter le minerai de nickel. Après être passé dans le concentrateur, par les étapes de broyage, flottation, filtration, le concentré doit ensuite être séché pour ne pas altérer ses qualités physiques. Actuellement, cette énergie thermique (19,3 GWh en 2021) est récupérée par le biais des gaz d'échappement des génératrices qui produisent l'électricité.

Mais l'entreprise a déjà amorcé sa transition vers des énergies renouvelables. En 2015, la première éolienne a été installée sur le site de Raglan. Le modèle qui a été retenu est celui d'ENERCON : le E-82 E4 dans sa version équipée d'un mât de 84 m. Il est adapté aux conditions de l'Arctique. L'éolienne est capable de développer une puissance crête de 3 MW. Sa surface de balayage est de 5 281 m² et sa vitesse de vent de coupure de 34 m/s. Sa courbe caractéristique est disponible sur la Figure 1.4 suivante. Trois ans plus tard, en 2018, une deuxième éolienne du même modèle a été implantée portant à 6 MW la production électrique éolienne. En 2021, le vent a représenté 3 % de la consommation globale en énergie primaire et 9,5 % de la production électrique à la mine Raglan. Le facteur de charge de l'installation était de 32,4 % en 2021. La quantité d'énergie éolienne a presque doublé en seulement trois ans et l'entreprise ne compte pas s'arrêter à ce stade. Ces deux systèmes de production sont reliés sur le réseau 25 kV, pour 25 kilovolts, qui sera détaillé par la suite.

En 2021, ces deux éoliennes ont permis d'économiser 4,5 millions de litres de diesel, soit une réduction de plus de 12 500 tonnes de GES relâchées dans l'atmosphère. Chaque tonne de CO₂ émise contribue au réchauffement climatique, implanter des éoliennes sur le site de la mine Raglan est donc très intéressant. D'autant plus que le site de Mine Raglan est situé idéalement et jouit d'une conséquente ressource de vent. La première éolienne installée a ainsi été celle présentant le plus grand facteur de charge parmi les centaines d'éoliennes E-82 du constructeur

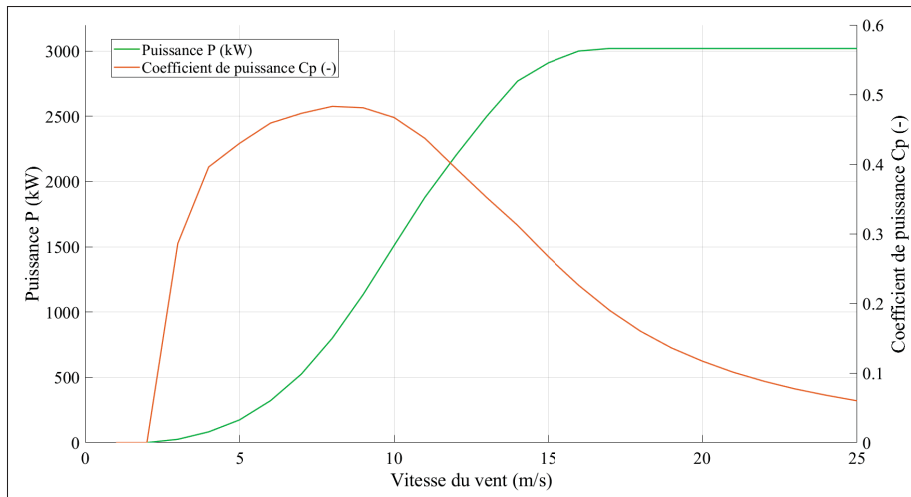


Figure 1.4 Courbe de puissance de l'éolienne E-82 E4
Adaptée d'un document du fournisseur ENERCON

au Canada. Les Figures I-2 et I-3 disponibles en Annexe I montrent la position géographique de la mine ainsi que le gisement éolien disponible sur place. Ainsi, d'après le ministère des Ressources Naturelles du Canada, les vitesses moyennes du vent y sont comprises entre 8,1 m/s et 9,4 m/s pour des densités de puissance moyennes entre 610 W/m^2 et $1\ 000 \text{ W/m}^2$. Ce sont des vitesses qui permettent une rentabilité importante pour les projets. Cette rentabilité a d'ailleurs permis l'économie de plusieurs millions de dollars sur la durée de vie des éoliennes qui est de 15 ans environ (Tugliq Énergie, 2016). L'emplacement des éoliennes est aussi visible sur la Figure 1.5, elles sont positionnées près de la Mine 2.

À cette production éolienne, un réseau intelligent des technologies de stockage d'énergie a aussi été mis en place pour fonctionner en symbiose. Trois types différents ont été retenus et installés :

- Un volant d'inertie de 200 kW et de 1,5 kWh pour les transitoires rapides,
- Une batterie au lithium-ion de 200 kW et de 250 kWh pour la transition de secours,
- Un système à hydrogène de 200 kW et de 1 MWh composé d'un électrolyseur de 315 kW associé à une pile à combustible à membrane échangeuse de protons de 198 kW.

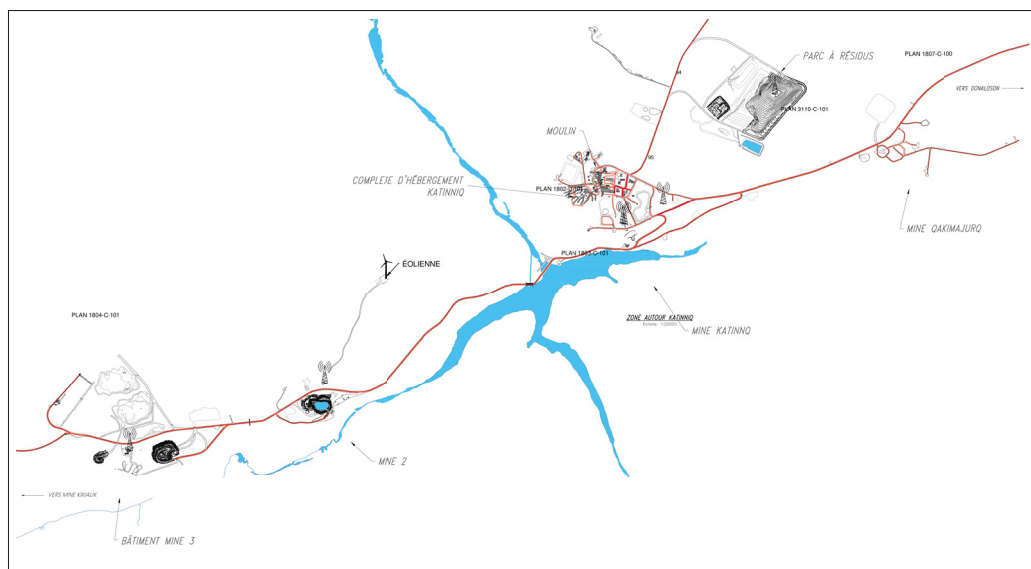


Figure 1.5 Vue détaillée du réseau 25 kV
Adaptée de la carte 3100-C-100 : Vue générale 25kV de Mine Raglan

Le "réseau 25 kV" a été mentionné précédemment. C'est la colonne vertébrale de la mine Raglan. Une vue précise du réseau s'étendant de Mine 3 (MN 3) à Qaqimajurk est disponible en Figure 1.5. Il est constitué des sites de production de Katinniq (69,5 % de la production totale de la mine) associés aux éoliennes de Mine 2 (9,5 % de la production totale) et aux génératrices situées à Qakimajurq (3,6 % de la production totale), à Mine 2 (3,0 % de la production totale) et à Mine 3 (2,8 % de la production totale) pour former le réseau principal. Le Tableau 1.1 présente exactement les productions d'énergie électrique sur l'année 2021 et leur importance sur le réseau 25 kV.

Ce réseau opère à une tension de 25 kV et regroupait 88,4 % de la production électrique totale de la mine en 2021. Le reste étant produit par les génératrices sur les sites de Kikialik, de Baie Déception et de l'aéroport Donaldson.

Le site de la mine Raglan est donc un site industriel d'envergure, sa production de nickel est une des plus conséquentes du pays. Pour cette mine, extraire ce minerai est un réel défi. En effet les conditions climatiques et l'isolement impliquent des conditions d'exploitations spéciales et de lourds investissements. L'alimentation en énergie représente le premier obstacle à toute activité

Tableau 1.1 Inventaire des génératrices sur le réseau 25 kV en 2021

Emplacement	Génératrice	Puissance nominale (kW)	Production annuelle (kWh)	Poids sur le réseau 25 kV (%)
Mine 2	CAT-GE-876	1825	5 374 839	3,42
Mine 3	CAT-GE-826	1825	611 884	0,39
	CAT-GE-902	1825	3 027 930	1,93
	CAT-GE-860	1250	1 356 366	0,86
Qakimajurq	CAT-GE-915	1825	4 401 727	2,80
	CAT-GE-888	910	984 019	0,86
	CAT-GE-903	910	932 135	0,59
Katinniq	EMD-GE-01	3600	8 252 165	5,26
	EMD-GE-02	3600	18 216 314	11,60
	EMD-GE-03	3600	18 606 819	11,85
	EMD-GE-04	3600	20 160 524	12,84
	EMD-GE-05	3600	21 165 044	13,48
	EMD-GE-06	3600	12 133 131	7,73
	CAT-GE-859	1825	3 305 830	2,11
	CAT-GE-889	1825	460 412	0,29
	CAT-GE-885	1825	1 172 892	0,75
	MAN	4300	19 823 743	12,63
Mine 2	Éolienne 1	3000	17 017 925	10,84
	Éolienne 2	3000		
TOTAL	-	47 745	157 003 699	100

humaine et Mine Raglan ne fait pas exception. Le diesel est la principale source d'énergie mais les volumes mis en jeu sont colossaux et les quantités de gaz à effet de serre sont catastrophiques. Se rendant compte de tout cela, la direction du site a décidé d'agir pour réduire considérablement sa consommation de combustibles fossiles et s'est fixé des objectifs ambitieux.

1.1.2 Objectifs pour la mine

Il est détaillé en 2.1.3 comment l'industrie minière et le déploiement des énergies renouvelables vont de pair. Il est également écrit que bien souvent, 40 % à 60 % de pénétration des énergies

renouvelables représentent un objectif réalisable par les entreprises. Mais la Mine Raglan a avancé un objectif encore plus ambitieux : rendre la mine 100 % autonome en énergie renouvelable dans les années à venir. En termes d'échéances, Mine Raglan aimerait avoir une idée claire du projet fin 2022 pour débiter l'ingénierie à partir de mi-2023. Cinq ans plus tard, le projet devrait commencer réellement et l'objectif final à plus long terme est une mine carboneutre en 2030.

Comme il a été précisé précédemment, la mine Raglan a, comme beaucoup de microréseaux isolés du réseau principal, une alimentation hybride alliant génératrices au diesel et deux éoliennes en plus de solutions de stockage d'énergie. Pour aller plus loin dans sa décarbonation, Mine Raglan compte sur le vent disponible dans la région pour produire son énergie. Ainsi, en plus des solutions de stockages prévues, la construction d'un parc éolien bien plus conséquent que l'actuel est envisagée.

Actuellement, deux phases ont été identifiées pour ce projet de la part de Mine Raglan. Une première phase a pour but de décarboner les activités principales de la mine (équipements miniers, extraction, concentrateur, etc.). Cela prend en compte le réseau 25 kV et les réseaux secondaires qui équipent les différentes mines plus éloignées. Dans cette phase, le séchage du minerai est assuré par deux génératrices (des détails sont données plus loin dans le mémoire). C'est seulement dans une seconde phase que l'électrification des transports sera étudiée et qu'un maximum de génératrices seront éteintes. La raison pour laquelle cette décision a été prise est que la flotte de véhicules de Mine Raglan est en cours de rénovation. Les moteurs tiers III de certains engins de chantier sont remplacés par des moteurs tiers IV moins consommateurs de carburant et qui émettent beaucoup moins de particules fines et d'oxyde d'azote.

Il a été évoqué, dans la sous-partie précédente, les différents scopes qui représentent les grandes catégories d'émissions de gaz à effet de serre. Mine Raglan n'a pour le moment aucune vision sur le scope 3, il n'est donc pas pris en compte dans les objectifs pour la mine. Il n'est par exemple pas question de la décarbonation des navettes aériennes par l'aéroport Donaldson ou encore les transports de marchandises effectués par Fednav avec le brise-glace NM Arvik I.

Décarboner une mine (ou n'importe quel autre système de cette amplitude) est un vrai défi et le faire à 100 % de façon technique relève de l'impossible. C'est pour cette raison que Mine Raglan se donne une marge de 5 % pour lesquels elle compte sur la compensation carbone pour achever sa carboneutralité.

1.2 Présentation et objectifs de l'étude

Maintenant que le cas d'étude est bien défini, cette deuxième partie porte sur le mémoire de recherche, sa structure et ses objectifs.

1.2.1 Objectifs et limites du mémoire

Ce mémoire de recherche s'inscrit donc dans cette dynamique insufflée par Mine Raglan. L'objectif premier est de répondre au besoin de stockage d'énergie de la mine. Pour cela, ce travail s'articulera sur la conception et le dimensionnement d'une solution de stockage longue durée et sa faisabilité par le biais de batteries à flux. Aussi, en plus de l'étude technique, il s'agit également de proposer une étude économique des solutions proposées. Le pan économique de l'affaire est aussi important, car aujourd'hui tout projet d'ingénierie doit s'accompagner de prévisions financières afin d'anticiper les périodes de retour sur investissement et les dépenses à envisager dans les budgets prévisionnels à court, moyen et long terme.

Proposer un plan pour décarboner la mine en entier dans ce travail de recherche de maîtrise serait très présomptueux. Cela risquerait de compromettre la qualité des propositions et du dimensionnement à cause de la quantité de travail que représente une telle entreprise. Afin de limiter l'étude, il a été décidé, pour commencer, de décarboner seulement le réseau 25 kV qui représente à lui seul près de 90 % de la consommation en électricité du site de Raglan. Mais à cela il faut ajouter les 114 GWh d'énergie thermique nécessaires au bon fonctionnement de la mine (infrastructures humaines et traitement du minerai). Réussir et mettre en fonctionnement une telle solution représenterait déjà une avancée majeure.

Comme dit précédemment, pour fonctionner avec le système de stockage d'énergie, un parc éolien plus imposant va devoir être installé pour produire de l'énergie non émettrice de GES. Le dimensionnement de ce parc ne constitue pas le cœur de ce travail de recherche donc ne sera pas étudié et détaillé avec la plus grande attention. Cependant il est malgré tout obligatoire de le prendre en compte dans le dimensionnement du stockage. Le modèle d'éoliennes retenu pour la suite n'est pas le même que celui déjà installé. Une version plus récente et plus puissante a été choisie. Il s'agit de l'E-115 EP3 E4 d'ENERCON équipée d'un mât de 92 m. Ses caractéristiques sont détaillées dans la partie 3.2.2.1.

Ainsi ce mémoire de recherche tentera de répondre à la problématique suivante : "Les batteries à flux sont-elles un moyen de stockage d'énergie longue durée efficace pour décarboner un réseau d'électricité et de chaleur d'une entreprise minière isolée du réseau électrique principal et évoluant en climat froid ?".

1.2.2 Structure du mémoire

Ce chapitre introductif a pour but de poser le cadre de l'étude et présenter clairement le site industriel sur lequel s'applique la suite du raisonnement. Il permet de présenter Raglan, les différentes activités qui s'y déroulent et les façons dont aujourd'hui cette mine produit son énergie (et les quantités en jeu). Dans tout travail de recherche, il est primordial de dégager des objectifs à atteindre afin de suivre cette ligne directrice durant toute la durée de la rédaction. Il est nécessaire d'établir des limites afin de rester focalisé sur les objectifs énoncés précédemment.

Ce mémoire, dont les thématiques principales sont les énergies renouvelables et le stockage d'énergie, contient une revue de littérature indépendante. Elle traite de l'énergie au sens large du terme, l'énergie et le stockage d'énergie dans le monde et tous les défis qu'ils représentent dans les années à venir. Ensuite l'attention est portée sur un élément fondateur de cette recherche : les batteries à flux. D'abord abordées sans distinction du couple oxydant-réducteur, c'est ensuite la technologie au tout vanadium qui est sélectionnée pour poursuivre la réflexion. Son

fonctionnement, ses avantages et inconvénients et toutes les promesses qui l'accompagnent sont décrits.

Le chapitre principal nommé "Développement méthodologique" débute en expliquant les différentes hypothèses qu'il est nécessaire de prendre en compte. Ces hypothèses portent notamment sur le réseau 25 kV qui doit être décarboné, mais aussi les réseaux de chaleur (chauffage et séchage du minerai) ainsi que la ressource éolienne. S'ensuit une section importante qui porte sur le dimensionnement du système énergétique. Elle détaille les dimensionnements, les problématiques liées à l'implantation des solutions dans un lieu isolé comme Raglan et aussi les coûts que cela engendre. Cette partie méthodologique se termine par la description du modèle MATLAB développé pour simuler, modéliser la mine, sa consommation et sa production d'énergie.

Les résultats sont ensuite présentés dans un quatrième chapitre et une discussion en lien avec ces résultats est proposée dans le chapitre qui suit. La discussion porte également sur d'autres moyens que les batteries à flux pour décarboner les activités de la mine.

Chaque chapitre est rédigé dans le but d'être le plus clair et concis possible. C'est pour cette raison qu'une grande partie des méthodes de calculs et du rassemblement des données sont détaillés en Annexe et non dans le corps principal. Tous les renvois sont disponibles dans les premiers paragraphes de chaque section.

CHAPITRE 2

REVUE DE LITTÉRATURE

Cette revue de littérature s'articule méthodiquement, d'un point de vue large sur un état des lieux du monde sur le plan énergétique et les défis climatiques qui l'animent vers une étude fine d'un système de stockage : les batteries à flux au vanadium. Elle est d'autant plus importante que la technologie développée est en perpétuelle évolution et s'améliore d'année en année. Elle rassemble une base scientifique prolifique très solide qui est détaillée dans ce deuxième chapitre. Au travers de l'étude, seront étudiés l'utilité des moyens de stockage, l'industrie minière, les batteries à flux de manière générale et leur avenir.

2.1 L'énergie : moteur du monde

Au V^{ème} siècle avant J-C., les esclaves représentaient plus de la moitié de la population à Athènes. Ils faisaient partie intégrante de l'économie et de la vie quotidienne de la cité. C'était une main-d'œuvre indispensable, une partie d'eux travaillait dans les mines d'argent et participait activement à l'enrichissement de la ville. Pendant qu'eux faisaient le travail de dur labeur, les citoyens athéniens pouvaient participer à la vie politique à l'Agora et faire vivre les institutions. Aujourd'hui heureusement tout cela est aboli, mais ces esclaves ont été remplacés par des esclaves mécaniques : les robots et machines. Grâce à eux, qui travaillent jour et nuit, l'Homme n'a jamais eu autant de temps. En effet, il y a un siècle, un ouvrier vivait environ 500 000 heures, dormait 200 000 heures et en travaillait 200 000 autres. Il avait donc 100 000 heures pour faire autre chose. Aujourd'hui, un homme a une espérance de vie de 700 000 heures, en dort 200 000 et en travaille 70 000. Il lui reste donc plus de 400 000 heures pour étudier et faire ce qu'il veut. C'est un gain de temps énorme. Dans les pays développés, rares, pour ne pas dire aucunes, sont les personnes qui produisent leur nourriture, leurs vêtements ou leurs biens de consommation. Mais c'est bien pour cela qu'il y a besoin de nombreux robots. Mais eux aussi ont besoin de se nourrir et l'énergie (qui, pour la très grande majorité, est carbonée) est leur

source d'alimentation. Le bon fonctionnement de la société actuelle repose exclusivement sur l'abondance énergétique dont elle profite aujourd'hui. Mais cet état de grâce n'est certainement pas aussi durable et soutenable qu'il en a l'air (Viard, 2018).

2.1.1 Le défi climatique à relever : transiter des énergies fossiles aux renouvelables

La population mondiale se densifiant, le développement industriel toujours en progression ainsi que l'idéal de croissance poursuivi par la plupart des nations du globe engendrent une très forte consommation d'énergie. L'agence internationale de l'énergie (IEA : International Energy Agency) annonce une hausse de 30 % entre aujourd'hui et 2040 (IEA, 2017). Malgré les alertes émanant de différentes instances scientifiques, associatives, ou de la société civile, elle tend à s'accélérer. D'après l'agence d'information sur l'énergie américaine (EIA : U.S. Energy Information Administration), ce phénomène est encore plus visible dans les pays hors de l'organisation de coopération et de développement économiques (OCDE), dans des régions en développement comme la Chine et l'Inde (qui apparaissent en rouge sur la Figure 2.1), le Moyen-Orient ou encore l'Afrique (EIA, 2021). Dans la Figure 2.1, le "British Thermal Unit" (BTU) est équivalent à 0,2931 Wh.

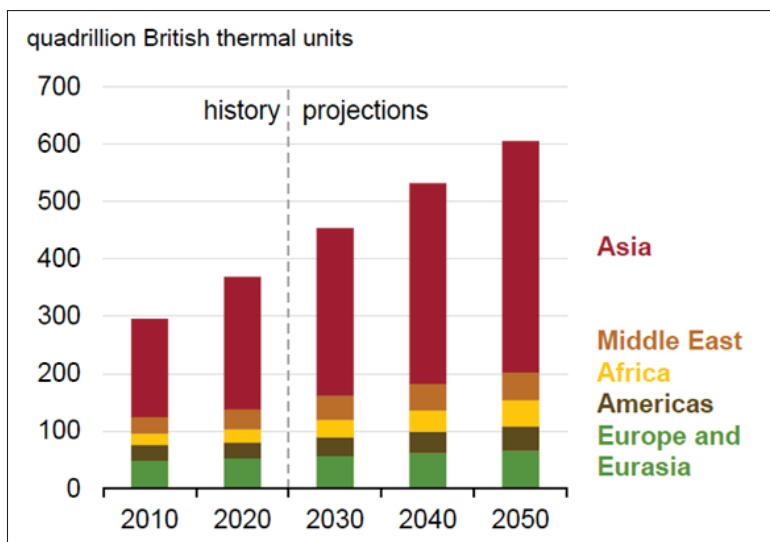


Figure 2.1 Consommation d'énergie des pays hors OCDE par région du monde
Adaptée de EIA (2021, p. 16)

Actuellement, ce sont largement les énergies fossiles (pétrole, gaz, charbon) qui dominent la fourniture en énergie au niveau mondial. La Figure 2.2 montre qu'aujourd'hui, ces trois sources, à elles seules, représentent plus de 70 % de la totalité (IEA, 2021a). Mais le rapport du Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat (GIEC) de 2021 est formel : pour respecter les accords de Paris et ainsi rester sous la barre symbolique des +1,5 °C, il faudra remplacer ces énergies fossiles par des énergies renouvelables, et le plus vite possible. D'ici 30 ans, elles devraient pouvoir satisfaire entre 65 % et 80 % des besoins de l'humanité (GIEC, 2021), (CCNUCC, 2015).

Le plus urgent donc, est de réduire chaque année les émissions mondiales de gaz à effet de serre. D'après l'EIA, les énergies renouvelables pourraient représenter plus de 50 % de l'approvisionnement en électricité au niveau mondial en 2050 (Voir Figure 2.2). Cela réduirait sensiblement les émissions de gaz à effet de serre responsables, en partie, du réchauffement climatique qui frappe le monde contemporain aujourd'hui. La Figure 2.2 indique que l'énergie solaire photovoltaïque et l'énergie éolienne représenteraient la plus grande production dans le mix énergétique dès 2030 (EIA, 2021).

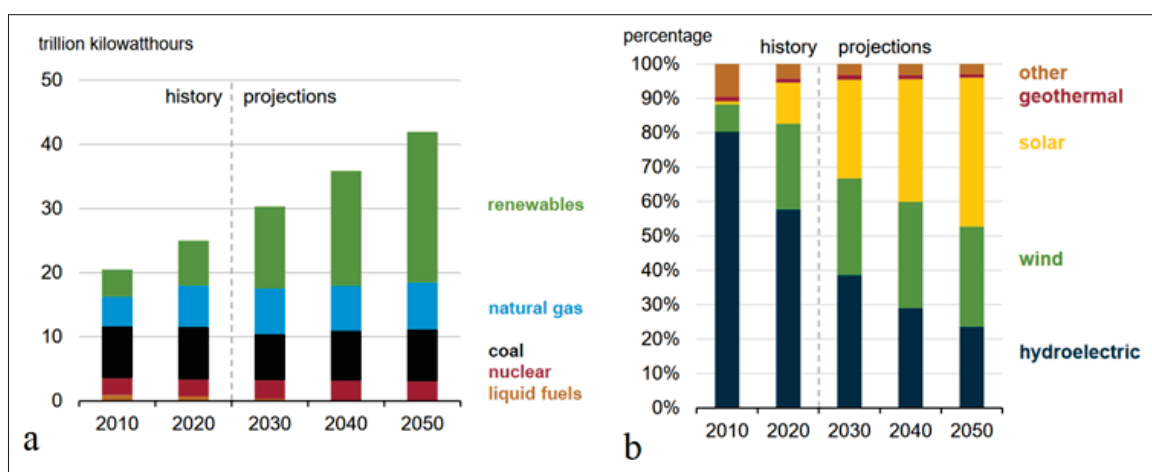


Figure 2.2 a : Production d'électricité mondiale par source et b : Détails sur les énergies renouvelables
Adaptée de EIA (2021, p. 61/62)

De plus en plus de personnes se rendent compte de la nécessité d'intégrer plus d'énergie renouvelable dans leur production d'énergie et il en est régulièrement question dans le débat public. Les lanceurs d'alertes sur les conséquences du réchauffement climatique commencent à se faire entendre. Ce développement massif des énergies renouvelables s'accompagne évidemment de nombreux défis qu'il va falloir relever pour réussir la transition énergétique. Alors que le charbon, le gaz et le pétrole ont été au centre de nombreux programmes de recherche et de développement, les connaissances sur les énergies renouvelables sont encore insuffisantes. Il y a quelques années le frein majeur était le coût de ces nouvelles énergies, mais aujourd'hui tout cela a bien changé. En effet, la Figure 2.3 montre que le coût actualisé des énergies renouvelables a grandement diminué lors de la dernière décennie. La diminution s'élevant à plusieurs dizaines de pour cent pour certaines, l'intégration de tels moyens de production d'énergie est maintenant indiscutable que ce soit financièrement et bien évidemment pour le bien de la planète.

	Coûts totaux installés			Facteur de charge			Coût actualisé de l'énergie		
	(2021 USD/kW)			(%)			(2021 USD/kWh)		
	2010	2021	Variation en pourcentage	2010	2021	Variation en pourcentage	2010	2021	Variation en pourcentage
Bioénergie	2 714	2 353	-13 %	72	68	-6 %	0,078	0,067	-14 %
Géothermie	2 714	3 991	47 %	87	77	-11 %	0,050	0,068	34 %
Hydroélectricité	1 315	2 135	62 %	44	45	2 %	0,039	0,048	24 %
Solaire photovoltaïque	4 808	857	-82 %	14	17	25 %	0,417	0,048	-88 %
Solaire à concentration	9 422	9 091	-4 %	30	80	167 %	0,358	0,114	-68 %
Éolien terrestre	2 042	1 325	-35 %	27	39	44 %	0,102	0,033	-68 %
Éolien marin	4 876	2 858	-41 %	38	39	3 %	0,188	0,075	-60 %

Figure 2.3 Moyenne mondiale pondérée des coûts totaux installés, des facteurs de charge et des LCOE par technologie, 2010 et 2021
Adaptée de IRENA (2022, p. 15)

D'autant plus que l'éolien et le solaire présentent un coût moindre comparé à celui des combustibles fossiles (Voir Figure 2.4). Depuis quelques années déjà, dans certaines régions du monde, construire une nouvelle centrale fossile est moins rentable que de créer un parc éolien ou solaire. Cela est dû à plusieurs facteurs. Le marché devient de plus en plus mature, les

risques sont mieux connus et appréhendés. La concurrence a permis également de réduire les coûts. Par exemple, tout au long de la chaîne d’approvisionnement, les fabricants ont réussi à abaisser les coûts de production et de transport. Les coûts de maintenance et d’opération ont également baissé grâce à l’automatisation de plusieurs procédés et la mise en place de nombreux capteurs ou moyens électroniques. Les éoliennes sont elles-mêmes plus robustes grâce à de nouveaux alliages ou moyen de production, leur durabilité est augmentée, ce qui permet de réduire considérablement leur prix. Finalement, c’est aussi l’économie d’échelle qui opère : de plus en plus d’éoliennes sont installées et leur puissance nominale est plus importante. Tous ces arguments expliquent la diminution du coût actualisé de l’énergie (LCOE : Levelized Cost of Energy [Voir Annexe VI pour la définition précise]) du secteur éolien (IRENA, 2022).

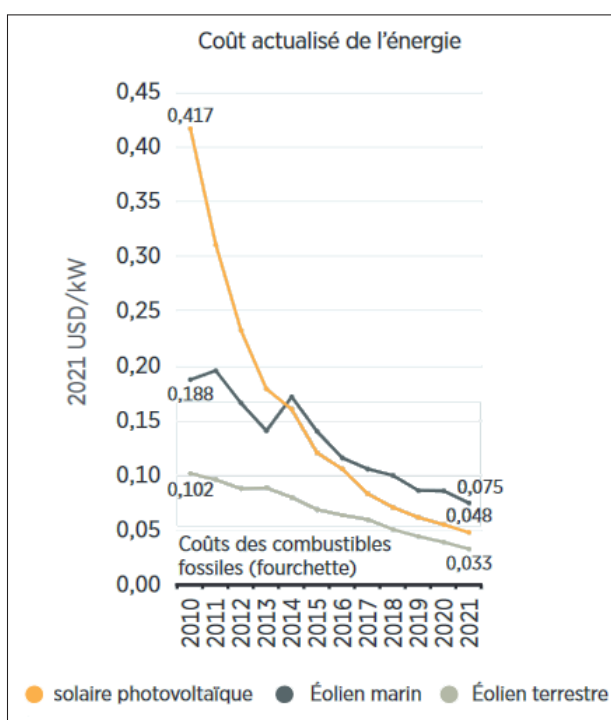


Figure 2.4 Moyenne mondiale pondérée des LCOE des nouvelles mises en service de systèmes renouvelables
Adaptée de IRENA (2022, p. 17)

Cependant, chaque avancée vient avec son lot d’obstacles et de complications. Le problème des ressources (dépendance aux terres rares, quantité de béton nécessaire. . .), du recyclage ou de

l'emprise au sol pour les champs de panneaux solaires, de la dégradation des paysages et du recyclage des pales pour les éoliennes sont des questions qu'il faut évidemment se poser pour une plus grande cohérence et compréhension du processus global.

2.1.2 Le stockage d'énergie pour accompagner la transition

Problème majeur et à bien prendre en compte dans le dimensionnement et la mise en place des futurs systèmes : l'intermittence des énergies renouvelables comme l'éolien ou le solaire. Il arrive régulièrement des jours sans vent ou avec des nuages et donc moins d'énergie à arriver sur Terre. Pour que les énergies renouvelables se répandent le plus facilement et rapidement possible, il faut s'assurer que le réseau électrique reste stable, fiable, robuste et de qualité. Si les consommateurs ne retrouvent pas la qualité de service qu'ils avaient précédemment avec les énergies fossiles, ils seront beaucoup moins aptes à les accepter et à encourager leur déploiement.

Ainsi, en parallèle au développement des solutions de production d'énergie renouvelable, un bouquet très fourni de technologies de stockage a vu le jour. Elles répondent à différentes problématiques. Il existe le stockage "courte durée" et le stockage "longue durée", de la milliseconde à plusieurs jours. Certaines solutions vont mettre en avant la durée de restitution de l'énergie alors que d'autres vont privilégier le débit en délivrant de fortes puissances. Différentes échelles de stockage, du wattheure aux centaines de mégawattheures, sont utilisées en fonction de l'usage ou du besoin (alimenter une usine ou bien un téléphone portable). Le stockage d'énergie à grande échelle tend à fortement se développer dans les années à venir. C'est un point crucial pour espérer respecter les engagements de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Le stockage d'énergie est primordial, il permet de combler les demandes en énergie dans les moments où les sources renouvelables ne peuvent assumer leur production nominale : apparition de nuages pour le photovoltaïque ou absence de vent pour l'éolien par exemple. Mais il assure aussi un rôle de stabilité et de sécurité pour le réseau. Grâce au stockage, il est possible de réguler sa tension et sa fréquence, compenser les brèves fluctuations des sources renouvelables, lisser les coûts d'achats sur les marchés. C'est aussi utile concernant les réductions des émissions

de gaz à effet de serre, en effet grâce à la flexibilité qu'il offre, les centrales thermiques à pic sont moins sollicitées. De nombreux types existent aujourd'hui : stockage chimique, mécanique, électrochimique, thermique, électromagnétique, gravitaire. . . Chaque type ayant ses avantages et ses inconvénients, chacun a ses domaines d'application bien spécifiques.

Le stockage d'énergie est un domaine en expansion rapide. De très nombreuses recherches privées et publiques sont en cours sur le sujet et aboutissent à une importante baisse des coûts qui engendre un déploiement accéléré dans l'ensemble du monde. Les batteries lithium-ion ont connu un développement remarquable ces dernières années, selon l'Office Européen des Brevets, entre 2000 et 2018, ce sont plus de 2 500 familles de brevets qui ont été déposées seulement pour cette technologie (EPO & IEA, 2020). Mais derrière cette tête de file, d'autres systèmes tout aussi intéressants émergent. La Figure 2.5 présente une augmentation impressionnante du stockage de l'énergie autour du globe.

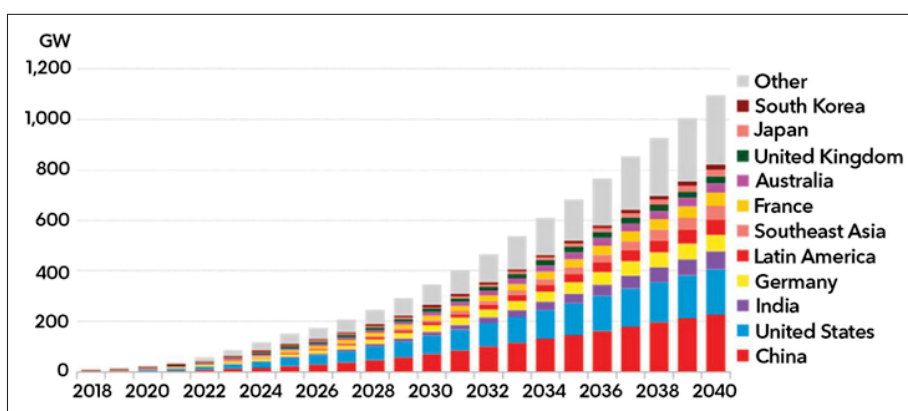


Figure 2.5 Historique et prévisions de la capacité cumulée des installations de stockage d'énergie dans le monde
Adaptée de Henze (2019)

Selon l'IEA (2022), fin 2021 c'était 176 GW de puissance de stockage installée. Dans ce total, l'hydroélectricité représentait 160 GW (8 500 GWh) et 16 GW seulement pour les batteries, dont la plus large majorité par les technologies lithium-ion. Selon l'étude de BloombergNEF 1095 GW/2850 GWh de stockage sont prévus en 2040. Cette augmentation considérable met bien en lumière la bonne santé et l'avenir prometteur de ce domaine de l'énergétique. Deux

branches sont à prévoir, celle du stockage stationnaire à échelle industrielle, des bâtiments commerciaux ou résidentiels et le stockage pour les véhicules électriques (non-stationnaire). Selon les auteurs du rapport "Global Energy Storage Outlook 2019", la première branche (celle du stockage stationnaire) est considérée comme celle ayant le plus de chance de se développer fortement dans les décennies à venir (Henze, 2019).

Mais l'adoption de masse des systèmes de stockage d'énergie par batterie ne sera possible seulement si les coûts qu'ils représentent diminuent. En effet, aujourd'hui, il n'est pas envisageable pour toutes les entreprises, services publics ou particuliers de s'équiper en batterie à cause de leur prix. Heureusement, grâce aux recherches et développements sur le sujet, il est prévu une forte diminution des coûts dans les années à venir. Un rapport du National Renewable Energy Laboratory (NREL), le principal laboratoire du département de l'énergie américain, met en évidence ce point. Entre aujourd'hui et 2030, il faut s'attendre à une baisse d'environ 50 % sur le prix des systèmes de stockage d'énergie par batterie. Naturellement, la baisse est encore plus conséquente avec une vision jusqu'en 2050. La Figure 2.6 compare les valeurs de différents rapports et articles scientifiques. Elle propose aussi les différents scénarios du NREL (avancé, modéré ou conservatif).

Il devient de plus en plus intéressant de s'équiper de moyen de stocker de l'électricité, d'autant plus que les systèmes de production d'électricité dits "propres" sont également de moins en moins chers. Les deux rassemblés, en plus d'être écologiquement bon, ça l'est aussi économiquement.

Les taxes carbone ou autres considérations environnementales et sociales sont davantage prises en considération aujourd'hui. C'est pour cette raison que certaines industries ajoutent des sources d'énergies renouvelables ainsi que des solutions de stockage à leurs équipements. En effet, certaines industries très polluantes devront de payer de très lourdes sommes, si elles ne réduisent pas leurs émissions. Elles se protègent des risques économiques qui pourraient s'appliquer sur leur système de production à moyen et long terme. La partie 3.2.1.4 traite ce sujet plus en profondeur.

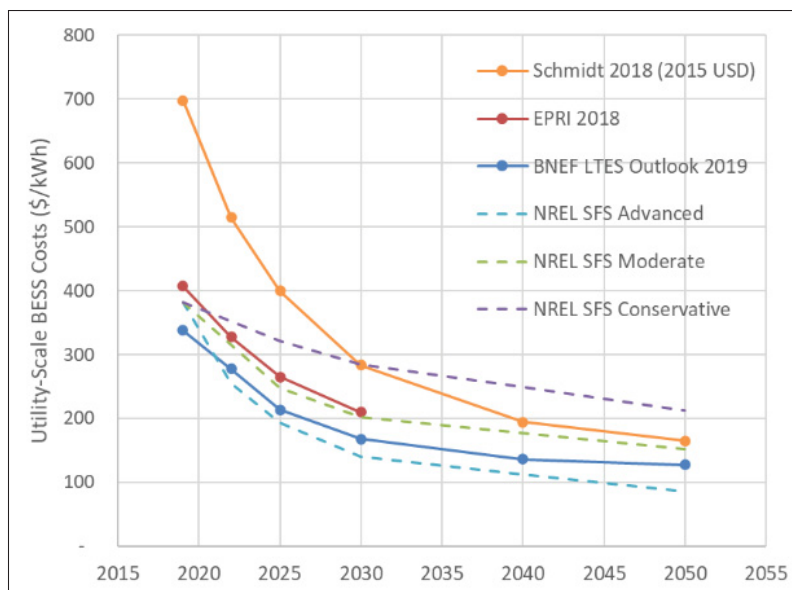


Figure 2.6 Comparaison des projections des prix des systèmes de stockage d'énergie par batterie à l'échelle industrielle

Adaptée de Augustine & Blair (2021, p. 46)

2.1.3 L'industrie minière et le déploiement des énergies renouvelables

Avant de parler des mines au niveau mondial, s'intéresser au fonctionnement de celles implantées au Canada est intéressant. Chaque année, le pays consomme un milliard de litres de diesel dans le nord de son territoire. Si rien n'est fait pour limiter et diminuer cette consommation, il est attendu qu'elle s'accroîtra jusqu'à 1,5 milliard de litres annuellement d'ici 2035. L'explication majeure à ces chiffres : le diesel est utilisé pour répondre à tous les besoins en énergie que ce soit pour l'électricité, les transports ou le chauffage. Avant la dernière décennie, aucun des principaux consommateurs d'énergie situés dans le nord du territoire n'avait considéré les énergies renouvelables dans sa production. Pourtant, les ressources éoliennes y sont parmi les meilleures et l'incertitude grandit quant aux approvisionnements en diesel puisque que le cours du pétrole est de moins en moins stable. Malheureusement, tout ceci se déroule dans l'un des écosystèmes les plus fragiles au monde et où le dérèglement climatique est deux fois plus rapide que dans les territoires situés plus au sud (Tugliq Énergie, 2016).

Ce qui est vrai pour le Canada s'applique également ailleurs sur Terre, historiquement une majorité des mines a choisi de s'alimenter grâce aux combustibles fossiles. Cela représentait à l'époque une aventure rentable, car le prix du pétrole n'était pas aux niveaux actuels et que la densité énergétique des hydrocarbures est parmi les plus élevée de toutes les sources d'énergie. Mais ce n'est plus le cas aujourd'hui et avoir le diesel comme seule source d'énergie induit de nombreux désavantages : prix élevé et incertain à l'achat et pour le transport, mais surtout un coût catastrophique pour l'environnement à cause du rejet de GES. Un rapport de 2019 d'une entreprise de conseil spécialisée dans les mini/microréseaux et le hors réseau affirmait : "The year 2019 has been identified as the tipping point. The business case for partly substituting expensive fuel like diesel, heavy fuel oil (HFO) or gas by solar and wind had been positive on paper for years. However, actual projects have evolved slowly" (THEnergy, 2019). Durant cette même année, ce sont près d'une douzaine de projets qui a été présentée et de nombreuses compagnies minières se sont dites prêtes à décarboner leurs activités. Après tous ces discours et promesses, il ne leur reste plus qu'à débloquer les budgets et engager les démarches.

Mais certaines entreprises minières ont déjà commencé depuis plusieurs années. En 2011, Barrick Gold avait mis en fonctionnement un projet de parc éolien estimé à 50 millions de dollars. Ce qui faisait de la mine de Punta Colorada la première mine équipée d'une ferme éolienne de cette ampleur. Mais dès 2007 des actions ponctuelles ont été menées. La mine de cuivre de Zaldívar devait être en 2020 la première mine 100 % autonome en énergie renouvelable. Mais la date de lancement est aujourd'hui dépassée et seules de très fragmentaires informations sont disponibles. Il est impossible d'affirmer si cette mine est réellement autonome en énergie renouvelable ou non.

Actuellement, ce qui se fait le plus est l'approche par mini/microréseau hybride. Cela correspond à une production d'énergie combinant de l'énergie renouvelable (solaire photovoltaïque, éolienne ou hydroélectrique ou un mix de plusieurs types) avec une solution de stockage à des génératrices diesel. Ces dernières restent majoritaires sur la production principale d'énergie. Ce genre de systèmes peut générer jusqu'à 25 % des besoins électriques d'une mine. Dans ce cas de figure, les énergies renouvelables sont là pour réduire la charge d'ensemble de la mine et les solutions

de stockage pour réduire la variabilité insufflée par la production intermittente. Dans cette configuration, les génératrices diesel restent présentes mais sont moins sollicitées, ce qui permet de réduire incidemment la consommation de carburant et les coûts d'exploitation. Cependant, la pénétration des énergies renouvelables reste faible.

De plus en plus de compagnies minières font des projets de réduction de leurs émissions en intégrant des énergies renouvelables dans leur mix énergétique. La plupart du temps elles représentent une pénétration moyenne à élevée de 40 à 60 % de leur consommation. La diminution des coûts actualisés de l'énergie et du stockage (respectivement LCOE et LCOS) et l'amélioration des rendements et de la technique des énergies renouvelables et des solutions de stockage leur permettent une meilleure intégration, plus fiable et à moindre coût. La part des énergies renouvelables dans un tel système est très importante et quand une pénétration moyenne à élevée est visée, les génératrices doivent forcément fonctionner beaucoup plus rarement.

Une telle intégration des énergies renouvelables dans un réseau représente un réel défi et de profonds changements dans la stratégie d'exploitation. Dans ce cas, les génératrices diesel ne doivent fonctionner que lorsqu'une longue période (quelques heures voire quelques jours) sans vent ou soleil apparaît et que les infrastructures de stockages sont épuisées. D'ailleurs, ce stockage d'énergie est la clef de voûte pour la réussite et la pérennité d'une très forte pénétration des énergies renouvelables. Comme dit précédemment, des solutions de stockage longue durée sont essentielles pour subvenir aux besoins de la mine pendant des périodes de vent faible ou nul. Mais il faut aussi stocker cette énergie à haute puissance pour réduire l'intermittence de courte durée (Zuliani & Guilbaud, 2020).

Cette nécessité d'une industrie minière compétitive et ultra-productive découle de la société de consommation. Cela implique une demande toujours croissante de différents produits et biens de consommation. Le domaine industriel comptait pour près de 40 % de la demande mondiale d'énergie finale en 2018 (Voir Figure 2.7) plus que d'autres secteurs comme les transports, ou le résidentiel (IEA, 2020). En réalité, le secteur minier et des métaux, qui commencent leur

longue transition vers la carboneutralité, sont en quelque sorte tiraillés entre deux obligations. La première est la pression que la transition énergétique va lui faire subir. En effet, la demande en matière première pour construire le monde "vert" de demain va s'accroître de façon vertigineuse. Selon différents scénarios prévus, la demande en certains éléments devrait exploser d'ici à 2050, avec des multiplications prévues de l'ordre de 30 à 800 fois (World Bank & IFC, 2019). La deuxième va être les obligations de réduction des émissions de GES et de respect de l'environnement et de l'Homme que vont lui imposer les gouvernements.

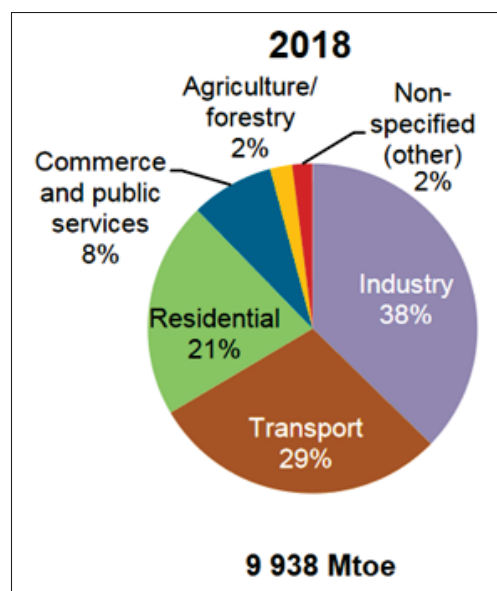


Figure 2.7 Consommation d'énergie finale mondiale par secteur
Adaptée de IEA (2021a, p. 15)

L'extraction de minerais a connu une hausse moyenne annuelle de 2,7 % entre 1970 et 2017 et les impacts associés sur la santé humaine et les changements climatiques ont doublé entre 2000 et 2015 (United Nations Environment Programme, 2020). L'extraction des minerais est un des pires domaines lorsqu'il est question de réchauffement climatique et de destruction de la biodiversité. Selon Natali & Campia (2017), l'industrie minière, plus précisément, consommerait à elle seule entre 1,25 % et 11 % de la consommation totale d'énergie dans le monde. Cet intervalle est affiné par Fizaine & Court (2015) et Rankin (2011) qui la situent à 10 %.

Lezak, Cannon & Koch Blank (2019) apportent une autre donnée aussi intéressante : ce même secteur serait responsable de 10 % des émissions mondiales de gaz à effet de serre (environ 4,5 gigatonnes de CO₂ *équ.*). C'est une quantité considérable à l'échelle mondiale. De plus, la teneur en minerai ne cesse de diminuer et les compagnies minières doivent creuser plus profondément, avec moins de rendement. Selon Norgate & Haque (2010) cela a pour conséquence d'augmenter largement les émissions de gaz à effet de serre et l'empreinte environnementale de cette industrie. Mais des voies d'améliorations existent et selon le cabinet Deloitte (2017) les mines déjà en activités peuvent réduire leurs coûts énergétiques de 25 % et pour plus de 50 % pour les nouvelles mines. Dans le futur, les mines devront générer 100 % de leur énergie, que ce soit pour subvenir à leurs besoins d'exploitation mais également pour alimenter leur flotte de véhicules. Il est évident que cette énergie devra être générée à partir de sources non émettrices de gaz à effet de serre.

Une grande partie des mines réparties dans le monde sont hors réseau et pour se fournir en électricité elles sont largement dépendantes de combustibles fossiles. Maennling & Toledano (2018) avancent que 62 % de l'énergie totale finale consommée par les mines viennent de pétrole, gaz ou charbon. Pour se rendre compte des progrès qu'il reste à accomplir, selon les mêmes auteurs, en 2014, il y avait seulement 0,001 % de solaire, éolien ou d'autres types d'énergie renouvelable installés dans le mix énergétique du secteur minier et des carrières.

De plus, l'efficacité énergétique n'a pas été un point majeur dans la construction des mines existantes et une partie de l'énergie produite est perdue ou son utilisation est loin d'être optimisée. Hormis les déplacements en camion qui sont encore assez difficiles à électrifier, une grande partie des autres besoins peut fonctionner à l'électricité, et donc grâce à des énergies renouvelables. En effet, les camions fonctionnant à l'hydrogène ou sur batteries ne sont encore qu'au stade de prototype et ne seront pas commercialisés avant quelques années. Des entreprises d'envergure comme Anglo American, JCB ou encore Caterpillar (qui posséderait plus de 250 brevets concernant des systèmes de transmissions électriques ou de stockage pour des modèles de camions miniers) sont sur le créneau et développent des solutions innovantes. Le coût d'un véhicule de ce type représente un investissement très important, d'autant plus qu'une mine ne possède rarement qu'un seul véhicule de transport de minerai. Mettre des convoyeurs électriques

reste une option envisageable dans certains cas particuliers (organisation de la mine favorable, environnement qui s'y prête bien et permet cette intégration).

Transiter vers des énergies plus propres entrainerait des avantages importants pour les compagnies minières, certains sont rassemblés dans les paragraphes qui suivent.

• **Avantages économiques**

Après les salaires, l'énergie est la plus grande part des dépenses dans l'industrie minière. Elle représente 15 % à 40 % des coûts d'exploitation (Maennling & Toledano, 2018). De plus, comme elle provient de sources fossiles, les compagnies minières sont exposées à la volatilité des marchés. Volatilité exacerbée aujourd'hui par l'épuisement progressif des réserves, la difficulté d'exploitation de nouvelles sources ou encore des conflits à l'échelle mondiale (Ukraine 2022 pour n'en citer qu'un récent). C'est pour cela qu'il est temps de se tourner vers les énergies renouvelables et, comme il a été dit précédemment (*Voir Figure 2.3*), d'autant plus que les LCOE des énergies renouvelables ont diminué drastiquement des dernières années et vont encore poursuivre leur chute.

• **Avantages sociaux**

Intégrer plus de renouvelables implique une baisse de l'utilisation de machines thermiques polluantes, dangereuses et bruyantes. Peters *et al.* (2017) affirment que cela améliorerait les conditions de travail des mineurs et serait très bénéfique pour leur santé. Le secteur minier n'a pas une très bonne image aux yeux des citoyens et des collectivités (notamment celles autochtones). Selon Fournis & Fortin (2015), les compagnies minières doivent donc faire attention à obtenir une bonne "acceptabilité sociale" afin de ne pas avoir à régler des conflits et être confrontées à des controverses médiatiques qui pourraient leur faire perdre du temps et de l'argent. Introduire des énergies vertes dans le mix énergétique des mines peut avoir un impact positif sur les relations publiques. En effet, Natali & Campia (2017) affirment que cet ajout peut encourager les communautés à soutenir la mine et ses activités.

- **Avantages environnementaux**

Remplacer des génératrices au diesel par des éoliennes, des panneaux solaires PV ou d'autres technologies renouvelables diminuera les émissions de GES et adoucira le bilan carbone des mines. Pour chaque système PV ou éolien implanté, ce sont plusieurs millions de litres de fuel économisés par an et dont les gaz d'échappement n'iront pas dans l'atmosphère. Pour en savoir plus sur tous les avantages environnementaux à réduire les émissions de GES, lire le rapport du GIEC ou d'autres articles scientifiques qui traitent de ce sujet (GIEC, 2021).

- **Avantages politiques**

De nombreux gouvernements ont pris des engagements au niveau international en matière de développement durable et de neutralité carbone. Ils devront rendre des comptes dans les années ou décennies à venir quant à la réduction de leurs émissions de GES. Faire transitionner leurs industries minières conventionnelles en laissant de côté les combustibles fossiles serait profitable à de nombreux pays afin de satisfaire leurs promesses de décarbonation. Cela leur permettra aussi d'être acteurs de premier plan dans les débats grâce à leur expérience acquise. Les investisseurs commencent eux aussi à faire plus attention au bilan carbone des projets dans lesquels ils investissent. Ainsi, présenter un très bon bilan pourrait permettre aux compagnies minières d'obtenir plus de financements et ainsi poursuivre leurs efforts en ce sens. Par exemple, la banque centrale européenne a publié en 2020 un rapport, le "Guide sur les risques liés au climat et à l'environnement", visant à guider les banques pour fixer les prix de leurs produits financiers en corrélation avec les risques environnementaux de l'emprunteur ou de l'entreprise (European Central Bank, 2020). Cela montre bien que le secteur minier a tout intérêt à décarboner ses activités.

2.2 Les batteries à flux : une technologie de stockage prometteuse

Après avoir vu qu'il est urgent et plus que nécessaire de se passer des énergies fossiles, les énergies renouvelables associées à des systèmes de stockage appropriés peuvent constituer un élément de la solution. Cette deuxième partie détaille exhaustivement la technologie de stockage retenue pour ce travail de recherche : les batteries à flux. Plus particulièrement, elle se consacre à cette technologie en rapport avec les réactions d'oxydoréductions qui ont lieu en leur sein.

Les batteries à flux (aussi appelées "batteries redox" ou "redox flow battery" en anglais) promettent un stockage d'énergie longue durée fiable, à bon coût et sûr. Cette technologie ne représentait que 5 % parmi les 16 GW de puissance de stockage installée fin 2021. Étudiée depuis quelques décennies seulement, elle présente de nombreux avantages, ce qui fait qu'elle a le vent en poupe aujourd'hui. De nombreux laboratoires de recherche, d'universités et d'entreprises travaillent à l'amélioration du procédé, à son industrialisation et à sa commercialisation. Cette partie ne détaille pas en profondeur tout le fonctionnement de la technologie. Pour cela, se référer à toutes les sources de la partie suivante, elles détaillent avec précision toutes les subtilités des batteries redox. La Figure 2.8 montre bien que chaque année un nombre de brevets toujours plus élevé est déposé, signe d'une grande vitalité dans ce domaine.

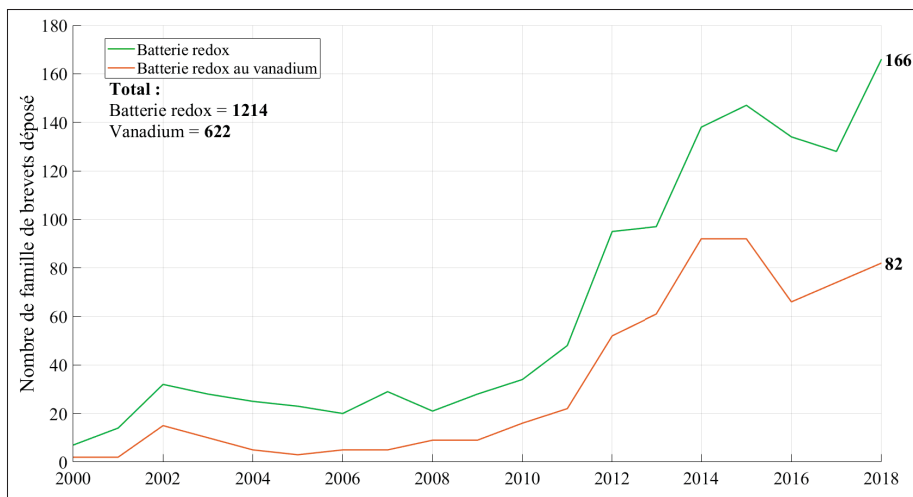


Figure 2.8 Nombre de familles de brevets déposées et liées aux batteries à flux et au vanadium
Adaptée de EPO & IEA (2020, p. 77)

2.2.1 Son histoire

Entre les années 1840 et 1880, des piles électrochimiques ont été étudiées. Poggendorff et Fuller ont mis au point une pile au bichromate, mais elle comportait des problèmes de polarisation entre électrodes. Camacho a réussi à régler ce problème en faisant circuler un fluide entre différents réservoirs disposés en cascade (Voir Figure 2.9). Cette pile était la première pile à circulation (Tarascon, 2019).

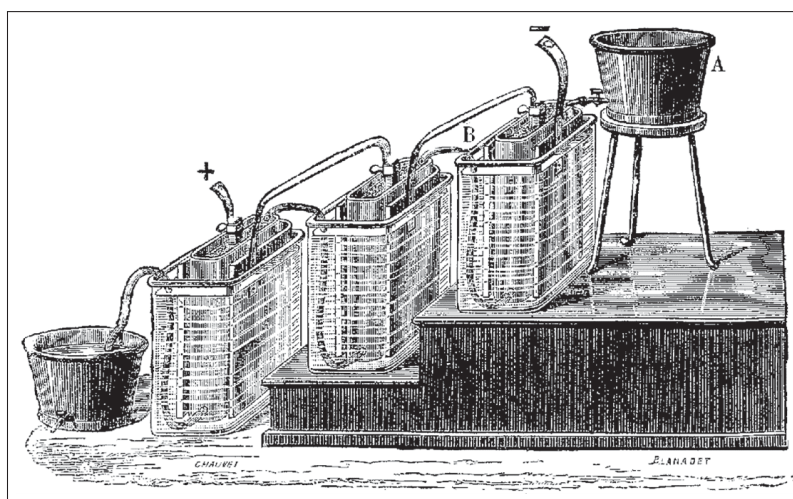


Figure 2.9 Illustration d'une pile Camacho
Tirée de Figuier (1867, Tome 5, p. 393)

Le développement de la technologie, telle qu'elle est connue aujourd'hui, ne remonte qu'aux années 1960. À cette époque c'était le couple zinc/chlore qui était le plus étudié (Dunn, Kamath & Tarascon, 2011). En 1973, la National Aeronautics and Space Administration (NASA) a fondé un centre de recherche à Cleveland dans le but de commencer à développer des cellules redox électriquement rechargeables. Grâce à cela, ils ont posé le premier principe des batteries à flux. Pendant les années qui suivirent, la NASA et ses différents partenaires industriels ont continué à développer le système en travaillant sur de nouvelles membranes, électrodes, électrolytes, modèles hydrodynamiques (Thaller, 1976). Au début des années 1980, des brevets ont été déposés pour des systèmes de stockage redox et leurs sous-systèmes. Les éléments chimiques les plus utilisés à l'époque étaient le chrome, le brome et le fer (Bartolozzi, 1989).

C'est seulement au milieu des années 1980 que le vanadium fut mis en lumière pour être utilisé comme couples redox par Sum & Skyllas-Kazacos (1985). Durant cette décennie, une très importante quantité de brevets a été déposée et des prototypes ont été développés et mis en test. Les chercheurs n'arrivant pas à se mettre d'accord sur les avantages et inconvénients de chaque espèce ont fait en sorte qu'un large éventail de couples redox a été étudié. Le Japon a largement contribué à l'avancée de cette technologie.

En 1986, une équipe australienne menée par Skyllas-Kazacos a mis au point une cellule redox plus aboutie fonctionnant au vanadium à la fois pour l'électrode positive et l'électrode négative. Les résultats obtenus étaient vraiment intéressants et arrivaient à suppléer le couple Fe/Cr fréquemment étudié à l'époque (Skyllas-Kazacos, Rychcik, Robins, Fane & Green, 1986). Les années suivantes, d'autres projets ont émergé mais un second souffle est apparu lorsque le premier brevet de l'équipe australienne a expiré, c'était en 2006. À partir de cette année-là, il devint beaucoup plus simple pour les entreprises et les groupes de recherches de s'impliquer dans le développement des batteries à flux puisque les financements gouvernementaux étaient disponibles. À la suite de cela, de nombreuses entreprises ont vu le jour, les recherches ont continué à avancer et les projets sont devenus de plus en plus importants. De quelques dizaines de kilowatts au début, les centaines de kilowatts ont été atteints assez rapidement et aujourd'hui la plus grosse centrale propose une puissance de 200 MW pendant quatre heures (Zhang *et al.*, 2018).

Ce développement très rapide des batteries est soutenu par un grand nombre d'acteurs et d'organisations qui œuvrent pour impulser une véritable dynamique (le Forum International des Batteries à Flux ou Vanatech : regroupement de constructeurs de batteries redox et de producteurs de vanadium par exemple).

2.2.2 Son fonctionnement

Une batterie à flux est un système électrochimique. Il est réversible, donc rechargeable, et stocke l'énergie sous forme chimique et la restitue sous forme électrique. Le principe de fonctionnement

de cette batterie consiste à faire circuler grâce à des pompes une solution électrolytique (électrolyte) venant d'un ou plusieurs réservoirs vers des cellules électrochimiques. Ces cellules (composées de deux demi-cellules, une positive et une négative) sont le siège de réactions d'oxydoréduction. Elles sont connectées en série et/ou parallèle afin de fournir les caractéristiques en tension et courant désirées. La Figure 2.10 montre un schéma de fonctionnement avec deux cellules branchées en série dans l'empilement (Skyllas-Kazacos *et al.*, 2013). Les deux demi-cellules sont séparées par une membrane poreuse ou membrane échangeuse d'ions. Elle assure ainsi la séparation des deux électrolytes (pas de mélange) et autorise le transfert d'ion et ainsi le fonctionnement de la pile. Ce sont les électrons libérés durant ces réactions qui vont produire le courant en circulant entre les deux électrodes des demi-cellules (Hosseiny & Wessling (2011), Skyllas-Kazacos *et al.* (2013)).

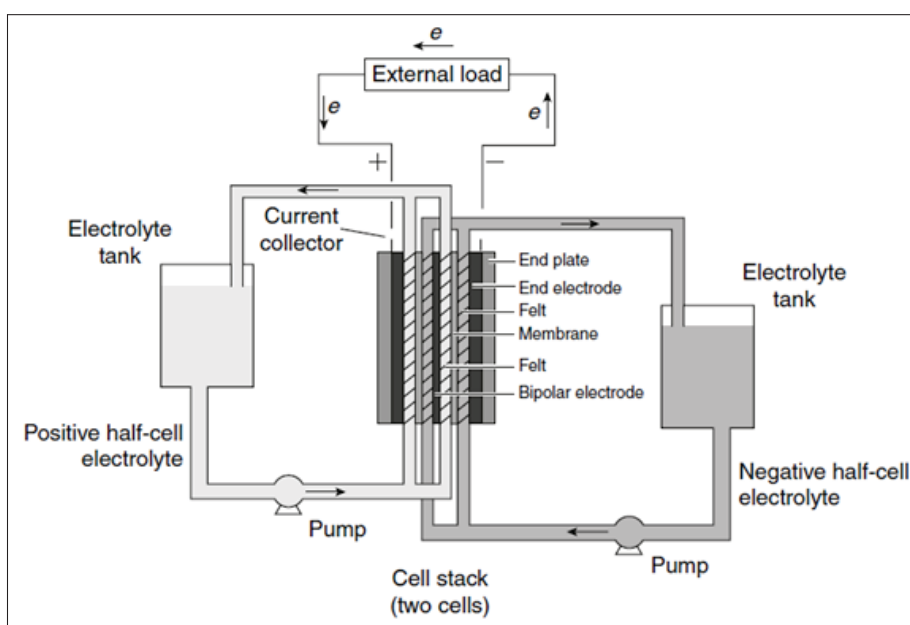


Figure 2.10 Schéma de fonctionnement d'une batterie redox
Adaptée de Skyllas-Kazacos *et al.* (2013, p. 405)

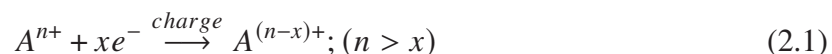
Pour créer ce mouvement d'électrons, les batteries font appel à un couple "oxydant/réducteur". Il en existe une multitude dont une partie est visible sur la Figure 2.11, chaque couple a des caractéristiques différentes (force électromotrice, concentration, densité énergétique, nombre de cycles. . .).

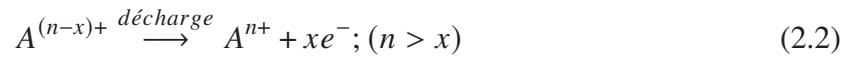
Type	Positive	Negative	Electrolyte	Cell Voltage	Energy efficiency%
Fe/Cr	$\text{Fe}^{2+} + e^- \rightleftharpoons \text{Fe}^{3+}$	$\text{Cr}^{2+} \rightleftharpoons \text{Cr}^{3+} + e^-$	1M FeCl_2 / 1M CrCl_3 in 2–3M HCl	1.18	73
All-Vanadium	$\text{VO}_2^+ + e^- \rightleftharpoons \text{VO}^{2+}$	$\text{V}^{2+} \rightleftharpoons \text{V}^{3+} + e^-$	1.7 – 2M V in 4–5 H_2SO_4	1.26	83–87
Zinc-Cerium	$\text{Zn} \rightleftharpoons \text{Zn}^{2+} + 2e^-$	$2\text{Ce}^{4+} + 2e^- \rightleftharpoons 2\text{Ce}^{3+}$	1.5M $\text{Zn}(\text{CH}_3\text{SO}_3)_2$ / 0.2M $\text{Ce}(\text{CH}_3\text{SO}_3)_3$ in 0.5M $\text{CH}_3\text{SO}_3\text{H}$	2.43	75
Zinc-bromine	$\text{Br}_2 + 2e^- \rightleftharpoons 2\text{Br}^-$	$\text{Zn} \rightleftharpoons \text{Zn}^{2+} + 2e^-$	ZnBr_2 in excess of Br_2 (ZnBr_2 oil)	1.85	69.4
Fe/V	$\text{Fe}^{2+} \rightleftharpoons \text{Fe}^{3+} + e^-$	$\text{V}^{2+} \rightleftharpoons \text{V}^{3+} + e^-$	1M FeCl_2 in 2M HCl/ 2M V in 4M H_2SO_4	1.02	80
Br/V	$\text{Br}_2 + 2e^- \rightleftharpoons 2\text{Br}^-$	$\text{V}^{2+} \rightleftharpoons \text{V}^{3+} + e^-$	3.5M V in 7M HBr + 2M HCl/ 2M V in 4M H_2SO_4	1.30	–
Polysulfide/bromine (PSB)	$\text{Br}_2 + 2e^- \rightleftharpoons 2\text{Br}^-$	$\text{S}_4^{2-} + 2e^- \rightleftharpoons 2\text{S}_2^{2-}$	5M NaBr/ 1.3M Na_2S_5 and 1M NaOH	1.36	–
Mn/V	$\text{Mn}^{2+} + e^- \rightleftharpoons \text{Mn}^{3+}$	$\text{V}^{2+} \rightleftharpoons \text{V}^{3+} + e^-$	0.3M V^{3+} in 5M H_2SO_4 /0.3M Mn^{2+} in 5M H_2SO_4	1.77	63
Zn/Ce	$\text{Ce}^{III} + e^- \rightleftharpoons \text{Ce}^{IV}$	$\text{Zn} + 2e^- \rightleftharpoons \text{Zn}$	1.0M MSA, 0.152 Ce^{III} , 4M MSA 0.152 Ce^{III}	2.2	50
Pb/Ce	$2\text{Ce}^{III} \rightleftharpoons 2\text{Ce}^{IV} + 2e^-$	$\text{Pb} + 2e^- \rightleftharpoons \text{Pb}$	1.5 M Pb^{II} methanesulfonate in 1.0 M MSA (Negative); 1.0 M Ce^{III} methanesulfonate in 1.0 M MSA (Positive)	1.7	83
Soluble-Pb	$\text{Pb}^{2+} + 2\text{H}_2\text{O} + 2e^- \rightarrow \text{PbO}_2 + 4\text{H}^+$ (Charge)	$\text{Pb}^{2+} + 2e^- \rightarrow \text{Pb}^0$ (Charge)	Lead (II) in methanesulfonic acid	1.78	65
Fe/Fe	$2\text{Fe}^{2+} + 2e^- \rightleftharpoons 2\text{Fe}^{3+}$	$\text{Fe}^{2+} + e^- \rightleftharpoons \text{Fe}^0$	FeCl_2 (Negative) FeCl_2 & FeCl_3 (Positive)	1.21	>45
Zn/I	$\text{I}_3^- + 2e^- \rightleftharpoons 3\text{I}^-$	$\text{Zn} \rightleftharpoons \text{Zn}^{2+} + 2e^-$	ZnI_2 in aqueous	1.29	>80

Figure 2.11 Inventaire des différents types de batteries à flux
Adaptée de Ulaganathan *et al.* (2016, p. 3)

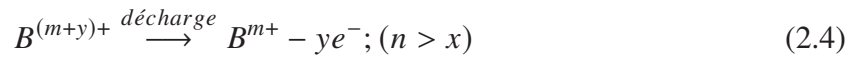
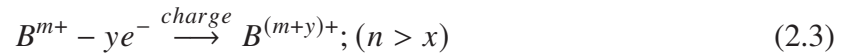
La conversion d'énergie se déroule en respectant deux demi-réactions, une oxydation et une réduction. Elles sont décrites par Weber *et al.* (2011) sous les Équations (2.1) à (2.4). Lors de la décharge, l'électrode positive (cathode) est le siège d'une réaction de réduction et l'électrode négative (anode) est le siège d'une réaction d'oxydation. Lors de la charge, les réactions s'inversent. L'électrode où siège la réaction de réduction est l'anode, celle où siège la réaction d'oxydation est la cathode. Cependant, les batteries redox étant réversibles, les notions de : "anode" et "cathode" ne sont pas très représentatives. La réaction d'oxydation et celle de réduction additionnées donnent l'Équation (2.5) d'oxydoréduction, c'est cette réaction qui est à l'origine de la technologie redox et qui permet le stockage d'énergie. Elle se déroule dans la cellule électrochimique et permet la conversion d'énergie chimique en énergie électrique et inversement.

À l'anode :

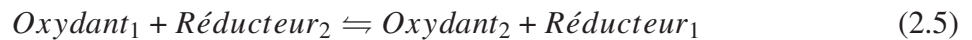




À la cathode :



Dans la cellule, au global :



La tension de la cellule correspond à la différence de potentiel entre l'électrode positive et l'électrode négative et est donc liée au couple redox associé. Le potentiel théorique maximal (ou tension en circuit ouvert) est donné par l'équation de Nernst (*Voir Équation (2.6)*).

$$(E)_{\text{cellule}} = (E)_{\text{cellule}}^0 - \frac{RT}{nF} \times \ln(Q) \quad (2.6)$$

Mais cette valeur obtenue est théorique et des pertes s'y appliquent irrémédiablement. Des chercheurs les ont identifiées provenant de trois sources : polarisation d'activation, polarisation de concentration et la polarisation ohmique (Skyllas-Kazacos *et al.* (2013), Ulaganathan *et al.* (2016)). Différents exemples de valeurs de potentiels de cellules sont disponibles dans la Figure 2.11 en fonction du couple redox de la pile.

Reliée au voltage, la capacité de la batterie est une caractéristique essentielle. La capacité théorique est donnée par la loi de Faraday et est fonction du volume et de la concentration de la solution électrolytique. L'Équation (2.7) donne la capacité à courant constant.

$$Q_T = It = m(nF) \quad (2.7)$$

Avec :

- Q_T = capacité de la cellule,
- I = courant à travers la cellule,
- t = temps de décharge,
- m = nombre de moles de réactif pour une décharge complète,
- n = nombre d'électrons transférés,
- F = constante de Faraday.

Avec les batteries redox, l'état de charge (SOC) est à tout moment connu. C'est une mesure de l'avancement des réactions dans chaque demi-cellule. Plus précisément, c'est le rapport des concentrations en produit et en réactif dans l'électrolyte à un moment donné. L'efficacité d'une batterie électrochimique est mesurée en prenant en compte trois efficacités différentes : l'efficacité de Coulomb, l'efficacité de tension et enfin l'efficacité énergétique. L'efficacité de Coulomb correspond au rapport entre la charge totale disponible pendant le cycle de décharge par rapport à celle utilisée pour faire un cycle de charge. Plus faibles sont les pertes entre l'énergie utilisée pour charger la batterie et celle restituée à la décharge, meilleure est l'efficacité du système. Ces pertes sont dues à l'autodéchargement (transfert d'ions au travers de la membrane) et aux dégagements gazeux qui se produisent lors de la charge. L'efficacité en tension est déterminée par la différence de tension entre un cycle de charge et un cycle de décharge. Elle est influencée négativement par les résistances internes et les différents phénomènes de polarisations. Finalement, l'efficacité énergétique est le rapport entre la capacité de décharge après une charge complète et la capacité de charge d'un cycle. Elle est également le produit des deux autres efficacités. De nombreux facteurs exercent donc une influence sur le système : la

température, la densité de courant, la sélectivité ionique de la membrane ou encore la conductivité de l'électrolyte (Wang *et al.* (2015), Skyllas-Kazacos *et al.* (2013), Ulaganathan *et al.* (2016)).

2.3 La technologie tout vanadium

Comme il a été évoqué précédemment, une multitude de couples redox existe et se développe aujourd'hui. Cependant celui qui a attiré la plus grande attention et sur lequel le plus de chercheurs ont travaillé reste le tout vanadium. L'Office européen des brevets et l'Agence internationale de l'énergie le montrent très bien sur la Figure 2.8 : en 2018 près de la moitié des brevets déposés sur la technologie de batterie à flux était concentrée seulement sur les batteries au vanadium.

2.3.1 Les détails et son fonctionnement

Pour commencer, le vanadium est l'élément chimique de numéro atomique 23, de symbole V. Il est en large majorité utilisé dans la sidérurgie en tant qu'additif pour renforcer diverses qualités d'acier. Mais depuis quelques années, une part de plus en plus importante est destinée aux électrolytes des batteries à flux (1 385 Mt en 2019 contre 1 881 Mt en 2020). Les principaux pays producteurs sont la Chine, la Russie, l'Afrique du Sud et le Brésil (Perles, 2020).

La principale source de vanadium (à 72 % en 2020) est la co-production dérivée du minerai de fer pour la production d'acier. Les états d'oxydation les plus connus de cet élément sont +2, +3, +4 et +5. Il peut donc facilement échanger des électrons sans aucun risque de combustion, de dégradation ou d'emballement thermique. Chaque état d'oxydation possède une couleur caractéristique (*Voir* Figure 2.12), c'est intéressant pour voir qualitativement l'état de charge d'une batterie redox. Cet élément est présent en grande quantité sur Terre et existe naturellement sous 65 formes différentes (Ulaganathan *et al.*, 2016). Selon Sánchez-Díez *et al.* (2021), le vanadium est classé dans la catégorie des matériaux stratégiques, car il n'est extrait que par quelques pays non européens. Cela peut conduire à une dépendance des pays qui ne produisent pas de vanadium vis-à-vis de certains pays producteurs. Le prix et l'approvisionnement en

pentoxyde de vanadium (V_2O_5) de qualité technique peuvent fluctuer. Cependant il faut noter un point très important. Durant les cycles de vie d'une batterie redox, le vanadium n'est jamais consommé. Ainsi, il est possible de le recycler et de le réutiliser dans d'autres systèmes redox par exemple. En partant de ce constat, certaines entreprises envisagent de mettre en place la location d'électrolyte (de la même façon que les locations de batteries de véhicules électriques). C'est de bon augure pour les procédés d'industrialisation et de commercialisation qui pourraient voir leur coût diminuer.



Figure 2.12 Les différents états d'oxydation du vanadium

$V(II)$ $V(III)$ $V(IV)$ $V(V)$
violet → *vert* → *bleu* → *jaune*
 Adaptée de Steffen Kristensen (2010)

Dans les batteries au vanadium, les ions vanadium (concentration de 1,6 à 1,7 M) sont en solution dans de l'acide sulfurique (H_2SO_4 de 4 à 5 M). Avec ces concentrations et dans l'état actuel des recherches, des densités énergétiques oscillant de 25 à 35 Wh/L sont admises. Selon Sánchez-Díez et ses collaborateurs, les densités de courant et de puissance retrouvables dans les systèmes actuellement en vente se situeraient respectivement entre 80 et 100 mA/cm² et 100 mW/cm² (Sánchez-Díez *et al.*, 2021).

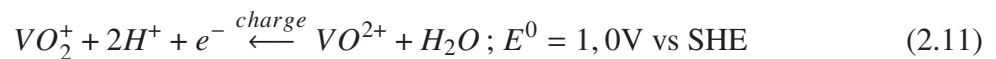
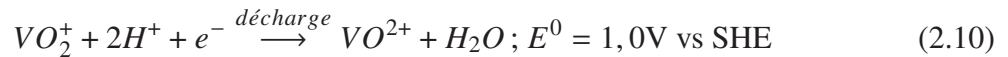
Le fonctionnement reste globalement le même qu'évoqué en 2.2.2. Lors du rechargement de la batterie, le V^{3+} est réduit en V^{2+} du côté de l'électrode négative. Du côté de l'électrode positive, le V^{4+} (VO^{2+}) s'oxyde en V^{5+} (VO_2^+) et il y a l'échange d'un proton et l'élimination

d'une molécule d'eau (H₂O). Lors de cette réaction, les changements de couleurs présentés précédemment se produisent (Hosseiny & Wessling (2011), Skyllas-Kazacos *et al.* (2013), Ulaganathan *et al.* (2016), Sánchez-Díez *et al.* (2021)). Un schéma très complet est disponible en Annexe II et décrit avec précision une batterie à flux au vanadium.

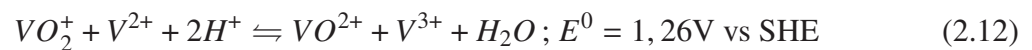
À l'anode :



À la cathode :



Dans la cellule au global :



C'est grâce à cette réaction d'oxydoréduction qu'opèrent la charge et la décharge de la batterie. Intrinsèquement lié au fait que tout repose sur une réaction chimique, le temps de réponse des batteries à flux est de l'ordre de la milliseconde (Sánchez-Díez *et al.*, 2021). Cette réaction s'effectue dans la cellule électrochimique (vue éclatée en Figure 2.13), elle est constituée de deux demi-cellules chacune faite d'une plaque d'extrémité, d'un cadre isolant, de collecteurs de

courant, d'une plaque de graphite, d'un feutre de carbone ou de graphite, d'un joint d'étanchéité et de canaux pour l'écoulement de l'électrolyte. Cet écoulement est d'ailleurs très important pour les batteries à flux puisqu'il permet d'amener les éléments actifs vers les électrodes pour que les réactions d'oxydoréduction opèrent. Le débit et la forme de l'écoulement sont des paramètres à bien prendre en compte afin d'obtenir une efficacité optimale.

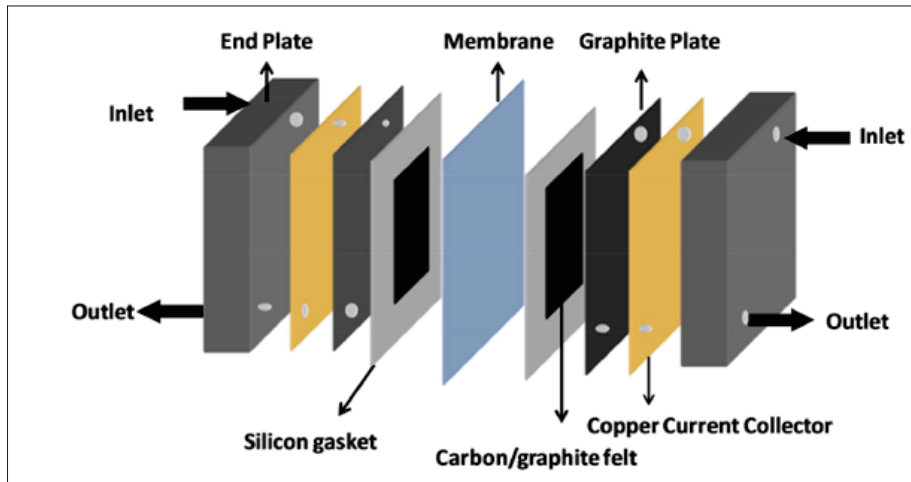


Figure 2.13 Vue éclatée d'une cellule électrochimique de batterie redox

Adaptée de Ulaganathan *et al.* (2016, p. 6)

Une tension aux bornes de la cellule de 1,26 V à 25 °C et un SOC de 50 % est observée. Pour obtenir une tension intéressante pour des utilisations industrielles et à grande échelle, plusieurs empilements sont créés. Chaque empilement est constitué d'une multitude de cellules mises en série afin d'additionner les tensions de chaque cellule. La Figure 2.11 met en évidence des tensions plus élevées pour d'autres couples redox mais le tout vanadium propose des avantages que ne présentent pas les autres éléments chimiques.

2.3.2 Ses avantages et inconvénients

Les avantages de la batterie tout vanadium sont nombreux. Premièrement, selon Huang *et al.* (2022), l'efficacité globale d'un tel système se situe entre 70 et 85 %. Ulaganathan *et al.* (2016) l'estiment supérieure à 83 % (Voir Figure 2.11). C'est une bonne valeur pour un système de

stockage d'énergie, même si d'autres types de batteries présentent des valeurs plus élevées. Mais un des avantages les plus marquants réside dans le fait qu'il est possible de dimensionner indépendamment la puissance et la capacité de la batterie. Afin d'augmenter la capacité de stockage, il suffit d'augmenter le volume d'électrolyte (basiquement de mettre en place un réservoir plus grand) ou d'augmenter la concentration en réactif (Hosseiny & Wessling (2011), Skyllas-Kazacos *et al.* (2013)). Cet atout rajoute énormément de flexibilité et d'adaptabilité à cette technologie. En effet, un site industriel peut voir ses besoins énergétiques augmenter rapidement en fonction de son développement. Si le moyen de stockage installé n'est pas évolutif, l'augmentation des besoins énergétiques peut devenir handicapante et engendrer des dépenses très élevées pour réadapter les systèmes. Avec des batteries à flux comme moyen de stockage, un simple rajout de réservoirs supplémentaires d'électrolyte peut suffire à couvrir l'augmentation. Cela revient à augmenter la durée potentielle de stockage. Selon Zhang *et al.* (2012), le fait d'augmenter la capacité de stockage (donc augmenter la durée des cycles) permet de baisser les dépenses d'investissement de capital (CAPEX) par kilowattheure (Voir Figure 2.14).

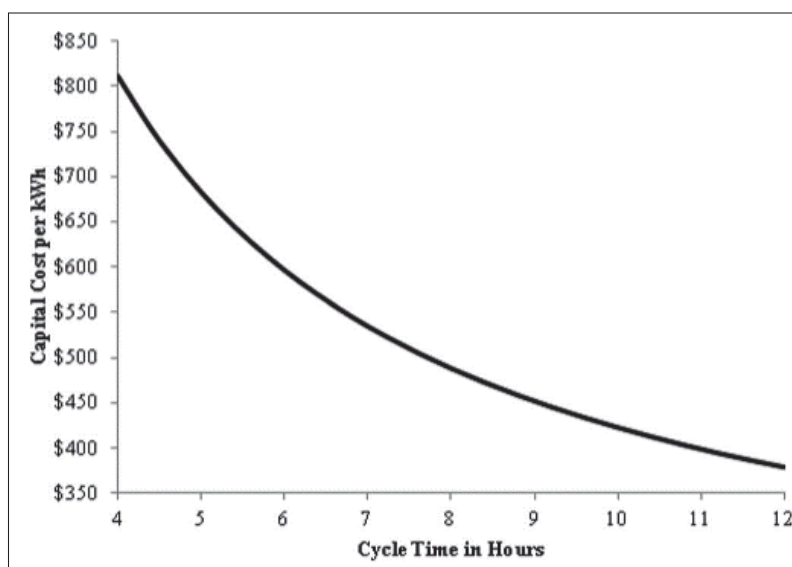


Figure 2.14 Effet de la durée de stockage sur le CAPEX pour une batterie tout vanadium de 1 MW (\$USD)
Adaptée de Zhang *et al.* (2012, p. 1187)

Un des problèmes récurrents et caractéristiques des batteries à flux est la contamination croisée. Selon Ladet (2016), cela revient à une "contamination d'une matière ou d'un produit par une autre matière ou par un autre produit". Dans le cas des batteries à flux qui ont un anolyte et un catholyte différents, ce serait un mélange de ces deux électrolytes au travers de la membrane. Le fait d'utiliser des couples redox du même élément chimique dans les deux solutions électrolytiques résout ce problème ; c'est le cas du vanadium et de ses quatre états d'oxydation (V^{2+} , V^{3+} , V^{4+} , V^{5+}). Après un certain temps d'utilisation, les électrolytes perdent une partie de leur capacité à cause de l'oxydation de l'air ou d'un déséquilibre dans les concentrations ioniques. Mais, selon Tomazic & Skyllas-Kazacos (2015), en mélangeant l'anolyte et le catholyte, il est possible de retrouver la capacité initiale de la batterie. Au-delà d'éviter la contamination croisée, les avantages s'appliquent aussi sur le plan financier. En effet, avoir un seul électrolyte circulant dans les circuits réduit les coûts de maintenance (facilité d'utilisation et moins de déchets à gérer) et donc le coût global du système (Skyllas-Kazacos *et al.*, 2013).

Comme il a été dit précédemment, les ions vanadium sont dissous en solution, ce qui revient à dire que l'énergie (énergie chimique dans la pile) est stockée en solution. Ceci a plusieurs avantages, il ne se produit aucun changement de phase solide (seulement liquide) donc les espèces actives ne se dégradent pas. Par conséquent un très faible autodéchargement est visible (0 à 0,2 % par année) et l'énergie peut être emmagasinée sur de longues périodes. Les batteries redox peuvent être complètement chargées et déchargées, sans altération de leur durée de vie, de son état et de sa capacité. En effet, la durée de vie d'un système redox est limitée par ses composants mécaniques et non par l'électrolyte. Ainsi, il est prévu par Viswanathan *et al.* (2014) que les membranes et électrodes soient changées tous les dix ans et Elsey (2016) envisage un changement des pompes tous les 15 à 20 ans. Ces durées de vie sont longues et permettent donc un nombre de cycles très important.

L'impact environnemental de cette technologie est faible. Et tout cela montre bien l'intérêt que représente cette technologie comparée à des batteries solides au lithium-ion, par exemple. En effet, les batteries lithium-ion ont une durée de vie faible à cause de la dégradation de leurs

cellules et une fois leur cycle de vie terminé, ces batteries relâchent des produits toxiques. Il ne faut pas faire reposer l'avenir du stockage d'énergie sur une seule technologie.

Un des points les plus limitants de la technologie redox tout vanadium réside dans sa faible densité énergétique, donnée dans la littérature entre 10 et 35 Wh/L. Elle est conditionnée par la solubilité des ions vanadium dans les électrolytes présents dans les deux demi-cellules. Ce phénomène est d'autant plus accentué aux extrema de températures. Ces valeurs peuvent sembler très faibles comparées aux 250 Wh/L et plus que peuvent fournir les batteries au lithium-ion (Sánchez-Díez *et al.*, 2021). Cependant cette faible densité énergétique est évidemment compensée ailleurs.

Par exemple, il faut voir la très grande durée de vie des batteries redox, ces systèmes sont conçus pour tenir au minimum 10 000 cycles de charge/décharge mais cela peut monter à 20 000 cycles comme durée de vie, voire plus (mais aucun système n'a pu être testé aussi longtemps). Cela représente le haut du classement concernant cette caractéristique. Cette très longue durée de vie permet ainsi un amortissement de la dépense initiale beaucoup plus étalé dans le temps. Ajouter à cela le fait que ce type de batterie électrochimique ne nécessite que peu d'entretien ainsi plus le système dure dans le temps, plus il devient rentable (Sánchez-Díez *et al.*, 2021). De plus, chaque cycle de charge et décharge d'une batterie redox peut être complété entièrement, le nom donné à cela est "charge et décharge profonde". Toutes les batteries électrochimiques n'en sont pas capables, par exemple les batteries acide-plomb sont limitées à 50 % de profondeur de décharge, les batteries lithium sont meilleures et le chiffre de 80 % est souvent donné.

La température dans laquelle évolue un système redox est une caractéristique qui influence grandement les performances d'une batterie redox. La plage de fonctionnement considérée est comprise entre 0 °C et 50 °C, Skyllas-Kazacos *et al.* (2013) ont cherché une solution pour élargir cette plage. En réduisant légèrement la concentration en ion vanadium, ils ont réussi à l'élargir de 5 °C la portant ainsi de -5 °C jusqu'à 50 °C. C'est une caractéristique intéressante pour ce travail de recherche, mais il est important de nuancer cette donnée. Des travaux plus récents menés par des chercheurs chinois de l'université de Pékin ont étudié en détail l'influence de la température (de -10 °C à +50 °C) sur les performances d'un système redox. Leurs conclusions sont que

la température a des conséquences non négligeables sur ce type de système, particulièrement à basse température. À ces températures, l'énergie d'activation des réactions de réduction et d'oxydation est plus élevée ce qui empêche le bon fonctionnement de la batterie. De plus, l'état de charge est lui aussi grandement affecté, passant de 38,38 % à -10 °C à 87,93 % à +50 °C (Yin, Zhou, Du & Yang, 2019). La différence entre ces deux valeurs est trop grande pour ne pas la prendre en compte dans le dimensionnement d'un système redox. Cependant il n'est pas mieux pour le système d'être face à des températures trop élevées (supérieures à 40 °C) auquel cas de nouveaux sujets apparaissent (baisse de l'efficacité globale, création de sédiments dans les conduites. . .). Selon un fabricant de systèmes redox, la plage de fonctionnement recommandée est de -5 °C à +45 °C. Les performances varient tout au long de cette courbe mais il semblerait que l'efficacité optimale se situe vers l'extrémité la plus chaude.

La technologie au vanadium a déjà été validée par les experts du milieu du stockage d'énergie. Les processus de recherche et développement ainsi que ceux d'industrialisation sont déjà en cours. En effet, la première installation à grande échelle a été réalisée en 1997 par Kashima-Kita Electric Power Corporation. Le système présentait une puissance de 200 kW pour une capacité de 800 kWh. La batterie avait pour objectif de lisser le niveau de charge d'une centrale électrique au Japon (Skyllas-Kazacos *et al.*, 2013). Dans cette prochaine partie, les batteries à flux au vanadium seront étudiées avec leurs spécificités et leur déploiement à travers le monde.

2.3.3 Maturité et analyse financière

Avant de commencer tout projet, il est intéressant de s'interroger sur la maturité de la technologie prévue à être installée et à quel prix elle est disponible.

Les batteries redox ont atteint ces dernières années un stade avancé dans leur industrialisation et leur commercialisation même si elles sont encore loin d'être abouties. Des entreprises de différentes régions du monde sont bien placées pour jouer un rôle important dans le déploiement de cette technologie. Ceci montre bien que les batteries au vanadium ont atteint une maturité suffisante. Leur densité énergétique, bien qu'encore faible, est suffisante pour installer des

systèmes de grande ampleur. Concernant la sécurité et la stabilité, il en est de même. Le processus d'oxydoréduction est très bien maîtrisé et cela permet aux constructeurs de rassurer les utilisateurs.

Le marché des batteries redox n'est pas encore très éprouvé et mature. Le prix des batteries en va de même et des disparités assez conséquentes apparaissent dans les articles scientifiques (ceux cités précédemment par exemple), les rapports de laboratoires gouvernementaux et même parmi les fabricants. Il faut également rappeler que les batteries redox sont encore en développement et que les entreprises qui en fabriquent sont, pour la plupart, relativement jeunes. La technologie de batteries à flux ne rassemble pas encore autant d'intérêt que les batteries au lithium par exemple. D'après Blair *et al.* (2022), le lithium-ion doit encore dominer le marché pendant un certain temps encore. L'engouement autour des véhicules électriques (bus, voitures de particuliers ou d'entreprises) mais aussi des mobilités légères comme les vélos électriques encourage les investisseurs à attribuer des moyens conséquents à la recherche et à l'industrialisation. Le prix des packs de batteries lithium-ion diminue donc drastiquement. La Figure 2.15 met en évidence la corrélation entre la forte demande du marché du lithium et le prix en forte baisse des cellules.

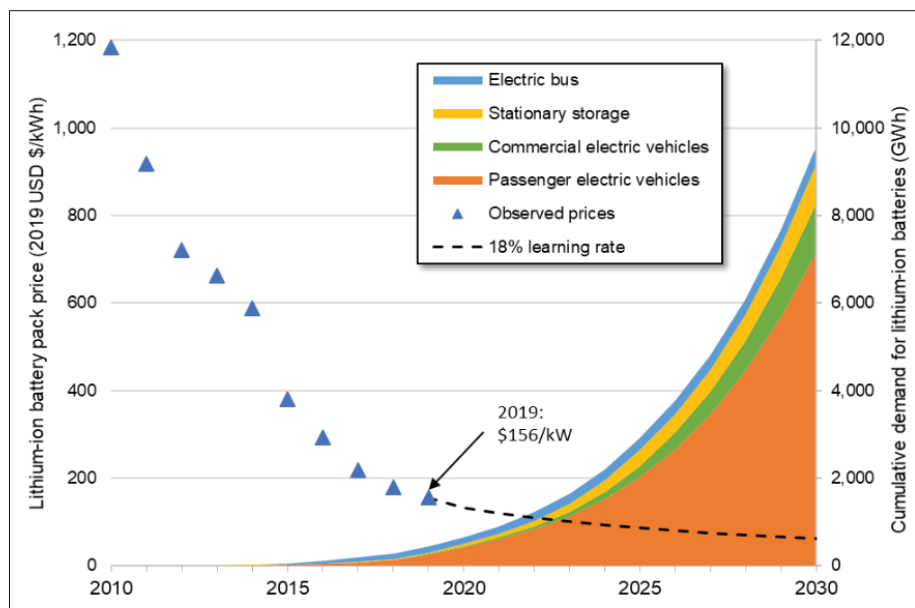


Figure 2.15 Prix et demande cumulée des batteries lithium-ion
Adaptée de Blair *et al.* (2022, p. 4)

Cette dynamique ne s'applique pas encore au domaine des batteries à flux. Mais avec le développement des solutions de stockage stationnaires nécessaires à la transition énergétique et propice aux batteries à flux, un basculement du marché des batteries est donc possible. Le prix des systèmes redox est d'ailleurs déjà en forte baisse sur les dernières années.

De nombreuses études ont été publiées sur le coût actualisé de l'énergie (LCOE) mais concernant le stockage d'énergie, c'est le coût actualisé du stockage (LCOS) qu'il est utile d'étudier. Il correspond au coût total qu'il faut investir sur toute la durée de vie d'un système de stockage d'énergie divisé par l'électricité totale produite. Ce coût comprend donc l'investissement initial (achat des cellules de batteries, des tanks à électrolyte par exemple) ainsi que les frais de maintenance sur toute la durée d'utilisation. Cela correspond réellement au coût de l'électricité une fois sortie du système de stockage. Schmidt et ses collaborateurs ont développé dans un article le LCOS de neuf technologies de stockage. Il s'appuie sur un grand nombre d'articles de la littérature et analyse des données négligées par d'autres études. Ils ont rendu totalement transparente leur démarche et ont conforté leurs résultats avec une simulation de 500 LCOS suivant la méthode de Monte-Carlo pour déterminer les incertitudes. La Figure 2.16 présente le résultat obtenu pour les batteries redox au vanadium. Une nette diminution du coût est visible entre 2015 et les prévisions de 2050 (Schmidt *et al.*, 2019).

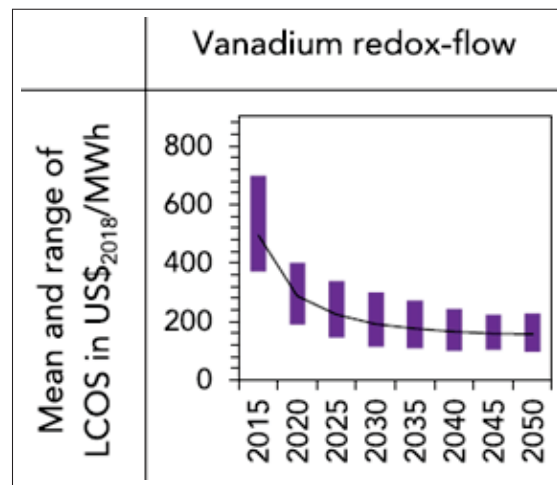


Figure 2.16 Moyenne et intervalle du LCOS du redox tout vanadium
Adaptée de Schmidt *et al.* (2019, p. 6)

Autrement, la littérature présente de nombreuses valeurs pour les dépenses d'investissement (CAPEX) des batteries redox. La plupart des sources placent cet indicateur entre 150 \$USD/kWh et 1 000 \$USD/kWh (Ulaganathan *et al.* (2016), Poullikkas (2013), Sankaralingam, Seshadri, Sunarso, Bhatt & Kapoor (2021)). Ces valeurs ne prennent pas en compte les frais d'opérations et de maintenance et tout ce qui va être relatif à l'installation sur site, c'est pour cette raison qu'elles sont plus faibles. Parmi les articles scientifiques précédents, un seul propose un coût de maintenance, Ulaganathan *et al.* (2016) évaluent ce coût à 1 \$USD/MWh.

Mais cet indicateur ne permet pas d'explicitier en détail les coûts. Des chercheurs de l'université de Xi'an ont développé ce point en prenant en compte chaque composant, la Figure 2.17 présente les résultats en proportion. Comme il a été souligné précédemment, la membrane et l'électrolyte ont une importance cruciale dans le bon fonctionnement du système. Ils représentent respectivement 43 % et 27 % du prix total du système (Huang *et al.*, 2022). Chen et ses collaborateurs ont eux aussi travaillé composant par composant et ont proposé une répartition un peu différente. Ils placent tout de même l'électrolyte et la membrane comme les dépenses les plus élevées d'une batterie redox avec respectivement 62,8 % et 10,8 % Chen *et al.* (2022).

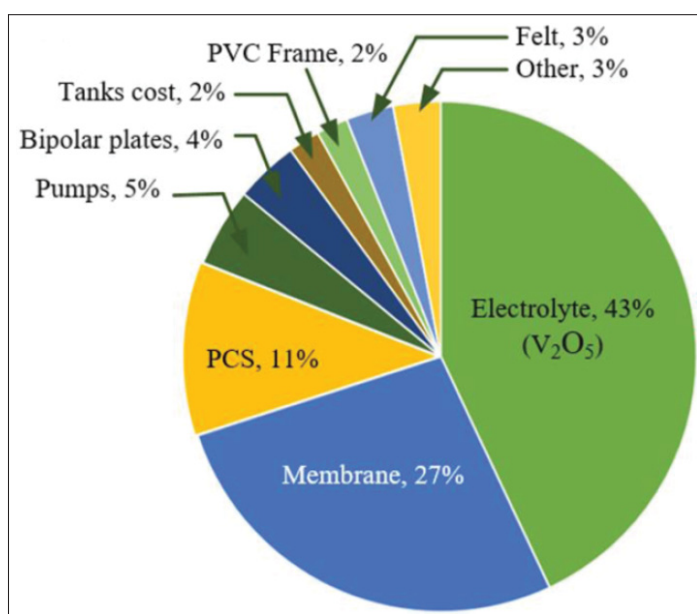


Figure 2.17 Analyse des coûts d'une batterie à flux
Adaptée de Huang *et al.* (2022, p. 5)

L'électrolyte a donc un poids important dans le coût final d'un projet. Ce sont les matières premières, V_2O_5 en l'occurrence, qui élèvent le budget. Aucune incitation commerciale ne pousse les producteurs de vanadium à baisser ou stabiliser leurs prix. D'après l'Institut d'études géologiques des États-Unis, en décembre 2021, le prix d'un kilogramme de pentoxyde de vanadium chinois se vendait aux alentours des 20 \$USD mais il était autour de 30 \$USD/kg dans les années 2007-2011 (USGS, 2021). Et un pic a été observé autour des 63 \$USD/kg en 2019. Mais selon Huang *et al.* (2022), avec le développement de cette technologie et sa commercialisation à plus grande échelle, le prix des matières premières est appelé à baisser dans les cinq à dix prochaines années. En plus, certaines entreprises de batteries redox créent des partenariats avec d'autres compagnies minières qui exploitent des mines de vanadium dans le but de s'assurer des prix plus avantageux et moins soumis à la volatilité du marché.

Les batteries redox au tout vanadium ont donc acquis depuis plusieurs années une maturité qui leur permet d'être implantées dans de nombreux pays sur le globe. Certaines autres technologies sont, elles aussi implantées mais sont largement minoritaires. Toutes les échelles de stockage sont représentées : petite, moyenne ou grande, de quelques kilowatts à plusieurs centaines de mégawatts. La Chine, les États-Unis et l'Europe sont les principales régions accueillant des systèmes redox. Une carte montrant l'emplacement des principaux projets de parcs redox est présentée en Annexe III-1 à III-3.

Les batteries à flux au tout vanadium présentent donc aujourd'hui de nombreux avantages. Leur considérable avance dans le processus de commercialisation et d'industrialisation en fait aujourd'hui un moyen reconnu et sérieux pour du stockage d'énergie longue durée. De plus, au vu du nombre de projets déjà mis en service sur chaque continent, le nombre d'heures d'expérience accumulées a permis aux entreprises du secteur d'améliorer et de fiabiliser considérablement leurs systèmes. Cependant, c'est tout de même une technologie récente qui doit encore subir des transformations, des améliorations afin d'être entièrement capable de relever les défis de la transition énergétique.

2.4 L'avenir des batteries à flux

Les batteries à flux rassemblent aujourd'hui un fort engouement. De nombreuses jeunes entreprises, mais aussi des groupes internationaux ayant une expérience considérable dans les systèmes énergétiques s'y intéressent. Les promesses sont nombreuses et c'est pour cette raison que de nombreux laboratoires mènent des recherches sur de nouveaux couples d'oxydoréduction qui pourraient améliorer certaines caractéristiques des batteries à flux. Cependant, les défis restent considérables pour emmener cette technologie au même stade de développement que d'autres solutions de stockage.

2.4.1 Les couples redox en développement

Les batteries au tout vanadium sont celles qui ont rassemblé le plus d'intérêt ces dernières années. Mais d'autres types ont tout de même été développés à plus petite échelle et présentent des avantages certains que ce soit sur le plan financier, environnemental ou technique. Huang & Mu (2021) ont créé une carte récapitulative (*Voir* Figure 2.18) du développement des différentes technologies actuellement étudiées en fonction de leur type.

Le système le plus étudié, après le tout vanadium, est la batterie à flux zinc-brome. C'est une batterie hybride puisque le zinc est une fois sous forme solide (batterie chargée) et une fois sous forme dissoute (batterie déchargée). Ces piles nécessitent une attention particulière afin de les charger et décharger régulièrement pour empêcher la formation de dendrites mais aussi car le brome est toxique. Certaines de ses caractéristiques peuvent être retrouvées à la Figure 2.11. Son LCOS est légèrement supérieur à celui d'une batterie tout vanadium. D'autres types de batteries hybrides sont en développement, même si leur stade d'avancement est faible (Chakrabarti *et al.*, 2020). Mais cela montre bien l'effervescence autour de cette technologie.

Comme il a été dit dans la partie précédente, la faible densité énergétique des batteries redox demeure un problème. Skyllas-Kazacos et ses collaborateurs ont essayé de régler cela et ont développé l'idée de l'équipe de Kaneko de 1992. Ils ont ainsi étudié une pile redox vanadium-oxygène qui consiste à remplacer l'électrode de la demi-cellule positive par une électrode à air.

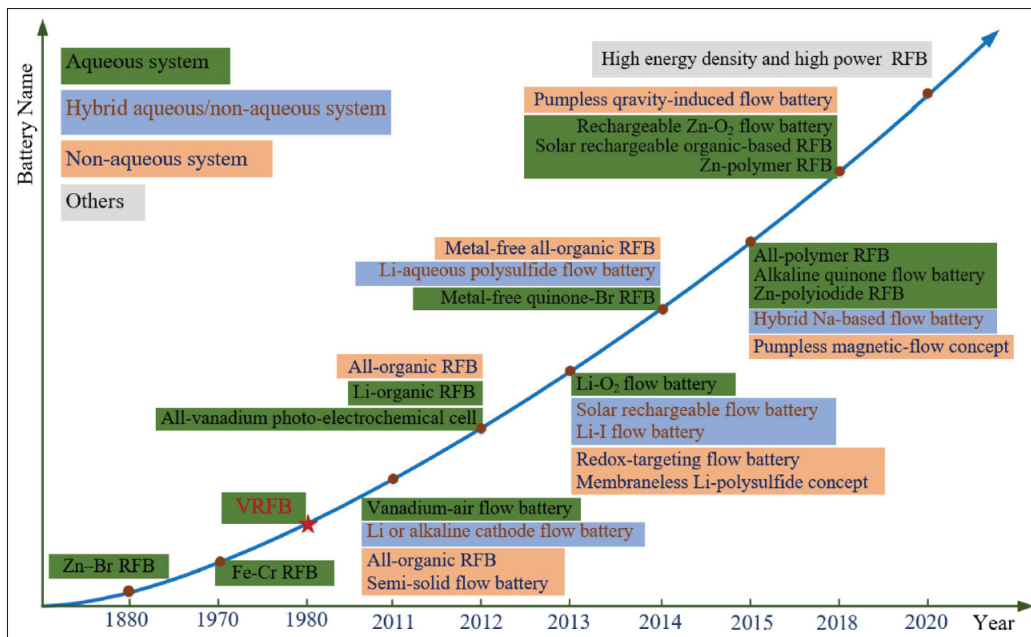


Figure 2.18 Calendrier du développement des batteries à flux
Adaptée de Huang & Mu (2021, p. 10)

Cela permet d'augmenter la densité énergétique et de réduire les coûts de production, mais des améliorations sont encore nécessaires afin de rendre ce couple plus efficient (Skylas-Kazacos *et al.*, 2013).

De grands espoirs sont aujourd'hui portés sur les batteries à flux à élément organique en solution aqueuse. En effet, comme il a été développé tout au long de ce travail, les limites aux batteries redox sont majoritairement d'ordre chimique, elles sont liées au couple redox et donc à l'électrolyte. Une des solutions proposées par les chercheurs et certaines entreprises serait de substituer les composés inorganiques (V_2O_5 par exemple) par des composés organiques présents en très grande quantité à la surface de la Terre et beaucoup moins chers à fabriquer à grande échelle. Cela comprend les éléments suivants : C, H, O, N, S. Les gains en performances et en coûts financiers seraient intéressants. Actuellement le développement à grande échelle n'est pas envisageable, mais c'est à surveiller dans les années à venir.

Autrement, depuis 2013, de nombreux essais ont été faits concernant l'utilisation de polyoxométallates qui auraient les avantages d'avoir une très haute capacité volumétrique (Pratt, Hudak,

Fang & Anderson (2013), Chen, Symes & Cronin (2018)). Des cellules sans membranes sont aussi à l'étude afin d'enlever cet élément très coûteux. Une multitude de technologies sont en développement aujourd'hui à travers le monde, cela est synonyme de très bonne santé et d'un avenir prometteur pour les batteries à flux. Pour retrouver une liste complète de toutes ces technologies, Sánchez-Díez *et al.* (2021) les ont regroupés dans un article très complet. Cependant il reste des compromis à faire et des inconvénients à régler avant d'avoir le système le plus performant possible.

2.4.2 Les défis autour de la technologie

De nombreux défis techniques persistent autour de la technologie des batteries à flux, elle n'est pas encore tout à fait aboutie et optimisée. Les composants clés du système sont améliorables tant en termes de performances que de coûts. Le coût de la technologie est un des facteurs qui freine son expansion à grande échelle. Beaucoup de recherches se concentrent sur cette problématique que ce soit de la part d'entreprises privées ou de laboratoires de recherche.

Dans les batteries redox au vanadium, l'électrolyte correspond à une très large proportion de la masse totale d'un système, plus de 85 % selon Weber et ses collaborateurs Weber, Peters, Baumann & Weil (2018). Ce qui en fait un composant de premier plan dans une batterie. Comme il a été dit auparavant, la solubilité des ions vanadium dans l'acide sulfurique est un paramètre limitant pour la densité énergétique des batteries à flux. Le but serait donc d'augmenter cette concentration en matière active. Des chercheurs allemands et russes ont étudié la possibilité de rajouter de l'acide phosphorique afin de stabiliser la catholyte dans les hautes températures, les résultats sont encourageants (Ulaganathan *et al.*, 2016).

La membrane est un élément capital dans la fabrication d'une cellule. Son rôle est d'empêcher le mélange entre l'anolyte et le catholyte et de permettre le transfert des ions hydrogène (H^+) dans le circuit. Elle doit rester stable chimiquement dans l'électrolyte très oxydant de vanadium V, ce qui reste un défi en soi. Ulaganathan et ses collaborateurs affirment qu'actuellement c'est la membrane échangeuse d'ions qui limite la densité énergétique de la batterie redox tout

vanadium. Pour réduire ou pallier à ce problème, il faut augmenter la conductivité ionique de la membrane et ainsi réduire la résistance de la cellule. Ceci permettrait d'avoir accès à des densités de courant plus élevées et donc des plus grandes puissances (Ulaganathan *et al.*, 2016). Ce composant est aussi important pour minimiser l'autodécharge de la batterie et augmenter son efficacité énergétique (rendement de Coulomb, rendement en tension et courant par exemple). De nombreuses recherches sont portées sur cet élément critique afin de baisser les prix de commercialisation.

Les électrodes sont aussi des éléments importants dans une batterie à flux. Elles sont le siège des réactions de réduction et d'oxydation vues précédemment et exercent une influence sur les performances de la pile. En effet, leur durée de vie est fonction de leur stabilité chimique dans l'électrolyte acide, les pertes ohmiques découlant de leur résistance électrique font diminuer la tension de la cellule et leur activité électrochimique influence directement l'efficacité des cycles de charge/décharge. Des recherches sont portées par Bevilacqua *et al.* (2019) sur cette partie du système afin de développer des électrodes poreuses qui présenteraient de meilleures performances hydrauliques.

En plus des améliorations techniques de nouveaux matériels en recherche et développement, l'optimisation et l'amélioration de l'efficacité sont aussi nécessaires. Cela concerne par exemple le flux des électrolytes au travers des cellules. En effet le débit ainsi que le modèle d'écoulement jouent des rôles importants sur les performances de la batterie. Un meilleur contrôle des flux thermiques améliorera également l'efficacité globale du système. Optimiser les points précédents plutôt que développer de nouveaux composants est moins risqué, coûteux et long, c'est pour cette raison que de nombreux articles le détaillent. En développant chaque point évoqué précédemment, les batteries redox seront de plus en plus optimisées et réussiront peut-être à tenir leurs promesses pour les décennies à venir, la transition énergétique nécessite de tels systèmes.

2.4.3 Les promesses pour les années à venir

Les défis sont donc nombreux pour pousser encore plus loin le développement des batteries à flux tout vanadium mais les très nombreuses recherches menées, brevets déposés et entreprises qui travaillent sur le sujet provoquent une dynamique très positive pour la technologie. Un des défis les plus importants à relever concerne les coûts de production d'une telle technologie. L'agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA : International Renewable Energy Agency) rassure, le coût des batteries à flux au vanadium et Zinc/Brome pourrait connaître une baisse de plus de 60 % au cours des 20 prochaines années. Ce sont les baisses parmi les plus conséquentes prévues par l'organisme, symbole d'un potentiel et d'un fort engouement fort autour de cette technologie (IRENA, 2017).

Une autre partie de l'article de Schmidt et ses collègues met en avant les promesses qui entourent la technologie des batteries à flux au vanadium (Schmidt *et al.*, 2019). La Figure 2.19 expose 12 graphiques qui s'intéressent à un aspect précis du stockage d'énergie.

Chaque graphique donne à la fois la technologie qui a le plus fort taux de probabilité d'être la moins chère et son LCOS moyen. Les barres représentent les probabilités et la ligne noire indique le LCOS de la technologie ayant la plus forte probabilité d'être la moins chère. Ces résultats sont basés sur les 500 simulations évoquées plus tôt. Par exemple, en 2050 pour la gestion de la congestion : La technologie lithium-ion a la plus grande probabilité (environ 80 %) d'avoir le LCOS le plus bas et la technologie redox a une probabilité de 20 %. le LCOS devrait être d'environ 230 \$USD/MWh pour la technologie lithium-ion. Ceci prouve encore une fois que cette technologie est amenée à jouer un rôle prépondérant dans la transition énergétique. En effet, dix graphiques sur douze présentent cette technologie au vanadium comme ayant la deuxième plus grande probabilité d'avoir le LCOS moyen le plus faible dans chaque domaine pris séparément. Le lithium-ion reste devant pour des raisons déjà évoquées dans ce mémoire.

Huang & Mu (2021), montrent deux pistes d'améliorations principales (Voir Figure 2.20) : une augmentation de la densité de courant qui améliorerait les performances des cellules électrochimiques, une prolongation de la durée de vie des installations qui aurait pour impact de

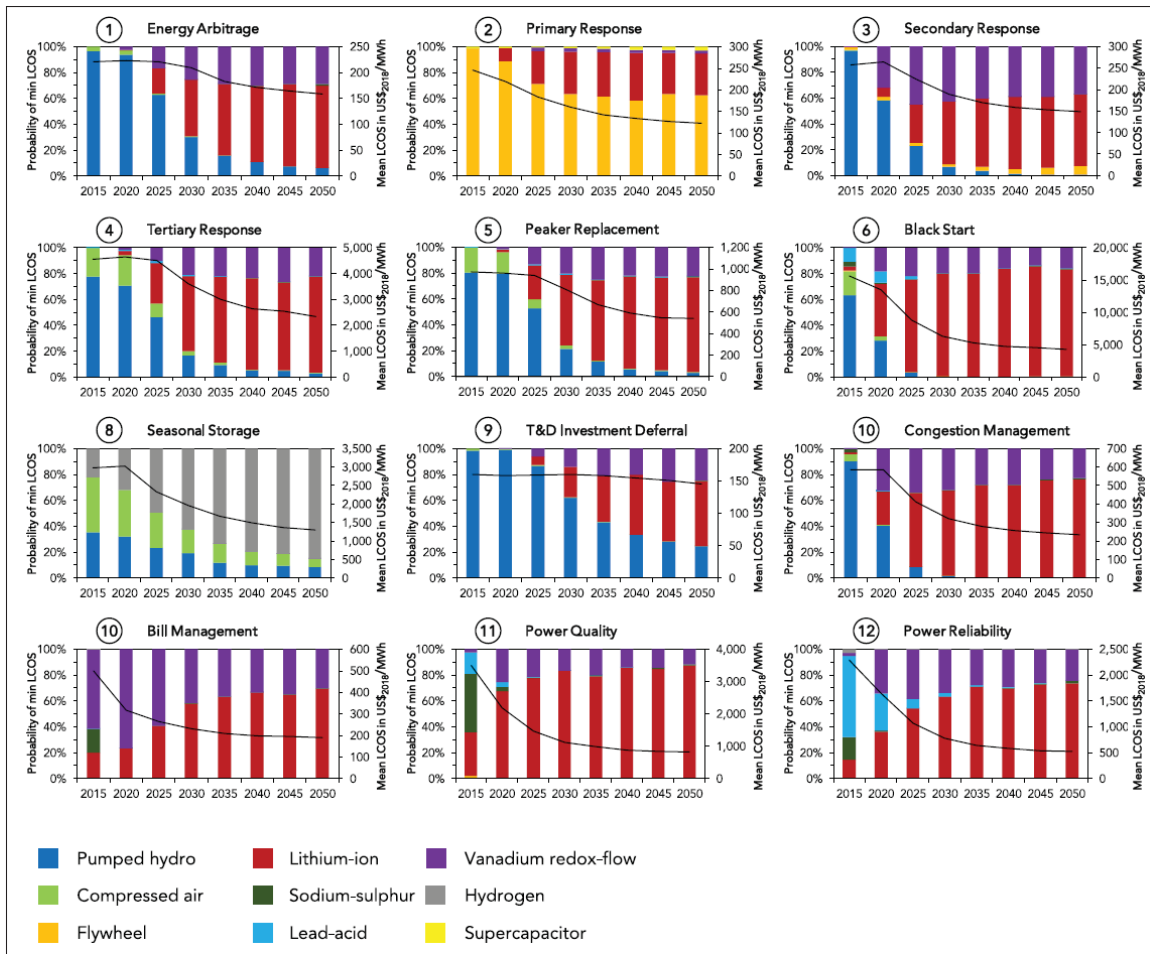


Figure 2.19 Probabilités et prix pour les LCOS les plus faibles pour 9 technologies de stockage dans 12 applications
Adaptée de Schmidt *et al.* (2019, p. 8)

diminuer l'impact environnemental et de s'adapter à la durée de vie des installations éoliennes et photovoltaïques, mais surtout qui aurait pour finalité de diviser par deux le prix du kilowattheure entre 2018 et 2030 (pour un système 1MW/5MWh). Comme il a été précisé dans la partie précédente, l'électrolyte et les cellules concentreraient 75 % de l'attention pour les prochaines générations de batteries redox. Il est à n'en pas douter que les membranes représentent une grande partie des autres dépenses.

Des groupes de chercheurs pensent à d'autres applications pour les batteries redox. Historiquement ce type de batteries a été mis de côté pour les applications mobiles à cause de leur faible

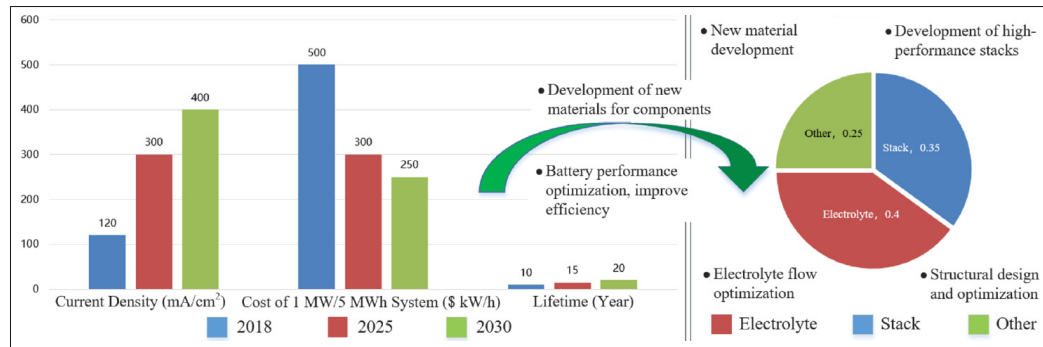


Figure 2.20 Perspective de développement de la technologie redox tout vanadium
Adaptée de Huang & Mu (2021, p. 19)

densité énergétique. Cet inconvénient demandait des volumes d'électrolytes trop imposants pour être intéressants. Mais, dans un avenir plus ou moins lointain, la technologie se perfectionnant, il serait imaginable d'intégrer des batteries redox dans les véhicules électriques. L'autonomie serait évidemment très réduite et obligerait l'utilisateur à faire des recharges régulières mais pour une utilisation en ville, pour de petits déplacements, cela semble prometteur. Aujourd'hui la très grande majorité, pour ne pas dire la totalité, des voitures électriques transporte des batteries lithium-ion et leur temps de chargement est long. L'avantage d'intégrer la technologie redox dans les véhicules électriques serait de rendre le temps de chargement aussi rapide que pour un véhicule roulant aux carburants conventionnels. L'électrolyte déchargé serait remplacé par un électrolyte chargé à la station de rechargement. L'électrolyte usagé serait de nouveau rechargé dans la station pour ensuite être réutilisé pour un autre client. Le très grand nombre de cycles admissibles permet cette application et la rend intéressante. Actuellement cette opportunité n'est pas encore très développée mais c'est à espérer pour les années à venir (Fraunhofer ICT (2009), Mohamed, Sharkh & Walsh (2009), Chen *et al.* (2018)).

Reynard & Girault (2021) travaillent également sur une station basée sur la technologie redox pour stocker de l'énergie et générer de l'hydrogène propre. Pour se faire, ils couplent une batterie à flux à des réacteurs catalytiques pour la production d'hydrogène. Ceci a plusieurs avantages : les coûts sont diminués, l'excédent d'énergie de la batterie est utilisé, l'hydrogène produit est de

bonne qualité et peut être réutilisé facilement et finalement l'hydrogène et l'oxygène sont générés séparément ce qui accroît la sécurité du système (Amstutz, Toghil, Comninellis & Girault, 2012). Tous ces points positifs sont encourageants pour le développement d'une telle technologie pour le domaine des transports et de sa transition.

2.5 Synthèse et problématique

La motivation principale de ce travail de recherche est de répondre à une problématique de premier plan aujourd'hui : le réchauffement climatique et la nécessité absolue de réduire les émissions de gaz à effet de serre. Même si ce sujet peine à trouver sa place dans le débat public, de plus en plus d'acteurs (universités, entreprises, associations, gouvernements, particuliers. . .) essaient d'agir pour garder un monde viable. Les scientifiques sont formels, l'utilisation des énergies fossiles doit être réduite le plus possible. Les énergies renouvelables représentent une solution à ce défi. Mais toutes seules, elles ne pourront pas satisfaire toutes les exigences imposées par le monde contemporain et la façon de vivre et de consommer de ses habitants. Le stockage d'énergie est à développer en parallèle de la production d'énergie renouvelable, les deux sont complémentaires pour atteindre une certaine efficacité.

L'industrie minière, grande émettrice de gaz à effet de serre, doit s'engager et certaines compagnies l'ont très bien compris. Les mines qui produisent leur électricité au moyen de génératrices diesel doivent évoluer si elles ne veulent pas être lourdement taxées. Le prix des combustibles fossiles est lui aussi à prendre en compte. Depuis des années, il ne fait qu'augmenter et cette tendance ne risque pas de s'inverser dans les années à venir. Cela rend ces entreprises plus vulnérables.

Tout au long de cette revue de littérature, le fonctionnement, les avantages (stockage d'énergie à grande échelle et de longue durée, haute sécurité, respectueuse de l'environnement, bonne efficacité globale, séparation puissance/énergie, flexibilité) et inconvénients (faible densité énergétique, prix élevés, technologie récente) ainsi que les défis et promesses des batteries

à flux comme stockage d'énergie moyen et long terme ont été discutés. Mais les batteries à flux regroupent un grand nombre de technologies distinctes avec comme paramètre variant : le couple redox. Les systèmes redox utilisant l'élément vanadium ont été plus largement étudiés dans ce premier chapitre, c'est celui qui est retenu dans la suite de ce travail. Les contraintes temporelles du projet dans lequel s'inscrit ce mémoire imposent de sélectionner une technologie déjà mature. Il était impossible de baser la réflexion sur des prototypes ou des batteries à flux très peu développées et dont la commercialisation tardera ou ne verra jamais le jour.

Cette technologie est largement reconnue comme pouvant contribuer de façon efficace à la transition énergétique. Plus précisément, dans un microréseau, la production d'énergie renouvelable couplée à un moyen de stockage à flux présente de nombreux avantages. C'est une solution intéressante pour pallier à l'intermittence des énergies renouvelables et à ainsi réduire la dépendance aux énergies hautement carbonées des terriens. De nombreuses études et brevets ont déjà été déposés mais il reste encore du travail à achever. Nombreux sont les scientifiques et les entreprises à travailler sur les batteries redox et cela entraîne un grand enthousiasme. Les avancées prévues pour les années à venir vont permettre à cette technologie de passer un cap supplémentaire dans son déploiement. C'est pour ces raisons qu'il a été décidé d'étudier cette technologie dans la suite de ce travail de recherche.

CHAPITRE 3

DÉVELOPPEMENT MÉTHODOLOGIQUE

Cette partie représente le corps du travail de recherche. Elle a pour but de contextualiser entièrement le cas d'étude, d'identifier les hypothèses, de présenter les moyens de résolution utilisés et finalement de proposer un scénario pour la décarbonation de la partie de la mine Raglan étudiée. Tous les détails techniques sont accessibles en Annexe pour ne pas surcharger le corps de ce travail.

3.1 Hypothèses et moyens mis en œuvre

Le projet de la mine Raglan est de très grande ampleur, il a été détaillé plus en amont dans le document. Le site est de taille importante et il en va de même pour ses différentes consommations (électrique et thermique). Pour limiter l'ampleur de cette étude, il a été décidé de ne présenter un scénario de décarbonation que pour le réseau 25 kV présenté dans la partie 1.1.1.3. C'est une proportion suffisante de l'énergie totale de la mine pour voir des résultats concrets sur le plan de la consommation de diesel et donc de réduction des émissions de GES. Pour ce projet, la durée de vie des différentes installations (batteries, éoliennes) est de 15 ans. Mais, même si l'étude se restreint à une zone réduite du site, certaines hypothèses restent nécessaires à établir. Elles sont détaillées dans les parties suivantes.

3.1.1 Réseau 25 kV, vecteur principal de l'électricité

Pour rappel, ce réseau fournit toute l'électricité nécessaire aux activités principales du site minier. Du centre d'hébergement et des bureaux, au concentrateur à Katinniq en passant par les mines 2 et 3 et Qakimajurq, tous dépendent de lui pour bien fonctionner. La charge imposée est donc très importante et varie de 6,5 MW minimum à 20,5 MW maximum en appel de puissance. La moyenne est de 16,5 MW sur l'année de 2020 (écart type de 3,2 MW). Pour produire cette électricité, le réseau est connecté à plus d'une dizaine de génératrices fonctionnant au diesel (Voir Tableau 1.1). La majeure partie (62,76 %) étant assurée par six génératrices EMD qui se

relaient pour fournir en moyenne une puissance de 10,5 MW sur l'année. Le reste se répartit entre une imposante génératrice MAN (12,63 %) qui envoie en moyenne 3,4 MW lorsqu'elle est en fonction, les deux éoliennes ENERCON (10,84 %) et pour finir des génératrices CAT de tailles plus modestes pour combler les manques. Mais, ces dernières ont un rendement plus faible, il est donc préférable de moins les utiliser et c'est le cas actuellement. Le rendement global de la production d'électricité par les génératrices s'élève à 3,78 kWh/L ce qui correspond donc à une efficacité de production électrique de 35,5 %. La production des éoliennes est injectée en priorité sur le réseau ce qui permet d'obtenir un très haut taux d'intégration et de ne pas gâcher cette énergie non pilotable. En 2020, le réseau 25 kV a consommé environ 34,2 millions de litres de diesel pour une consommation de 145 195 MWh. L'allure de la consommation électrique est disponible dans la Figure 3.1.

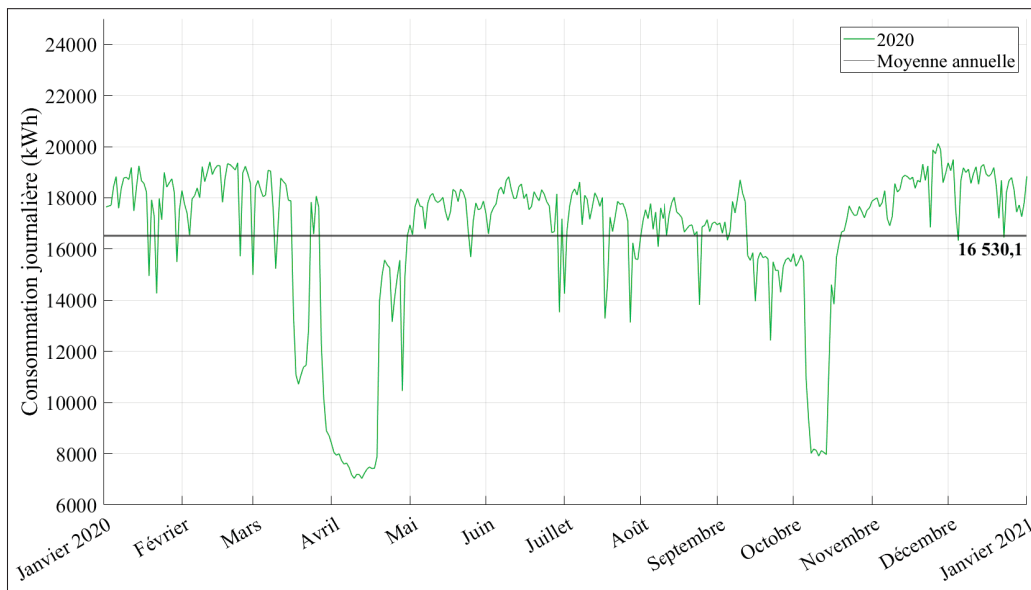


Figure 3.1 Consommation électrique journalière du réseau 25 kV en 2020

L'année 2020 est présentée car c'est l'année qui sert de point de départ aux modélisations. Elle est la plus représentative de la vie de la mine que ce soit en termes de production, de consommation ou d'énergie éolienne. La Figure 3.1 met en évidence des chutes de consommation conséquentes. Elles sont dues à l'arrêt du concentrateur qui représente une charge d'environ 7 MW quand il est en fonctionnement. C'est l'élément individuel qui consomme le plus sur le réseau.

Mais la génération d'électricité n'est pas la seule composante énergétique primordiale à la mine Raglan. Avec une température annuelle moyenne en dessous des 0°C, la chaleur est vitale à l'activité du site.

3.1.2 Réseau de chaleur de Raglan

Le climat froid dans le Nord québécois force les personnes qui travaillent à la mine à s'équiper en conséquence. Mine Raglan possède donc toutes les installations nécessaires à maintenir des températures propices au travail et au confort de son personnel. De plus, le minerai de nickel extrait doit être séché avant d'être exporté, c'est un détail qui a toute son importance pour l'entreprise quant à la qualité et la rentabilité de son activité. La Figure 3.2 présente schématiquement le réseau de chaleur à la mine Raglan. Les six génératrices y sont présentées sous le nom de "GE-0X", les récupérateurs de chaleur "31-HX-0X", les bouilloires au diesel "3X-BO-01", les pompes "3X-PP-0X". Le réseau des gaz d'échappement est symbolisé par la couleur grise, le réseau d'eau glycolée par la couleur orange et le réseau d'eau de refroidissement par la couleur verte.

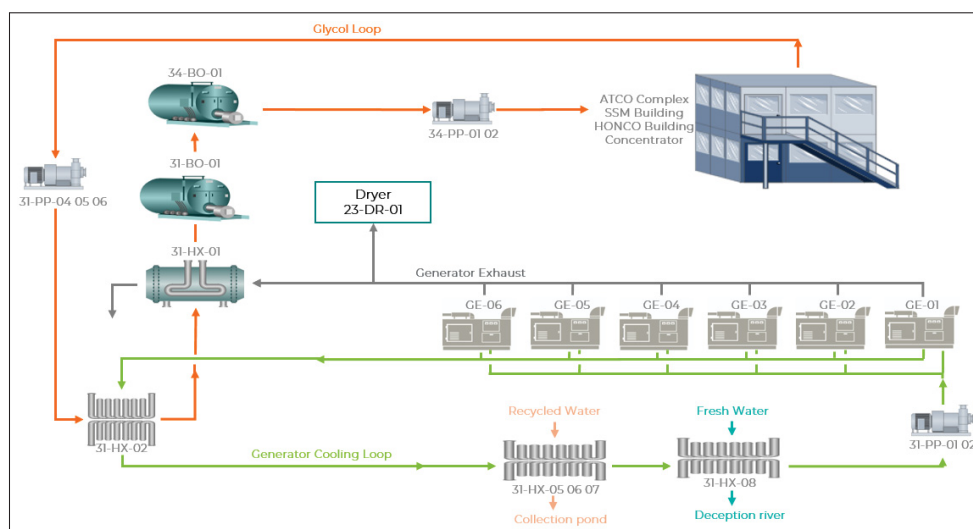


Figure 3.2 Schéma du réseau de chaleur de Mine Raglan
Tirée d'un document interne à Mine Raglan

Aujourd'hui, la majeure partie de la production de chaleur s'opère grâce à certaines génératrices au diesel. En effet, les EMD sont toutes équipées d'un système de récupération de chaleur lié au système de refroidissement des blocs-moteurs et grâce aux gaz d'échappement dégagés lors de la combustion. Cette énergie secondaire, d'habitude non désirée, est dans le contexte de la mine, vitale. Ce procédé est appelé "cogénération", et il permet de faire grimper le rendement des EMD à environ 77 %, soit plus de deux fois plus que si seule l'électricité était exploitée.

3.1.2.1 Séchage du minerai de nickel

Premièrement, procédé d'une grande importance à Raglan : le séchage du minerai de nickel. Pour qu'il soit efficace, l'air de séchage doit être chaud et pauvre en oxygène afin de ne pas oxyder le minerai. C'est pour cette raison que ce sont les gaz d'échappement qui sont utilisés (l'air ambiant chaud possède un taux d'oxygène et donc un nombre de molécules d'eau trop important). Au contraire, les gaz émis par les génératrices sont riches en dioxyde de carbone et permettent un séchage optimal dans de bonnes conditions chimiques. Évidemment, plus de GES sont relâchés dans l'atmosphère. Le schéma de fonctionnement du procédé est disponible en Figure IV-1.

Pour calculer la quantité d'énergie correspondante, il faut étudier des rapports de plus de dix ans (mai 2012) portant sur les capacités du séchoir au cas où la production de la mine augmenterait. Le détail des calculs est disponible en Annexe IV, dans cette partie n'apparaissent que les résultats.

Ainsi, le procédé de séchage du minerai de nickel demande en permanence 2 198,0 kWh de chaleur pour être pleinement performant. Lorsque deux génératrices EMD sont en fonction, elles produisent ensemble 2 561,2 kWh. Il est donc possible d'affirmer que deux génératrices sont suffisantes pour sécher le minerai. De plus, un excédent de 363,2 kWh peut être utilisé pour le chauffage des bâtiments. Annuellement, le séchage du minerai représente une charge d'environ 19 254,2 MWh d'énergie thermique.

Mais un point important est à relever ici. L'objectif à long terme pour la société Glencore est de rendre sa mine complètement autonome en énergie renouvelable et donc de se passer de ces génératrices polluantes. Il faut donc réfléchir à un substitut qui peut à la fois chauffer de l'air en assez grande quantité mais également porter cet air à des conditions chimiques favorables et optimales pour sécher le minerai. Il n'existe pas aujourd'hui de système capable de faire une telle chose. C'est pour cette raison qu'une hypothèse importante de cette étude réside dans le fait que deux génératrices EMD sont utilisées tout au long de l'année. Cela coïncide avec la stratégie de l'entreprise qui est de commencer par décarboner les activités qui sont les plus faciles à électrifier et celles dont l'impact sur la réduction de la consommation de diesel est le plus important. Ainsi, pour le moment, rendre "vert" le procédé de séchage n'est pas une priorité mais elle devra le devenir dans les temps prochains afin d'approcher l'objectif de carboneutralité.

Cependant, le séchage n'est pas la seule charge sur le réseau de chaleur. En effet, le chauffage des locaux est aussi dépendant de la chaleur dégagée par les blocs-moteurs. Et en réduisant le nombre de génératrices, le circuit de refroidissement voit lui aussi ses températures diminuer et donc sa production de chaleur suivre cette même tendance. C'est un point à surveiller pour le dimensionnement du prochain système à intégrer à Raglan.

3.1.2.2 Chauffage des bâtiments

Le chauffage du complexe de Katinniq (le complexe hôtelier, les bureaux administratifs, le concentrateur et d'autres bâtiments) est assuré par le réseau d'eau glycolée. C'est en réalité un grand réseau d'eau chaude réchauffée en passant au travers de deux échangeurs de chaleur et de bouilloires si nécessaire. Les échangeurs de chaleur captent leur énergie thermique du circuit de refroidissement des blocs-moteurs évoqués précédemment et de la chaleur des gaz d'échappement restant après le séchage du minerai.

Tous les composants du système évoqués dans la suite de ce paragraphe sont visibles sur la Figure 3.2. Ce sont les récupérateurs 31-HX-01 et 31-HX-02 qui envoient la chaleur dégagée des génératrices vers le réseau de chauffage des bâtiments. 31-HX-01 prend en charge les gaz

alors que 31-HX-02 s'occupe de l'eau de refroidissement, ce sont deux technologies différentes pour deux fluides différents. Les récupérateurs 31-HX-05/6/7 envoient la chaleur des EMD vers le circuit d'eau recyclée et 31-HX-08 envoie la chaleur vers un circuit d'eau fraîche. Lorsque la chaleur récupérée des génératrices est insuffisante, lors des grands froids hivernaux par exemple, les chaudières diesel se mettent en marche pour générer le manque de chaleur. Mais sur une année complète, la proportion de chaleur créée par les bouilloires est très faible (2,13 % de la chaleur pour les deux). En effet, les récupérateurs de chaleur des EMD assurent plus de 97,8 % des besoins (19,0 % pour 31-HX-01 et 78,9 % pour 31-HX-02).

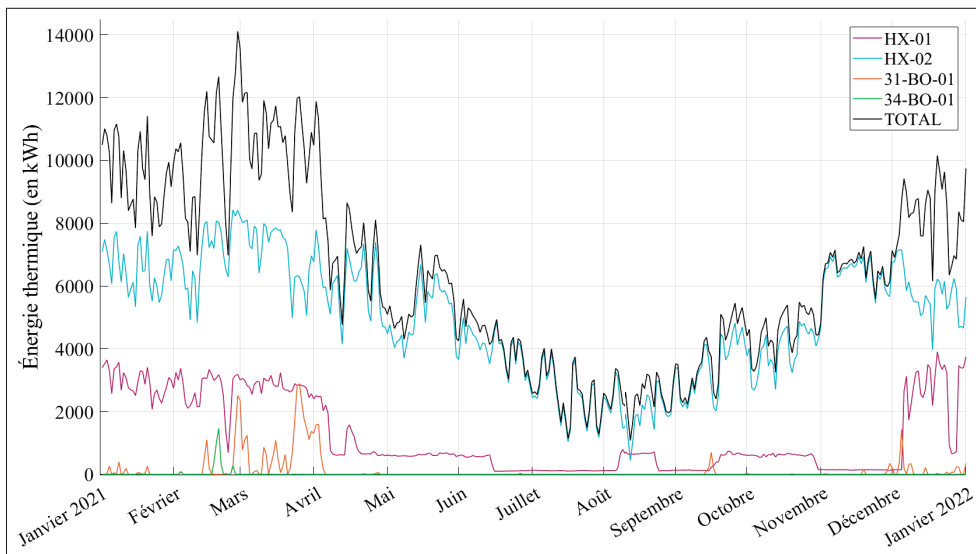


Figure 3.3 Moyenne horaire de la chaleur récupérée ou produite en 2021 à Mine Raglan

La Figure 3.3 met en lumière qu'à partir du mois de mai, la chaleur récupérée diminue considérablement. En effet, les températures pendant les mois d'été sont plus hautes (une moyenne de trois degrés en juin par exemple). La demande en chauffage des bâtiments faiblit et donc une plus grande quantité de chaleur est envoyée vers le circuit d'eau recyclée et d'eau fraîche. Durant ces mois plus chauds, le récupérateur HX-02 suffit presque exclusivement à assumer la demande du réseau glycolé. Concernant le séchage du minerai, la demande est considérée comme constante tout au long de l'année indépendamment de l'état du concentrateur (en fonctionnement ou non). Contrairement aux autres données qui sont prioritairement obtenues de l'année 2020, l'énergie

thermique est tirée des données de 2021, car celles de 2020 ne sont pas exploitables. Elles sont fournies directement par l'entreprise qui y a accès grâce aux nombreux capteurs qui équipent la mine.

En 2021, la charge thermique sur le réseau de chaleur (séchage et chauffage compris) s'élevait donc à 74 613,2 MWh. La composante chauffage pour 55 359,1 MWh et celle du séchage pour 19 254,2 MWh. Le profil de consommation en énergie thermique de la mine est disponible en Figure 3.4.

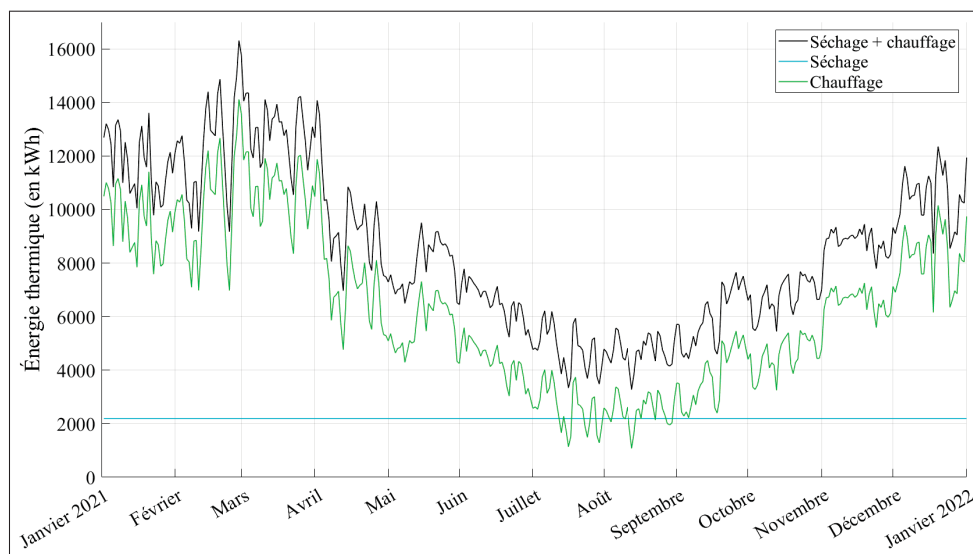


Figure 3.4 Demande horaire moyenne en chaleur des procédés de séchage et de chauffage en 2021

3.1.3 Vitesse du vent pour la production éolienne

Pour modéliser les productions des différentes éoliennes (sujet détaillé plus loin), les vitesses de vent sont primordiales. Pour cela, rien de mieux que d'utiliser les vitesses relevées directement sur le site de Raglan. Les données disponibles représentent les années 2017-2018-2019-2020-2021 mais l'année 2020 est retenue car elle est la plus représentative de toutes. La vitesse moyenne sur l'année est d'environ 8,5 m/s. La répartition des vitesses est homogène et elle rassemble les caractéristiques des autres années. La Figure 3.5 montre les vitesses de vent sur l'année entière.

Elles sont globalement stables avec une légère baisse sur les mois d'été les plus chauds (juillet et août). Le vent souffle plus fort durant les autres mois. Cela engendre donc une production éolienne plus élevée. Ceci est accentué par le fait que la densité de l'air froid est plus élevée que celle d'un air chaud. Par exemple, à -15 °C (ce qui arrive régulièrement à Raglan) la densité de l'air est située autour de $1,367\text{ kg/m}^3$ au lieu des $1,225\text{ kg/m}^3$ pris pour les calculs dans des environnements classiques.

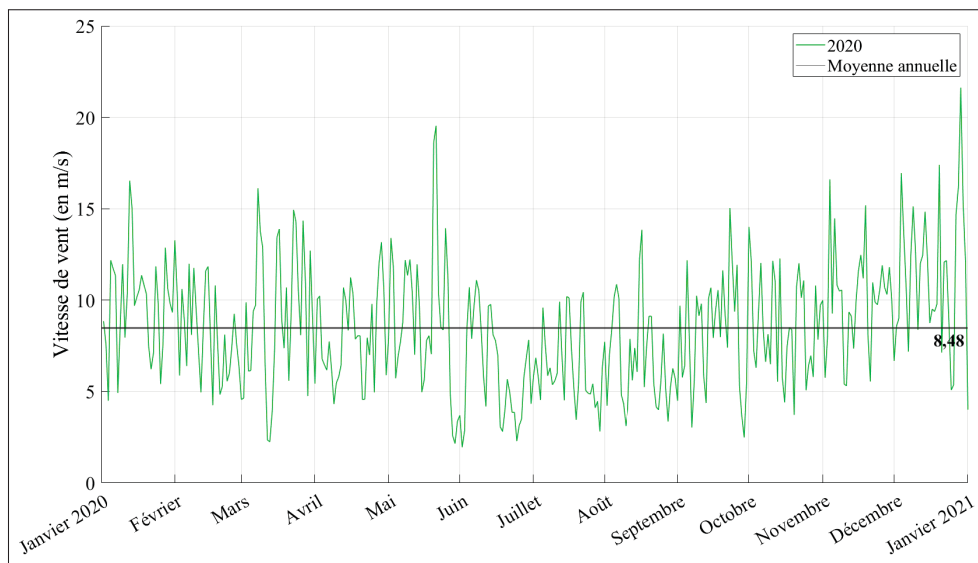


Figure 3.5 Vitesse des vents en 2020

Mais observer la vitesse du vent n'est pas tout à fait suffisant. La fréquence d'apparition et sa répartition au cours du temps sont aussi importants. Étudier les occurrences permet de visualiser rapidement les vents qu'il est le plus probable de retrouver durant les différentes saisons. La Figure 3.6 met en avant les occurrences des vitesses des vents pris tous les quarts d'heure sur l'année 2020. Le plus fréquemment, le vent disponible à Raglan est compris entre 6 m/s et 9 m/s. Mais à partir de 11 m/s, la production éolienne est déjà satisfaisante pour le nouveau modèle d'éolienne. À cette vitesse, l'éolienne E-115 EP3 E4 produit 3 472 MW ce qui est presque le double de la E-82 E4 avec 1 880 MW d'après les données du constructeur. Lors des grosses tempêtes, cela peut monter jusqu'à 26,5 m/s mais ce phénomène reste très rare. La répartition du vent suit une loi de distribution de Weibull, sa forme en est caractéristique. Une étude plus précise des vents est disponible en Annexe V.

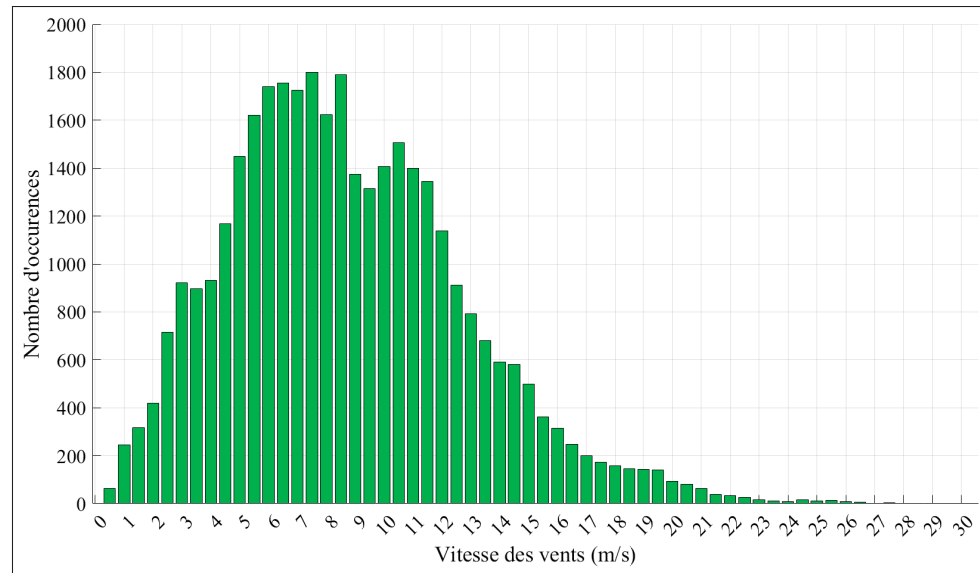


Figure 3.6 Fréquence d'apparition des différentes vitesses de vent en 2020

En conclusion, concernant la production d'énergie, ce sont les vents sur l'année 2020 qui sont utilisés comme point de départ pour la modélisation de la production d'énergie éolienne. Production elle-même obtenue grâce à un nouveau modèle d'éolienne de l'entreprise allemande ENERCON : E-115 EP3 E4. La consommation de la mine considérée est celle de 2020 pour la partie électrique et correspond à celle de 2021 pour la partie thermique. Il est aussi à noter que deux génératrices de type EMD sont gardées en fonctionnement continu afin de satisfaire les exigences du séchage du minerai.

Après avoir posé les hypothèses qui s'appliquent à l'étude, le dimensionnement du système énergétique (génératrices, parc éolien et batterie redox) est à développer.

3.2 Dimensionnement du système énergétique

Le système énergétique de Raglan est hybride et le restera pendant, au moins, la première phase du projet de décarbonation (pour les raisons liées au séchage expliquées plus tôt et pour la sécurité du site). Cette partie détaille pour commencer le moyen de production d'énergie

actuellement utilisé, c'est-à-dire : les génératrices au diesel. S'ensuivent deux sections qui portent sur la production et le stockage d'énergie renouvelable.

3.2.1 Étude des génératrices, de l'approvisionnement en diesel et du marché carbone

Cette partie a pour but d'étudier les génératrices diesel qui sont utilisées à Raglan. L'inventaire (puissance, production, localisation) des machines installées est disponible dans le Tableau 1.1 et les flux d'énergie sont visibles grâce au diagramme de Sankey sur la Figure 1.3.

3.2.1.1 Dimensionnement et implantation des génératrices

Concernant l'implantation des génératrices, il n'y a pas de choix à faire puisqu'elles sont déjà installées. En effet, la mine fonctionne aujourd'hui et les génératrices sont présentes aux endroits stratégiques de production d'énergie. Les plus importantes sont à Katinniq, sur le site qui requiert le plus d'énergie pour le concentrateur, le chauffage des bâtiments, etc. Des génératrices de plus faibles tailles sont installées sur les sites annexes. Ces moyens de production pilotables sont primordiaux pour le site. À cause de son emplacement et du climat dans lequel il évolue, il est impossible d'imaginer le site sans équipement de secours (groupe diesel) dans le cas d'une période prolongée sans vent. Il en va de la survie des équipes sur place. Pour cette raison, même avec une réduction du nombre de génératrices en marche, toutes celles présentes à Raglan actuellement sont conservées en état fonctionnel et à leur emplacement actuel au cas où un problème surviendrait avec les éoliennes. Leur maintenance sera assurée afin d'être en capacité de les brancher au réseau en cas de besoin.

Le nombre de génératrices est un paramètre qu'il est possible de faire varier. Mais comme il a été précisé précédemment, deux EMD sont utilisées en continu pour le séchage du minerai de nickel. Aujourd'hui, il existe de multiples façons de produire de la chaleur. Certaines sont très optimisées et émettent beaucoup moins de GES que les bouilloires en fonctionnement à Raglan. Mais produire de l'énergie thermique avec les conditions chimiques optimales pour le minerai est d'une difficulté bien supérieure. Ce n'est pas le but de ce projet de recherche et cela

mérite une étude bien plus poussée, cette opportunité pour la compagnie n'est donc pas traitée. Cependant, pour atteindre l'objectif de rendre la mine 100 % autonome en énergie renouvelable, cette facette de la production de nickel est à réfléchir.

En plus de permettre le séchage du minerai de nickel, garder des EMD en fonction permet de produire une quantité de chaleur pour le chauffage de sécurité tout au long de l'année. Garder toutes les génératrices sur le site est aussi très important en cas de bris de génératrices essentielles ou bien de bris d'éoliennes responsables de la production d'électricité. La pilotabilité des génératrices rend le système de production d'énergie beaucoup plus flexible et lui permet de réagir rapidement et sur demande en cas de problème.

Certaines génératrices sont utilisées, il faut donc étudier le coût de production de l'énergie sortante. Pour cela, de la même façon que pour les éoliennes, les dépenses d'investissements (CAPEX) et les charges d'exploitations (OPEX) des machines sont à surveiller.

3.2.1.2 Coût de fonctionnement des génératrices

Les valeurs des OPEX et CAPEX pour les différentes génératrices sont fournies par Mine Raglan directement. Pour les obtenir, la société a tracé depuis plus de dix ans les dépenses en lien avec les réparations mineures et majeures, les remplacements des blocs-moteurs ou des différents composants et le temps qui y a été consacré. Les données finales sont regroupées dans le Tableau 3.1. L'unité monétaire utilisée est le dollar canadien.

Tableau 3.1 Valeurs des CAPEX, OPEX et LCOE des génératrices

Type	Diesel \$/MWh	Maintenance (\$/MWh)	CAPEX (\$/MWh)	Total (\$/MWh)
EMD	235,74	10,30	8,99	255,03
MAN	229,92	23,76	14,66	268,34
CAT	248,01	36,93	27,27	312,21
KATO	223,33	5,50	33,50	262,33

Les génératrices diesel de la marque EMD (*Electro-Motive Diesel, Inc.*) sont initialement conçues pour alimenter des locomotives. Elles présentent le plus faible coût d'utilisation comparé aux autres marques. Les six EMD produisent la majeure partie de l'énergie consommée à Raglan (72,7 % de la production à partir des EMD contre 15,4 % pour la MAN et 11,9 % pour les CAT [moyenne sur la période 2017-2021]). Sur les six, quatre tournent en permanence et un roulement est fait pour les user de manière homogène. Ce sont les plus optimisées, car en plus de produire de l'énergie électrique, elles dégagent aussi la chaleur qui est récupérée pour chauffer les locaux. Les génératrices KATO se placent en deuxième position mais elles sont installées depuis peu de temps sur site et les valeurs de CAPEX et OPEX sont donc estimées plutôt que calculées. La génératrice MAN arrive en troisième position du classement de la rentabilité. Cette génératrice est la plus imposante de la flotte de Raglan, elle produit une quantité considérable d'énergie. Il est d'ailleurs en réflexion de lui intégrer un système de récupération de chaleur sur les gaz d'échappement qu'elle dégage. Finalement, les génératrices CAT sont celles qui coûtent le plus à l'utilisation. Cela s'explique par leur faible puissance et par le fait qu'elles sont moins optimisées (3,63 kWh/L de diesel consommés contre 3,82 kWh/L pour les EMD et 3,91 kWh/L pour la MAN [moyenne sur la période 2019-2021]). C'est pour cette raison qu'il faut les utiliser le moins possible.

Pour fonctionner, ces génératrices ont bien évidemment besoin de carburant. L'approvisionnement, le prix et d'autres précisions sont disponibles dans la partie suivante.

3.2.1.3 Le diesel utilisé à Raglan

Les dépenses en diesel pour alimenter les génératrices grimpent à plusieurs dizaines de millions de dollars chaque année. En dehors des périodes de restriction pour la sauvegarde de la faune locale, c'est un brise-glace par mois qui doit accoster à Baie Déception pour faire la livraison de combustible. En plus de cela, il faut aussi l'acheminer au site de production par camion et le stocker à l'abri. Cela représente une très importante logistique à maintenir tout au long de l'année pour ne pas tomber à court ce qui aurait des conséquences désastreuses. Le graphique disponible sur la Figure 3.7 met en évidence l'historique du prix du diesel de type "Distillate

fuel oil" (EIA, 2023b). C'est le type de carburant utilisé pour alimenter les moteurs de camions, bateaux et locomotives (type de moteur utilisé à Raglan). Apparaît également sur cette Figure les prévisions jusqu'à 2050 (EIA, 2023a).

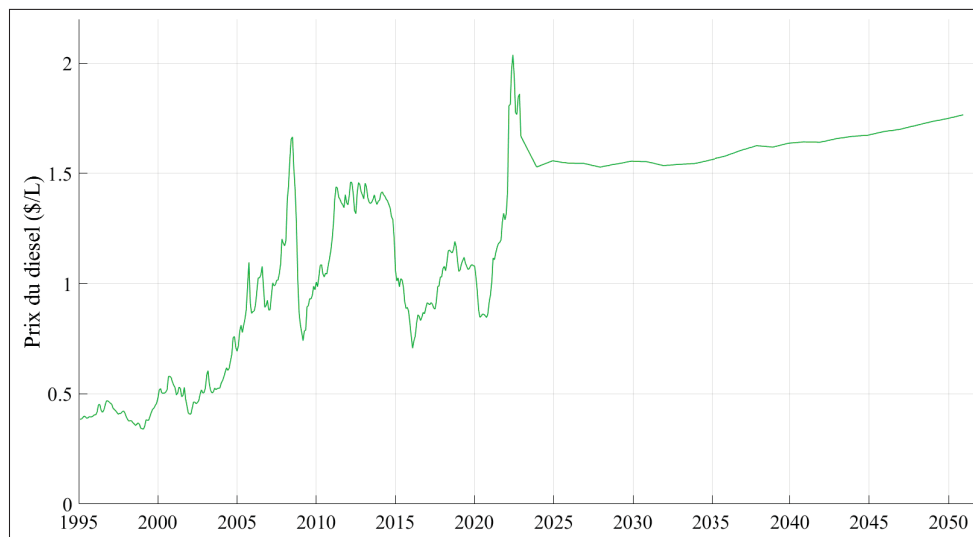


Figure 3.7 Historique et prévision du prix du diesel
Adaptée de l'EIA

Les valeurs de ce graphique sont adaptées car elles ne correspondent déjà plus aux valeurs actuelles. En effet, le climat énergétique mondial est très volatile, surtout durant cette dernière année à cause de différents facteurs liés à la géopolitique mondiale. La crise ukrainienne, les différents embargos, les grèves dans les raffineries françaises, les décisions prises par l'OPEP+ ; chaque cause a sa part de responsabilité. Ainsi, sur ce graphique, les variations sont conservées mais le point de départ est le prix réel en décembre 2022 et non la valeur fournie par l'EIA. Ces projections sont établies avec l'hypothèse d'un prix fort du pétrole brut dans les années à venir. Les valeurs du cas de référence sont d'ores et déjà largement dépassées. La tendance, en augmentation constante, est à retenir. Mais le cours des hydrocarbures est incertain et il peut très rapidement évoluer dans un climat électrique comme aujourd'hui.

Il n'est jamais bon pour une industrie d'être soumise à un stress sur ses approvisionnements, surtout quand ces derniers représentent des dizaines de millions de dollars. Une hausse de quelques pour cent sur le cours du carburant se chiffre facilement en centaines de milliers de

dollars, voire en millions dans les coûts de production. Le prix du diesel considéré par Raglan dans les années à venir est une donnée sensible qui ne peut être révélée. Mais leurs estimations, qui englobent la période 2022-2037, présentent la même tendance que celles l'EIA. C'est-à-dire un prix en forte hausse dans les années à venir. Les variations observées en 2022 étaient bien plus importantes que prévues. Un facteur deux entre le prix réel et les prévisions a même été payé. Produire une grande proportion de son énergie installerait Mine Raglan dans une position avantageuse vis-à-vis de ses concurrents et la protégerait des aléas imprévisibles du marché de l'énergie. La gestion du risque est une facette très importante à considérer par les entreprises.

Mais les fluctuations et les éventuelles augmentations du prix du diesel ne sont pas les seuls risques qui pèsent sur Raglan. En effet, la taxe carbone mise en place par le gouvernement du Québec représente également une dépense à considérer.

3.2.1.4 Le marché du carbone au Québec

Le Québec a rejoint la Western Climate Initiative (WCI) en 2008 afin de lutter contre le réchauffement climatique. Les états membres ont mis en place un marché carbone, un système de droit d'émission connu sous le nom de SPEDE pour "Système de Plafonnement et d'Échange de Droits d'Émission de gaz à effet de serre". Le SPEDE a établi le premier plafond sur les émissions des secteurs énergétiques et industriels en 2013. Le fonctionnement de ce système est complexe et repose sur de nombreux leviers. Le rapport : Estimation des allocations gratuites des droits d'émissions de GES des entreprises québécoises dans le SPEDE de Vié (2022) présente le contexte dans lequel ce marché a vu le jour et comment il fonctionne. De plus, il intègre une méthodologie afin d'estimer la quantité d'émissions gratuites offertes par le gouvernement du Québec aux différentes entreprises fortement émettrices de GES.

Aujourd'hui (avril 2023) une unités d'émission de gaz à effet de serre est vendue à 37,17 \$ au Québec. Par un rapide calcul d'ordre de grandeur : aux niveaux d'émission d'aujourd'hui, environ 160 000 tonnes de GES émis par an pendant 15 ans, donc environ 2 400 000 tonnes de dioxyde de carbone équivalent. Ces chiffres sont obtenus dans le cas où Mine Raglan ne décarbone

pas davantage ses précédés. À 37,17 \$ l'unité d'émission, cela correspond à 89 208 000 \$ pour 15 ans. C'est une somme à considérer surtout que le prix de la taxe carbone est celui actuellement en vigueur mais qu'il augmente chaque année. Selon les prévisions du ministère de l'Environnement, le prix du carbone devrait atteindre 97 \$ au Québec en 2030.

L'auteur s'est donc intéressé à la mine Raglan qui est une entreprise qui émet une grande quantité de GES chaque année. Les résultats sont disponibles en Annexe VII. Actuellement une grande quantité des émissions de GES de Raglan est compensée par les titres alloués gratuitement par le gouvernement du Québec. Mais, comme expliqué dans le rapport de Vié, cette quantité va diminuer dans les années prochaines dans le but évidemment de réduire les émissions de GES d'ici à 2030. Raglan est donc contraint de baisser ses émissions. De plus, l'argent récolté par le SPEDE est réinvesti dans des projets en lien avec la transition écologique. Pour Raglan, investir dans des projets allant dans le sens de la transition énergétique lui permet de percevoir des subventions pour les mettre en œuvre et naturellement de devoir acheter moins de titres d'émission. Cette question de la taxe carbone est sensible pour les entreprises du milieu. Certaines se préparent plus que d'autres et mettent en place des stratégies de décarbonation et de planification afin de se préparer au mieux.

Maintenant que la partie émettrice de GES a été éclaircie, les moyens de production et de stockage décarbonés sont à étudier. Dans le cas du parc éolien ou du système de stockage redox, ces chapitres du corps principal du mémoire ne comportent pas tous les détails des calculs et de l'obtention des données. Tout ce matériel est disponible dans les Annexes précisées dans les premiers paragraphes des parties suivantes.

3.2.2 Parc éolien

Mine Raglan projette de produire son énergie renouvelable, pour la très large majorité, à partir d'énergie éolienne. Pour cela, les deux éoliennes implantées jusqu'à présent ne sont pas suffisantes. Un nouveau parc éolien est à construire pour intégrer une grande quantité d'énergie décarbonée dans le réseau 25 kV.

3.2.2.1 Dimensionnement et implantation du parc

Comme il a été dit précédemment, l'énergie tirée du vent a été choisie pour fournir la mine Raglan. Deux éoliennes sont déjà connectées au réseau de la mine et il est prévu de rajouter tout un parc pour rendre la mine neutre en carbone. Plusieurs raisons ont appuyé ce choix : le site jouit d'un potentiel éolien important (*Voir Figures I-2 et I-3*) alors que l'ensoleillement n'est pas assez important pour penser alimenter la mine grâce à l'énergie solaire, les deux premières éoliennes ont convaincu et rempli les objectifs et c'est un moyen de production adapté aux conditions du Nord canadien. En partant de ce constat, il faut donc penser à l'implantation, au dimensionnement et au coût de ces nouvelles éoliennes.

Tout d'abord, il faut rappeler que le modèle qui sera implanté à Raglan est différent de celui des deux premières éoliennes de 2015 et 2018. Le modèle désigné est le E-115 EP3 E4 d'ENERCON équipé d'un mât de 92 m. Les précédentes éoliennes (E-82 E4) affichent une puissance nominale de 3 000 kW quand le nouveau grimpe à 4 260 kW, c'est une augmentation de 42 %. Sa courbe de puissance est disponible en Figure 3.8. C'est un modèle beaucoup plus imposant que le précédent, en effet la surface de balayage est presque deux fois supérieure (diamètre du rotor de 115,7 m pour une surface de balayage de 10 516 m²). De cette façon, il est possible de produire une grande quantité d'énergie tout en réduisant le nombre d'éoliennes à construire et donc l'emprise au sol. Selon le constructeur, leur durée de vie est de 25 ans mais dans un environnement aussi hostile qu'à Raglan, il est abaissé à 15 ans. Ses avantages par rapport au modèle précédent résident dans le fait que le vent minimal pour mettre en marche l'éolienne est plus faible (2 m/s pour la E-115 contre 3 m/s pour la E-82), la puissance maximale est atteinte pour un vent plus faible également (14,5 m/s avec le nouveau modèle contre 17 m/s précédemment) et que la production peut être maintenue sur une plus grande plage de vent (jusqu'à 34 m/s pour la E-115 contre 26 m/s pour la E-82). Cette version sera elle aussi adaptée aux conditions de l'Arctique (gel, froid, tempête, etc.).

Toutes ces améliorations ont naturellement un impact sur la production. La turbine produit plus et sur des plages de vent plus étendues, le facteur de charge augmente donc considérablement. Sa

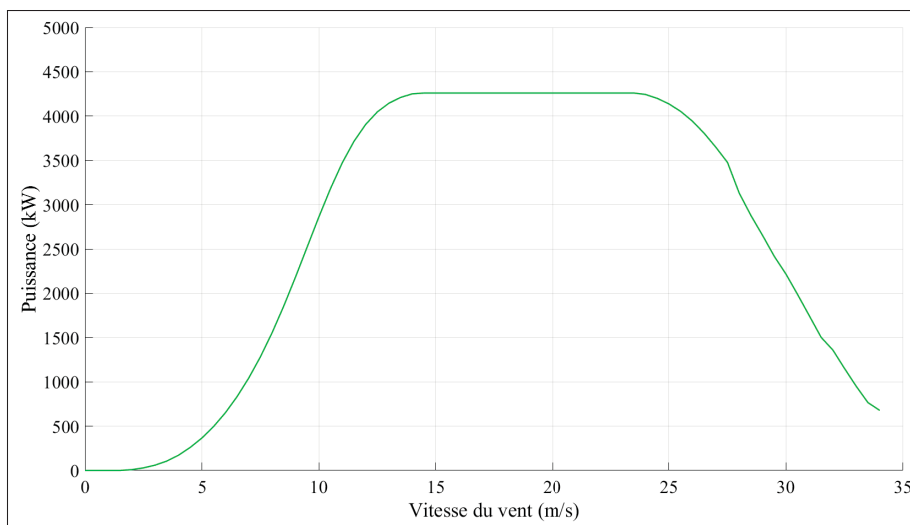


Figure 3.8 Courbe de puissance de l'éolienne E-115 EP3 E4
Adaptée d'un document du fournisseur ENERCON

valeur en 2021 à Raglan s'élevait à 32,4 %. C'était déjà très bien pour un site aux caractéristiques si atypiques. Cela faisait de ce site en activité un des meilleurs du Québec. Mais avec la nouvelle génération d'éolienne d'ENERCON, ce facteur augmente considérablement. D'après des discussions avec des fabricants et des experts éoliens, il est possible d'obtenir 50 % à 55 % de facteur de capacité sans pertes et 41 % à 45 % avec pertes. Pour la suite de l'étude, il a été décidé de sélectionner 43,6 % pour le site de Raglan. Les explications qui aboutissent à ce résultat sont disponibles dans la partie 3.3.2.3.

Le profil de vent près de la rivière du Faucon semble plus avantageux pour la production éolienne que le site de Mine 2 actuellement utilisé. Mais une étude plus détaillée du potentiel de vent est nécessaire afin d'établir un estimé plus précis de la ressource éolienne de ce site. Cependant, cette région est plus éloignée du site principal de Katinniq, ce qui engendre des coûts plus importants pour relier les éoliennes au réseau. Il a donc été décidé avec Raglan de ne pas poursuivre la prospection autour de ce site. Les alentours de Katinniq, proches de l'implantation du réseau 25 kV, ont été retenus pour ancrer les éoliennes. Leurs emplacements précis ne sont pas encore connus, cela nécessite des études LiDAR pour connaître parfaitement les vents, leurs forces et leurs directions. Installer les éoliennes proches du complexe principal présente plusieurs

intérêts : plus aisé pour le personnel de se déplacer pour les maintenances et la surveillance, des dépenses évitées durant la construction, un raccordement au réseau plus simple ce qui est n'est pas négligeable pour des réseaux électriques de cette puissance. Un aspect qui n'est pas étudié dans ce travail de recherche est l'échéancier des travaux. D'après Raglan, la construction des éoliennes peut s'étaler sur trois ans. Cette problématique est à étudier dans les phases plus avancées du projet.

Même si certains coûts sont diminués grâce au choix d'implanter les éoliennes proches du centre de la mine, la construction de la totalité du parc représente une dépense considérable dans le projet de décarbonation.

3.2.2.2 Coût du parc

Dans cette partie, le symbole \$ représente des dollars canadiens (CAD) et non des dollars américains (USD). Lorsqu'il s'agit de dollars américains, il est alors précisé "\$USD". Le taux de conversion qui est utilisé est le suivant : $USD/CAD = 1,3400$.

Le coût des projets éoliens a beaucoup diminué ces dernières années et va encore suivre cette tendance dans les décennies qui arrivent. Cela s'explique par un gain en performance des turbines, une réduction des pertes et des risques, une meilleure maîtrise des coûts, des maintenances et des opérations ou encore par une amélioration des matériaux et des procédés de construction (Stehly & Duffy, 2022). Un bon indicateur à étudier pour se rendre compte du prix des technologies énergétiques est le LCOE, "Levelized Cost Of Energy" (Voir Annexe VI pour la définition complète).

Dans l'étude qui suit, l'attention est portée sur le Canada ainsi que sur le site de la mine Raglan et les données précises sont disponibles dans le rapport de l'IRENA : "Renewable power generation costs in 2021", dernier rapport sorti en juillet 2022 (IRENA, 2022).

Pour l'OPEX, sa définition et la méthode de calcul pour le site de Raglan spécifiquement sont détaillées précisément en Annexe VI. Les résultats sont regroupés dans le Tableau 3.2.

Tableau 3.2 OPEX pour des éoliennes terrestres au Canada et à Raglan

	Facteur de charge (%)	OPEX (\$/kW.an)	OPEX (\$/MWh)
Canada	45,2	46,9	11,84
Raglan	43,6	117,6 (+ 150,8%)	30,76 (+ 159,2%)

Ainsi, pour un facteur de charge de 43,6 % pour Raglan et en prenant en compte toutes les hypothèses inhérentes au site minier, l'OPEX s'élève à 117,6 \$/kW.an ce qui est équivalent à 30,76 \$/MWh. Cela correspond à une augmentation de plus de 150 % pour Raglan comparé à une éolienne construite ailleurs au Canada. Ces valeurs sont cohérentes avec les valeurs trouvées dans la littérature et sont vues à la baisse dans les années qui arrivent. Selon Wisser, Bolinger & Lantz (2019), plusieurs facteurs sont responsables de cela. L'augmentation de la taille des éoliennes, des parcs éoliens et des flottes a permis de réduire les coûts grâce aux économies d'échelle. Cela a été possible en répartissant les coûts fixes sur une plus grande capacité, en réduisant la main-d'œuvre nécessaire par unité de production, en optimisant l'approvisionnement en pièces de rechange, en réduisant le coût de la réparation et de la modernisation des composants, et en utilisant davantage les équipements de suivi automatisés et les outils de maintenance prédictive.

De plus, l'amélioration de la technologie éolienne et des pratiques d'opération et de maintenance a rendu les composants et les matériaux plus fiables et a permis une maintenance préventive plus efficace. L'émergence de nombreuses entreprises concurrentes et les progrès technologiques ont également entraîné une diversité d'offres de services, améliorées et plus hautement optimisées. Cela alimente un marché croissant de fournisseurs de services tiers, les propriétaires commencent eux aussi à fournir des services d'exploitation et de maintenance.

Concernant le CAPEX, la tendance est également à la baisse dans les années suivantes pour les mêmes raisons que celles évoquées en partie 2.1.1 (amélioration des moyens de production,

meilleurs matériaux, économie d'échelle, compétitivité etc.). Le détail des calculs est lui aussi disponible en Annexe IV. Les résultats sont rassemblés dans le Tableau 3.3.

Tableau 3.3 CAPEX pour des éoliennes terrestres au Canada et à Raglan

	Facteur de charge (%)	Durée de vie (année)	CAPEX (\$/kW)	CAPEX (\$/MWh)
Canada	45,2	20	1 833,2	23,15
Raglan	43,6	15	4 856,8 (+ 164,9%)	84,69 (+ 265,8%)

Pour le CAPEX, pour un facteur de charge de 43,6 %, et en comptant une durée de vie des éoliennes à Raglan de 15 ans, le CAPEX revient à 4 856,8 \$/kW qui est équivalent à 84,69 \$/MWh. C'est une augmentation considérable entre le Canada et Raglan. Ces valeurs, comme celles de l'OPEX, sont cohérentes avec les valeurs trouvées dans la littérature et sont prévues à la baisse dans les années prochaines.

Pour résumer, en se basant sur l'étude de l'IRENA (la référence pour les calculs de CAPEX, OPEX et LCOE) l'OPEX pour l'éolien terrestre est estimé à 117,6 \$/kW.an (augmentation d'environ 150,8 % à cause des conditions difficiles de Raglan), le CAPEX à 4 856,8 \$/kW (augmentation d'environ 164,9 %) ce qui correspond à un LCOE de 115,5 \$/MWh (par addition de l'OPEX et du CAPEX). Tous ces résultats sont résumés dans le Tableau 3.4.

Tableau 3.4 CAPEX, OPEX et LCOE éoliens au Canada et à Raglan

	OPEX (\$/kW.an)	OPEX (\$/MWh)	CAPEX (\$/kW)	CAPEX (\$/MWh)	LCOE (\$/MWh)
Canada	46,9	11,84	1 833,2	23,15	35,0
Raglan	117,6	30,76	4 856,8	84,69	115,5

Maintenant que le coût d'une éolienne est connu, il est possible d'obtenir le coût du parc éolien en multipliant cette valeur par le nombre d'éoliennes qui le composent. Cette hypothèse est simplificatrice, en effet, dans le cas d'un projet qui voit le jour aujourd'hui, le coût du parc

éolien n'est pas égal au nombre d'éoliennes multiplié par le coût d'une éolienne. Certains coûts diminuent avec le facteur d'échelle. Le transport, l'accès au site, le raccordement, certains de ces coûts sont partagés par plusieurs éoliennes, ce qui a pour conséquence de diminuer le total des dépenses. Dans le but de se prémunir de toutes déconvenues, cette hypothèse simplificatrice et donc conservatrice est gardée pour le projet. Le prix d'une éolienne ENERCON E-115 EP3 E4 (4 260 kW) est donc estimé à 20 690 040,6 \$ à Raglan.

L'énergie éolienne est par définition intermittente. Seule, elle ne pourra pas décarboner le site industriel. Mais, s'il lui est couplé une solution de stockage robuste capable de lisser sa production et de décharger des électrons pendant les périodes sans vent, alors tout devient possible. Les batteries à flux sont vouées à se développer fortement dans les années à venir, étudier leur possible intégration à Raglan présente un pari qui peut devenir payant.

3.2.3 Stockage d'énergie par batteries à flux

Cette partie traite du stockage d'énergie, plus précisément, de la technologie par batterie à flux au vanadium. Son histoire, son fonctionnement et d'autres aspects technico-économiques ont été détaillés dans le chapitre 2. Plutôt que de s'appuyer sur des articles scientifiques, les valeurs qui sont utilisées pour la modélisation de la mine sont obtenues à partir de rapports techniques récents et vérifiées grâce à des fabricants issus du monde industriel.

3.2.3.1 Dimensionnement et implantation du système redox

Un système redox est complexe et simple à la fois. En effet, lorsqu'il est de grande dimension, tous les branchements, la tuyauterie et les pompes associées représentent une machine complexe. Mais, les composants qui forment le système global restent basiques (conduites, valves, pompes, robinets...). La maintenance d'une telle batterie est donc relativement aisée, son coût est détaillé plus tard dans l'étude.

Pour ce qui est du dimensionnement, plusieurs fabricants (de plus en plus arrivent sur le marché) proposent d'ores et déjà des systèmes redox prêts à être installés chez le client. C'est d'ailleurs

un des points importants qui a permis de sélectionner cette technologie pour le projet à Raglan. Il fallait un type de stockage qui ne soit pas au stade de recherche fondamentale en laboratoire, mais bien avancé dans le processus d'industrialisation. Le modèle précis n'est donc pas connu et les caractéristiques exactes ne le sont pas non plus. Toutefois, pour proposer un dimensionnement pour la mine, des chiffres fiables tirés de rapports d'agence et de laboratoires réputés sont couplés à des valeurs obtenues directement auprès de fabricants de batteries redox. De cette manière, une approximation la plus exacte possible est proposée. Si cette technologie de stockage est retenue pour le site minier, une première idée de concept cohérente est disponible.

L'implantation de toute l'infrastructure de la batterie est à bien réfléchir afin d'obtenir les meilleures performances possibles. Même si la plupart des systèmes redox sont livrés dans des conteneurs qui les protègent, il n'est pas conseillé de les laisser dehors à Raglan. Les conditions climatiques y sont évidemment trop dures. Laisser les cuves d'électrolytes, les conduites et les cellules électrochimiques sous de trop faibles températures altérerait leur fonctionnement et réduirait leur durée de vie. Même si les cuves sont isolées thermiquement, d'après un fabricant, si plusieurs jours consécutifs en dessous de $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$ sont possibles, alors il est suggéré de construire un hangar. C'est largement le cas à Mine Raglan, il faut donc prévoir la construction d'un tel dispositif. Il permettrait de protéger la batterie de la neige, du vent et du gel. Le bâtiment serait chauffé afin de maintenir une température raisonnable. Le risque n'est pas tant le gel de l'électrolyte mais plutôt une dégradation des performances du système énergétique. D'après un autre fabricant, une fois en fonctionnement, une batterie redox produit sa propre chaleur et ne peut donc plus geler. Si un arrêt prolongé intervient et que l'électrolyte a gelé, alors il faut faire remonter sa température au-delà des $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ afin de relancer les cycles. Mais dans le meilleur des cas, afin de rentabiliser au maximum une batterie (encore plus vrai avec une batterie à flux qui permet un nombre de cycles très élevé) il faut que cette dernière soit utilisée. C'est-à-dire qu'elle fasse quotidiennement minimum un cycle de charge/décharge, voire plus. À Raglan, en plus d'améliorer son rendement, cela permettrait de maintenir l'électrolyte liquide. À propos de la superficie du hangar, l'empreinte au sol d'une batterie redox n'est pas une donnée évidente à trouver dans la littérature, il a donc fallu questionner des constructeurs. Plusieurs

réponses ont été avancées et elles diffèrent d'un constructeur à l'autre. Les valeurs oscillent entre 30 m²/MWh et 80 m²/MWh, une moyenne de 50 m²/MWh est retenue, cela permet pour un premier dimensionnement d'avoir un ordre de grandeur cohérent et utilisable.

La batterie redox à Raglan serait installée à un endroit stratégique dans le circuit énergétique de la mine. Le hangar pourrait être construit près du complexe principal, à Katinniq.

Mais un autre problème se pose en amont de l'entreposage des cellules et des cuves à Raglan. En effet, il faut également penser au transport entre le site de production de la batterie (en Chine principalement aujourd'hui) et le Nord québécois. Cette étape cruciale est dangereuse pour l'électrolyte qui peut perdre en pureté et donc réduire significativement l'efficacité de la réaction chimique. De plus la quantité d'électrolyte représente plusieurs milliers de m³ (selon la taille de la batterie); transporter une si grande quantité de liquide demande une logistique importante et d'autant plus coûteuse pour aller jusqu'à Raglan. Certains fabricants expédient les systèmes préalablement chargés en électrolyte, il faut donc tenir compte de la taille et du poids de la batterie. Bien que le risque de déversement soit faible, le transporteur doit disposer d'un plan d'intervention en cas d'accident pendant le transport et d'un éventuel déversement d'électrolyte.

Maintenant que l'intégration du système est pensée, il faut étudier le coût de l'implantation d'un tel dispositif à Raglan.

3.2.3.2 Coût de la batterie

La partie 2.3.3 a dressé une vision assez globale de l'état du marché des batteries à flux et de celui de la technologie lithium-ion. Dans cette partie, le coût détaillé des batteries redox est étudié. En plus de cela, les conditions rudes de Raglan obligent encore une fois à adapter les coûts. Le détail complet des calculs est explicité en Annexe VIII, seuls les résultats sont présentés dans cette partie du chapitre.

Concernant les frais de maintenance et d'opération, pour le site de Raglan, les résultats s'élèvent à 35,3; 33,9 et 33,3 \$/MWh pour des durées de stockage respectives de 4, 6 et 8 heures. Pour les

CAPEX, ils sont égaux à 1 462,8 ; 1 272,4 et 1 178,6 \$/kWh pour des durées de stockage de respectivement 4, 6 et 8 heures.

En prenant en compte toutes ces données, un calcul simplifié du LCOS est fait et les résultats sont rassemblés dans le Tableau 3.5. Il présente brièvement tous les résultats qui sont détaillés dans l'Annexe VIII citée précédemment.

Tableau 3.5 LCOS des systèmes redox à Raglan (\$/MWh)

Paramètre	10 MW, Raglan		
	<i>4hr</i>	<i>6hr</i>	<i>8hr</i>
<u>Système de stockage</u>			
Unité de stockage et électrolyte	118,1	105,2	98,3
Équilibre du stockage	23,6	21,0	19,8
<u>Système énergétique</u>			
Équipement d'alimentation	14,3	9,5	7,1
Contrôle et communication	0,9	0,6	0,4
Intégration du système	21,9	19,3	18,0
<u>Équilibre du système</u>			
Ingénierie, transport et construction	83,0	73,0	68,7
Développement de projet	41,8	37,2	34,9
Intégration au réseau	9,0	6,0	4,5
CAPEX total	312,5	271,8	251,8
OPEX total	35,3	33,9	33,3
LCOS total	347,8	305,8	285,0

Le LCOS simplifié est de 347,8 ; 305,8 et 285,0 \$/MWh pour des systèmes redox avec une capacité de 4, 6 et 8 heures. Ces valeurs sont cohérentes avec la littérature et les données avancées par les fabricants. Évidemment elles sont plus élevées car elles sont actualisées pour le site de Raglan. Malgré cela, il est tout de même difficile de connaître la marge d'erreur autour de ces

valeurs d'OPEX, CAPEX et LCOS. Seul un devis d'un fabricant redox expérimenté pourrait en rendre compte.

Comme expliqué dans la partie précédente, ce système de batterie redox doit être abrité dans un hangar pour le protéger des aléas climatiques. Cette construction imposante de plusieurs milliers de mètres carrés (en fonction de la taille de la batterie) est elle aussi soumise aux difficultés de Raglan. Afin d'être le plus proche de la réalité en termes de coût, Mine Raglan a été contacté afin de connaître le prix d'un tel bâtiment en se basant sur des projets ayant déjà vu le jour. Le prix avancé est de l'ordre de 8 125 \$/m². Cette dépense est considérable et est évidemment à prendre en compte dans le bilan financier final du projet. Le hangar qui sert de référence est un hangar "en dur", il est possible qu'un hangar en toile suffise pour ce genre de demande. En effet, le but est de maintenir la température au-dessus de -5 °C et non à température ambiante. Cet aspect n'est jamais considéré dans cette étude, mais l'échéancier des travaux est aussi à déterminer.

Finalement, le Tableau 3.6 présente les résultats des estimations financières (coût du système électrochimique et prix du hangar) des différentes batteries redox en fonction de leur capacité.

Tableau 3.6 Coût finaux des batteries redox

Paramètre	20 MW, Raglan		
	<i>4hr</i>	<i>6hr</i>	<i>8hr</i>
Système électrochimique (M\$)	117,0	152,7	188,6
Superficie nécessaire (m ²)	4 000	6 000	8 000
Prix du hangar (M\$)	32,5	48,8	65,0
Coût total (M\$)	149,5	201,4	253,6

Le système énergétique et le fonctionnement des différents réseaux (électricité, chaleur) ont été présentés et chiffrés. Pour tenter de proposer la meilleure solution applicable à Raglan, il faut maintenant réfléchir à un modèle capable de compiler toutes ces données ensemble et de simuler la mine et ses différentes sources de production et de consommation d'énergie. Comme énoncé dans les premiers chapitres du mémoire, la partie financière est également à étudier, car aucun

projet ne voit le jour s'il n'est rentable en aucun point. Le logiciel MATLAB a été sélectionné pour cette partie du travail. La construction du modèle est détaillée dans la section suivante.

3.3 Modèle MATLAB

Afin d'envisager le comportement du réseau énergétique de la mine Raglan après l'intégration des nouvelles éoliennes et du stockage d'énergie, un modèle programmé avec MATLAB a été créé. Celui-ci permet de simuler, en fonction d'une multitude de paramètres en entrée : la production éolienne, la production de chaleur et d'électricité en fonction du nombre de génératrices, la consommation de diesel mais aussi la quantité d'énergie déchargée des batteries s'il y en a d'installées. En plus de toutes ces données obtenues sur une base horaire et sur une année complète, des indicateurs importants peuvent être recueillis. Par exemple, le taux de pénétration des énergies renouvelables, le pourcentage de perte d'énergie éolienne produite, les quantités de diesel et de GES économisées... L'analyse financière du projet est également calculée à partir des données extraites du logiciel. Cette section présente les objectifs, le fonctionnement et les résultats du modèle programmé avec MATLAB.

3.3.1 Objectifs du modèle

Les objectifs d'un tel modèle sont multiples. Tout d'abord, il permet de prédire certaines données et certains comportements sur un réseau sans avoir à le soumettre physiquement aux sollicitations. Cela peut avoir différents avantages, que ce soit financier ou bien concernant la gestion du risque. L'intérêt est d'autant plus grand pour un projet dans les phases de concept et d'idée. Avant de soumettre un système à des modifications (comme c'est prévu à Raglan), analyser ce qu'un modèle propose permet d'éviter des erreurs, de se rendre compte de l'inadéquation de certains paramètres avec la réalité physique. Certains oublis peuvent avoir des répercussions très importantes une fois installés. C'est pour cela qu'avoir un modèle le plus fidèle possible permet de vérifier la cohérence des études. Évidemment, un modèle peut être très proche de la réalité mais il comporte toujours certaines approximations et une marge d'erreur qu'il est préférable de connaître. Malgré quelques pourcentages d'erreur, vérifier parfois les ordres de grandeur suffit à

lever des doutes ou écarter certaines solutions. Les sommes en jeu dans un projet de l'ampleur de Raglan imposent une rigueur supplémentaire et travailler sur des modèles avant d'engager des frais est obligatoire pour ne pas se rendre compte, une fois lancé, que le projet n'est pas réalisable ou bien comporte des approximations compromettantes.

C'est dans cette optique qu'il a été décidé d'imaginer un modèle afin de simuler certaines parties de la mine. De nombreux logiciels existent et sont capables de fournir un tel service avec différents degrés de précision. Dans le cas du projet avec Raglan, à cause de la courte période de temps disponible pour développer ce modèle, MATLAB a été choisi. Ce logiciel répandu dans le domaine académique et de la recherche propose un champ des possibles presque infini et de nombreuses extensions peuvent s'y implémenter. Les données fournies par l'entreprise sont sous format Excel (.xlsx) ce qui rend leur traitement simple avec MATLAB. Au début de la réflexion concernant ce modèle, Simulink était envisagé ce qui rendait évidente l'utilisation de MATLAB en parallèle. Finalement le modèle Simulink a été mis de côté car l'intérêt était limité au vu de toutes les possibilités proposées par MATLAB.

Le modèle s'intéresse au réseau 25 kV de la mine, plus précisément à son réseau électrique et de chaleur. Premièrement, pour traiter le réseau électrique, il faut s'intéresser à son moyen de production actuel et futur. Pour les génératrices, toutes les données par heure et par machine sont disponibles. La production éolienne des deux turbines déjà installées est également connue mais celle du nouveau parc représente un mystère. Avant donc de travailler sur le stockage d'énergie ou le réseau de chaleur, il faut modéliser la production éolienne du nouveau parc éolien. Pour cela une simulation des vents présents à Raglan constitue un premier objectif. Ensuite il est possible de s'intéresser à la production d'énergie qui en découle. Cela représente une part importante du travail, mais une fois correctement modélisé, il est possible de faire varier le nombre de turbines construites dans le parc et donc de travailler sur différents scénarios. En fonction de la production éolienne, la production des génératrices est une conséquence. En effet, elles doivent fournir le manque d'énergie quand le vent est insuffisant. Après avoir connaissance de toute la production électrique, il devient possible de coupler une solution de stockage d'énergie. Concernant le réseau de chaleur, comme une grande partie de la chaleur

produite à Raglan dépend de la récupération faite sur les génératrices, une fois la production de ces dernières connue, il est possible de calculer la quantité de chaleur dégagée des blocs-moteurs. Puisque le but primaire de cette recherche est de diminuer l'usage de ces génératrices polluantes, il est normal que leur utilisation baisse mais la chaleur produite suit cette même tendance. Les bouilloires actuellement installées sont conservées afin de combler le manque de chaleur quand il y a lieu. Le modèle MATLAB traite de tous ces différents aspects.

Ensuite les objectifs finaux apparaissent. Grâce aux données obtenues, des analyses énergétiques et financières sont possibles. Ces dernières peuvent finalement mettre en évidence quelle configuration est la plus profitable pour Mine Raglan (nombre d'éoliennes à construire, puissance et capacité de la batterie à flux, nombre de génératrices à maintenir en fonction, coût total du projet maximal...). Une fois que toutes les variables sont connues, il est plus évident de prendre les bonnes décisions.

La modélisation d'un système aussi complexe que celui de Raglan nécessite forcément des hypothèses (énoncées dans une partie précédente) et certaines approximations. La construction du modèle est explicitée dans la section suivante.

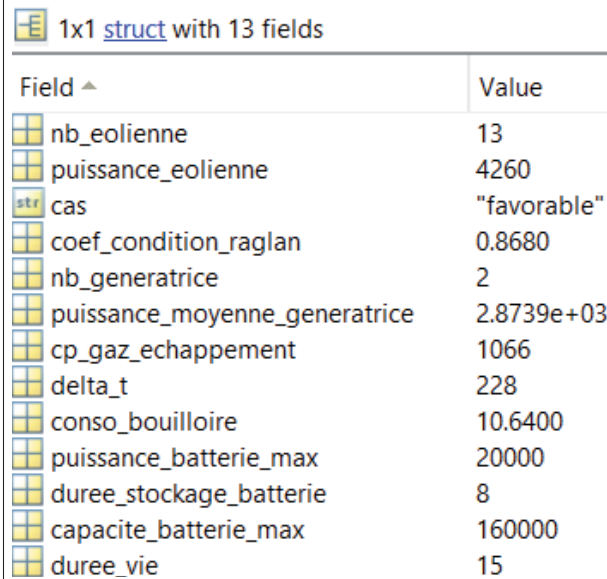
3.3.2 Construction/fonctionnement du programme

La construction d'un tel programme se fait étape par étape, brique par brique. Il est trop compliqué de créer le programme final d'un seul coup. C'est un processus itératif. Le programme dit "final" a été composé en quatre parties. Chacune est détaillée dans cette section. Toutes les subtilités ne sont pas détaillées dans le corps de ce rapport de recherche, seules les parties les plus importantes y figurent. Tout le détail du code est disponible dans l'Annexe IX.

3.3.2.1 Entrées du programme

Pour commencer, il faut s'intéresser aux données qui sont en entrée du script MATLAB. Pour rappel, ce programme est entièrement paramétrable donc il lui faut forcément une feuille de paramètres en entrée. Ainsi avant de lancer une simulation, il est possible de

modifier les paramètres voulus pour qu'elle corresponde en tout point au modèle désiré. Tous ces paramètres sont rassemblés dans une `structure array` pour plus de lisibilité et de clarté dans l'espace de travail, son contenu est disponible sur la Figure 3.9. Les paramètres qui sont les plus susceptibles de changer d'une simulation à une autre sont : `nb_eolienne`, `nb_generatrice`, `puissance_batterie_max`, `duree_stockage_batterie`, par conséquent `capacite_batterie_max` qui est un produit des deux dernières valeurs. D'autres paramètres du modèle sont modifiables mais ils participent au fonctionnement général du modèle et ne sont normalement pas à changer sauf en cas de modification des hypothèses qui le régissent en profondeur.



Field ^	Value
nb_eolienne	13
puissance_eolienne	4260
cas	"favorable"
coef_condition_raglan	0.8680
nb_generatrice	2
puissance_moyenne_generatrice	2.8739e+03
cp_gaz_echappement	1066
delta_t	228
conso_bouilloire	10.6400
puissance_batterie_max	20000
duree_stockage_batterie	8
capacite_batterie_max	160000
duree_vie	15

Figure 3.9 Contenu de la `structure array` des paramètres d'entrée du modèle MATLAB

En supplément de cette `structure array`, un dossier de données interne à MATLAB est fourni au modèle. Ce dernier contient les quatre jeux de données nécessaires au fonctionnement du modèle (le choix de ces données est expliqué dans la partie 3.1). C'est-à-dire :

- Données de chaleur de 2021, heure par heure,
- Données de vent de 2020, par 15 minutes,

- Données de consommation du réseau 25 kV de 2020, heure par heure,
- Courbe de puissance de l'éolienne E-115.

Ces différents vecteurs représentent les données brutes sur lesquelles le modèle va s'appuyer pour créer toutes les autres.

3.3.2.2 Modélisation du vent

Pour commencer, comme dit précédemment, la modélisation du vent a été la première étape à être réalisée. Elle s'appuie sur le vent de 2020, une année représentative à Raglan.

Pour rajouter plus de flexibilité au modèle, il a été déterminé trois cas possibles : défavorable, aléatoire ou favorable. Le cas défavorable, diminue les valeurs de vent entre -10 % et -5 %, le cas aléatoire, entre -5 % et +5 % et le cas favorable, entre +5 % et +10 %. Pour générer ces facteurs, la formule MATLAB pour randomiser est la suivante.

Générer N nombres aléatoires dans l'intervalle (a, b) : $r = a + (b-a) * \text{rand}(N, 1)$

Randomiser les valeurs a pour but de ne pas considérer un seul cas pour chaque simulation. Cela aurait été trop simplificateur puisque que la nature ne se comporte jamais de la même façon d'une année sur l'autre. Baser tout un raisonnement sur un échantillon d'une seule année n'est pas représentatif. Rajouter une part d'aléatoire permet de mieux se rendre compte de la façon dont le réseau 25 kV avec ses éoliennes, son stockage et ses charges réagit face à de nouvelles sollicitations.

Après cette étape, les vents (pas de temps de 15 minutes) sont randomisés selon le cas demandé. Ils sont ensuite arrondis au demi (0,5) le plus proche. Encore une fois un nouveau levier de flexibilité apparaît puisqu'il est possible de choisir d'arrondir au plus proche, au supérieur ou à l'inférieur. Cette partie comporte également un bref programme qui permet d'identifier le nombre d'heures sans vent sur toute l'année, le nombre d'heures consécutives sans vent ainsi que le nombre d'heures consécutives sans vent le plus grand. Ces données sont accessibles dans l'Annexe V.

3.3.2.3 Modélisation de la production éolienne

La production éolienne s'appuie donc sur les vents précédemment simulés. Le pas temporel est toujours de 15 minutes afin de conserver une précision plus grande. Pour obtenir la production éolienne, n'ayant pas accès à des données éprouvées d'éoliennes E-115 installées, la courbe de puissance (disponible sur la Figure 3.8) fournie par ENERCON est utilisée. C'est pour cette raison que les vents ont été arrondis au demi le plus proche, c'est le pas de la courbe de puissance de la turbine.

Ensuite une fonction est utilisée pour faire correspondre les valeurs de vent et celles de la puissance fournie par l'éolienne. Cette fonction a la même utilité que RECHERCHEV de la suite Office. Elle a été programmée sous MATLAB. À cette valeur de production éolienne est appliqué un facteur correctif. Il permet de prendre en compte les difficultés de production à Raglan (froid, givre, tempête, etc.). En effet, à Raglan les conditions ne sont pas aussi optimales que pour des projets à des latitudes moins élevées. Un exemple parmi d'autres, début 2023, les éoliennes E-82 se sont bloquées pendant 10 jours car la température était trop faible (en dessous de -40 °C). Plusieurs enseignements sont à tirer de cet exemple. Faire reposer la production d'énergie (électrique et thermique) à 100 % sur une seule source n'est pas envisageable et est trop dangereux pour les activités de la mine. Intégrer une autre source renouvelable comme le PV peut être une solution adéquate à cette difficulté. Deuxièmement, dans ces cas extrêmes où la production éolienne est réduite à néant, il faut pouvoir compter sur un moyen de production d'énergie pilotable. Il faut donc garder les génératrices branchées sur le réseau au cas où cela se reproduirait. Pour être le plus proche possible de la réalité et ainsi le mieux la refléter, ce coefficient a été déterminé en utilisant les données des éoliennes installées à Raglan et dont la production est connue. Il est égal au rapport entre la production réelle des éoliennes E-82 et la production obtenue en utilisant sa courbe de puissance fournisseur. Les données fournisseur sont volontairement hautes comparées à la production réelle. Ainsi, les éoliennes E-82 ont produit sur la période 2019-2021, 0,868 % de ce qu'elles auraient dû théoriquement produire. Ce même coefficient est appliqué à la production des éoliennes E-115 pour l'adapter à Raglan.

C'est à cette étape que les données d'un pas de 15 minutes sont remises à un pas d'une heure pour poursuivre le modèle. Le facteur de charge, la production totale des éoliennes (en fonction du nombre nouvellement installée) ainsi que la production moyenne par heure des éoliennes sont également extraites. C'est ainsi qu'avec un grand nombre de répétitions du programme, le facteur de charge moyen qui se dégage des éoliennes E-115 est estimé à 43,6 %, il est utilisé dans différents calculs.

3.3.2.4 Modélisation de la réponse à la demande électrique

Cette partie du programme est la plus importante. C'est celle qui est responsable de simuler la réponse de la charge électrique imposée sur le réseau 25 kV. Grâce à elle, est obtenu en sortie :

- La gestion de la batterie (état de charge et énergie déchargée),
- Le surplus d'énergie inutilisée,
- La consommation des génératrices.

Pour cela, il faut tout d'abord s'intéresser aux données de consommation électrique du réseau en 2020. Encore une fois, afin de ne pas simuler à chaque fois la même année, une randomisation lui est appliquée utilisant la même formule que précédemment. Cependant, cette fois l'intervalle s'étend de -5 % à +10 % afin d'augmenter la charge sur le réseau. Également, c'est 1,5 MW de puissance supplémentaire demandé sur le réseau pour les heures où elle est supplémentaire à 7 500 MW. Cela vient du fait que l'entreprise prévoit une augmentation de sa production de nickel dans les années qui arrivent. La charge sur le réseau sera donc forcément plus conséquente. Afin de prendre cela en compte, et de ne pas créer un modèle rapidement obsolète, ces modifications ont été ajoutées.

Dans cette étude, seulement deux moyens de production d'énergie sont retenus, les éoliennes et les génératrices au diesel. Un paramètre très important à prendre en compte pour débiter le raisonnement est le nombre de génératrices en fonctionnement continu. Les cas explorés présentent une, deux ou trois génératrices, en garder quatre revient au cas actuel et n'est donc pas intéressant. Comme il a été précisé dans les hypothèses, le séchage du minerai nécessite de

garder des génératrices en fonctionnement continu, deux au minimum. Mais dans l'optique de questionner ce choix, la possibilité de n'en garder qu'une est prise en compte. Pour commencer, il faut donc comparer la production d'énergie dite "de fond", qui correspond à l'énergie des éoliennes additionnée à celle produite par la ou les génératrice(s) maintenue(s) allumée(s), à la consommation électrique du réseau 25 kV. La production des génératrices est considérée comme prioritaire et est intégrée malgré tout. La puissance d'une génératrice est égale à 2 873,915 kW. Elle a été calculée en se basant sur la moyenne de la production des EMD entre 2019 et 2021. Si un surplus d'énergie apparaît, c'est de l'énergie éolienne qui est considérée gâchée.

Ensuite deux cas de figure se présentent.

1) La production de fond suffit à répondre à la demande sur le réseau. Il y a alors beaucoup de chance pour qu'il y ait un excès d'énergie (que la différence ne soit pas nulle). Cet excès est utilisé pour charger les batteries dans le cas où elles ne sont pas pleines. Évidemment, cela ne s'applique pas si aucune batterie n'est considérée. Dans le cas où les batteries sont pleines, alors ce surplus d'énergie est jeté. C'est de l'énergie inutilisée, gratuite qui est gâchée. Le but étant évidemment de minimiser cette quantité d'énergie perdue.

2) La production de fond ne suffit pas à répondre à la demande sur le réseau. Dans ce cas, si la batterie n'est pas vide alors elle est déchargée (pas plus que sa puissance maximale) dans le but de compenser ce déficit. Plusieurs cas de figure, si l'énergie emmagasinée par la batterie suffit alors elle est utilisée. Mais dans le cas où l'énergie de la batterie ne suffit pas, il faut alors allumer une ou plusieurs génératrices supplémentaires afin d'équilibrer la charge sur le réseau.

Voici pour l'idée générale concernant le fonctionnement du programme MATLAB. La Figure 3.10 en propose une schématisation simplifiée. Pour retrouver le code associé, se référer à l'Annexe IX.

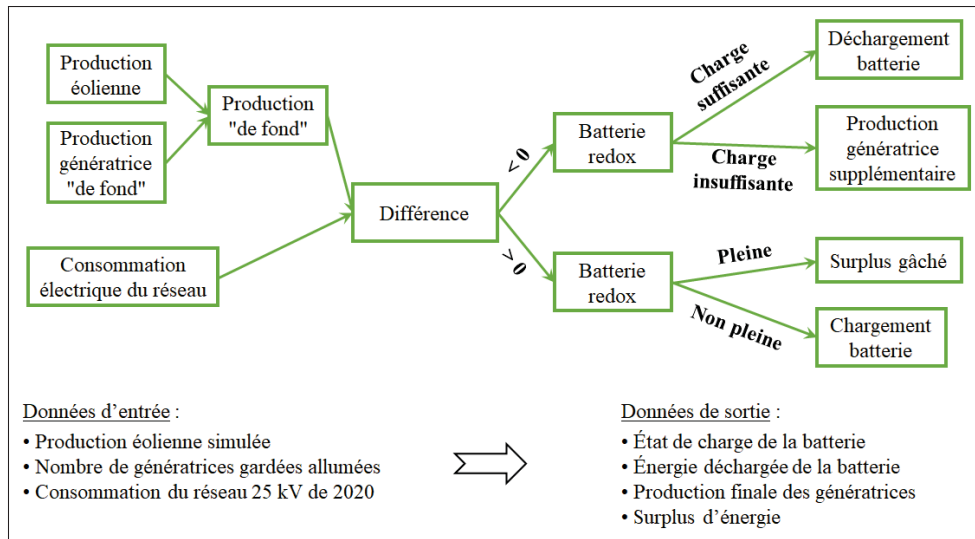


Figure 3.10 Schéma de fonctionnement de la gestion de la partie électrique du modèle MATLAB

3.3.2.5 Modélisation de la réponse à la demande thermique

Il a été décidé d'étudier la partie thermique du réseau principal de la mine Raglan. Le principe est le même que pour la partie électrique. Tout d'abord il est important de rappeler qu'à Raglan la chaleur est produite de deux façons différentes, par la récupération de chaleur des blocs-moteurs des EMD et grâce à l'utilisation de bouilloires au diesel. Le réseau de chaleur est détaillé dans la partie 3.1.2, ce sont ces données qui sont utilisées pour modéliser la partie thermique du réseau (celles de l'année 2021). Mais quelques hypothèses ont dû être intégrées pour garder un maximum de cohérence.

Tous les calculs concernant la partie récupération de chaleur grâce aux gaz d'échappement sont disponibles dans l'Annexe IV. Les mêmes calculs ont été utilisés dans MATLAB. Concernant la récupération de chaleur issue du circuit de refroidissement, il a fallu calculer un pourcentage moyen de récupération grâce aux données historiques fournies par l'entreprise. En moyenne sur l'année 2021, 87 % de l'énergie des génératrices était récupérable sous forme d'énergie thermique par le circuit de refroidissement. Ces 87 % sont représentatifs car il a été exclu du calcul toutes les valeurs extrêmes et les valeurs en plein mois d'été qui auraient pu fausser

les résultats. Les 87 % correspondent donc à une récupération de chaleur durant les mois froids, quand un maximum de chaleur veut être récupéré. Connaissant la production totale des génératrices grâce à la partie précédente du programme, il est alors possible de connaître l'énergie thermique totale récupérée.

Cependant, il est à noter que seules les EMD sont équipées de récupérateurs de chaleur, et elles ne sont pas responsables de la totalité de la production électrique. Au maximum il a été considéré que quatre EMD peuvent fonctionner simultanément, comme c'est le cas aujourd'hui en réalité. Il faut donc penser à limiter la chaleur récupérée par ces quatre blocs-moteurs. Encore une fois, pour cela les données de 2021 ont été utilisées. Ainsi il a été calculé que 5 122,3 kWh maximum peuvent être obtenus par le biais des gaz d'échappement. Pour le chauffage, la valeur seuil retenue équivaut au maximum de la chaleur récupérée par le biais de l'échangeur "31-HX-02" sur l'année 2021, c'est-à-dire 12 354,0 kWh.

Dans les cas où la production éolienne est importante et par conséquent, celle des génératrices est moindre, il peut y avoir des heures où la chaleur récupérée des blocs-moteurs est insuffisante. Dans ce cas de figure, il est considéré que les chaudières thermiques prennent le relais et assurent le chauffage manquant. Ces installations sont prévues à cet effet, donc leur efficacité est bien meilleure que celle des génératrices.

Comme pour la section précédente sur la modélisation de la réponse à la demande électrique, le code est disponible dans l'Annexe IX. La Figure 3.11 schématise de façon simplifiée le fonctionnement global de cette partie du modèle.

Mises bout-à-bout, toutes ces briques de code aboutissent à un programme complet qui modélise le système énergétique de Raglan en prenant en compte les nouvelles installations tout en s'appuyant sur les anciennes. Quelques modifications ont aussi été apportées pour que le programme boucle lui-même toutes les configurations en un seul clic plutôt que de devoir lancer une simulation pour chaque configuration. Le gain de temps est considérable et le risque de faire des erreurs dans la gestion des différentes pages de résultats est largement diminué.

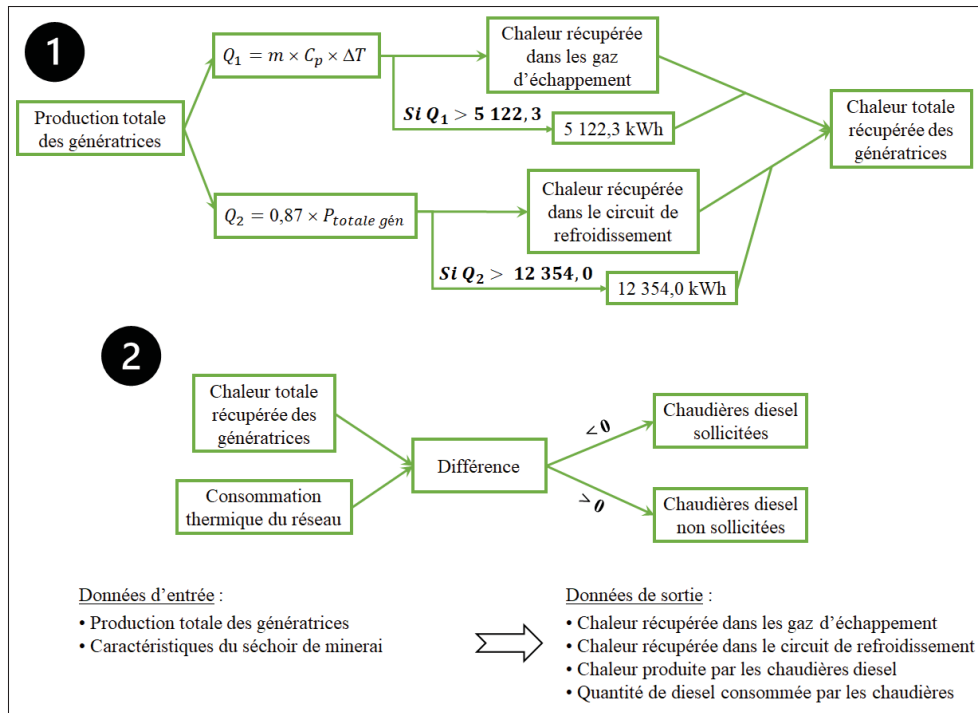


Figure 3.11 Schéma de fonctionnement de la gestion de la partie thermique du modèle MATLAB

Afin d'analyser plus facilement les résultats, il faut exporter les données brutes calculées par le modèle MATLAB vers un logiciel visuel. L'interopérabilité qui existe entre Excel et MATLAB a déterminé ce choix. Ainsi, à la fin du programme, les tableaux de données sont créés et envoyés vers un fichier Excel grâce à la commande `writetable`. La suite du processus est désormais réalisée sur Excel et est expliquée dans la partie qui suit.

3.3.3 Présentation et analyse des résultats de la simulation

L'obtention des résultats se déroule en deux étapes, comme détaillé dans une partie précédente, le modèle programmé sous MATLAB calcule, simule et crée les différents jeux de données en fonction des paramètres rentrés. Toutes ces données brutes (vitesses du vent par heure, consommation de la mine par heure, production éolienne par heure...) sont ensuite envoyées vers un fichier Excel où elles sont mises en forme pour plus de facilité de traitement et analysées. Passer du logiciel MATLAB à Excel permet d'avoir accès aux informations plus facilement,

sans code. De plus, pour présenter les résultats, l'interface d'Excel est beaucoup plus visuelle et facilement interprétable pour faire comprendre les résultats.

Une simulation génère un seul document Excel de 15 pages, 13 pages sont destinées aux 13 possibilités quant aux nombres de nouvelles éoliennes E-115 construites (de 0 à 12 éoliennes possibles) et les deux dernières pages concernent l'analyse financière sur le cycle de vie complet du système. Ce dernier est de 15 ans selon les hypothèses et les prévisions de Raglan et il s'étend de 2023 à 2037. Les deux dernières pages contiennent également tous les renseignements nécessaires au traitement des données extraites de MATLAB. C'est-à-dire les OPEX et CAPEX des génératrices, éoliennes et batteries redox, les prévisions concernant le prix du diesel, les répartitions de production entre les différents types de génératrices, les rendements, etc.

Les 13 premières pages comportent des colonnes pour les productions d'électricité (génératrices et éoliennes), tout ce qui a trait à la gestion de la batterie (état de chargement, énergie déchargée), pour la production de chaleur (des gaz d'échappement, du circuit de refroidissement et des chaudières) et de la consommation de chaleur (chauffage des bâtiments et séchage du minerai). Chaque page représente une année et est segmentée par heure, chaque case représente donc une heure de l'année. Cette précision permet de bien rendre compte des variations de chaque grandeur. Par exemple il est simple de vérifier l'état de charge de la batterie qui est un paramètre important. Prendre une échelle de temps à la minute n'aurait pas été représentatif pour un système de cette taille qui possède une grande inertie. Cependant, prendre le jour comme unité temporelle n'aurait pas permis d'évaluer l'état de la batterie par exemple. Cette hypothèse aurait été trop simplificatrice. En plus de toutes ces données horaires, à l'aide de quelques formules et il est facile d'obtenir les chiffres sur l'année entière tels que la consommation totale de la mine, la production totale d'énergie éolienne et la part qui est réellement intégrée, la quantité de diesel économisée ou encore le taux de pénétration des énergies renouvelables.

Pour le projet, il y a donc un double avantage que de travailler à la fois sur l'échelle temporelle de l'heure mais aussi sur l'échelle beaucoup plus grande de la durée totale du projet. La première

permet de dimensionner plus précisément les différents systèmes énergétiques et la seconde facilite l'étude économique.

Scénario 2 EMD + 2 éoliennes E-82 + 11 éoliennes E-115				11			
		TOTAL kWh					
		2023	2024	2036	2037	TOTAL	
Répartition production (kWh)							
EMD		46 259 608,67	46 259 608,67	46 259 608,67	46 259 608,67	693 894 130,08	
MAN		10 735 948,96	10 735 948,96	10 735 948,96	10 735 948,96	161 039 234,42	
CAT		8 773 971,26	8 773 971,26	8 773 971,26	8 773 971,26	131 609 568,88	
KATO		3 559 543,65	3 559 543,65	3 559 543,65	3 559 543,65	53 393 154,75	
BOULLOIRE		13 370 463,52	13 370 463,52	13 370 463,52	13 370 463,52	200 556 952,77	
EOLIENNE E-82		16 427 059,26	16 427 059,26	16 427 059,26	16 427 059,26	246 405 888,94	
EOLIENNE E-115		68 111 869,09	68 111 869,09	68 111 869,09	68 111 869,09	1 021 678 036,37	
BATTERIE REDOX		7 492 271,23	7 492 271,23	7 492 271,23	7 492 271,23	112 384 068,41	
TOTAL		161 360 272,12	161 360 272,12	161 360 272,12	161 360 272,12	2 420 404 081,84	
Total solien		195 436 194,72	195 436 194,72	195 436 194,72	195 436 194,72	2 931 542 920,85	
Total solien intégré		92 031 199,58	92 031 199,58	92 031 199,58	92 031 199,58	1 380 467 993,71	
Total génératrices		69 329 072,54	69 329 072,54	69 329 072,54	69 329 072,54	1 039 936 088,13	
Coûts de production (\$)							
EMD		22 106 212,51 \$	21 030 377,72 \$	25 463 743,25 \$	25 992 028,90 \$	340 428 912,74 \$	
MAN		5 335 805,01 \$	5 086 124,83 \$	6 115 022,12 \$	6 237 626,87 \$	82 087 673,82 \$	
CAT		4 586 848,84 \$	4 382 797,32 \$	5 223 665,26 \$	5 323 864,18 \$	70 478 587,65 \$	
KATO		1 771 170,29 \$	1 688 387,90 \$	2 029 522,61 \$	2 070 172,66 \$	27 247 437,87 \$	
BOULLOIRE		2 200 056,99 \$	2 088 483,99 \$	2 548 260,81 \$	2 603 048,42 \$	33 917 192,96 \$	
EOLIENNE E-82		680 690,44 \$	680 690,44 \$	680 690,44 \$	680 690,44 \$	10 210 356,57 \$	
EOLIENNE E-115		5 506 750,95 \$	5 506 750,95 \$	5 506 750,95 \$	5 506 750,95 \$	82 601 264,22 \$	
BATTERIE REDOX		264 477,17 \$	264 477,17 \$	264 477,17 \$	264 477,17 \$	3 967 157,61 \$	
TOTAL		42 452 012,20 \$	40 728 090,33 \$	47 832 132,61 \$	48 678 659,59 \$	650 938 583,46 \$	
Coûts d'investissement (\$)							
Remplacer 2*3516HD à Mne 3		- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	
Cent Temp 2*3516HD 1200 rpm		- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	
Atelier MAN		- \$	- \$	- \$	- \$	4 040 152,00 \$	
Grue, roulotte chantier et marge inflation		- \$	- \$	- \$	- \$	2 396 289,00 \$	
Mise à niveau bâtiment MN3		- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	
EOLIENNE E-115		227 590 446,92 \$	- \$	- \$	- \$	227 590 446,92 \$	
BATTERIE REDOX		117 024 000,00 \$	- \$	- \$	- \$	117 024 000,00 \$	
Hangar pour batteries redox		32 500 000,00 \$	- \$	- \$	- \$	32 500 000,00 \$	
TOTAL		377 114 446,92 \$	- \$	- \$	- \$	383 559 857,92 \$	
Économies annuelles (\$)							
Coûts de production		27 365 352,91 \$	25 779 739,75 \$	33 933 246,87 \$	34 740 114,87 \$	442 750 683,18 \$	
Coûts d'investissement		(377 114 446,92) \$	- \$	- \$	- \$	(360 469 218,92) \$	
TOTAL		(349 749 094,01) \$	25 779 739,75 \$	33 933 246,87 \$	34 740 114,87 \$	82 281 464,25 \$	

Diesel		Maintenance	Différence totale
314 680 215,02 \$	25 748 697,72 \$	372 316 626,23 \$	
70 334 528,73 \$	11 753 145,10 \$	88 622 865,63 \$	
55 986 801,17 \$	14 491 786,49 \$	70 715 945,40 \$	
23 392 527,52 \$	3 854 910,36 \$	29 540 134,49 \$	
29 118 659,64 \$	- \$	(31 876 466,74) \$	
- \$	10 210 356,57 \$	- \$	
- \$	82 601 264,22 \$	(82 601 264,22) \$	
- \$	3 967 157,61 \$	(3 967 157,61) \$	
493 512 732,08 \$	148 660 160,45 \$	442 750 683,18 \$	

Récapitulatif	
Économie de diesel	-48,74%
Proportion d'éolien intégré	47,09%
Eolien dans le mix	57,03%
Surcoût en CAPEX	360 469 218,92 \$
Économie totale	82 281 464,25 \$
LCOE statu quo (\$/kWh)	0,451
LCOE système complet (\$/kWh)	0,519
LCOS batterie redox (\$/kWh)	7,716

Figure 3.12 Capture d'écran d'une partie du traitement des données issues de MATLAB

La Figure 3.12 présente une capture d'écran de la page Excel qui traite des données financières. Seules les années 2023, 2024, 2036 et 2037 sont visibles pour un souci de clarté. Les nombres qui y figurent ne sont pas à prendre en compte et ne sont présents que pour imaginer un exemple. Le bloc tout à droite du tableau présente la répartition entre le coût de maintenance et le coût du diesel (à zéro pour les éoliennes) et la différence totale avec le statu quo qui correspond aux économies faites sur l'opération et la maintenance de l'outil de production d'énergie. En dessous, sont visibles différentes statistiques très évocatrices comme le pourcentage d'économie de diesel, le pourcentage d'énergie éolienne intégrée parmi toute celle produite, le pourcentage d'énergie éolienne dans le mix complet, le coût d'investissement (CAPEX) supplémentaire qu'engendre l'implantation de nouvelles éoliennes et de batteries redox et les économies ou surcoût (CAPEX et OPEX compris). Toutes ces données sont calculées pour le projet en totalité, donc sur les 15

ans. Ce tableau est donc réalisé pour chaque cas de figure, c'est-à-dire pour chaque configuration (de 0 à 12 nouvelle(s) éolienne(s) en plus).

Une fois ces données physiques et financières extraites, il est désormais possible de calculer le LCOE et le LCOS du système complet. Pour cela différentes formules sont disponibles dans la littérature. Celle de l'IRENA (2022) dans son rapport "Renewable power generation costs 2021" a été retenue pour le calcul du LCOE. L'Équation (3.1) la présente.

$$LCOE \left[\frac{\$}{kWh} \right] = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{CAPEX_t [\$] + OPEX_t [\$]}{(1+i[\%])^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{Q_t [kWh]}{(1+i[\%])^t}} \quad (3.1)$$

Avec :

- $CAPEX_t$ = dépenses d'investissement pour l'année t,
- $OPEX_t$ = dépenses d'exploitation et de maintenance et en combustible au cours de l'année t,
- Q_t = production d'électricité au cours de l'année t,
- i = taux d'actualisation,
- T = durée de vie du système.

Quant au LCOS, la formule est tirée de l'article de Schmidt *et al.* (2019). L'Équation (3.2) la détaille.

$$LCOS \left[\frac{\$}{kWh} \right] = \frac{CAPEX_t [\$] + \sum_{t=1}^T \frac{OPEX_t [\$]}{(1+i[\%])^t} + \sum_{t=1}^T \frac{Charging\ cost [\$]}{(1+i[\%])^t} + \frac{End-of-life\ cost [\$]}{(1+i[\%])^{T+1}}}{\sum_{t=1}^T \frac{Elec\ discharged [kWh]}{(1+i[\%])^t}} \quad (3.2)$$

Avec :

- $CAPEX_t$ = dépenses d'investissement pour l'année t,
- $OPEX_t$ = dépenses d'exploitation, de maintenance et dépenses en combustible au cours de l'année t,

- *Charging cost* = coût de l'électricité (ou plus largement de l'énergie) nécessaire pour alimenter le système *,
- *End – of – life cost* = soit le coût de démantèlement, soit la valeur de l'installation à la fin de la vie du système (valeur de récupération),
- *Elec_{discharged}* = somme annuelle de l'électricité déchargée par le système,
- *i* = taux d'actualisation,
- *T* = durée de vie du système.

* Suivant la convention établie par Schmidt *et al.* (2019), il est supposé qu'il n'y a pas de coût de fin de vie, mais dans certaines situations, il pourrait être important si l'assainissement ou le recyclage du système est nécessaire par exemple.

Ces deux formules permettent de calculer le LCOE et le LCOS du système énergétique et de stockage.

Dans le document qui traite les données financières, un LCOE pour le système avec seulement les éoliennes et un autre avec les éoliennes et les batteries sont calculés. Le LCOS quant à lui prend en compte les batteries à flux. De la même façon que détaillé précédemment, ces indicateurs sont évalués pour chaque configuration. La capture d'écran disponible en Figure 3.13 montre le résultat.

À noter que les résultats obtenus grâce aux formules détaillées plus tôt et les valeurs de LCOE et LCOS calculées dans les annexes diffèrent, et pour certains, conséquemment (*Voir Annexes VI et VIII*). Cela peut être expliqué de différentes manières. Les LCOE et LCOS calculés en annexe sont une forme très simplifiée et ne consistent qu'en l'addition des CAPEX et des OPEX. Alors que les Équations (3.1) et (3.2) proposent des calculs bien plus précis. Ces derniers prennent en compte le taux d'actualisation par exemple et utilisent les données de chaque configuration sortie du modèle et non des valeurs de la littérature. Par exemple, la quantité d'énergie déchargée par la batterie retenue dans les calculs en annexe était celle du rapport du PNNL ; elle est supérieure à la quantité réellement déchargée par les batteries à Raglan. Une autre piste d'explication de la

LCOE			2023		2024		2026		2027	
i			8,0%		8,0%			8,0%		8,0%
Années			1		2			14,00		15,00
Discount rate (1+i)^t			108,0%		116,6%			293,7%		317,2%
Prix diesel			1,191		1,131			1,380		1,410
Scénario éoliennes										
CAPEX (\$)			103 450 203,15		-			-		-
OPEX (\$)			32 825 133,76		31 433 264,97			37 168 962,70		37 852 435,96
CAPEX + OPEX			136 275 336,91		31 433 264,97			37 168 962,70		37 852 435,96
Q (kWh)			161 490 692,88		161 490 692,88			161 490 692,88		161 490 692,88
(CAPEX + OPEX)/(1+i)^t			126 180 867,51		26 948 958,30			12 654 583,75		11 932 666,45
Q/(1+i)^t			149 528 419,33		138 452 240,12			54 981 289,47		50 908 601,36
LCOE système (\$/kWh)			0,84		0,53			0,28		0,28
Scénario éoliennes + batterie										
CAPEX (\$)			239 968 203,15		-			-		-
OPEX (\$)			33 060 000,41		31 668 131,62			37 403 829,36		38 087 302,61
CAPEX + OPEX			273 028 203,56		31 668 131,62			37 403 829,36		38 087 302,61
Q (kWh)			161 490 692,88		161 490 692,88			161 490 692,88		161 490 692,88
(CAPEX + OPEX)/(1+i)^t			252 803 892,19		27 150 318,60			12 734 546,69		12 006 706,21
Q/(1+i)^t			149 528 419,33		138 452 240,12			54 981 289,47		50 908 601,36
LCOE système (\$/kWh)			1,69		0,97			0,37		0,37
LCOS			Batterie redox							
CAPEX (\$)			136 518 000,00		-			-		-
OPEX(\$)			234 866,65		234 866,65			234 866,65		234 866,65
OPEX/(1+i)^t			217 469,12		201 360,30			79 962,94		74 039,76
Elec discharged (kWh)			6 653 446,23		6 653 446,23			6 653 446,23		6 653 446,23
Elec discharged/(1+i)^t			6 160 598,36		5 704 257,74			2 265 239,23		2 097 443,73
Charging cost (\$)			31 599 651,69		30 269 931,61			35 749 523,14		36 402 478,44
Charging cost/(1+i)^t			29 258 936,75		25 951 587,45			12 171 319,88		11 475 579,37
LCOS système (\$/kWh)			26,94		16,19			7,26		7,19

Figure 3.13 Capture d'écran du tableau des LCOE et LCOS

différence entre ces deux valeurs réside dans le hangar qui serait construit à Raglan. Son prix est très important (plusieurs dizaines de millions de dollars) et il n'est pas comptabilisé dans le LCOS de l'Annexe VIII. Les valeurs calculées dans cette partie sont donc plus fiables.

Les résultats des 12 configurations sont ensuite rassemblés dans une dernière page qui permet de les analyser et de les visualiser plus facilement. La Figure 3.14 met en évidence les résultats pour une certaine configuration, de la même façon que précédemment, les valeurs sur la capture d'écran ne sont là que pour imager un exemple.

Dans ce tableau, les indicateurs sélectionnés servent à juger de l'efficacité d'une certaine configuration et de sa rentabilité financière. Dans cette dernière page, seules les données les plus pertinentes sont retenues. Grâce aux échelles de couleurs, les solutions les plus rentables et les plus optimisées ressortent facilement. Une corrélation entre la quantité d'énergie déchargée par

Capacité de la batterie : 120MWh							
Nombre éolienne E-115 supplémentaire	Économie totale (\$)	LCOE du système (\$/kWh)	Intégration de l'éolien	LCOS redox (\$/kWh)	Énergie déchargée des batterie (kWh)	Pénétration de l'éolien	Diesel économisé
12	\$ 24 022 937.82	0.562	45.01%	6.705	9 380 360.33	59.01%	-50.82%
11	\$ 44 060 622.32	0.548	48.20%	6.554	9 603 607.13	58.33%	-50.08%
10	\$ 61 765 407.19	0.535	51.81%	6.487	9 733 813.60	57.45%	-49.12%
9	\$ 79 328 286.61	0.523	56.04%	6.391	9 914 205.48	56.53%	-48.15%
8	\$ 94 378 943.85	0.511	61.06%	6.280	10 152 784.81	55.41%	-46.95%
7	\$ 107 915 940.28	0.500	67.11%	6.236	10 304 744.62	54.14%	-45.61%
6	\$ 116 241 204.48	0.491	74.16%	6.341	10 272 072.84	52.38%	-43.78%
5	\$ 115 641 561.22	0.485	82.51%	6.811	9 783 883.25	49.88%	-41.11%
4	\$ 98 637 122.82	0.487	90.78%	8.992	7 706 462.06	45.76%	-36.86%
3	\$ 48 433 553.87	0.502	95.19%	23.904	3 113 130.50	38.41%	-29.46%
2	\$ -22 423 899.69	0.525	97.12%	68.344	1 185 125.27	29.38%	-20.29%
1	\$ -103 881 579.43	0.552	98.76%	148.847	590 363.24	19.93%	-10.17%
0	\$ -193 219 652.12	0.582	100.00%	605.966	157 097.74	10.08%	0.68%

Figure 3.14 Capture d'écran d'une partie du traitement des données issues de MATLAB

la batterie et le LCOS de la batterie est visible, une autre entre la pénétration de l'éolien et le diesel est également à noter. Finalement, le LCOE du système est lui relié à l'intégration de l'énergie éolienne produite mais aussi au LCOS des batteries évidemment. Une fois le modèle créé, avant de l'utiliser et d'analyser les résultats en sortie, il faut procéder à sa vérification.

3.3.4 Validation du modèle grâce au statu quo

Une fois programmé, il est intéressant de vérifier si le modèle correspond à la réalité. L'entière correspondance est évidemment impossible à obtenir puisqu'il s'agit d'une modélisation, mais le but est de la maximiser. Pour valider ou non la modélisation, il faut pouvoir comparer ce que propose le modèle avec le statu quo. Autrement dit, il faut comparer les données fournies par Raglan (celles qui sont mesurées sur le site) avec celles calculées avec MATLAB en sortie du modèle.

Les données qui servent de vérification sont les quantités de diesel consommées pour la production d'électricité du réseau 25 kV et les quantités de diesel consommées par les bouilloires thermiques pour produire la chaleur manquante pour le chauffage des bâtiments. Elles représentent des données clés pour le programme MATLAB. De cette façon la charge électrique et la charge thermique sont vérifiées. En plus, certaines hypothèses sont nécessaires pour les obtenir donc s'y intéresser permet à la fois de confirmer le modèle et en même temps ces hypothèses. Il faut

bien comprendre que les résultats évoqués précédemment (les quantités de diesel consommées pour la production d'électricité et celles consommées par les chaudières thermiques) nécessitent au modèle plusieurs étapes de calculs. Ce ne sont pas des résultats immédiats.

Le système actuel de Raglan est donc simulé tel qu'il existe et fonctionne aujourd'hui avec les génératrices au diesel dont quatre EMD sont considérées en fonctionnement permanent, les deux éoliennes E-82 d'ENERCON, pas de système de stockage d'énergie et une consommation d'environ 157 000 MWh annuels pour le réseau 25 kV. Le réseau de chaleur est également identique, les charges de chauffage et de séchage du minerai ne varient pas. Les valeurs de toutes ces différentes productions ou consommations sont tirées des données de Raglan des années 2020 et 2021 comme décrit en partie 3.1.

Finalement le Tableau 3.7 présente les résultats et les erreurs relatives entre les valeurs de Raglan et celles obtenues avec le modèle MATLAB. Toutes les quantités dans le tableau concernent une période d'une année complète.

Tableau 3.7 Comparaison entre le modèle et les données réelles

Caractéristique	Valeur modélisée	Valeur réelle	Erreur relative (%)
Diesel consommé par les génératrices (L)	37 979 558,8	37 141 356,6	2,26
Diesel consommé par les chaudières (L)	111 815,4	111 182,7	0,57
Total du diesel consommé par le réseau 25 kV(L)	38 091 374,2	37 252 539,3	2,25
Production éolienne (MWh)	16 286,8	16 871,9	3,59

Les erreurs sont donc faibles, voire très bonne pour la quantité de diesel consommée par les chaudières. Obtenir 2,25 % d'erreur sur une donnée complexe comme la consommation totale de diesel de la mine sur le réseau 25 kV confirme la justesse de la modélisation. En effet, cette donnée ne peut être obtenue sans l'aide de la simulation des vents puis de la modélisation de la

production éolienne ainsi que l'utilisation des calculs d'énergie thermique pour le séchage et le chauffage. Autrement dit, toutes les hypothèses faites sont utilisées. Ces quelques pour cent d'erreur confirment la cohérence et l'efficacité du modèle créé.

Maintenant que le modèle est créé et vérifié grâce aux données de la mine, il est possible de faire varier ses paramètres d'entrée afin de pouvoir étudier la façon dont il réagit aux différentes sollicitations et aux différentes configurations qui peuvent s'avérer intéressantes.

Maintenant que le modèle est expliqué, que l'obtention et la présentation des résultats aussi, il faut les analyser dans le but de proposer la solution la plus efficace au cas de Raglan. La partie qui suit traite des résultats de l'étude complète.

CHAPITRE 4

RÉSULTATS

Dans ce chapitre sont présentés les résultats d'étude sur la décarbonation de Mine Raglan par la conception et le dimensionnement d'un système de stockage par batterie à flux au vanadium couplé à un parc éolien.

Pour y arriver, une analyse approfondie des processus industriels en place, des sources d'énergie utilisées et des moyens de les remplacer a été effectuée. Sur la base de ces données, le développement d'un modèle a permis d'étudier différentes combinaisons possibles pour atteindre les objectifs fixés. Les solutions proposées ont un potentiel significatif pour réduire la consommation en diesel arctique du site industriel. Les tableaux de résultats permettent de se rendre compte de la viabilité des solutions envisagées en maintenant les performances opérationnelles du site de production de nickel.

Tous les tableaux qui présentent les différents scénarios proposés dans les sections suivantes sont disponibles en Annexe X. Les différentes simulations portent sur trois variables principales : nombre de génératrices utilisées en permanence tout le long de l'année qui varie de zéro à trois, la capacité de la batterie qui peut prendre les valeurs suivantes : 0 MWh, 80 MWh, 120 MWh et 160 MWh et finalement, le dernier paramètre à changer est le nombre supplémentaire d'éoliennes E-115 à être installées (de 0 à 12).

4.1 Explications des tendances générales

Avant de s'intéresser à un scénario en particulier, il est bon de regarder l'ensemble des résultats tirés des différentes modélisations.

Les tendances restent globalement les mêmes indépendamment de la quantité de batteries installée ou le nombre de génératrices en fonctionnement continu. Pour imaginer cela, la Figure

3.14 reprend les résultats pour une modélisation à deux génératrices en permanence et une batterie redox d'une capacité de 120 MWh.

- Tout d'abord, concernant la réduction de la consommation de diesel et la pénétration de l'énergie éolienne dans le mix énergétique ; logiquement, plus le nombre d'éoliennes construites est élevé, plus la proportion d'énergie éolienne dans le mix énergétique de Raglan est importante. De ce fait, la consommation de diesel par les génératrices baisse. Pour bien visualiser cela, il faut prêter attention aux deux dernières colonnes des figures de l'Annexe X, elles présentent exactement les mêmes variations.

Afin de mieux visualiser les meilleures configurations pour économiser du diesel, les Figures 4.1 et 4.2 ont été créées. Elles permettent d'étudier les diminutions de consommation de diesel (en pourcentage de diesel économisé par rapport au statu quo) selon les différentes configurations. Ainsi toutes les possibilités en termes de capacité de batterie et de nombre de génératrices branchées sont étudiées.

Nombre éoliennes	batterie redox de 160 MWh				batterie redox 120 MWh				batterie redox 80 MWh				pas de batterie redox			
	0 gén	1 gén	2 gén	3 gén	0 gén	1 gén	2 gén	3 gén	0 gén	1 gén	2 gén	3 gén	0 gén	1 gén	2 gén	3 gén
12	-63,98%	-58,66%	-51,98%	-41,84%	-62,72%	-57,43%	-50,82%	-40,88%	-61,27%	-56,06%	-49,49%	-39,66%	-56,68%	-51,31%	-44,79%	-35,44%
11	-62,83%	-57,69%	-51,27%	-41,28%	-61,56%	-56,44%	-50,08%	-40,37%	-60,10%	-55,05%	-48,74%	-39,16%	-55,43%	-50,34%	-43,93%	-34,76%
10	-61,45%	-56,59%	-50,35%	-40,79%	-60,20%	-55,34%	-49,12%	-39,76%	-58,79%	-53,93%	-47,82%	-38,49%	-54,17%	-49,16%	-43,00%	-34,10%
9	-59,82%	-55,34%	-49,33%	-40,13%	-58,63%	-54,10%	-48,15%	-39,08%	-57,22%	-52,62%	-46,75%	-37,79%	-52,51%	-47,80%	-41,88%	-33,29%
8	-57,85%	-53,71%	-48,14%	-39,32%	-56,71%	-52,58%	-46,95%	-38,23%	-55,29%	-51,14%	-45,56%	-36,92%	-50,60%	-46,15%	-40,63%	-32,23%
7	-55,19%	-51,75%	-46,75%	-38,29%	-54,20%	-50,68%	-45,61%	-37,17%	-52,92%	-49,33%	-44,11%	-35,91%	-48,45%	-44,40%	-39,07%	-31,19%
6	-51,24%	-49,12%	-44,79%	-37,13%	-50,51%	-47,99%	-43,78%	-36,02%	-49,56%	-46,73%	-42,33%	-34,69%	-45,82%	-42,09%	-37,31%	-29,84%
5	-45,15%	-44,70%	-42,17%	-35,43%	-44,82%	-44,12%	-41,11%	-34,44%	-44,39%	-43,23%	-39,96%	-33,20%	-42,28%	-39,37%	-35,05%	-28,21%
4	-37,87%	-37,96%	-37,46%	-32,95%	-37,79%	-37,70%	-36,86%	-32,18%	-37,69%	-37,37%	-36,13%	-30,95%	-37,01%	-35,46%	-32,12%	-26,10%
3	-30,06%	-29,83%	-29,52%	-27,95%	-29,96%	-29,86%	-29,46%	-27,49%	-29,94%	-29,72%	-29,21%	-26,90%	-29,62%	-29,14%	-27,56%	-23,15%
2	-20,62%	-20,62%	-20,34%	-19,21%	-20,65%	-20,59%	-20,29%	-19,20%	-20,61%	-20,52%	-20,23%	-19,08%	-20,51%	-20,27%	-19,61%	-17,86%
1	-10,14%	-10,20%	-10,07%	-9,23%	-10,19%	-10,17%	-10,17%	-9,21%	-10,14%	-10,08%	-10,09%	-9,19%	-10,14%	-10,04%	-9,71%	-8,76%
0	0,73%	0,74%	0,61%	0,96%	0,71%	0,66%	0,68%	1,09%	0,71%	0,63%	0,51%	1,11%	0,64%	0,66%	0,72%	1,32%

Figure 4.1 Quantité de diesel économisée en fonction des différentes configurations

L'échelle de couleur rend bien compte que pour obtenir les économies de diesel les plus importantes, il faut réduire le nombre de génératrices en fonctionnement en permanence et augmenter le nombre d'éoliennes et la capacité de stockage de la batterie à flux. Le maximum atteint est une réduction de 63,98 % de la quantité de diesel utilisée.

Le nombre de génératrices utilisées a une influence majeure sur ces résultats. Par exemple, passer de trois génératrices à deux peut permettre une réduction de 10,14 % dans le cas d'une batterie

de 160 MWh et 12 éoliennes. Dans cette même configuration, passer de deux génératrices à une seule engendre 6,68 % de baisse et éviter de brancher une génératrice en permanence réduit de 5,32 % la consommation en diesel. Ces baisses sont conséquentes pour un site de cette ampleur.

Et en mettant ces observations en parallèle avec les données de la Figure 4.2, il apparaît qu'installer plus de stockage devient de moins en moins intéressant à mesure que la capacité augmente. En effet, les différences sont importantes pour le passage de 0 MWh à 80 MWh de batterie (aux alentours de 4,7 % pour certains cas). Mais ensuite cela diminue. En effet, le passage de 80 à 120 MWh ou de 120 à 160 MWh ne permet d'économiser qu'environ 1,3 % de diesel supplémentaire. Le coût des technologies de stockage étant encore relativement élevé, cela ne devient pas forcément rentable surtout mis à côté des résultats obtenus en retirant une ou plusieurs génératrices.

Nombre éoliennes	0 génératrice en continu				1 génératrice en continu				2 génératrices en continu				3 génératrices en continu			
	160 MWh	120 MWh	80 MWh	0 MWh	160 MWh	120 MWh	80 MWh	0 MWh	160 MWh	120 MWh	80 MWh	0 MWh	160 MWh	120 MWh	80 MWh	0 MWh
12	-63.98%	-62.72%	-61.27%	-56.68%	-58.66%	-57.43%	-56.06%	-51.31%	-51.98%	-50.82%	-49.49%	-44.79%	-41.84%	-40.88%	-39.66%	-35.44%
11	-62.83%	-61.56%	-60.10%	-55.43%	-57.69%	-56.44%	-55.05%	-50.34%	-51.27%	-50.08%	-48.74%	-43.93%	-41.28%	-40.37%	-39.16%	-34.76%
10	-61.45%	-60.20%	-58.79%	-54.17%	-56.59%	-55.34%	-53.93%	-49.16%	-50.35%	-49.12%	-47.82%	-43.00%	-40.79%	-39.76%	-38.49%	-34.10%
9	-59.82%	-58.63%	-57.22%	-52.51%	-55.34%	-54.10%	-52.62%	-47.80%	-49.33%	-48.15%	-46.75%	-41.88%	-40.13%	-39.08%	-37.79%	-33.29%
8	-57.85%	-56.71%	-55.29%	-50.60%	-53.71%	-52.58%	-51.14%	-46.15%	-48.14%	-46.95%	-45.56%	-40.63%	-39.32%	-38.23%	-36.92%	-32.23%
7	-55.19%	-54.20%	-52.92%	-48.45%	-51.75%	-50.68%	-49.33%	-44.40%	-46.75%	-45.61%	-44.11%	-39.07%	-38.29%	-37.17%	-35.91%	-31.19%
6	-51.24%	-50.51%	-49.56%	-45.82%	-49.12%	-47.99%	-46.73%	-42.09%	-44.79%	-43.78%	-42.33%	-37.31%	-37.13%	-36.02%	-34.69%	-29.84%
5	-45.15%	-44.82%	-44.39%	-42.28%	-44.70%	-44.12%	-43.23%	-39.37%	-42.17%	-41.11%	-39.96%	-35.05%	-35.43%	-34.44%	-33.20%	-28.21%
4	-37.87%	-37.79%	-37.69%	-37.01%	-37.96%	-37.70%	-37.37%	-35.46%	-37.46%	-36.86%	-36.13%	-32.12%	-32.95%	-32.18%	-30.95%	-26.10%
3	-30.06%	-29.96%	-29.94%	-29.62%	-29.83%	-29.86%	-29.72%	-29.14%	-29.52%	-29.46%	-29.21%	-27.56%	-27.95%	-27.49%	-26.90%	-23.15%
2	-20.62%	-20.65%	-20.61%	-20.51%	-20.62%	-20.59%	-20.52%	-20.27%	-20.34%	-20.29%	-20.23%	-19.61%	-19.21%	-19.20%	-19.08%	-17.86%
1	-10.14%	-10.19%	-10.14%	-10.14%	-10.20%	-10.17%	-10.08%	-10.04%	-10.07%	-10.17%	-10.09%	-9.71%	-9.23%	-9.21%	-9.19%	-8.76%
0	0.73%	0.71%	0.71%	0.64%	0.74%	0.66%	0.63%	0.66%	0.61%	0.68%	0.51%	0.72%	0.96%	1.09%	1.11%	1.32%

Figure 4.2 Quantité de diesel économisée en fonction des différentes configurations

- Il existe une coïncidence entre la quantité d'énergie déchargée et le LCOS des batteries redox. Plus elles sont utilisées, plus elles accomplissent de cycles de charge-décharge, plus elles deviennent rentables. Mais, d'autres points sont à observer ici. Pour les configurations à deux ou trois génératrices, le LCOS minimal n'est pas obtenu pour le maximum d'éoliennes. Ce n'est pas lorsque 12 éoliennes sont installées que l'énergie déchargée des batteries est la plus importante. L'explication à cela est la priorité donnée en premier lieu aux génératrices gardées en fonctionnement continu puis à l'utilisation de l'énergie éolienne. Le réseau 25 kV va intégrer en totalité l'énergie issue des génératrices, puis si elle n'est pas suffisante, celle des éoliennes puis en dernier recours va décharger les batteries. Ainsi, avec un nombre élevé de génératrices et

de turbines, les périodes durant lesquelles la production carbonée et/ou éolienne suffisent aux besoins de la mine sont plus nombreuses donc les batteries sont moins sollicitées.

Mais lorsque le nombre de génératrice est faible, le meilleur LCOS intervient dans les cas où le nombre d'éoliennes est élevé puisque le déchargement des batteries est enclenché directement quand la production éolienne est insuffisante. Dans certains cas, la case LCOS est grisée car aucune énergie n'est déchargée des redox.

- "Intégration de l'éolien", avec cette expression il faut comprendre le rapport de l'énergie éolienne intégrée sur le réseau divisée par l'énergie éolienne totale produite. Dans les configurations avec plusieurs nouvelles éoliennes, ce taux d'intégration est faible alors qu'il est élevé quand peu d'éoliennes sont installées. C'est une donnée très importante car elle met en évidence le fait qu'installer trop d'éoliennes peut parfois avoir un impact limité, l'énergie produite et qui n'est pas intégrée sur le réseau 25 kV est complètement gâchée. Des moyens de récupération de cette énergie seraient très intéressants à mettre en place. Le stockage d'énergie par exemple permet d'augmenter ce taux d'intégration éolien. Entre les simulations à 0 MWh et celles à 160 MWh, de précieux mégawatts éoliens supplémentaires sont valorisés.

L'intégration de l'énergie éolienne a donc des répercussions sur la rentabilité du projet. En effet, si une grande partie de l'énergie produite est jetée, il convient de se demander l'utilité d'installer un grand nombre de nouvelles turbines. Et cela est visible en analysant les économies totales et les LCOE des différents systèmes. Le LCOE du système tel qu'il existe actuellement s'élève à 0,451 \$/kWh. Les plus grosses économies et les meilleurs LCOE sont calculés dans les configurations où l'intégration éolienne est bonne (supérieure à 70 % environ). Pour s'en rendre compte, se référer aux Figures X-1 à X-4.

- Sur le plan économique, un regard attentif est porté sur l'économie totale proposée par les différentes configurations. L'économie totale, exprimée en dollar canadien, correspond à la différence entre le coût total que devrait déboursier la mine pour poursuivre ses activités jusqu'en 2037 en ne faisant aucun investissement et en gardant son mix énergétique actuel ; et le coût total dépensé par la mine en investissant dans un nouveau parc éolien et une solution de stockage.

Évidemment, chaque coût total s'adapte au nombre de génératrices gardées en fonction, au nombre d'éoliennes nouvellement construites et à la capacité de la batterie redox. Le coût total comprend le CAPEX des diverses solutions envisagées et leur OPEX (coût de maintenance et coût du diesel).

Il est visible que LCOE et économie totale vont de paire. Les meilleurs LCOE produisent les économies les plus conséquentes. Un autre point très important à relever est la rentabilité des projets. À part quelques configurations en balance négative, la très grande majorité est rentable, c'est-à-dire qu'elles aboutissent à des économies sur les 15 ans de durée de vie. Ce point est discuté dans le chapitre 5. Les configurations en négatif financier sont celles qui proposent un petit nombre d'éoliennes couplées à une batterie redox de taille importante et celles qui emploient deux ou trois génératrices et un nombre inadapté d'éoliennes.

La Figure 4.3 propose la même analyse visuelle que pour le diesel. Sur cette dernière, il apparaît que les cas les plus avantageux sont ceux qui n'installent pas de batterie de stockage. Le coût des dispositifs étant très important, il est normal de retrouver cette observation. Cependant, il ne faut pas oublier que sans stockage d'énergie, les quantités de diesel consommées diminuent moins. De la même façon, les plus grosses économies sont réalisées avec un nombre d'éoliennes compris entre six et huit. Les explications sont les mêmes que précédemment, lorsque leur nombre est trop élevé, l'intégration de leur énergie produite dans le réseau devient trop faible, elles sont alors moins rentables. C'est accentué par le fait que la durée de vie du projet est considérée égale à 15 ans. C'est une période relativement courte pour un projet aussi cher surtout que les turbines produites aujourd'hui sont vendues pour une durée de vie estimée entre 20 et 25 ans. Les éoliennes n'ont pas assez de temps pour devenir rentable au maximum. De plus, dans la formule du LCOE, le terme *End – of – life cost* est pris égal à zéro ce qui engendre en fin de vie une perte nette. Une des pistes d'amélioration sur ce point est de réussir à étendre leur durée de vie de quelques années. Dans ce cas, leur construction deviendra un investissement de plus en plus intéressant au fil des années.

Nombre éoliennes	batterie redox de 160 MWh				batterie redox 120 MWh				batterie redox 80 MWh				pas de batterie redox			
	0 gén	1 gén	2 gén	3 gén	0 gén	1 gén	2 gén	3 gén	0 gén	1 gén	2 gén	3 gén	0 gén	1 gén	2 gén	3 gén
12	118.71	58.42	- 16.26	-126.99	158.00	98.08	24.02	- 84.69	195.09	135.92	62.32	- 45.26	298.66	237.75	164.51	61.78
11	134.13	75.88	4.07	-104.97	173.35	115.26	44.06	- 62.05	210.40	153.03	82.28	- 22.55	313.13	255.34	183.40	82.65
10	147.07	91.99	22.21	- 82.22	186.56	131.46	61.77	- 40.54	224.11	168.99	100.47	- 1.61	327.50	270.59	201.51	103.63
9	157.47	106.44	39.23	- 61.23	197.47	145.95	79.33	- 19.80	235.03	182.72	116.93	18.88	337.40	283.98	217.49	123.09
8	164.01	116.85	54.36	- 42.04	204.64	157.50	94.38	- 0.95	242.04	194.68	132.10	37.54	344.67	294.05	232.10	139.75
7	163.38	123.70	67.38	- 25.07	205.53	164.98	107.92	15.66	244.34	203.16	144.48	54.64	349.10	303.08	243.34	156.69
6	149.35	123.41	74.34	- 9.55	194.04	163.97	116.24	31.28	236.19	203.01	153.28	69.52	348.40	306.09	252.36	170.23
5	112.94	104.57	74.35	0.23	161.59	150.78	115.64	42.26	209.09	193.56	155.79	81.54	337.56	304.48	255.96	180.72
4	62.36	61.38	52.62	1.77	113.68	110.80	98.64	46.01	164.61	159.32	143.03	85.35	307.30	289.70	252.17	186.02
3	4.75	1.60	- 3.17	- 22.83	55.87	54.16	48.43	24.58	107.52	104.58	97.69	70.48	253.83	248.30	230.67	182.15
2	- 70.09	- 70.51	- 74.01	- 87.14	- 17.70	- 18.66	- 22.42	- 34.94	33.86	32.49	28.88	15.70	182.36	179.62	172.17	152.98
1	- 155.89	- 155.32	- 157.12	-166.50	- 103.27	- 103.51	- 103.88	-114.47	- 51.91	- 52.61	- 52.81	- 62.83	97.68	96.54	92.83	82.40
0	- 245.90	- 246.00	- 244.69	-248.67	- 193.51	- 193.01	- 193.22	-197.92	- 141.63	- 140.69	- 139.47	-146.20	8.71	8.51	7.78	1.16

Figure 4.3 Économies totales sur la durée du projet (M\$)

Le nombre de génératrices branchées sur le réseau a une influence de premier plan, c'est même le paramètre qui en a le plus. Pour chaque capacité de batterie redox différente, le pire bilan financier se manifeste lorsque trois génératrices sont gardées en fonction. Cela conforte bien l'idée de diminuer la production carbonée pour économiser du diesel. Cela se traduit à la fois par des économies financières mais également environnementales.

4.2 Scénario le plus rentable

Le premier scénario sur lequel il est choisi de se pencher est le scénario le plus rentable économiquement, autrement dit, celui qui propose la plus grande économie d'argent au bout de la durée de vie de 15 ans du projet. Les dépenses qui se cachent derrière l'économie totale ont été explicitées dans la section précédente. C'est l'indicateur sur lequel l'attention est portée dans ce scénario.

Pour replacer l'étude dans son contexte, il s'agit de dimensionner une solution de stockage par batterie à flux dans le but de décarboner les activités de Mine Raglan. Dans le but de proposer une solution qui répond aux problématiques du site, il faut écarter les configurations qui proposent de ne garder aucune ou seulement une EMD en marche en permanence (problème pour le séchage du minerai) même si ces configurations présentaient les meilleurs bilans financiers. Seules celles à deux ou trois génératrices sont conservées. Cependant, pour des raisons évoquées en amont, il apparaît de façon évidente que les solutions à deux génératrices sont les plus avantageuses

(comparées à celles à trois génératrices). Finalement celle présentant les plus grandes économies ne comporte pas de stockage. La quantité de GES évitée est par conséquent plus faible.

Dans un intérêt académique, il a été choisi une autre solution intéressante. Comme il a été précisé précédemment, le passage de 0 à 80 MWh de batteries redox propose une amélioration significative dans la réduction de la consommation de diesel. Cette capacité a donc été sélectionnée. Le nombre de nouvelles éoliennes s'élève à cinq. Ainsi, pour deux génératrices branchées, cinq éoliennes E-115 et une batterie avec comme caractéristiques 20 MW/80 MWh, le modèle prévoit des économies au bout de 15 ans de 155,8 millions de dollars (*Voir Figure 4.3*).

Tableau 4.1 Caractéristiques principales du scénario ;
5 éoliennes E-115, 80MWH, 2 EMD

Type de donnée	Valeur	Unité
CAPEX éolien (5 éoliennes)	103,4	M\$
CAPEX redox (batterie et hangar)	149,5	M\$
CAPEX TOTAL	253,0	M\$
Surcoût CAPEX	236,3	M\$
Économie TOTALE	155,8	M\$
LCOE système complet	0,456	\$/kWh
LCOS système complet	7,831	\$/kWh
Intégration éolien	80,48	%
Pénétration éolien	48,71	%
Diesel économisé	39,96	%
Quantité de GES évitée	42 429,6	tCO ₂ <i>équiv.</i>

Dans le Tableau précédent, la donnée "Surcoût CAPEX" correspond à la différence entre les dépenses liées à l'outil de production actuel dans le cas où la mine n'engagerait aucun investissement supplémentaire et les dépenses dans cette configuration précise (construction du hangar et achat des batteries, achat et construction des éoliennes).

Le LCOS est très élevé (7,831 \$/kWh), le coût du bâtiment est responsable d'environ un quart, le reste concerne l'achat et l'installation du système redox à Raglan. Le prix des batteries à flux est encore très haut aujourd'hui et une fois adapté aux conditions de Raglan, ce dernier croit encore plus. La quantité d'énergie déchargée par la batterie est faible à cause du petit nombre d'éoliennes installées. Tout ceci explique la valeur élevée du LCOS et met bien en évidence que l'intégration de système redox est, pour le moment, difficile.

Ce scénario, bien qu'il ne soit pas réalisé pour avoir le plus d'impact environnemental, permettrait d'éviter le dégagement de 42 429,6 tCO₂ *équ.* soit 39,96 % du diesel consommé par Raglan annuellement. En plus des 155,8 millions de dollars d'économie. La période de retour sur investissement (PRI) est de dix ans environ.

4.3 Scénario présentant la plus grande économie de diesel

Tout d'abord, en se focalisant seulement sur les économies de diesel, le cas le plus intéressant est constitué de 12 éoliennes E-115 supplémentaires couplées à 160 MWh de stockage d'énergie à flux et n'ayant aucune génératrice en fonction en permanence. Avec cette configuration, ce sont 63,98 % de diesel économisé. Cela représente environ 68 000 tCO₂ *équ.*. Cependant, ce scénario n'est pas réalisable à Raglan, pour le moment tout du moins. En effet, il ne faut pas oublier que le séchage du minerai repose entièrement sur les gaz d'échappement des blocs-moteurs. Il a donc été déterminé que deux génératrices devaient rester en production en permanence afin de fournir assez de chaleur pour ce procédé.

En tenant compte cette spécificité, la configuration avec 12 éoliennes, 160 MWh de batteries redox et deux génératrices en fonction a été sélectionnée. Le Tableau 4.2 regroupe toutes les principales caractéristiques.

Ce scénario permet de réduire de façon la plus importante la consommation en diesel de la mine tout en gardant le procédé de séchage du minerai assuré par deux EMD. Le LCOS est toujours très élevé, mais en baisse par rapport au scénario précédent. En effet, une quantité

Tableau 4.2 Caractéristiques principales du scénario ;
12 éoliennes E-115, 160 MWh, 2 EMD

Type de donnée	Valeur	Unité
CAPEX éolien (12 éoliennes)	248,3	M\$
CAPEX redox (batterie et hangar)	253,6	M\$
CAPEX TOTAL	501,9	M\$
Surcoût CAPEX	485,2	M\$
Économie TOTALE	-16,3	M\$
LCOE système complet	0,592	\$/kWh
LCOS système complet	6,105	\$/kWh
Intégration éolien	45,81	%
Pénétration éolien	60,09	%
Diesel économisé	51,98	%
Quantité de GES évitée	55 202,5	tCO ₂ <i>équ.</i>

plus importante d'énergie est débitée des batteries ce qui permet de mieux les rentabiliser. Le modèle envisage une réduction de 55 202,5 tCO₂ *équ.* chaque année, ce qui est considérable. Mais, cette configuration n'est pas rentable sur le plan économique. En effet au bout des 15 ans de durée de vie, il est prévu un déficit de -16,3 M\$ autour de ce projet. La PRI pour ce scénario est supérieure à 15 ans, donc plus que la durée envisagée du projet. Dans le chapitre (*Voir* Chapitre 5) suivant des explications seront données et des solutions seront proposées.

4.4 Scénario pour la deuxième phase de décarbonation de Raglan

Après avoir étudié le premier scénario avantageux économiquement et le deuxième présentant la meilleure économie de diesel, un bref regard est porté sur le scénario envisagé par Raglan pour amorcer sa décarbonation. Ce processus se décompose en plusieurs phases. La première (dans laquelle s'inscrit ce mémoire) est le développement de la production éolienne et d'une solution de

stockage. Grâce à l'ajout d'éolien dans le mix, des génératrices pourront être arrêtées mais deux seront gardées actives en continu pour le procédé de séchage. Les changements opérationnels et leurs répercussions sont conséquents, c'est pour cela que l'entreprise préfère envisager sa décarbonation en plusieurs phases. Cette première phase a pour objectif de supprimer une majeure partie des émissions.

Mais garder deux EMD en fonction en permanence empêche d'atteindre des économies de diesel élevées. Réussir à éteindre également ces deux génératrices engendrerait une importante réduction de la consommation de diesel. C'est pour cette raison que dans la deuxième phase, Raglan envisage d'éteindre les génératrices restantes. Le procédé de séchage sera assuré par des batteries thermiques à haute température. En éteignant les génératrices restantes, Raglan décide de faire reposer sa production d'énergie sur une plus grande part d'éolien. Pour cela, la construction d'un plus grand nombre d'éoliennes est envisagée. Même si aujourd'hui cela paraît moins rentable, quand les EMD restantes seront éteintes dans les années qui suivent (donc dans la phase II), l'intérêt sera d'autant plus important. Toute l'ingénierie, le projet et la construction ne seront pas à refaire.

En prenant en compte tous ces différents paramètres, il est cette fois décidé de chercher parmi les scénarios sans génératrice maintenue active. Les configurations entre huit et douze éoliennes présentent de très bons résultats. Celle à huit éoliennes présente les meilleures économies totales et celle à douze éoliennes permet de réduire le plus la consommation en diesel. De cette façon, une configuration à dix éoliennes propose une bonne réduction de la consommation en diesel tout en maintenant un bilan financier positif. Elle permettra, une fois la phase II amorcée, d'obtenir des taux de décarbonation bien meilleurs ; encore plus si d'autres moyens comme des batteries thermiques ou du PV sont ajoutés. Concernant la batterie redox, une capacité de 160 MWh diminue les quantités de diesel de 61,45 % quand une batterie de 80 MWh les réduit de 58,79 %. Ce sont 2,66 % d'écart mais financièrement cela représente une différence non négligeable de 77,0 M\$. Cette différence serait mieux investie dans une diversification de la production d'énergie ou bien du stockage thermique bien moins cher que la technologie redox.

Le Tableau 4.3 présente les caractéristiques principales de ce scénario (dix éoliennes, 80 MWh de redox et aucune EMD utilisée continuellement). C'est un scénario qui peut s'adapter à la stratégie de Raglan pour la suite de son processus de décarbonation. En effet, il permettra une fois la deuxième phase engagée, de ne pas avoir à refaire un projet de construction d'éoliennes quand les génératrices restantes seront mises à l'arrêt. Lors de la première phase, le nombre d'éoliennes n'est pas optimal mais il le sera lors de la seconde.

Tableau 4.3 Caractéristiques principales du scénario ;
10 éoliennes E-115, 80 MWh, 0 EMD

Type de donnée	Valeur	Unité
CAPEX éolien (10 éoliennes)	206,9	M\$
CAPEX redox (batterie et hangar)	149,5	M\$
CAPEX TOTAL	356,4	M\$
Surcoût CAPEX	339,8	M\$
Économie TOTALE	224,1	M\$
LCOE système complet	0,456	\$/kWh
LCOS système complet	7,566	\$/kWh
Intégration éolien	67,52	%
Pénétration éolien	74,93	%
Diesel économisé	58,79	%
Quantité de GES évitée	62 431,6	tCO ₂ <i>équ.</i>

Cette configuration est donc plus ambitieuse que celle du premier scénario. Cela se ressent sur les quantités de diesel économisées qui sont beaucoup plus importantes. Cependant, les économies totales sont plus faibles et le LCOS est dans les mêmes ordres de grandeurs. Cette configuration n'est pas dans son état optimal puisque deux EMD sont maintenues. Mais dans la deuxième phase de décarbonation, cette configuration prendra tout son sens et permettra de réduire les émissions de GES de façon plus importante. La PRI pour ce scénario est d'environ

dix ans comme pour le premier scénario.

Ces trois scénarios représentent seulement trois configurations bien précises parmi les 208 qui sont disponibles dans ce mémoire. Chaque configuration a ses spécificités auxquelles il faut s'intéresser en fonction des objectifs visés par la simulation (par exemple ; meilleure économie totale, plus faible LCOE/LCOS, plus grande économie de diesel, etc.). La flexibilité du modèle permet également de simuler des cas qui ne sont pas forcément présentés dans ce rapport de recherche. Par exemple, il serait possible d'intégrer plus de 12 éoliennes ou plus de 160 MWh de batterie. Les valeurs numériques et financières sont elles aussi modifiables dans le document de traitement des données.

CHAPITRE 5

DISCUSSION

Une fois ces résultats détaillés, il est intéressant de les replacer au centre d'une analyse plus générale et ainsi questionner leurs fondements. De cette façon, il est possible de réaliser que d'autres solutions que celles envisagées tout au long de cette étude existent et qu'il est préférable de s'y intéresser pour ne rien manquer.

5.1 Discussion autour des résultats

Le but de cette première partie est de discuter des résultats du chapitre précédent.

Pour commencer il faut bien noter que les résultats sont obtenus grâce au modèle qui adopte un certain nombre d'hypothèses toutes prises conservatrices. Par là, il faut comprendre qu'il est possible que dans la réalité les résultats soient meilleurs. Par exemple, la production éolienne pourrait être supérieure, l'utilisation des batteries plus importante, le prix du diesel plus haut et le coût de la technologie redox plus faible. Un facteur de coût considérable est l'achat et l'installation des batteries redox. Avant l'obtention de ces résultats, c'était déjà une conclusion qu'il était possible d'imaginer. En effet, l'industrialisation à grande échelle de cette technologie n'ayant pas encore eu lieu, les prix restent très élevés et des systèmes de la taille nécessaire à Raglan ne sont, pour le moment, que très rares. La nécessité de construire un hangar pour abriter les cuves et les cellules électrochimiques rajoute un surcoût considérable comparé aux systèmes qui n'en auraient pas besoin. Malgré cela, la rentabilité du projet selon les différentes configurations est presque toujours positive.

Dans les années à venir, Raglan peut espérer toucher des subventions pour réaliser le projet de décarbonation de son site. Dans ce cas, le coût total sera réduit et sa rentabilité encore meilleure. À l'heure actuelle, il est impossible d'estimer les montants qui seront alloués à Raglan, c'est pour cette raison que la partie subvention est négligée dans ce mémoire. Autre

point important : les dépenses liées à la taxe carbone au Québec, il a été calculé précédemment que c'est une somme considérable à prendre en compte. Mais actuellement c'est aussi très difficile de l'estimer et encore plus pour les années à venir. Elle ne sera pas prise en compte dans les calculs de rentabilité. Une étude complète pourrait être menée sur ce sujet. Une autre composante qui n'est pas considérée et qu'il est impossible de chiffrer et de prévoir réside dans la valorisation commerciale du "nickel décarboné" qu'il sera possible de mettre en avant une fois la décarbonation achevée. Le nickel "vert" qui pourrait être utilisé dans les batteries des véhicules électriques par exemple, serait un bon argument de vente pour les acteurs de la mobilité tout électrique. Cela donnerait un avantage concurrentiel important à Mine Raglan.

Il est visible sur les Figures X-1 à X-4, dans la colonne "Intégration de l'éolien", le pourcentage d'énergie éolienne intégrée qui est le rapport entre l'énergie totale produite et celle finalement intégrée sur le réseau 25 kV. Ce pourcentage diminue au fur et à mesure que le nombre d'éoliennes augmente. Ainsi il est supérieure à 90 % pour trois éoliennes ou moins et peut descendre à 40 % avec 12 éoliennes et aucune batterie. cela signifie que dans ce cas la majorité de l'énergie produite par les turbines est gâchée. Récupérer cette énergie permettrait de faire de sérieuses économies car c'est de l'énergie gratuite car produite dans tous les cas. C'est en partie pour cela que rajouter du stockage d'énergie est important. Mais il est possible de réfléchir à bien d'autres moyens qui sont évoquées dans la suite du chapitre.

Il a été évoqué dans le chapitre précédent, lors de l'analyse des tendances générales des résultats, que retirer des génératrices du réseau est plus intéressant que d'installer du stockage supplémentaire passé une certaine capacité. C'est ce que compte faire Raglan dans la deuxième phase de décarbonation de ses activités. Il faut alors trouver un procédé efficace pour sécher le minerai sans utiliser les gaz d'échappement des blocs-moteurs des génératrices EMD. Une fois les EMD restantes écartées, la pénétration d'énergie éolienne sera très importante. Une nouvelle problématique sera alors à considérer, celle de la qualité de l'électricité intégrée dans le réseau.

En effet, lorsque la part d'énergie éolienne sur un réseau dépasse généralement 50 %, certains problèmes peuvent survenir en raison des caractéristiques variables et imprévisibles de la

production éolienne. L'une des principales préoccupations est la stabilité du réseau électrique. La production éolienne varie en fonction de la vitesse du vent, ce qui peut entraîner des fluctuations dans la production d'électricité. Si ces fluctuations ne sont pas gérées correctement, elles peuvent affecter la qualité de l'électricité fournie. En cas de surproduction éolienne, les systèmes de contrôle doivent être en mesure de réduire la production afin de préserver la stabilité du réseau.

Un autre défi est la qualité du signal électrique. Les éoliennes produisent de l'électricité en courant alternatif, qui doit être synchronisé avec la fréquence du réseau électrique de Raglan pour éviter des perturbations. Cependant, les fluctuations de la production éolienne peuvent entraîner des variations de fréquence et des perturbations du signal. Elles peuvent entraîner des dommages aux équipements électriques (notamment aux équipements de puissance) et affecter la qualité de l'électricité fournie au réseaux 25 kV.

Maintenant les résultats de la recherche discutés, une seconde section porte sur divers moyens supplémentaires existants qui pourraient avoir un intérêt pour Raglan dans le but d'atteindre la carboneutralité.

5.2 Autres moyens de décarboner Raglan

La problématique précise de ce mémoire l'empêche d'explorer tous les moyens qui existent aujourd'hui pour décarboner. Et ils sont nombreux, les recherches ne manquent pas à ce niveau. Tout d'abord d'autres solutions de stockage et de production d'énergie sont disponibles sur le marché. Et puis, au lieu de penser à modifier le réseau énergétique en l'adaptant à la demande, il serait bon de réfléchir à comment il est possible de jouer sur la demande afin qu'elle coïncide mieux avec l'offre disponible sur le réseau.

5.2.1 Complément avec le PV

"Le stockage et le photovoltaïque se complètent" voici comment débute le point clef numéro cinq du rapport du NREL intitulé "Principaux enseignements pour les décennies à venir" (Blair

et al., 2022). En effet, lorsque du PV est déployé sur un site, il modifie la forme de la charge nette sur le réseau. Cela permet d'aplatir la courbe et ainsi réduire la durée de la période de pointe (Voir Figure 5.1). Pour Raglan l'avantage serait d'allumer moins longtemps les génératrices pour laisser les éoliennes et le PV produire un maximum de la demande en énergie. Plus la capacité de photovoltaïque est conséquente (avec un maximum à 20 % sur la Figure précédente) plus le pic de demande est bref. Il peut par exemple passer dix heures à seulement quatre heures. L'intérêt est non négligeable puisqu'il permet également de réduire la capacité de stockage d'énergie à installer.

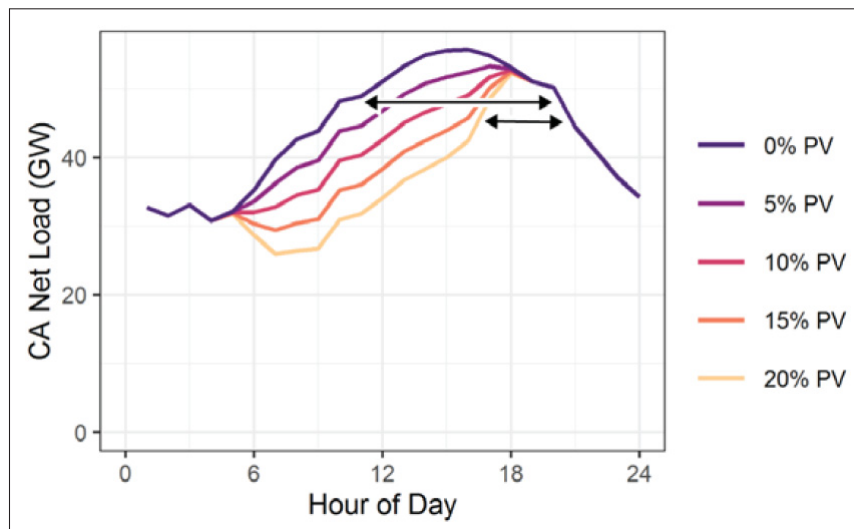


Figure 5.1 Conséquences de l'augmentation du déploiement du PV

Adaptée de Blair *et al.* (2022, p. 19)

Cependant cet aspect est surtout marqué pour des systèmes qui présentent des pics de consommation durant l'après-midi par exemple. Ce n'est pas exactement le cas à Raglan où la demande est constante tout au long de l'année et présente plusieurs variations sur une journée. La Figure 5.2 met tout de même en évidence un certain schéma qui se répète d'année en année et qui est toujours le même, jour après jour. Cette dernière Figure rassemble les données de 2019, 2020 et 2021 et met en évidence une chute de la consommation vers sept heures, entre dix et quinze heures cela correspond à l'activité normale. Une seconde forte chute vers dix-neuf heures puis un fort pic vers vingt-deux heures concluent la journée. Les chutes à sept heures et

dix-neuf heures correspondent aux changements de quart, période durant laquelle les ouvriers ne travaillent pas. Ainsi il est facile de se rendre compte que sur les heures de la journée, donc quand le soleil brille, une production solaire photovoltaïque pourrait très bien compléter une production éolienne insuffisante ou participer à charger le système de batterie. À noter tout de même que la faiblesse du photovoltaïque à Raglan repose sur son exposition qui n'est pas optimale et le fait que les jours sont courts une partie de l'année.

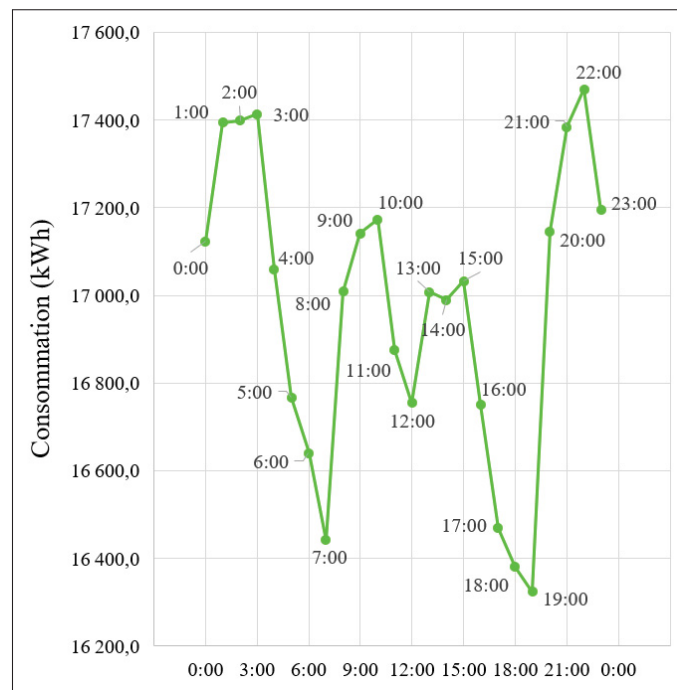


Figure 5.2 Schéma journalier de la charge sur le réseau 25 kV, moyenne sur la période 2019-2020-2021

Le vent reproduit également un certain schéma journalier tout au long de l'année, il est présenté sur la Figure V-4 disponible en Annexe. D'après Blair *et al.* (2022) c'est donc encore plus bénéfique d'intégrer du stockage. Ce sont les données des trois dernières années qui ont servi à créer ce graphique. Le creux vers huit heures fait penser que le photovoltaïque pourrait permettre de lancer et de compléter la production d'énergie renouvelable en début de journée, l'éolien prendrait ensuite le relais. La production d'énergie solaire dépend des conditions météorologiques et peut varier en fonction de la luminosité et de la température. La coupler avec

du stockage d'énergie peut aider à compenser les variations de la production d'énergie solaire en fournissant de l'électricité lorsque la production faiblit. Cela améliore donc la fiabilité du système électrique en permettant une utilisation plus efficace des infrastructures électriques existantes sur le réseau. Cela signifie que les systèmes électriques peuvent être conçus de manière à gérer les fluctuations de la demande d'électricité de manière plus efficace, ce qui réduit les risques de coupure d'électricité (Stenlik, Denholm & Chalamala, 2017).

Ainsi, il est visible que le solaire photovoltaïque peut donc avoir des répercussions positives sur un réseau électrique équipé de stockage d'énergie. Cela peut permettre de déplacer le pic de demande et de réduire sa durée mais aussi de rendre le réseau plus fiable. Reste à déterminer si le caractère unique de Raglan, de par sa consommation, son exposition aux rayonnements solaires et aux vents permettrait d'en profiter suffisamment. Pour cela, une étude plus approfondie est à mener. Mais l'ajout de PV n'est pas le seul levier à activer pour décarboner le site.

5.2.2 Rajout de différents types de dispositifs de stockage d'énergie

Comme il a été évoqué tout au long de ce travail de recherche, aujourd'hui les batteries à flux restent chères comparées à d'autres technologies. Le transport et la mobilité sont des aspects essentiels dans le monde contemporain et la mondialisation et cela se ressent dans le développement des différents types de batteries. Celles qui sont portatives rassemblent des financements plus conséquents et de nombreuses entreprises ont travaillé sur le sujet. La Figure 2.15 montre l'avantage significatif des batteries au lithium d'être capable d'équiper des véhicules électriques. Certaines entreprises ont d'ailleurs cherché à adapter la technologie lithium-ion au climat froid (ce qui n'est pas encore le cas pour la technologie redox). Ainsi il est important de noter que si le prix des batteries à flux est rédhibitoire, celui des batteries au lithium ne l'est peut-être pas et il serait bon de faire une étude sur cette potentialité.

Les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) rassemblent aujourd'hui la plus grande quantité d'énergie stockée à travers le monde. Leur coût est très élevé (à cause du génie civil nécessaire) mais leur période d'amortissement est aussi très longue, ce qui en fait un moyen

bon marché de stocker de l'énergie. Cependant il faut un environnement capable d'accueillir de tels aménagements. Heureusement pour Raglan, leur implantation éloignée de toute civilisation leur permet d'avoir accès à de grandes étendues, des cours d'eau et du dénivelé naturels. En plus de cela, les galeries creusées pour les activités minières représentent elles aussi des opportunités pour une STEP. Les quantités d'énergie que peut stocker une STEP peuvent être bien plus importantes que ne le permettent des moyens électrochimiques. Ce serait une aubaine pour Raglan qui consomme énormément d'énergie. Cette technologie prometteuse pour le site industriel a été étudiée par Tardy (2022) dans un mémoire de recherche intitulé "Conception d'un stockage d'énergie éolienne pour une entreprise minière isolée du réseau : faisabilité du stockage par pompage hydraulique". Se référer à ce dernier pour consulter tous les détails techniques et les résultats.

L'hydrogène peut également être un bon moyen de décarboner un site industriel d'envergure. Cette facette du stockage d'énergie a été étudiée par Azin (2022). L'hydrogène a plusieurs avantages aujourd'hui, il est poussé sur le devant de la scène et rassemble une grande partie de l'attention portée aux énergies renouvelables et au stockage d'énergie. Des moyens considérables y sont investis, car cette technologie pourrait permettre de décarboner les transports. En effet, elle est transportable relativement facilement.

Ces deux dernières références ont la même problématique que ce mémoire. La seule différence réside dans la technologie utilisée pour le stockage d'énergie de la mine Raglan. Chaque technologie a ses avantages et ses inconvénients. Plutôt que d'installer un seul type de stockage comme c'est le cas dans ces recherches (limité par le sujet académique), il serait intéressant de mener d'autres études sur un mix de solutions de stockage. Par exemple une STEP pour du stockage très longue durée (plusieurs jours entiers d'autonomie de stockage) couplée à du redox pour le moyen/long terme et de l'hydrogène pour supporter le tout et décarboner les véhicules miniers dans le futur.

Tout ceci concerne la partie électrique de l'énergie, mais comme il a été expliqué précédemment, la gestion de l'énergie thermique à Raglan est primordiale. C'est d'ailleurs visible dans les

simulations à travers la quantité de diesel consommée pour alimenter les chaudières au diesel en cas de récupération de chaleur insuffisante sur les génératrices. Pour la partie thermique il est envisageable d'intégrer des batteries thermiques, technologie en plein essor également. Cela permet de lisser la production et stocker de la chaleur quand les génératrices sont en marche et la décharger quand les éoliennes se remettent à tourner et que les génératrices s'arrêtent. Mais certaines batteries thermiques peuvent aussi utiliser l'énergie électrique renouvelable pour emmagasiner de la chaleur. L'énergie thermique est créée grâce à d'importantes résistances et stockée dans des matériaux réfractaires. Certaines technologies développées en ce moment promettent des températures dépassant les 1 000 °C. De plus, il serait possible d'y coupler des turbines et un système de circulation d'eau afin de produire de l'électricité en turbinant de la vapeur d'eau. Ce procédé est très prometteur pour les projets de décarbonation, les prix avancés par les fabricants ne sont pas très élevés. Mais en plus de ces batteries thermiques, il est aussi possible de changer les chaudières au diesel par des chaudières électriques. Dans ce cas il y aurait à la fois un moyen de production d'électricité et un moyen de production de chaleur bas carbone en place.

Intégrer différents types de stockage, de la même façon que d'implanter différents types de production d'énergie, permet de bénéficier des tous leurs avantages et de faire en sorte que les faiblesses des uns soient compensées par les forces des autres. Pour décarboner Raglan, il est probable et conseillé d'installer un bouquet de stockage (STEP, redox, hydrogène, lithium) et de production (éolienne et photovoltaïque) pour une plus grande efficacité.

5.2.3 Intégration d'autres moyens de décarbonation

D'autres leviers que tous ceux évoqués tout au long de ce mémoire sont disponibles pour décarboner des activités aujourd'hui. Car les énergies renouvelables, le stockage et autres dispositifs sont efficaces jusqu'à un certain point mais ils deviennent beaucoup trop chers pour atteindre le scénario 100 % décarboné. Autrement dit, il est possible d'atteindre relativement facilement des scénarios à 60 % voire 80-90 % de pénétration du renouvelable mais les derniers

dix pour cent de renouvelable vont demander des moyens bien plus importants. Pour cette dernière fraction, il est possible de compter sur la compensation carbone.

La compensation carbone consiste à investir dans des projets qui réduisent les émissions de GES ailleurs, dans d'autres projets. Cela permet de compenser les émissions qui ne peuvent pas être réduites immédiatement ou pour lesquelles il serait très difficile, voire impossible d'agir. Par exemple si les technologies alternatives ne sont pas encore disponibles ou ne sont pas économiquement viables. Dans ces cas, la compensation carbone peut être intéressante mais attention, il est important de noter que la compensation carbone ne doit pas être considérée comme une solution à part entière pour la décarbonation. Elle doit être utilisée en conjonction avec d'autres stratégies de réduction des émissions, telles que l'efficacité énergétique, l'utilisation d'énergies renouvelables et de stockage ou encore la capture de carbone. De plus, il est important de choisir des projets de compensation carbone crédibles et efficaces pour maximiser les avantages environnementaux et de ne pas sombrer dans le "greenwashing".

La capture du carbone est également en réflexion pour le site de Mine Raglan mais n'en est qu'au stade embryonnaire. L'idée de stocker du carbone dans les résidus miniers a émergé, et des recherches seront sûrement menées en ce sens. La quantité de résidus produite chaque année est considérable et si le processus de captage est validé alors ça serait une extraordinaire avancée pour le secteur minier. Reste encore à étudier les conditions les plus favorables et les catalyseurs s'il en existe.

Une autre solution envisageable à Raglan pourrait être le remplacement de leur diesel arctique par du diesel renouvelable qui possède exactement les mêmes caractéristiques énergétiques. Le biodiesel a été écarté des études puisqu'il ne réagit pas bien face au froid. Cependant le frein à cela réside dans le prix du diesel renouvelable, aujourd'hui il faut envisager de payer quatre fois plus cher pour s'en procurer et les tendances ne sont pas à la baisse. En effet, les compagnies aériennes pourraient l'estimer avec grand intérêt pour décarboner leurs activités.

Ainsi, contrairement aux compagnies aériennes, Mine Raglan possède donc un vaste choix de moyens pour décarboner sa production de nickel. Certains plus faciles à mettre en place que

d'autres. Il "ne reste plus qu'à" dimensionner précisément les systèmes et investir dans ceux qui seront les plus efficaces pour s'adapter au climat féroce du Nunavik.

5.2.4 Adaptation de la demande

La capacité d'améliorer la flexibilité d'un système électrique, notamment celle de répondre à la demande de pointe et faire face à sa variabilité, a souvent été exprimée grâce à une "flexibility supply curve". La Figure 5.3 propose un exemple pour un système énergétique. Elle illustre les différentes ressources qui peuvent fournir des services en termes de flexibilité et les range en fonction de leur coût (axe vertical) ou de leur flexibilité (axe horizontal). Historiquement, le stockage électrochimique était considéré comme l'une des options les plus coûteuses pour accroître la flexibilité du réseau. Mais la baisse drastique des coûts a eu pour effet de changer sa position sur cette courbe et il apparaît aujourd'hui comme le plus économique de la catégorie stockage. Malgré ce changement, il est important de souligner que de nombreuses ressources peuvent apporter de la flexibilité au réseau afin de mieux aligner l'offre de production sur la demande d'électricité. Le stockage n'est pas le seul moyen d'y arriver. La Figure 5.3 met d'ailleurs en évidence que ce qui concerne la gestion de la demande est un levier à considérer avec attention (en orange sur la Figure).

Un scénario de décarbonation efficace et rentable nécessite la prise en compte de toutes les ressources possibles, y compris la flexibilité largement inexploitée de la demande finale d'électricité. L'adaptation de la demande, également appelée demande flexible, consiste à ajuster la consommation d'électricité en fonction de la disponibilité de l'énergie renouvelable sur le réseau électrique. Cela peut être réalisé en utilisant des systèmes de contrôle intelligents (à Raglan cela pourrait consister à adapter la ventilation souterraine), des systèmes de stockage d'énergie et des techniques de tarification dynamique (non applicable à Raglan qui est isolée d'un réseau principal relié à d'autres acteurs).

Les avantages pour le réseau électrique sont nombreux. Pour commencer, cela permet une meilleure utilisation des ressources renouvelables. Selon Langevin et ses collaborateurs, en

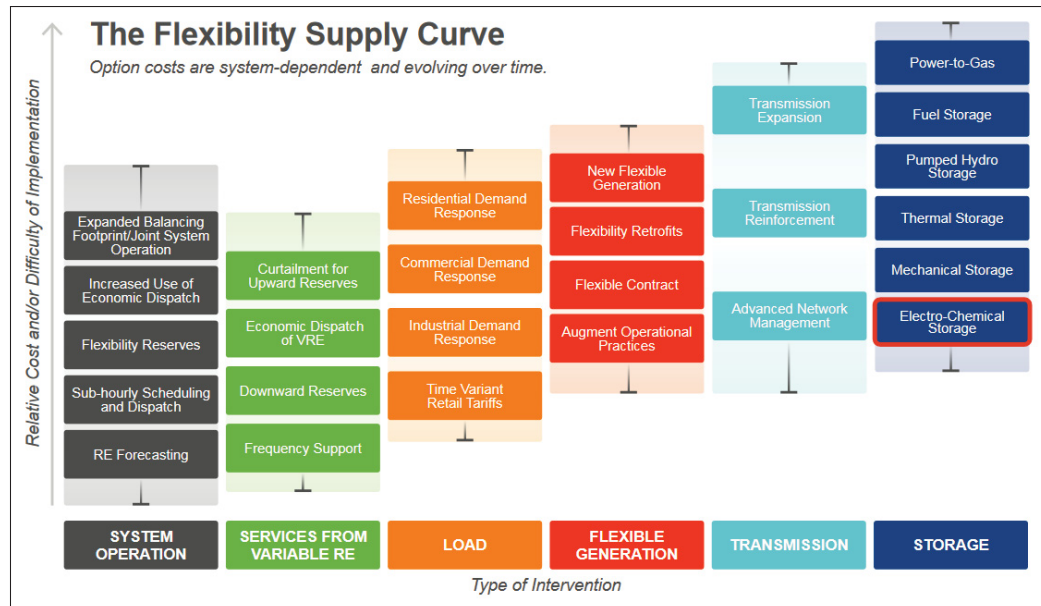


Figure 5.3 "Flexibility supply curve" d'un système énergétique
Adaptée de Blair *et al.* (2022, p. 17)

ajustant la demande électrique en fonction de la disponibilité de l'énergie, il est possible de maximiser l'utilisation de ces ressources et d'en réduire le gaspillage. Une des conséquences à cela est de réduire la nécessité d'investir dans des capacités supplémentaires de production, ce qui réduit les coûts totaux du système. Ajuster la demande permet aussi de réduire la charge nette de pointe et de la décaler dans des intervalles de temps préférables en fonction de la production. Par exemple, des moments où le vent est fort. Cela a aussi pour finalité de réduire le besoin global de capacité (Langevin *et al.*, 2021).

La Figure 5.4 présente ces résultats et souligne bien le fait que dans des scénarios à faible coût d'énergies renouvelables et à faible coût d'énergies renouvelables et de batteries, l'augmentation de la flexibilité de la demande (en vert sur le graphique) réduit le besoin de capacité de stockage en 2050 (Blair *et al.*, 2022). C'est une facette de la gestion énergétique qui n'est pas très populaire aujourd'hui mais qui aura tout intérêt à être développée dans les années à venir. Son coût d'intégration est faible et ne nécessite que peu de moyen comparé à d'autres solutions. Par exemple, remplacer toute une flotte de véhicules miniers thermiques en véhicules miniers électriques ou bien installer une STEP, représente un coût bien largement supérieur.

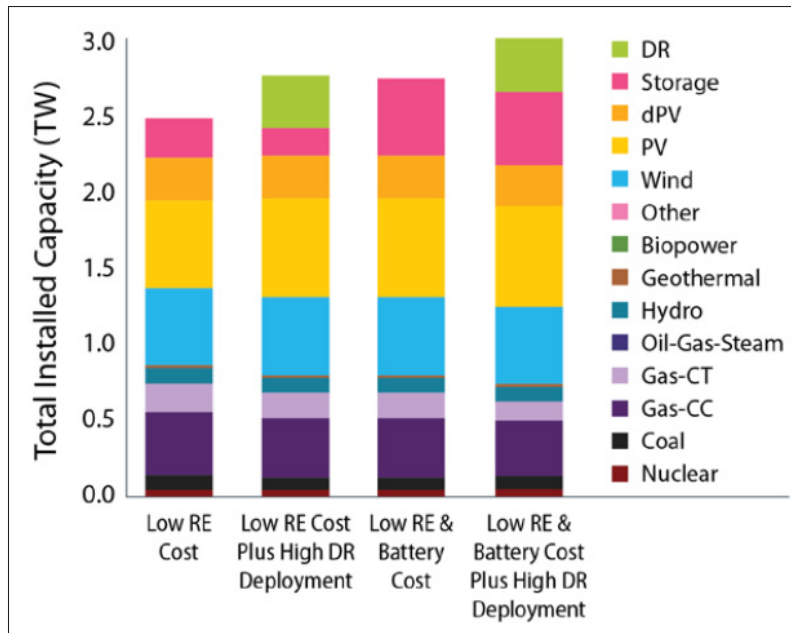


Figure 5.4 Puissance totale installée en fonction de différents scénarios de coûts des énergies renouvelables et du stockage
Adaptée de Blair *et al.* (2022, p. 18)

Comme pour l'ajout de nouvelles sources d'énergie, la demande flexible peut participer à compenser les fluctuations de la production renouvelable intermittente et donc minimiser les problèmes liés à la stabilité du réseau électrique, améliorant ainsi sa fiabilité.

CONCLUSION

Une prise de conscience générale se déroule aujourd'hui quant au réchauffement climatique. Les temps d'antenne consacrés à ce sujet par les médias est croissant, les citoyens en parlent de plus en plus, les responsables politiques doivent s'engager, des traités contraignants sont adoptés pour sauver la vie sur Terre... Le monde, ou une partie au moins, est animé par cette cause.

De plus en plus d'entreprises prennent en considération les objectifs de développement durable dans leurs activités et dans cette dynamique, engagent des projets de décarbonation. Le secteur minier est un grand émetteur de gaz à effet de serre mais il jouit également de nombreux atouts stratégiques pour agir. Mine Raglan n'y fait pas exception et a sérieusement commencé à réfléchir aux moyens réduire ses émissions. Mais la tâche n'est pas simple, en effet, toute sa production repose sur les combustibles fossiles. Son isolement géographique ne lui permet pas d'être reliée au réseau d'Hydro-Québec. Ainsi, la mine doit être autonome en énergie. Cela sous-entend qu'elle doit produire toute l'électricité nécessaire aux opérations de minage et au fonctionnement des bâtiments utiles à l'exploitation. Elle doit également fournir la chaleur indispensable aux activités humaines dans une région au climat très froid. C'est ainsi que des dizaines de millions de litres de diesel sont consommés chaque année par la mine et dégagent dans l'atmosphère des quantités considérables de gaz néfastes pour l'environnement. Pour l'entreprise, les bénéfices à décarboner ses activités sont donc nombreux et elle compte bien en profiter.

La recherche s'est donc portée sur l'installation d'un nouveau parc éolien couplé à un système de stockage d'énergie. Le but étant de retirer du mix énergétique un maximum de combustible fossile. La solution de stockage d'énergie retenue dans ce travail de recherche est la technologie par batterie à flux au vanadium. Elle représente à la fois un risque car elle est récente et peu éprouvée sur le marché mais en même temps elle est présentée comme une technologie très prometteuse pour l'avenir. Le site industriel n'a pas été étudié dans sa totalité, seul le réseau principal (le réseau 25 kV), avec ses composantes thermiques et électriques, a été modélisé.

Pour obtenir les résultats voulus, un modèle MATLAB a été créé pour simuler le comportement de la mine face aux différents aléas possibles. Il reprend les données issues directement de la mine durant les années passées, s'appuie sur un certain nombre d'hypothèses pour lever les inconnues intéressantes à l'analyse finale. Ces hypothèses concernent à la fois les vents dans la région, la production éolienne, les demandes électriques et thermiques et les paramètres qui varieront selon les différentes simulations. Pour chaque cas, une analyse financière précise est disponible et permet d'évaluer la rentabilité du projet considéré. Les résultats de trois scénarios différents sont décrits. Le premier présente le meilleur bilan financier, le deuxième propose la plus grande économie de diesel et le troisième scénario est celui qui s'adapte le plus aux objectifs de la mine pour poursuivre sa décarbonation. D'après le modèle utilisé, la plus grande économie possible de diesel intervient avec un système à 12 éoliennes E-115 supplémentaires, un système redox de 20MW/160MWh et aucune génératrice en continu. Les économies de diesel s'élèvent alors à 63,98 % pour environ 68 000 tCO₂ *équ.* évitées. Ce scénario n'est pas directement applicable à la mine aujourd'hui puisqu'il impose d'éteindre toutes les génératrices. Mais des économies de 50 % sont possibles avec les moyens actuels de la mine. Cela représente une quantité considérable de GES économisés. En plus, le bilan financier pour ce genre de projet est très largement positif et la période de retour sur investissement est d'environ dix ans.

Pour atteindre des proportions plus importantes de réduction de la consommation en diesel, il faut diversifier la production énergétique et intégrer de nouveaux moyens de décarbonation. En effet, à partir d'une certaine capacité de stockage, l'intérêt d'en installer encore plus diminue grandement. Le coût est trop important pour les quelques mégawatts économisés. Mieux vaut dans ce cas penser par exemple à installer des batteries thermiques, des panneaux photovoltaïques, mettre en place l'adaptation de la demande ou encore investir dans des combustibles renouvelables.

Concernant la technologie par batterie à flux, qui représente le point central de cette recherche, la revue de littérature ainsi que les échanges avec les différents fabricants ont affirmé que c'était

une technologie très prometteuse pour l'avenir et les projets de décarbonation de site industriels de grande envergure. Mais à la question posée au début de ce travail de recherche : "Les batteries à flux sont-elles un moyen de stockage d'énergie longue durée efficace pour décarboner un réseau d'électricité et de chaleur d'une entreprise minière isolée du réseau électrique principal et évoluant en climat froid ?" ; aujourd'hui il est difficile de répondre par la positive. D'abord le coût de la technologie est encore trop élevé pour envisager installer un système de plusieurs dizaines de mégawattheures (plus de 150 millions de dollars pour 120 MWh). De plus, et c'est spécifique à Mine Raglan, le climat rude régulièrement en dessous de 0 °C impose la construction d'un hangar afin de garder les batteries à une température satisfaisante. La construction d'un tel édifice représente lui aussi une dépense considérable (plusieurs dizaines de millions de dollars), d'autant plus que les batteries redox ont une emprise au sol importante.

Ainsi, aujourd'hui, la technologie redox ne semble pas être la plus adaptée pour satisfaire les exigences de la mine quant à sa décarbonation mais c'est une technologie à surveiller dans les années à venir. Hormis son coût élevé, elle rassemble des avantages indéniables que d'autres solutions de stockage ne peuvent se vanter d'avoir. À ce stade du projet, ce mémoire permet d'affirmer que le potentiel de décarbonation du site est grand et que de nombreux moyens sont disponibles pour y arriver. En complément des solutions envisagées précédemment, certaines recherches pourront être effectuées comme une étude plus poussée des vents, une étude hydrologique en vue de la création d'une station de transfert d'énergie par pompage ou encore une étude sur l'influence du gel sur les éoliennes... Les bénéfices seront considérables pour la mine comme pour l'environnement.

ANNEXE I

CARTES

1. Cartes de la mine

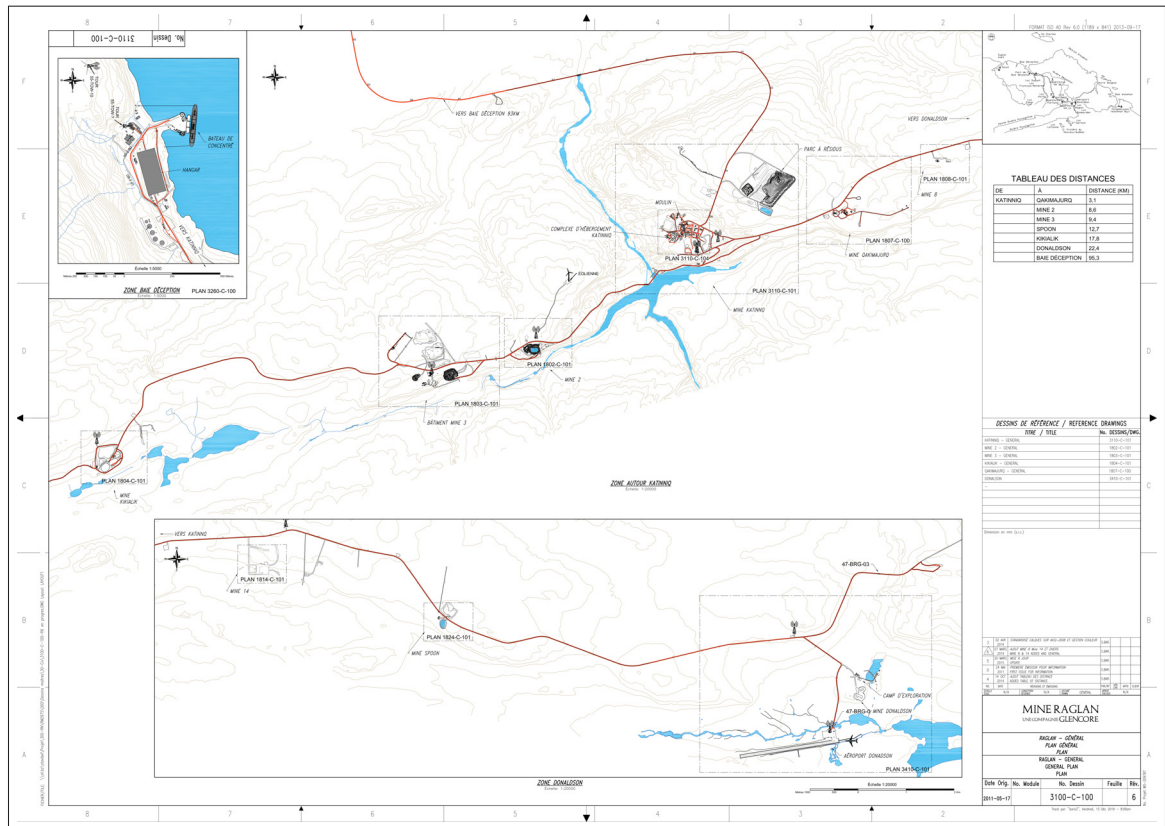


Figure-A I-1 Carte détaillée de Mine Raglan
Carte 3100-C-100 : Vue générale 25kV de Mine Raglan

Cette carte est de très bonne résolution et peut être agrandie si nécessaire.

2. Cartes du gisement éolien au Québec

Le Québec est très bien exposé aux vents, et couplé à un territoire très vaste, cela représente une ressource éolienne considérable. En 2019, 3 882 MW de puissance étaient installés dans la province. Cela représente environ 5 % de sa production totale d'énergie. La majeure partie

provient de l'hydroélectricité avec 94 % du total. Ces deux énergies sont complémentaires. Ce qui veut dire que dans certaines conditions, l'énergie hydroélectrique peut atténuer le caractère intermittent de l'éolien et dans l'autre sens, l'implantation d'éoliennes peut éviter de trop puiser dans les réserves hydrauliques pour des petites sollicitations (Gouvernement du Canada, 2022a).

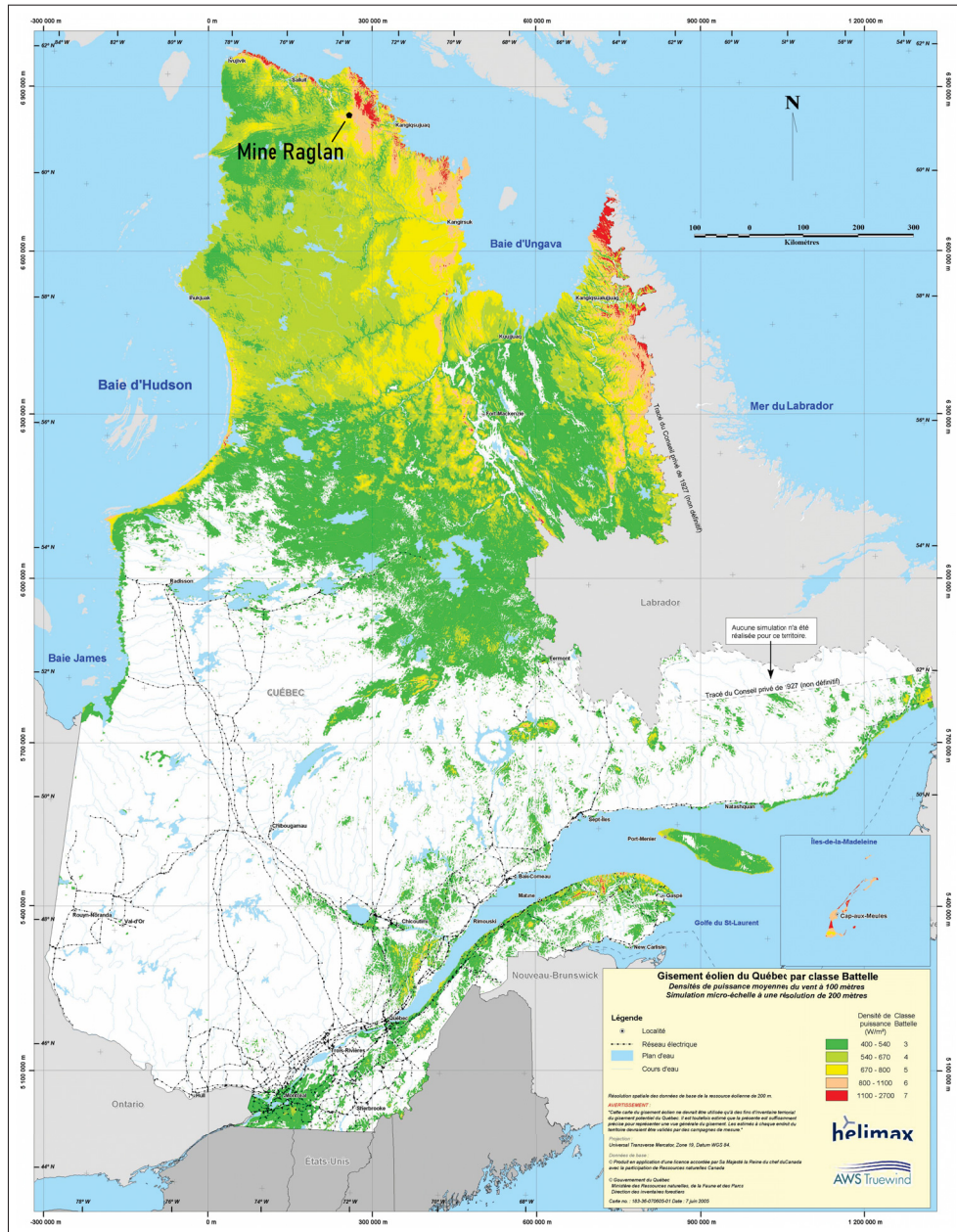


Figure-A I-2 Densités de puissance moyennes du vent à 100 m d'altitude
 Adaptée du Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles

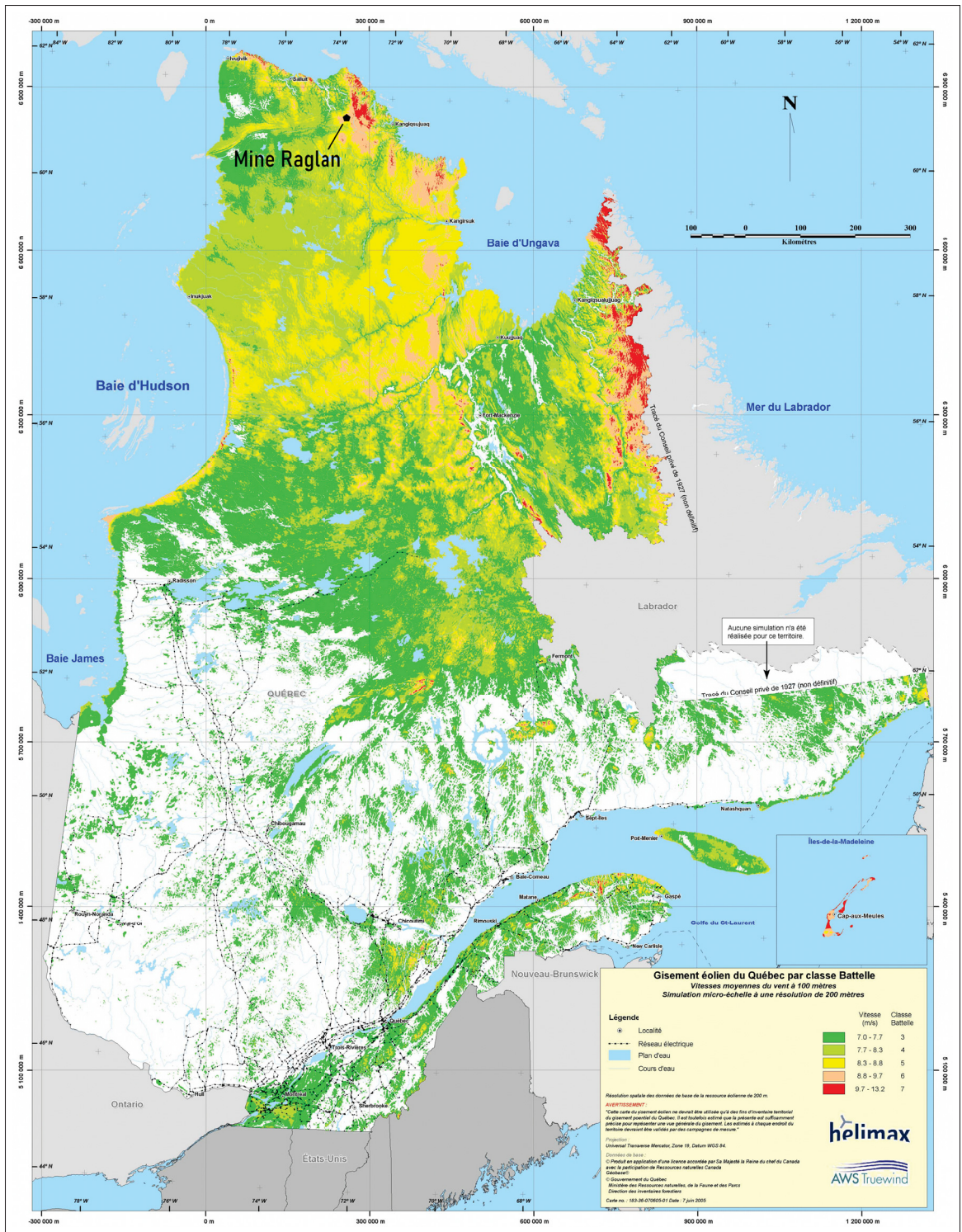


Figure-A I-3 Vitesses moyennes du vent à 100 m d'altitude
 Adaptée du Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles

ANNEXE II

SCHÉMA DÉTAILLÉ DU FONCTIONNEMENT D'UNE BATTERIE À FLUX TOUT VANADIUM

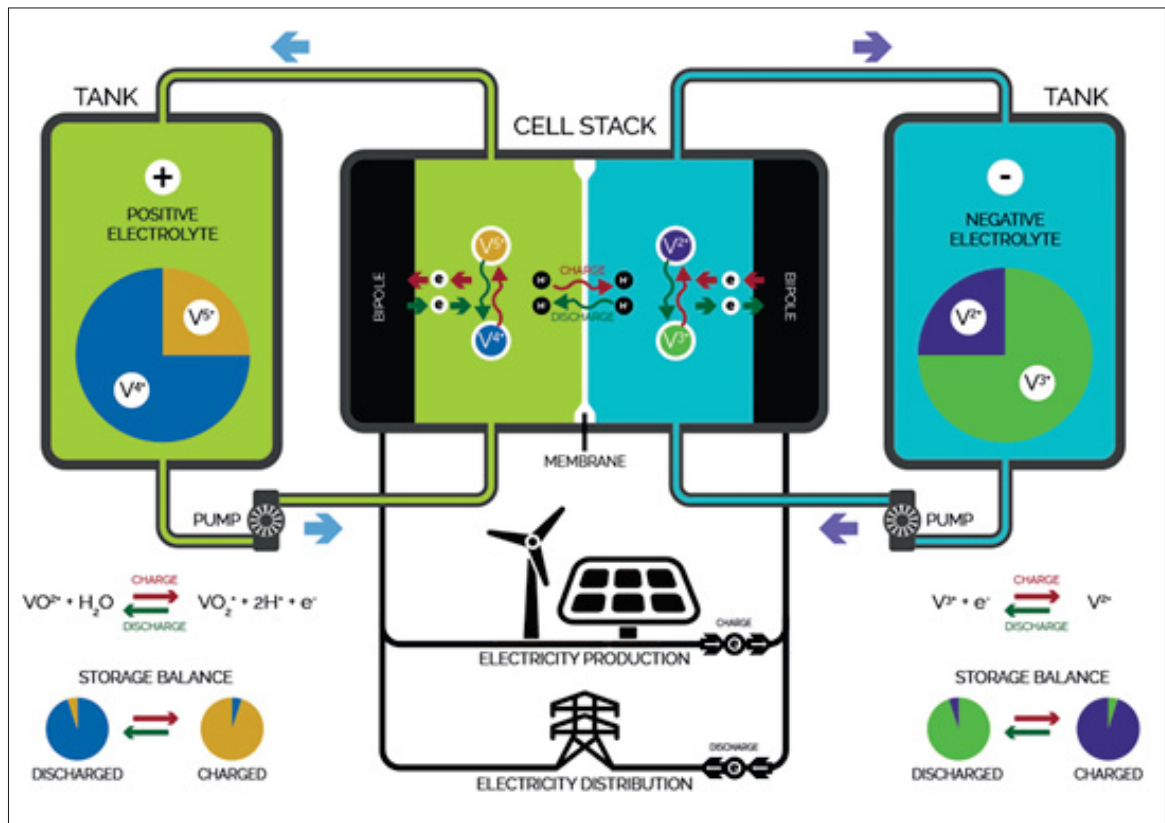


Figure-A II-1 Schéma détaillé du fonctionnement d'une batterie à flux tout vanadium
Adaptée de VRB ENERGY

Ce schéma détaille tout le fonctionnement d'une batterie à flux au vanadium. Y sont présentés les différentes réactions d'oxydoréduction, les sens de circulation des électrons selon le fonctionnement de charge ou de décharge, l'équilibre des électrolytes... Il est tiré du site internet de VRB ENERGY, un fabricant basé à Vancouver, au Canada. La Figure II-1 est disponible sur la page suivante : VRB ENERGY.

ANNEXE III

RÉPARTITION DES SOLUTIONS DE STOCKAGE REDOX À TRAVERS LE MONDE



Figure-A III-1 Emplacement des batteries redox sur une partie de l'Amérique du Nord
Adaptée d'International Flow Battery Forum



Figure-A III-2 Emplacement des batteries redox sur une partie de l'Europe
Adaptée d'International Flow Battery Forum



Figure-A III-3 Emplacement des batteries redox sur une partie de l'Asie
Adaptée d'International Flow Battery Forum

En analysant rapidement ces trois dernières cartes, l'Europe apparaît comme le continent qui rassemble le plus de systèmes redox en fonctionnement, en développement ou en construction. Mais la France affiche un retard conséquent face à ses voisins. En Asie, c'est le Japon qui regroupe le plus de batteries à flux mais la Chine rassemble les projets les plus importants en termes de taille. Concernant l'Amérique du Nord, la côte ouest-américaine a beaucoup développé cette technologie et il est possible de trouver des batteries redox éparpillées partout sur le territoire. Le Canada affiche un retard important et aujourd'hui le nombre de systèmes à flux se compte sur les doigts d'une main.

ANNEXE IV

CALCULS DÉTAILLÉS DE L'ÉNERGIE THERMIQUE NÉCESSAIRE AU SÉCHAGE DU MINÉRAI

Dans cette Annexe, il est question du séchage du nickel, primordial à son exportation et à sa qualité. C'est un procédé complexe, qui allie à la fois de la logistique, de la mécanique des fluides et du solide, de la thermique ou encore de la chimie. Il n'est pas traité en profondeur, seulement la partie intéressante à la modélisation du réseau de chaleur pour la suite de l'étude.

La Figure 3.2 présente le schéma de fonctionnement du séchage. En entrée les gaz d'échappement des EMD sont chauds ($360\text{ }^{\circ}\text{C}$, 633 K), et ils se dirigent vers le plenum aux alentours des $330\text{ }^{\circ}\text{C}$ (603 K), ils arrivent ensuite dans la chambre de séchage. C'est ici qu'ils sont en contact avec le minerai à sécher. En sortie, l'air chaud n'est plus qu'aux environs des $105\text{ }^{\circ}\text{C}$ (378 K), il doit être en dessous des $115\text{ }^{\circ}\text{C}$ (388 K) pour ne pas risquer de créer des incendies dans l'entrepôt de sortie. Avant d'être envoyé vers l'environnement extérieur, l'air pollué traverse des filtres et des cheminées afin de réduire sa concentration en particule et gaz nocifs.

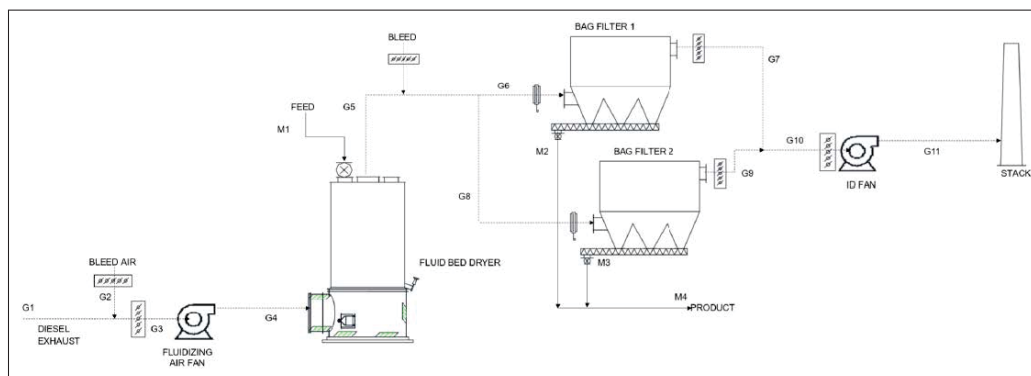


Figure-A IV-1 Schéma de fonctionnement du séchage du minerai de nickel
Tirée d'un document interne à Mine Raglan

Le minerai en entrée de sécheur va avoir des répercussions sur la quantité d'air nécessaire à son séchage. En effet, il semble assez logique que l'humidité présente joue un rôle crucial mais la concentration en nickel impacte aussi le procédé. Le rapport sur lequel se base cette étude présente plusieurs scénarios en fonction de la quantité de minerai à traiter par année (tonnage

de minerai en Mt). Actuellement, Mine Raglan traite 1,5 Mt de minerai par an mais envisage une augmentation à 1,65 Mt dans les années à venir. Dans le but d'anticiper cette hausse et d'être conservateur, c'est bien cette valeur qui est considérée. Concernant les caractéristiques chimiques du minerai, il est considéré un taux d'humidité de 9 %, une concentration en nickel de 18 % dans le concentré. Ces données sont directement fournies par l'entreprise. Après calculs d'équivalence en se basant sur le rapport d'appui, 1,65 Mt représente une quantité de 27,8 dtph. Maintenant il reste à obtenir la quantité d'air chaud nécessaire à sécher ce minerai. Pour cela le cas qui s'en rapproche le plus sert de base pour un calcul de proportionnalité.

Tableau-A IV-1 Projections du débit de concentré du modèle

Caractéristique	Valeur référence	Nouvelle valeur
Quantité de minerai sec en sortie	24,2 dtph	27,8 dtph
Température gaz échappement	360 °C	360 °C
Température plenum	330 °C	330 °C
Température en sortie	102 °C	102 °C
Pourcentage d'humidité en entrée	9,0 %	9,0 %
Pourcentage d'humidité en sortie	0,5 %	0,5 %
Flux d'air en entrée	520,0 kg/min	542,6 kg/min

L'unité du flux d'air traversant le sécheur est kg/min, elle correspond donc à la quantité d'air qui traverse le sécheur par minute. D'après un rapport technique de BBA, les génératrices produisent 110,0 kg/min de gaz d'échappement par mégawatt d'électricité produit. Par une simple multiplication, sachant qu'une génératrice EMD délivre en moyenne 2 873,9 kW annuellement, à deux elles produisent 632,3 kg/min de gaz d'échappement. Il faut donc minimum deux génératrices pour produire les 542,6 kg/min de gaz. Un léger excédent est disponible pour servir au chauffage des locaux.

Mais cette unité (le kg/min) n'est pas exploitable aisément. Elle n'est pas utilisable avec les autres unités communément utilisées comme le kilowattheure. L'Équation (A IV-1) permet de faire ce changement.

$$Q = m \times C_p \times \Delta T \quad (\text{A IV-1})$$

La capacité thermique massique des gaz d'échappement est prise égale à $1\,066 \text{ J.kg}^{-1}.\text{K}^{-1}$ (Ministère de l'agriculture, 2009). Les résultats sont disponibles dans le Tableau IV-2. Le séchage du minerai de nickel requiert donc $2\,198,0 \text{ kWh}$ de chaleur en continu. Deux génératrices EMD produisent $2\,561,2 \text{ kWh}$ en fonctionnement moyen à l'année. Les valeurs du Tableau IV-2 sont négatives car les gaz d'échappement cèdent de leur énergie au minerai.

Tableau-A IV-2 Chaleur dégagée pour deux scénarios différents

Donnée d'entrée	Pour sécher le minerai	Pour deux EMD	Unité
Flux d'air	542,6	632,3	kg/min
m	32 566	37 936	kg
C_p	1 066	1 066	$\text{J.kg}^{-1}.\text{K}^{-1}$
T_{sortie}	375	375	K
$T_{\text{entrée}}$	603	603	K
Q	-7,9	-9,2	GJ
Q	-2 198,0	-2 561,2	kWh

Après avoir déterminé ces valeurs énergétiques, le but est de les modéliser correctement pour rendre compte le plus fidèlement possible du système de Raglan. Cette partie est relativement simple puisque l'on considère une charge constante de $2\,198,0 \text{ kWh}$ tout au long de l'année pour le séchage du minerai. La charge en chaleur est directement liée à la quantité de matériel extraite par la mine. Cette hypothèse assez forte vient du fait qu'il est impossible d'obtenir heure par heure la production de minerai du site. C'est pour cette raison que dans les modélisations, la charge du séchage du minerai apparaît comme une ligne horizontale. Évidemment, dans la réalité, cette valeur varie au cours du temps. Mais les hypothèses conservatrices permettent d'affirmer que deux génératrices suffisent à assumer le séchage.

Ramené à une année entière, ce procédé représente une demande de 19 254,3 MWh. Cette valeur importante reste tout de même inférieure au chauffage des bâtiments qui est de 55 359,1 MWh.

ANNEXE V

ÉTUDE DES VENTS À RAGLAN

Dans cette annexe il est question de vent et d'énergie éolienne.

Pour tout projet éolien, il est important d'être en capacité d'estimer la ressource en vent du site où va s'implanter un nouveau projet. Cela permet d'optimiser l'emplacement des turbines, leur modèle et le réseau dans le but de minimiser les coûts et donc d'augmenter la rentabilité du parc éolien. Un parc éolien bien optimisé permet d'obtenir un meilleur facteur de charge donc une production plus importante et souvent une plus grande pénétration dans le mix énergétique du site d'implantation.

Pour prévoir ce qu'une éolienne peut produire sur une année (son potentiel énergétique), il faut donc connaître la force du vent qui va servir à mouvoir ses pales. Pour cela il est important de connaître la force du vent (synonyme de vitesse pour le vent) ainsi que sa fréquence. En temps normal, à travers le monde, les vents extrêmes ne sont pas fréquents alors que les vents modérés le sont. Les distributions de probabilités ou probabilités fréquentielles sont utiles pour travailler avec ces notions. Pour commencer simplement, étudier la fréquence d'apparition des vitesses de vent est intéressant. Par exemple, la Figure V-1 présente les occurrences des vitesses de vent à Raglan durant les années 2019, 2020 et 2021. L'année 2019 apparaît comme étant la moins venteuse des trois (moyenne annuelle de 8,3 m/s) alors que 2021 est la plus abondante (moyenne annuelle de 8,9 m/s). L'année 2020 quant à elle se situe entre les deux avec une vitesse moyenne sur l'année d'environ 8,5 m/s. Comme dit précédemment, les vents extrêmes (supérieurs à 20 m/s ou inférieurs à 2 m/s) sont beaucoup moins représentés que les valeurs centrales aux alentours de 6-7-8 m/s.

Cette distribution de vent suit en réalité une loi de probabilité continue bien connue, celle de Weibull. Avec λ le facteur d'échelle, k le facteur de forme et x la vitesse de vent. Le facteur d'échelle exprimé en m/s est proportionnel à la vitesse moyenne du vent sur le site. Le facteur de forme met en évidence la dispersion de la distribution. Plus k est grand, plus la distribution est

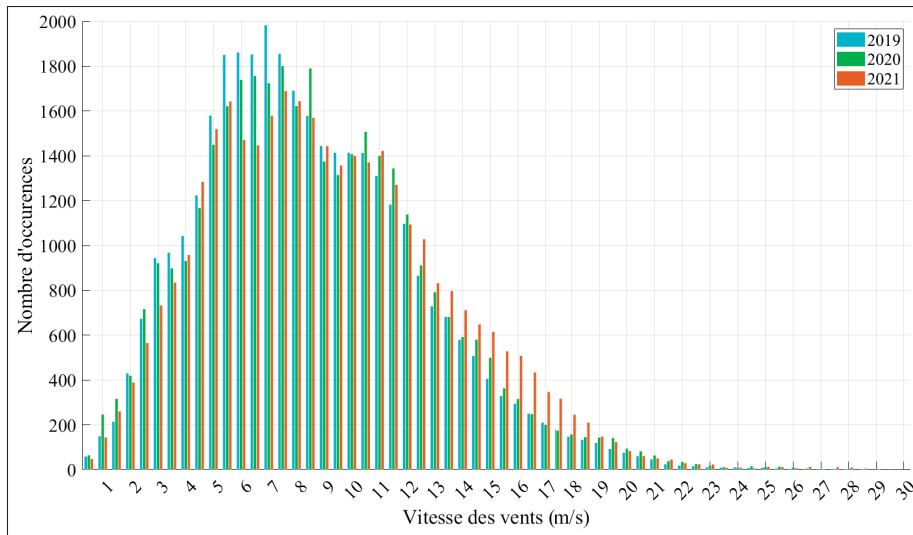


Figure-A V-1 Répartition des vitesses de vent prises tous les quarts d'heure entre 2019 et 2021

resserrée autour d'une vitesse particulière (distribution dite pointue), au contraire si k est faible, plus la distribution est étalée autour de la moyenne avec des vents très variables. Si ce facteur vaut deux, alors c'est une distribution dite de Rayleigh que les fabricants d'éoliennes utilisent pour leurs calculs de performances. La distribution de Weibull est à valeur positive, à croissance rapide jusqu'à un maximum puis décroissante lentement et avec la possibilité d'avoir $P(0) = 0$.

Son expression est la suivante :

$$f_X(x; \lambda, k) = \begin{cases} \frac{k}{\lambda} \left(\frac{x}{\lambda}\right)^{k-1} e^{-(x/\lambda)^k} & x \geq 0 \\ 0 & x < 0 \end{cases} \quad (\text{A V-1})$$

Le vent à Raglan suit-il une distribution de Weibull ? Répondre positivement à cette question permettrait de pouvoir simuler facilement les vents qu'il serait susceptible d'obtenir sur une année. Pour cela, MATLAB possède une fonction prédéfinie qui permet de le visualiser. Le résultat avec les valeurs de vent prises tous les quarts d'heure sur l'année 2020 en entrée est disponible en Figure V-2.

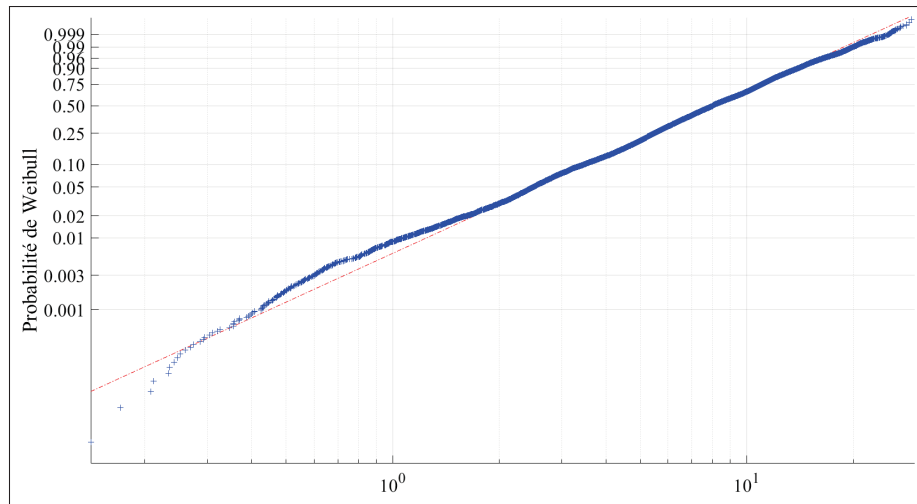


Figure-A V-2 Graphique de probabilité de Weibull

La fonction utilisée pour obtenir ces résultats est : `wblplot`. Le tracé qui a l'allure d'une droite confirme que la répartition des vents sur l'année 2020 suit bien une distribution de Weibull. Il est également possible de récupérer le facteur d'échelle et le facteur de forme grâce à la fonction `wblfit`. Pour l'année 2020, ils sont respectivement égaux à 9,5768 et 2,1719. Le facteur de forme de 2,17 est assez haut ce qui indique une vitesse de vent assez constante. Cette répartition se rapproche de celle de Rayleigh (facteur de forme égal à deux). Les fabricants d'éoliennes utilisent régulièrement cette répartition pour calculer les performances de leurs turbines.

Connaissant les valeurs des deux facteurs qui établissent la répartition des vents, il est possible de créer une nouvelle répartition avec une fonction MATLAB qui prend en entrée le type de distribution et les deux facteurs : `makedist('Weibull','A',x,'B',y)`. Cependant cette méthode est irréaliste sur le terrain car, bien que les résultats soient satisfaisants sur une année complète (même moyenne, même fréquence), il n'y a pas de cohérence temporelle. Par exemple, dans les données simulées avec cette technique sur MATLAB, après une heure avec un vent à 3 m/s s'ensuit un vent à 18 m/s. Les variations lisses et progressives ne sont plus. Or dans ce travail de recherche, la partie stockage d'énergie est le cœur de la recherche et cette variation progressive et naturelle du vent est primordiale à garder. En effet, si elle n'est pas conservée, il n'est plus possible d'étudier le comportement du système quand des jours sans vent s'enchaînent.

Pour pallier cela, il faut baser le raisonnement sur les années précédentes. Pour cela l'année 2020 est choisie pour les raisons évoquées précédemment.

Un programme est mis en place afin d'étudier les périodes sans vent à Raglan. Sous MATLAB, ce programme étudie le nombre d'heures sans vent sur une année entière et le nombre d'heures consécutives sans vent, il affiche finalement leurs récurrences. Une heure est considérée sans vent si la vitesse est inférieure à 3 m/s. Cette hypothèse tient du fait qu'en dessous de 3 m/s, l'éolienne E-115 ne produit même pas les 80 kW nécessaires à son dégivrage. Les résultats pour l'année 2020 sont les suivants. Il a été recensé 643 heures sans vent sur toute l'année et la plus longue durée sans vent est de 28 heures consécutives. Durant ces 643 heures, quasiment 100 % de la production électrique doit alors reposer sur les génératrices au diesel. La Figure V-3 présente le nombre d'occurrences pour chaque période sans vent. La majeure partie (plus de 61 %) des périodes sans vent est inférieure à huit heures. C'est un bon indicateur pour le dimensionnement de la taille de la batterie et sa durée de stockage.

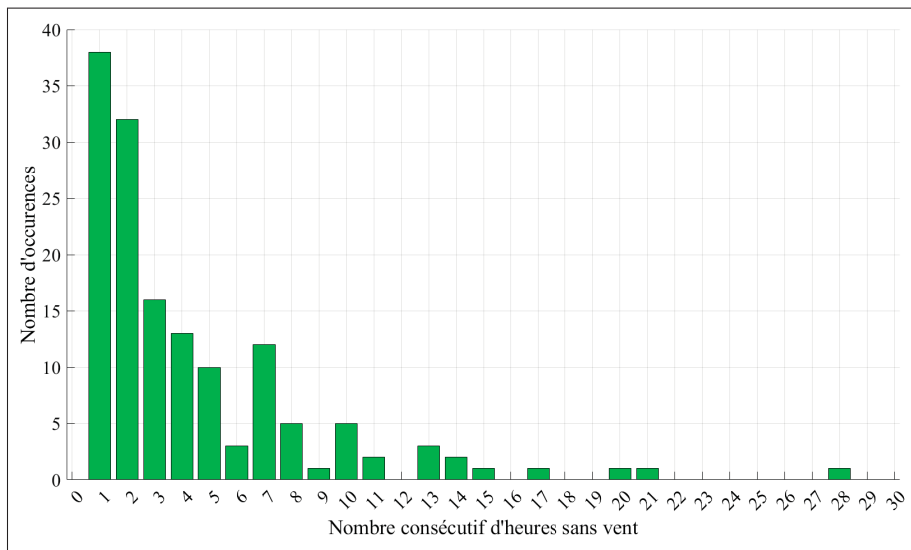


Figure-A V-3 Nombre d'occurrence des périodes sans vent

À noter cependant que ce ne sont pas des périodes en déficit d'énergie. Par exemple, un vent à 4 m/s n'est pas compté comme période "sans vent" mais ce n'est pas pour autant que la production éolienne est suffisante pour alimenter la mine.

À ces heures sans vent qui engendrent une production éolienne presque nulle, il faut également rajouter les heures durant lesquelles les éoliennes sont bloquées pour cause de maintenance ou à cause du givre (ce qui peut arriver régulièrement à Raglan).

Un autre programme a permis d'étudier l'évolution du vent durant une journée. Pour que la durée de mesures soit pertinente, il a balayé 2019, 2020 et 2021. La Figure V-4 présente le schéma récurrent. Il est intéressant de voir que dans la nature aussi, des schémas peuvent se reproduire de jour en jour sur des années entières. Même si la différence n'est pas très importante, cela a sûrement des répercussions sur la production éolienne. De plus le pic de vent aux alentours de dix-huit heures arrivent juste avant le pic de consommation de vingt et une heures et vingt deux heures. Cela pourrait permettre de charger les batteries en prévoyance.

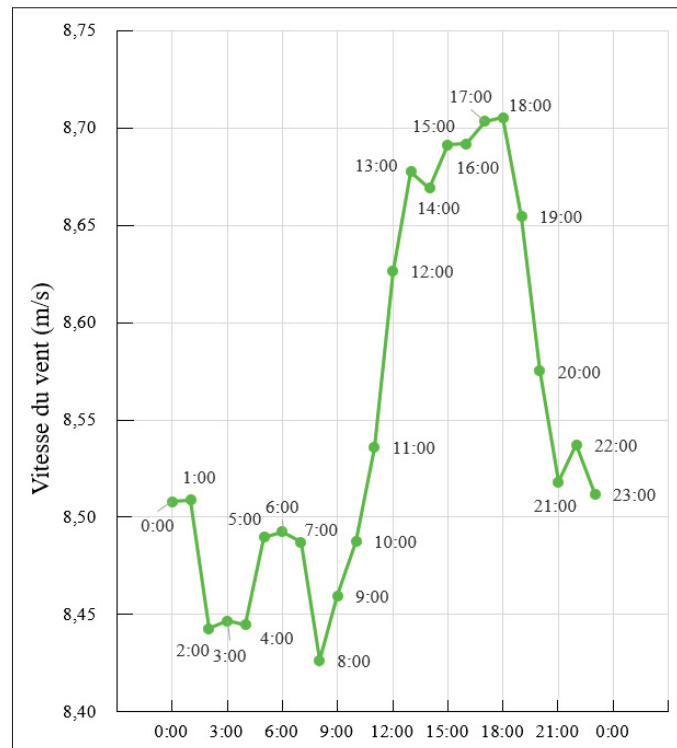


Figure-A V-4 Schéma journalier du vent à Raglan, 2019-2020-2021

Le changement climatique affecte les vents à cause de la modification de la température des masses d'air de l'atmosphère et de l'accélération du cycle de l'eau (Sottile, 2017). Cela pourrait

donc avoir, à long terme (fin du siècle et au-delà), des conséquences sur les vents à Raglan et au Québec plus généralement. Même si cette conséquence du réchauffement climatique a peu de chance d'avoir des impacts sur le projet en réflexion à Raglan, il est intéressant d'en parler pour mettre tout ceci en lien avec le réchauffement climatique et la nécessité d'agir.

ANNEXE VI

CALCULS DÉTAILLÉS DE L'OPEX, CAPEX ET LCOE DES ÉOLIENNES POUR LE SITE DE RAGLAN

Dans cette annexe, il est détaillé la méthode de calcul de l'OPEX, du CAPEX et du LCOE pour les éoliennes du parc de Raglan. Les rapports, articles et bases de données utilisés y sont détaillés ainsi que la méthode numérique. Les résultats sont également présentés en détail dans des tableaux récapitulatifs.

• LCOE ("Levelized Cost Of Energy" ou "Coût actualisé de l'énergie" en français) :

Cet indicateur correspond à l'ensemble des coûts actualisés relatifs à une installation divisé par la quantité d'énergie produite durant toute sa durée de vie. Les coûts comprennent les dépenses d'investissement (construction, acquisition et rénovation), les dépenses d'opération et de maintenance (main-d'œuvre et matériel) et les dépenses de combustibles (nulles dans le cas des énergies renouvelables). Le LCOE est une estimation et non un coût réel, il s'exprime habituellement en \$/kWh ou \$/MWh. Dans le cas de l'éolien, il s'appuie essentiellement sur cinq paramètres clefs : les dépenses d'investissement (CAPEX), les charges d'exploitation (OPEX), les performances du projet, les hypothèses financières et fiscales, et la durée de vie du projet. Il a été vu dans la partie 2.1.1, que le LCOE de l'énergie éolienne au niveau mondial avait grandement diminué dans la dernière décennie. Et selon une étude de Sens, Neuling & Kaltschmitt (2022), le LCOE de l'énergie éolienne pourrait baisser d'environ 15 % en 2030 et 30 % en 2050. Dans la suite du chapitre, une valeur approchée du LCOE est calculée. Ces calculs permettent de s'en rendre compte pour une première approche. Des calculs plus approfondis de LCOE sont disponibles dans la partie 3.3.3.

• CAPEX ("Capital Expenditure" ou "Dépenses d'investissement" en français) :

Le CAPEX représente les coûts d'acquisition des turbines, du terrain sur lequel seront mises en place les éoliennes, le coût pour les assembler et les relier au réseau électrique et les différentes charges de gestion de projet (ingénierie, développement, financement, etc.). La plus grande part

représente le coût de la turbine (nacelle, mât, rotor, etc.). Selon Sens *et al.* (2022), le CAPEX pour les éoliennes terrestres est amené à diminuer dans les décennies à venir : entre 10 et 30 % en 2030 et jusqu'à 15 à 40 % en 2050. Comme il a été dit précédemment, cela aura aussi des incidences sur le LCOE et devra donc faire baisser les prix de l'énergie éolienne dans les années à venir et ainsi rendre cette énergie renouvelable encore plus compétitive pour la transition énergétique.

• **OPEX ("Operational Expenditure" ou "Charges d'exploitation" en français) :**

L'OPEX regroupe un ensemble large de coûts : O&M (opération et maintenance) des turbines (programmé et non programmé), O&M du reste de la centrale, coûts du terrain d'implantation, taxes (foncières et autres), utilisation du réseau et de l'électricité, assurance, gestion et administration des actifs... C'est donc une composante qui, il y a dix ans, comptait pour environ 20 à 25 % du LCOE mais aujourd'hui cette proportion est montée jusque 25 à 35 %. L'OPEX est lié au CAPEX car un prix plus élevé des turbines peut engendrer une meilleure robustesse et une plus longue durée de vie, cela a donc pour conséquence de baisser l'OPEX à long terme. De la même manière, il a une influence sur le LCOE ; si l'entretien et la maintenance sont bien faits, alors les turbines pourront plus et mieux produire (la production annuelle est un facteur clé dans le calcul du LCOE). L'OPEX est une dépense stratégique dans les années à venir. Selon les experts, une économie significative sur le prix d'un parc éolien pourrait découler de la baisse des frais d'opération et de maintenance (Wiser *et al.*, 2019).

Maintenant que les principaux éléments (CAPEX, OPEX et LCOE) sont détaillés, il est possible de déterminer le coût de chaque éolienne pour le projet à la mine Raglan. Pour être le plus proche possible de la réalité, plusieurs études sont comparées afin de valider les intervalles mais les valeurs finales utilisées sont celles du rapport "Renewable power generation costs in 2021" publié en 2022 par l'IRENA (IRENA, 2022). Il s'appuie sur la base de données de l'IRENA qui regroupe une multitude de secteurs, de technologies et de pays différents, dont le Canada, et détaille les coûts (OPEX, CAPEX, LCOE) du secteur éolien terrestre. Autre avantage de ce

présent rapport réside dans le fait que l'éolienne de référence utilisée pour les calculs a une puissance de 2,8 MW pour un mât haut de 90 m. Cette turbine est proche de celles qui sont installées à Raglan (4,26 MW pour une nacelle à 92 m de haut) et dont les caractéristiques physiques et de production sont bien connues. Même si ce n'est pas le modèle qui sera implanté dans le nouveau projet, la prise en compte de cette éolienne présente donc l'avantage d'avoir été fortement éprouvée. De plus, cela représente une hypothèse conservatrice car le facteur de charge est supérieur avec le nouveau modèle (comparé à celui du rapport). Le LCOE est donc inférieur à la valeur détaillée plus loin dans ce rapport. Tous ces points confortent l'utilisation du rapport de l'IRENA pour la suite du travail.

1. OPEX

Dans cette première partie, la partie financière concernant l'OPEX est développée. L'unité est le \$, sous-entendu le dollar canadien et non américain. Les valeurs dans les articles sont en USD ou en EUR mais la conversion est effectuée pour que seul le CAD soit utilisé dans ce document (hors revue de littérature). Le taux de conversion appliqué est USD/CAD = 1,3400.

Pour commencer, l'OPEX est divisible en deux catégories : les coûts d'opération et de maintenance fixes (maintenances prévues, location de terrain...) et les coûts d'opération et de maintenance variables (maintenances non prévues). Dans ce travail, ces deux catégories seront regroupées en une. L'OPEX peut s'exprimer en \$/kW.an ou bien en \$/MWh. La valeur donnée pour le Canada dans le rapport de l'IRENA est de 46,9 \$/kW.an. Trouver d'autres valeurs pour la confirmer n'est pas aisé mais une étude très complète de Wiser *et al.* (2019) rapporte les données recueillies auprès d'experts du milieu éolien aux États-Unis. Les résultats pour une éolienne de 2,8 MW aux États-Unis ont montré un minimum à 44,2 \$/kW.an et un maximum à 79,1 \$/kW.an pour une moyenne à 59,0 \$/kW.an soit environ 15,4 \$/MWh pour les frais d'opération et de maintenance. L'étude de ces chercheurs compare ces valeurs à d'autres dans le monde et elles coïncident toutes (entre 26,8 \$/kW.an pour la Chine jusqu'à plus de 93,8 \$/kW.an pour d'autres pays). Les 46,9 \$/kW.an de l'IRENA sont donc vérifiés. Les valeurs d'OPEX sont elles aussi amenées à diminuer dans les années qui arrivent.

Afin d'adapter cette valeur de 46,9 \$/kW.an au projet, les frais qui composent l'OPEX ont été adaptés à cette valeur. La répartition a été obtenue dans l'article de Wisser *et al.* (2019) et adaptée à Raglan, elle est disponible en Figure VI-1.

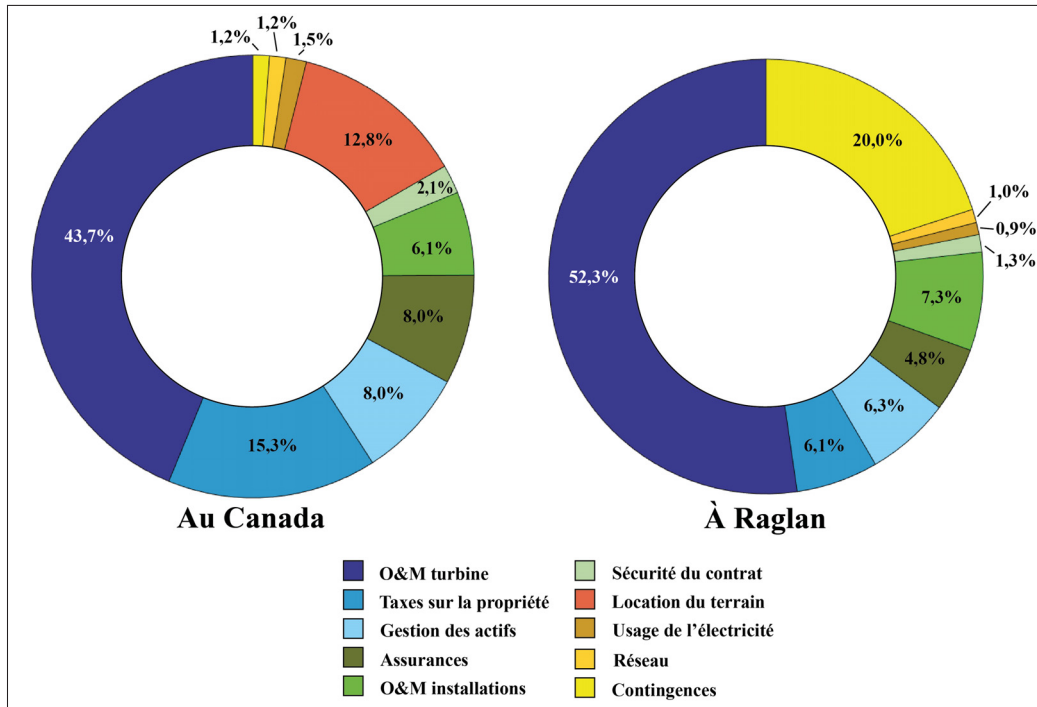


Figure-A VI-1 Détails de l'OPEX de référence d'une éolienne terrestre
Production personnelle adaptée de Wisser *et al.* (2019, p. 7)

Les proportions de chaque dépense (O&M turbine, taxes, assurances, location du terrain, etc.) ont été conservées mais elles ont été augmentées. En effet pour le site de Raglan il ne suffisait pas de prendre cette valeur et de la réutiliser simplement, car il est très important de noter que ce projet de création de parc éolien est tout à fait unique en son genre à cause de sa situation géographique. En effet, construire et assembler des éoliennes dans le Grand Nord québécois présente des difficultés exceptionnelles qu'il faut prendre en compte dans le bilan financier. Les frais d'opération sont plus élevés à cause des conditions difficiles de maintenance ainsi que des arrêts répétés à cause des conditions de l'Arctique. Cela se traduit par une augmentation des frais de maintenance et d'opération de la turbine et des installations, des assurances, de la gestion des actifs par exemple. Les frais de contingences ont eux aussi été montés pour atteindre 20 %

du total, car nombre de projets dans le Nord canadien sont d'une grande imprévisibilité. Le récapitulatif complet est disponible dans le Tableau VI-1.

Tableau-A VI-1 OPEX pour une éolienne terrestre au Canada et à Raglan

	Proportion au Canada (%)	Éolienne au Canada (\$/kW.an)	Proportion à Raglan (%)	Éolienne à Raglan (\$/kW.an)
O&M de la turbine	43,7	20,5	52,3	61,5 (+ 200%)
Taxes sur la propriété	15,3	7,2	6,1	7,2
Location du terrain	12,8	6,0	0,0	0,0 (<i>propriétaire</i>)
Gestion des actifs	8,0	3,8	6,3	7,5 (+ 100%)
Assurances	8,0	3,8	4,8	5,6 (+ 50%)
O&M des installations	6,1	2,9	7,3	8,6 (+ 200%)
Sécurité du contrat	2,1	1,0	1,3	1,5 (+ 50%)
Usage de l'électricité	1,5	0,7	0,9	1,0 (+ 50%)
Réseau	1,2	0,6	1,0	1,1 (+ 100%)
Contingences	1,2	0,6	20,0	6,2 (+ 4000%)
OPEX final	100,0	46,9	100,0	117,6 (+ 150,8%)

Avec le nouveau modèle E-115, le facteur de charge grimpe aux environs de 43,6 % contre 32,4 % en 2021 avec l'ancien modèle). En prenant en compte toutes les hypothèses inhérentes au site minier, l'OPEX revient à 117,6 \$/kW.an qui est équivalent à 30,8 \$/MWh.

2. CAPEX

Selon Stehly & Duffy (2022), le CAPEX pour une éolienne peut être divisé en trois catégories principales : la turbine (pales, nacelle, alternateur, etc.), l'équilibre du système (accès, fondation, développement, etc.) et la partie financière (financement et contingences). La turbine est ce qui coûte le plus cher à produire, près de 70 % du coût total d'une éolienne. Mais cette proportion pourrait se réduire grâce aux recherches (publiques et privées) qui sont menées pour le développement de l'énergie éolienne. Le CAPEX moyen pour les projets éoliens au Canada a été estimé par l'IRENA à 1 833,2 \$/kW pour l'année 2021 et est en baisse depuis les années 2012 avec un seul rebond en 2019 (Voir Figure VI-2).

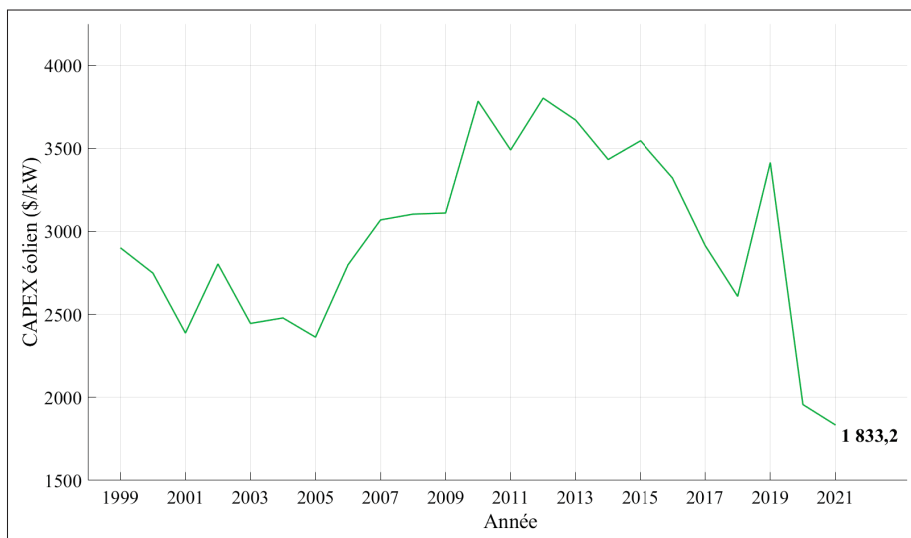


Figure-A VI-2 Moyenne pondérée des CAPEX de l'éolien terrestre au Canada entre 1984 et 2021

Adaptée de l'IRENA Renewable Cost Database

Afin d'être le plus proche de la réalité, une vaste recherche a été menée afin de confirmer la valeur identifiée, les résultats apparaissent dans le Tableau VI-2. Il est visible que les 1 833,2 \$/kW obtenus dans le rapport de l'IRENA correspondent aux valeurs actuelles sur le marché de l'énergie. En effet, les valeurs récentes de 2020, 2021 et 2022 présentent un minimum à 1 374 \$/kW pour un maximum à 1 959 \$/kW.

Tableau-A VI-2 Inventaire des CAPEX de la littérature

Valeur (\$/kW)	Source
1 959	Stehly & Duffy (2022)
1 780	Sens <i>et al.</i> (2022)
1 824	IEA, NEA & OECD (2020)
1 374 < - < 1 809	Ray (2021)
1 863	IEA (2021b)
1 833	IRENA (2022)

Mais de la même façon que pour l'OPEX, cette valeur de CAPEX doit être modifiée pour correspondre aux spécificités du projet. La technique utilisée est la même que pour l'OPEX. La répartition des différentes composantes du CAPEX utilisée est celle de Stehly & Duffy (2022) car elle détaille précisément les coûts et dans le cas de Raglan ceux qu'il faut augmenter (Voir Figure VI-3). La proportion de chaque coût est actualisée sur celui de l'IRENA de 1 833,2 \$/kW.

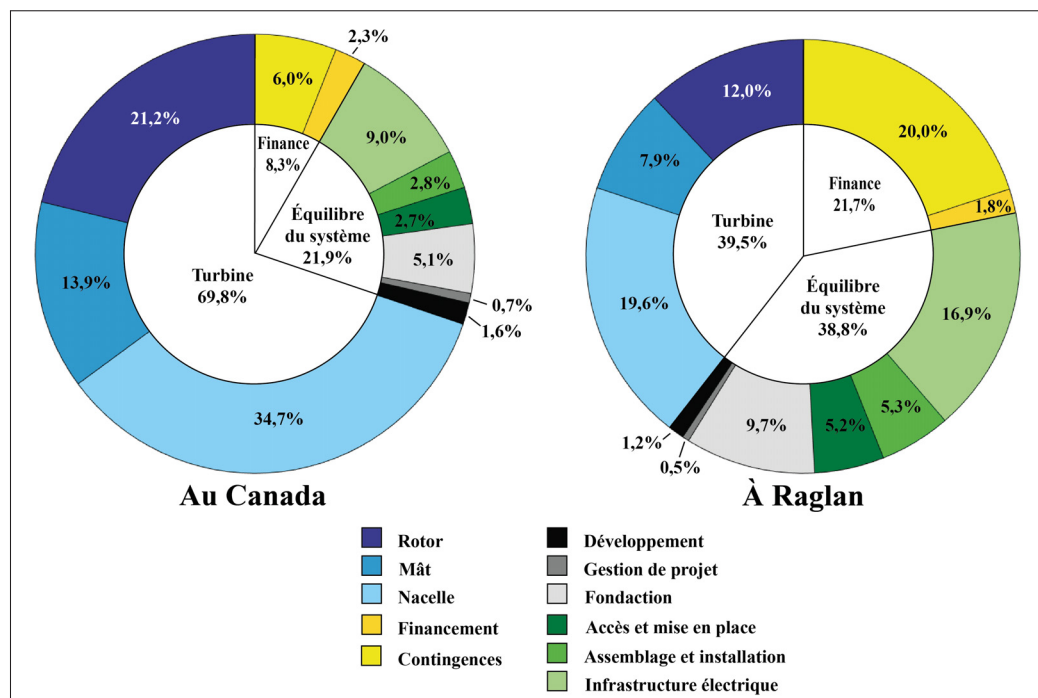


Figure-A VI-3 Détails du CAPEX d'une éolienne terrestre
Production personnelle adaptée de Stehly & Duffy (2022, p. 25)

Afin de calculer le prix d'achat et d'implantation d'une éolienne sur le site de Raglan, il convient donc de majorer le prix de certaines composantes du prix total. Une augmentation de 50 % est appliquée à la turbine pour prendre en compte la version "Arctique" de l'éolienne. Pour ce qui est du développement, du financement et de la gestion de projet, une augmentation de 100 % est considérée afin de prendre en compte l'augmentation des salaires dans le Nord. Les plus grosses différences apparaissent dans le coût pour les fondations, pour l'accès au site et sa mise en place, pour l'assemblage et l'installation et sont beaucoup plus importantes pour un projet dans un lieu isolé comme Raglan. Pour estimer le surcoût, ces frais sont multipliés par cinq, c'est une hypothèse conservatrice. Les contingences (montant estimé ajouté à l'estimation de base du projet pour couvrir les risques potentiels) sont elles aussi largement augmentées, car un chantier de cette ampleur présente forcément plus de risques que n'importe quel autre. Elles représentent donc 20 % du total. Le récapitulatif complet est disponible dans le Tableau VI-3.

Certaines composantes du CAPEX peuvent diminuer grâce au facteur d'échelle. En effet, des dépenses sont partageables sur le parc entier. Par exemple l'accès au site, l'installation et l'infrastructure électrique sont communs à plusieurs éoliennes. Le transport des éoliennes, la location de la grue pour le montage ou bien les machines spéciales pour ancrer les pieux des fondations dans le sol, ces dépenses sont communes pour toutes les éoliennes. Cela revient donc à moins cher sur la facture finale. Cette hypothèse conservatrice est gardée dans notre étude.

Cette hypothèse simplificatrice et conservatrice est prise en compte pour la projet. Finalement, le prix d'une éolienne ENERCON E-115 EP3 E4 (4 260 kW) est donc estimé à 20 690 040,6 \$ à Raglan. Ce prix semble élevé mais il s'agit d'un modèle récent et de très grande envergure. Cette valeur a pu être vérifiée en la comparant aux prix d'éoliennes dans d'autres projets similaires au Canada, elles correspondent fortement.

Tableau-A VI-3 Répartition du CAPEX pour une éolienne terrestre au Canada et à Raglan

	Proportion au Canada (%)	Éolienne au Canada (\$/kW)	Proportion à Raglan (%)	Éolienne à Raglan (\$/kW)
Rotor	<u>21,2</u>	<u>388,7</u>	<u>12,0</u>	<u>583,1</u> (+ 50%)
Pales	13,7	252,0	7,8	378,1 (+ 50%)
Centre de contrôle	4,2	77,7	2,4	116,6 (+ 50%)
Moyeu	3,2	58,9	1,8	88,4 (+ 50%)
Mât	<u>13,9</u>	<u>254,5</u>	<u>7,9</u>	<u>381,8</u> (+ 50%)
Nacelle	<u>34,7</u>	<u>635,7</u>	<u>19,6</u>	<u>953,6</u> (+ 50%)
Structure	7,0	127,9	4,0	191,9 (+ 50%)
Chaîne cinématique	13,9	254,5	7,9	381,8 (+ 50%)
Assemblage électrique	11,2	205,6	6,4	308,5 (+ 50%)
Positionnement	2,6	47,7	1,5	71,5 (+ 50%)
CAPEX d'une turbine	<u>69,8</u>	<u>1 279,0</u>	<u>39,5</u>	<u>1 918,5</u> (+ 50%)
Équilibre du système	<u>21,9</u>	<u>401,2</u>	<u>38,8</u>	<u>1 882,1</u> (+ 369,1%)
Développement	1,6	28,8	1,2	57,7 (+ 100%)
Gestion de projet	0,7	12,5	0,5	25,1 (+ 100%)
Fondation	5,1	94,0	9,7	470,2 (+400%)
Accès et mise en place	2,7	50,2	5,2	250,8 (+ 400%)
Assemblage/installation	2,8	51,4	5,3	1 257,1 (+ 400%)
Infrastructure électrique	9,0	164,3	16,9	821,3 (+ 400%)
Coûts financiers	<u>8,3</u>	<u>153,0</u>	<u>21,7</u>	<u>1 056,3</u> (+ 590,5%)
Financement	2,3	42,6	1,8	85,3 (+ 100%)
Contingences	6,0	110,3	20,0	971,0 (+ 780%)
CAPEX final	<u>100,0</u>	<u>1 833,2</u>	<u>100,0</u>	<u>4 856,8</u> (+ 164,9%)

Ainsi, le résultat final affiche un CAPEX de 4 856,8 \$/kW pour le projet à Raglan. Pour un facteur de charge de 43,6 %, et en comptant une durée de vie des éoliennes de 15 ans, c'est équivalent à 84,7 \$/MWh.

3. LCOE

Le LCOE correspond à l'addition du CAPEX et de l'OPEX. Mais l'unité utilisée est le \$/MWh. Il faut donc transposer les \$/kW.an ou \$/kW en \$/MWh. Pour cela il faut prendre en compte le facteur de charge pour l'OPEX et le facteur de charge (F_c) ainsi que la durée de vie du projet pour le CAPEX. Les Équations (A VI-1) et (A VI-2) présentent les calculs effectués. Il est ainsi possible de calculer les coûts de production d'énergie directement à partir de la production d'énergie renouvelable.

Transfert de \$/kW.an en \$/MWh :

$$OPEX(\$/MWh) = \frac{1000}{F_c \times 8760} \times OPEX(\$/kW.an) \quad (A VI-1)$$

Transfert de \$/kW en \$/MWh :

$$CAPEX(\$/MWh) = \frac{1000}{F_c \times 8760 \times D} \times CAPEX(\$/kW) \quad (A VI-2)$$

La Figure VI-4 met en évidence les différentes parties et leur proportion qui composent le LCOE à Raglan. Les matériaux de la turbine ne représentent finalement que 29,0 % du total, légèrement plus que toutes les dépenses liées à sa construction. Les frais de maintenance pèsent plus d'un quart du coût total, ce qui semble cohérent pour un système installé dans un environnement froid et hostile. Les 16,0 % de la partie financière dont 14,7 % pour les frais de contingences mettent en évidence les grandes variabilités qui s'exercent sur un projet de cette envergure. Il faut préciser que cette valeur de LCOE n'a de sens que pour la production d'énergie éolienne et non pour la production d'énergie du site en totalité (avec les génératrices, les éoliennes et le stockage d'énergie). Le calcul prenant en compte le site dans sa généralité est détaillé dans une autre partie 3.3.3.

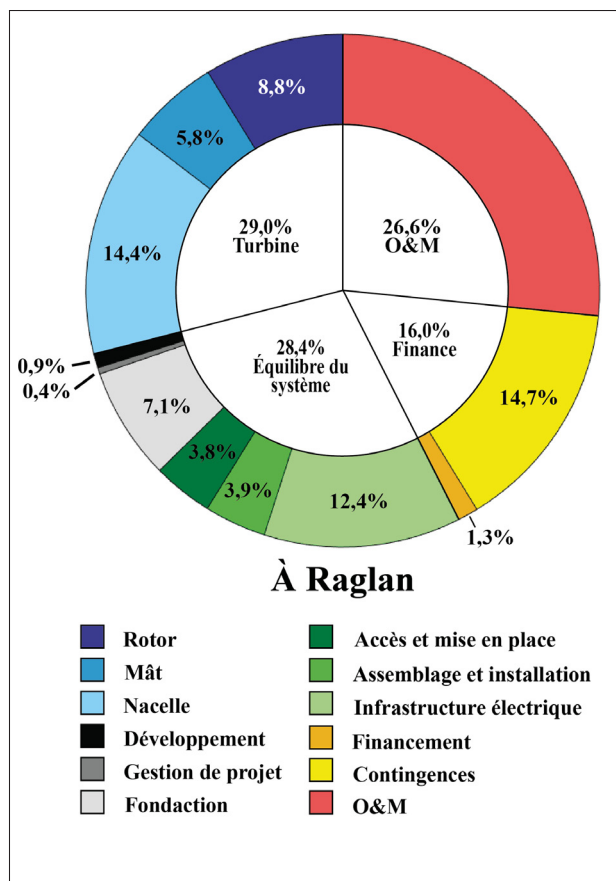


Figure-A VI-4 Détails du LCOE pour une éolienne terrestre à Raglan
 Production personnelle adaptée de Stehly & Duffy (2022, p. 25)

Finalement, le Tableau VI-4 rassemble tous les résultats des parties précédentes pour justifier la valeur du LCOE à Raglan. Apparaît également le détail sur le CAPEX et ses composantes ainsi que l'OPEX pour cette éolienne.

Tableau-A VI-4 Répartition du LCOE pour une éolienne terrestre à Raglan

	Proportion à Raglan (%)	Éolienne à Raglan (\$/kW)	Éolienne à Raglan (\$/MWh)
Rotor	<u>8,8</u>	<u>583,1</u>	<u>10,2</u>
Pales	5,7	378,1	6,6
Centre de contrôle	1,8	87,0	2,0
Moyeu	1,3	88,4	1,5
Mât	<u>5,8</u>	<u>381,8</u>	<u>6,7</u>
Nacelle	<u>14,4</u>	<u>953,6</u>	<u>16,6</u>
Structure	2,9	191,9	3,4
Chaîne cinématique	5,8	381,8	6,7
Assemblage électrique	4,7	308,5	5,4
Positionnement	1,1	71,5	1,3
CAPEX d'une turbine	<u>29,0</u>	<u>1 918,5</u>	<u>33,5</u>
Équilibre du système	<u>28,4</u>	<u>1 882,1</u>	<u>32,8</u>
Développement	0,9	57,7	1,0
Gestion de projet	0,4	25,1	0,4
Fondation	7,1	470,2	8,2
Accès et mise en place	3,8	250,8	4,4
Assemblage et installation	3,9	257,1	4,5
Infrastructure électrique	12,4	821,3	14,3
Coûts financiers	<u>16,0</u>	<u>1 056,3</u>	<u>18,4</u>
Financement	1,3	85,3	1,5
Contingences	14,7	971,0	16,9
CAPEX total	<u>73,4</u>	<u>4 856,8</u>	<u>84,69</u>
OPEX total	<u>26,6</u>	<u>1 764,1</u>	<u>30,76</u>
LCOE total	<u>100,0</u>	<u>6 621,0</u>	<u>115,4</u>

Pour Raglan, le LCOE pour sa production d'énergie éolienne s'élève donc à 115,4 \$/MWh soit environ 11,5 cts/kWh. C'est une valeur supérieure aux tarifs en vigueur d'Hydro-Québec mais qui est cohérente pour une énergie 100 % renouvelable produite à l'écart du réseau principal.

ANNEXE VII

CALCUL D'ALLOCATION D'ÉMISSIONS GRATUITES GLENCORE 2020

Cette Figure présente la quantité de GES émis par Mine Raglan en 2020, le nombre d'unités de GES alloué gratuitement par le gouvernement et ainsi le nombre d'émissions qu'il faut acquérir. En avril 2023, le dernier prix de vente d'un titre d'émission date du 15 février 2023 et s'élève à 37,17 \$. Cela met en évidence le coût important que peut représenter la taxe carbone pour un site de l'envergure de Raglan.


TITRE		Calcul d'allocation d'émissions gratuites Glencore 2020		
Équation :		4.8		
Description	GES			
Mine Raglan	139792			
Nom des données				
Code SCIAN (Statistique Canada)	331410			
Unité d'étalon	Tonne métrique de nickel et de cuivre produits			
Domaine d'opération	Mines et bouletage - Production de concentré de nickel et de concentré de cuivre			
Nombre de GES total (t éq. CO2)	139 792			
Nombre de GES total moins la biomasse (t éq. CO2)	139 792			
Quantité totale d'unités étalons produites	48 218			
Tableau de récapitulatif				
Total des allocations gratuites	18 228 922			
Total des GES	19 218 471			
Ratio allocation	0,6073%			
Ratio des GES	0,7274%			
Différence de %	-0,1201%			
Achat réel d'unités d'émission	29 092			
Variables pour faire le calcul				
Nombre d'unité de GES alloué gratuitement	<i>Ai j</i>	110700	Ref.	Notes
Quantité totale d'unités d'étalons	PRi j	48218		https://www.glencore.ca/fr/raglan/what-we-do/our-mining-activity
Facteur multiplicatif de l'intensité des GES	R	0,80		
Intensité des émissions de GES de combustion	IC dép j	2,52		
Intensité des émissions autres de GES	IA dép j	0,00		
Intensité des émissions de GES fixes de procédés	IPF dép j	0,38		
GES total	GES _t	139792		
GES procédé	GES PF	13% 18172,96		
GES combustion	GES C	87% 121619,04	Page 36	Portrait et pistes de réduction des émissions industrielles de GES au Québec
GES autres	GES A	0%		
GES CVR	GES CVR	121619,04		
Ratio des émissions de GES totales de combustion	CVR	1,00		
Intensité cible des émissions de GES	Idép j			
Intensité cible des émissions de GES 2020	I2020s j			
Chaque année (2015-2020) tenu couvrir émissions GES	i	2020		
1ere année que les GES excèdent le seuil ou égalise	d	2013		
m = 2020 - i	m			
n = i - (d + 2);	n	5		
Type d'activité	j			

Figure-A VII-1 Détails du CAPEX de référence d'une éolienne terrestre
Tirée de Vié (2022, p. 41)

ANNEXE VIII

CALCULS DÉTAILLÉS DE L'OPEX, CAPEX ET LCOS D'UNE BATTERIE À FLUX AU VANADIUM POUR LE SITE DE RAGLAN

Dans cette annexe, il est détaillé la méthode de calcul de l'OPEX, du CAPEX et du LCOS pour un système de stockage d'énergie par batterie à flux installé à Mine Raglan. Les rapports, articles et bases de données utilisés y sont détaillés ainsi que la méthode numérique. Les résultats sont également présentés en détail dans des tableaux récapitulatifs.

Les caractéristiques, les performances, les exigences spécifiques des solutions de stockage ne rendent pas évidente l'évaluation précise de leur coût. Mais c'est pourtant un point crucial dans le développement d'un projet. Il faut donc utiliser un indicateur fiable qui prend en compte tous les coûts encourus pendant la durée de vie d'un système ainsi que tous les paramètres de performance qui influencent ces coûts. De la même façon que pour une turbine éolienne, le CAPEX et l'OPEX décrivent respectivement les dépenses d'investissement et les charges d'exploitation (*Voir Annexe VI*) mais le LCOE ("Levelized Cost Of Energy") est lui transformé en LCOS ("Levelized Cost Of Storage") pour un moyen de stockage.

• **LCOS ("Levelized Cost Of Storage" ou "Coût actualisé du stockage" en français) :**

Le LCOS est un indicateur qui permet de comparer les différentes technologies de stockage d'énergie, il combine en une seule valeur les coûts d'investissement, de charge, le rendement global ainsi que sa dégradation dans le temps. Il est défini comme étant la somme de tous les coûts divisée par la quantité d'énergie en sortie du système durant toute sa durée de vie. L'unité la plus utilisée est le \$/MWh. Dans le chapitre qui suit, une valeur approchée du LCOS est calculée. Ces calculs permettent de s'en rendre compte pour une première approche. Des calculs plus approfondis de LCOS sont disponibles dans la partie 3.3.3.

Quant aux définitions de CAPEX et OPEX pour une solution de stockage, celles de l'Annexe VI sont transposables.

Les prix disponibles dans la plupart des articles issus de la littérature scientifique ne détaillent pas les différentes composantes CAPEX et OPEX des batteries redox. Mais le rapport du Pacific Northwest National Laboratory (PNNL), un autre laboratoire du département américain de l'énergie, précise les coûts d'un système redox. Le rapport date de 2020 et présente donc des données fiables tirées d'articles de revue, de discussions avec des fabricants de batteries redox ou bien d'autres rapports déjà existants. Il sert de support pour étudier les coûts d'une batterie redox (Mongird *et al.*, 2020).

Parameter	Units	10 MW					100 MW				
		2hr	4hr	6hr	8hr	10hr	2hr	4hr	6hr	8hr	10hr
		[329 - 402]	[247 - 302]	[220 - 269]	[206 - 252]	[198 - 242]	[313 - 382]	[235 - 287]	[209 - 256]	[196 - 240]	[188 - 230]
Storage Block	\$/kWh	366	275	245	229	220	348	261	232	218	209
Storage Balance of System	\$/kWh	[66 - 80]	[49 - 60]	[44 - 54]	[41 - 50]	[40 - 48]	[63 - 76]	[47 - 57]	[42 - 51]	[39 - 48]	[38 - 46]
		73	55	49	46	44	70	52	46	44	42
Power Equipment	\$/kW	[120 - 146]	[120 - 146]	[120 - 146]	[120 - 146]	[120 - 146]	[103 - 126]	[103 - 126]	[103 - 126]	[103 - 126]	[103 - 126]
		133	133	133	133	133	115	115	115	115	115
Controls & Communication	\$/kW	[7 - 9]	[7 - 9]	[7 - 9]	[7 - 9]	[7 - 9]	[1 - 2]	[1 - 2]	[1 - 2]	[1 - 2]	[1 - 2]
		8	8	8	8	8	2	2	2	2	2
Systems Integration	\$/kWh	[64 - 78]	[46 - 56]	[40 - 49]	[38 - 46]	[36 - 44]	[59 - 73]	[43 - 53]	[38 - 46]	[35 - 43]	[34 - 41]
		71	51	45	42	40	66	48	42	39	38
Engineering, Procurement, and Construction	\$/kWh	[73 - 89]	[53 - 64]	[46 - 57]	[43 - 53]	[42 - 51]	[68 - 83]	[49 - 60]	[43 - 53]	[40 - 49]	[39 - 47]
		81	58	51	48	46	76	54	48	45	43
Project Development	\$/kWh	[89 - 109]	[66 - 81]	[59 - 72]	[55 - 67]	[53 - 64]	[83 - 101]	[61 - 75]	[54 - 66]	[51 - 62]	[49 - 60]
		99	73	65	61	59	92	68	60	57	54
Grid Integration	\$/kW	[23 - 28]	[23 - 28]	[23 - 28]	[23 - 28]	[23 - 28]	[18 - 22]	[18 - 22]	[18 - 22]	[18 - 22]	[18 - 22]
		25	25	25	25	25	20	20	20	20	20
Total ESS Installed Cost*	\$/kW	[1391 - 1700]	[1995 - 2438]	[2606 - 3185]	[3219 - 3934]	[3832 - 4684]	[1294 - 1581]	[1863 - 2277]	[2439 - 2980]	[3016 - 3686]	[3595 - 4393]
		\$1,546	\$2,216	\$2,895	\$3,576	\$4,258	\$1,438	\$2,070	\$2,710	\$3,351	\$3,994
Operating Costs	\$/kWh	[695 - 850]	[499 - 609]	[434 - 531]	[402 - 492]	[383 - 468]	[647 - 791]	[466 - 569]	[406 - 497]	[377 - 461]	[359 - 439]
		\$773	\$554	\$483	\$447	\$426	\$719	\$517	\$452	\$419	\$399
Fixed O&M	\$/kW-yr	[3.94 - 4.82]	[5.65 - 6.91]	[7.36 - 8.99]	[9.07 - 11.08]	[10.77 - 13.17]	[3.68 - 4.5]	[5.3 - 6.48]	[6.92 - 8.46]	[8.55 - 10.44]	[10.17 - 12.43]
		4.38	6.28	8.18	10.07	11.97	4.09	5.89	7.69	9.49	11.30
	Variable O&M	\$/MWh	0.5125					0.5125			
System RTE Losses	\$/kWh	0.0144					0.0144				

* Does not include warranty, insurance, or decommissioning costs
 ** Assumes 90% depth of discharge, one cycle/day, and 5% downtime

Figure-A VIII-1 Estimations des coûts et des performances de systèmes redox
 Adaptée de Mongird *et al.* (2020, p. 111)

La Figure VIII-1 extraite du rapport du PNNL expose les coûts et les performances pour trois systèmes de puissances différentes : 1 MW, 10 MW et 100 MW. Dans le cas de la Mine Raglan, celui qui se rapproche le plus de la demande sur site est le cas du 10 MW. La durée de stockage n'est pas encore déterminée et elle peut encore varier selon les simulations, ce paramètre n'est donc pas encore fixé. Le choix de 10 MW représente une hypothèse mais elle est conservative. En effet, plus un système redox est de taille importante, plus son coût par kilowattheure est faible. Cela se vérifie en comparant les coûts pour un système de 1 MW, 10 MW, 100 MW. Le plus

puissant est moins cher, vient ensuite celui de moyenne puissance et enfin le dernier, le moins puissant. Autre hypothèse conservatrice, la Figure VIII-1 propose des données financières pour l'année 2020 et pour l'année 2030, celles qui sont utilisées comptent pour 2020. Naturellement les valeurs de 2030 sont plus faibles car la recherche et le développement auront progressé. Ainsi, si la batterie installée fait 20 MW, le coût financier sera meilleur. À noter que sur cette figure, l'unité monétaire est bien le dollar américain mais dans la suite du développement le dollar canadien est utilisé pour être cohérent avec le reste du travail.

Avant de considérer ces données, un travail bibliographique et de prospection a été effectué dans le but de les confirmer. L'article récent (fin 2021) de Chen et ses collaborateurs ont apporté de grandes précisions à propos du coût d'un système au vanadium (Chen *et al.*, 2022). Leur estimation s'élève à 467 \$USD/kWh. Mais comme à chaque fois, les conditions extrêmes de Raglan obligent d'adapter ces valeurs, c'est ce qui est détaillé dans la suite.

1. OPEX

Le rapport du PNNL découpe les frais d'opération en trois composantes : les frais d'opération et de maintenance fixes et variables ainsi que les pertes. Voici leurs définitions directement tirées du rapport :

- O&M fixes : comprend tous les coûts nécessaires pour maintenir le système de stockage opérationnel pendant toute la durée de sa vie économique et qui ne fluctuent pas en fonction du débit d'énergie (les maintenances planifiées, les pièces détachées, la main-d'œuvre et les avantages sociaux du personnel par exemple). Cela inclut également la maintenance liée aux révisions majeures qui dépendent du débit.
- O&M variables : comprend les coûts liés à l'utilisation des consommables non combustibles nécessaires au fonctionnement du système de stockage tout au long de sa vie économique.
- Pertes : comprend les coûts de l'électricité supplémentaire achetée ou du carburant requis par unité de kWh d'énergie déchargée en raison des pertes sur le cycle de charge-décharge (rapport

entre l'énergie déchargée sur le réseau et l'énergie reçue du réseau pour amener le système de stockage d'énergie au même état de charge). Ces pertes peuvent être de différentes origines : mauvaise gestion thermique, pertes électrochimiques, pertes de conversion de puissance, pertes liées au groupe motopropulseur, pertes de conversion d'énergie ou d'évaporation.

Les chercheurs du laboratoire précisent également que ces valeurs ne sont pas évidentes à obtenir. Par exemple, un recoupement avec d'autres technologies a été nécessaire pour obtenir une valeur pour les frais variables. Le Tableau VIII-1 présente les valeurs des OPEX pour des systèmes redox d'une durée de stockage de 4, 6 et 8 heures. La puissance de la batterie est de 10 MW comme justifié précédemment. Le cas de référence utilise les données présentes dans le rapport et le cas de Raglan présente les valeurs adaptées au site (les augmentations de la colonne "Différence" sont appliquées). L'unité est le dollar canadien.

Tableau-A VIII-1 OPEX de systèmes redox de 4, 6 et 8 heures à Raglan (\$/MWh)

Paramètres	10 MW, référence			10 MW, Raglan			Différence
	4hr	6hr	8hr	4hr	6hr	8hr	
O&M fixes	6,7	5,9	5,4	10,1	8,8	8,1	+50%
O&M variables	0,7	0,7	0,7	1,0	1,0	1,0	+50%
Pertes	19,3	19,3	19,3	24,1	24,1	24,1	+50%
OPEX total	26,7	25,8	25,4	35,3	33,9	33,3	+31,3 %

Afin d'avoir une unité commune, il faut transposer les \$/kW.an en \$/MWh. Pour cela, il faut se référer à l'Équation (A VI-1). Ici F_c se rapporte à la quantité d'énergie déchargée de la batterie (données fournies par le rapport du PNNL page 97 [une précision est disponible dans la partie LCOS qui suit]) divisée par la quantité totale possible sur une année entière (Mongird *et al.*, 2020). Finalement les valeurs obtenues se situent entre 35,3 \$/MWh et 33,3 \$/MWh selon la durée de stockage de la batterie. Plus la durée de stockage est importante, plus le coût d'opération et de maintenance rapporté au mégawattheure est faible. Concernant l'OPEX, la localisation à Raglan induit une augmentation de 31,3 % par rapport au prix d'un projet à l'intérieur des terres.

2. CAPEX

D'après les auteurs du rapport, trouver des valeurs de CAPEX n'a pas non plus été très simple. Ils se sont basés sur des recherches antérieures du PNNL et les ont ajustées grâce à des experts en batteries redox et des fabricants de systèmes. Les différentes composantes du coût total sont définies comme suit :

- Unité de stockage et électrolyte : comprend le prix de l'élément de stockage à courant continu le plus élémentaire.
- Équilibre du stockage : comprend les éléments de coût de soutien pour l'unité de stockage avec le conteneur, le câblage, l'appareillage, les pompes, le chauffage, la ventilation et la climatisation.
- Équipement d'alimentation : comprend un onduleur bidirectionnel, un convertisseur DC-DC, une protection d'isolement, des disjoncteurs de courant alternatif, des relais, une interface de communication et un logiciel. Il s'agit du système de conversion de l'énergie pour les batteries.
- Contrôles et communication : comprend le système de gestion de l'énergie pour l'ensemble de la batterie et est responsable de son fonctionnement. Cela peut également inclure les coûts annuels de licence pour les logiciels. Ce coût est généralement représenté comme un coût fixe évolutif en fonction de la puissance et indépendant de la durée.
- Intégration du système : prix facturé par l'intégrateur du système pour intégrer les sous-composants de la batterie dans un système fonctionnel unique. Les tâches comprennent l'approvisionnement et l'expédition sur le site des modules de batteries, des racks avec les câbles en place, des conteneurs et de l'équipement électrique. Sur le site, les modules et les racks sont conteneurisés avec l'installation de la climatisation et de l'extinction des incendies et intégrés avec l'équipement électrique pour fournir un système clé en main.
- Ingénierie, transport et construction : comprend les coûts d'ingénierie non récurrents et l'équipement de construction, ainsi que l'expédition, le choix de l'emplacement, l'installation

et la mise en service du système de stockage. Ce coût est pondéré en fonction de la durée de stockage de la batterie.

- Développement du projet : les coûts sont associés aux permis, aux accords d'achat d'énergie, aux accords d'interconnexion, au contrôle du site et au financement.
- Intégration au réseau : coût direct associé au raccordement du système de stockage au réseau, y compris le coût du transformateur, du comptage et des disjoncteurs d'isolement.

Tableau-A VIII-2 CAPEX de systèmes redox de 4, 6 et 8 heures à Raglan (\$/kWh)

Paramètres	10 MW, référence			10 MW, Raglan			Différence
	4hr	6hr	8hr	4hr	6hr	8hr	
Système de stockage							
Unité de stockage et électrolyte	368,5	328,3	306,9	552,8	492,5	460,3	+50%
Équilibre du stockage	73,7	65,7	61,6	110,6	98,5	92,5	+50%
Système énergétique							
Équipement d'alimentation	44,6	29,7	22,3	66,8	44,6	33,4	+50%
Contrôle et communication	2,7	1,8	1,3	4,0	2,7	2,0	+50%
Intégration du système	68,3	60,3	56,3	102,5	90,5	84,4	+50%
Équilibre du système							
Ingénierie, transport et construction	77,7	68,3	64,3	388,6	341,7	321,6	+400%
Développement de projet	97,8	87,1	81,7	195,6	174,2	163,5	+100%
Intégration au réseau	8,4	5,6	4,2	41,9	27,9	20,9	+400%
CAPEX total	741,7	646,8	598,7	1 462,8	1 272,4	1 178,6	+96,9%

Le Tableau VIII-2 présente les résultats pour le cas de Raglan et pour le cas de référence. Les valeurs de la dernière colonne sont celles qui s'appliquent à Raglan. Les augmentations sont inspirées sur celles utilisés dans l'Annexe VI pour les éoliennes. Les dépenses concernant le matériel est augmenté de 50 % et les autres liées au transport, à la construction et son intégration sont grandement augmentées et multipliées par cinq.

Le CAPEX diminue selon une tendance inversement proportionnelle à la durée de stockage. Ainsi une batterie avec une capacité de huit heures a un CAPEX plus faible qu'une avec une capacité de quatre heures. Pour un système redox de 10 MW installé à Raglan, une augmentation de 96,9 % est à retenir ce qui représente un intervalle entre 1 462,8 et 1 178,6 \$/kWh.

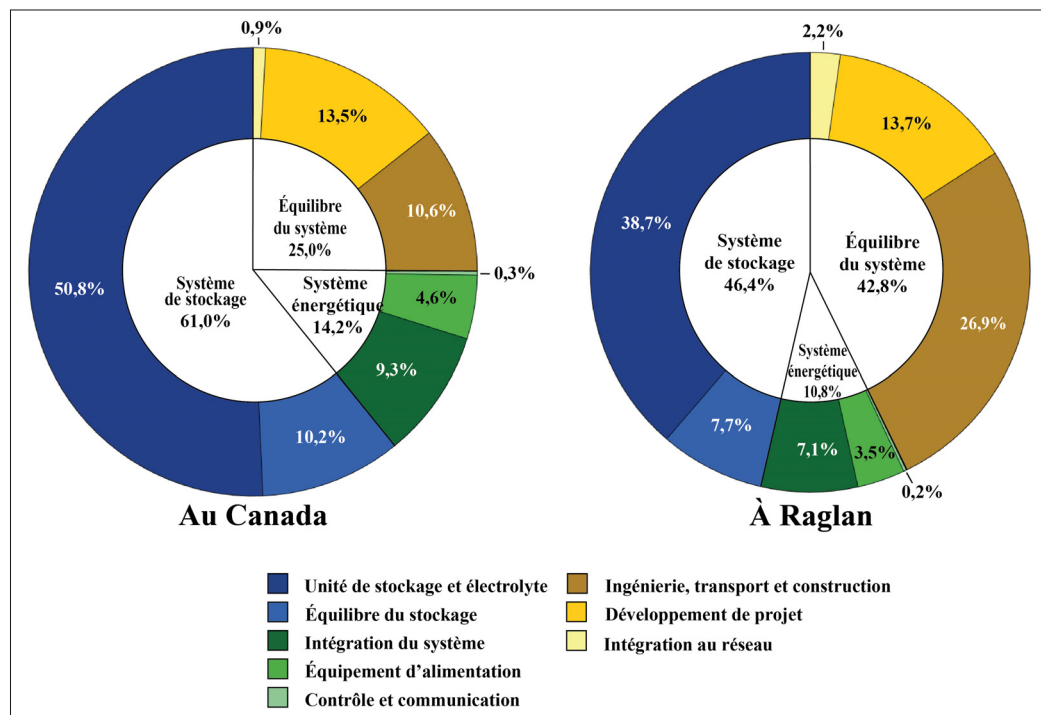


Figure-A VIII-2 Détails des CAPEX pour un système redox de référence et à Raglan pour une durée de stockage de six heures
Production personnelle adaptée de Mongird *et al.* (2020, p. 111)

3. LCOS

Pour rappel, ce calcul de LCOS représente une approximation, une simplification. En effet, le calcul du LCOS se base sur plusieurs critères inhérents à un système précis (qui n'est pour le moment pas dimensionné). Comme dans la première partie de cette Annexe, afin d'avoir une unité commune, il faut transposer les \$/kW.an en \$/MWh. Pour cela, il faut se référer aux Équations (A VI-1) et (A VI-2). F_c se rapporte à la quantité d'énergie déchargée de la batterie (donnée fournie par le rapport du PNNL page 97) divisée par la quantité totale possible sur une année entière (Mongird *et al.*, 2020). Le Tableau VIII-3 rassemble les résultats.

Tableau-A VIII-3 LCOS de systèmes redox à Raglan (\$/MWh)

Paramètre	10 MW, Raglan		
	4hr	6hr	8hr
Système de stockage			
Unité de stockage et électrolyte	118,1	105,2	98,3
Équilibre du stockage	23,6	21,0	19,8
Système énergétique			
Équipement d'alimentation	14,3	9,5	7,1
Contrôle et communication	0,9	0,6	0,4
Intégration du système	21,9	19,3	18,0
Équilibre du système			
Ingénierie, transport et construction	83,0	73,0	68,7
Développement de projet	41,8	37,2	34,9
Intégration au réseau	9,0	6,0	4,5
CAPEX total	312,5	271,8	251,8
OPEX total	35,3	33,9	33,3
LCOS total	347,8	305,8	285,0

Ces valeurs finales de LCOS se situent entre 347,8 et 285,0 \$/MWh pour des durées de stockage comprises entre quatre et six heures. Elles sont cohérentes avec les valeurs de Schmidt *et al.*

(2019) sur la Figure 2.16. Cependant, il faut noter qu'elles sont relativement faibles pour le site de Raglan. En effet, une grande partie de ce calcul repose sur la valeur prise pour F_c qui représente le rapport entre la quantité d'énergie déchargée de la batterie et la quantité d'énergie totale qu'elle aurait pu décharger (si elle avait fonctionné 8 760 heures). Le rapport du PNNL les estimait respectivement à 6 241 500, 12 483 000 et 18 724 500 kWh/an pour des durées de 4, 6 et 8 heures. Ces nombres sont élevés pour un site comme Raglan qui, une fois décarboné, doit produire une grande partie de son énergie de sources renouvelables donc intermittentes. C'est pour cette raison que les valeurs de LCOS (et d'OPEX précédemment) sont basses. Afin de préciser ces données, il faudrait mesurer exactement la quantité d'énergie déchargée des batteries sur une année à Raglan, mesure impossible aujourd'hui.

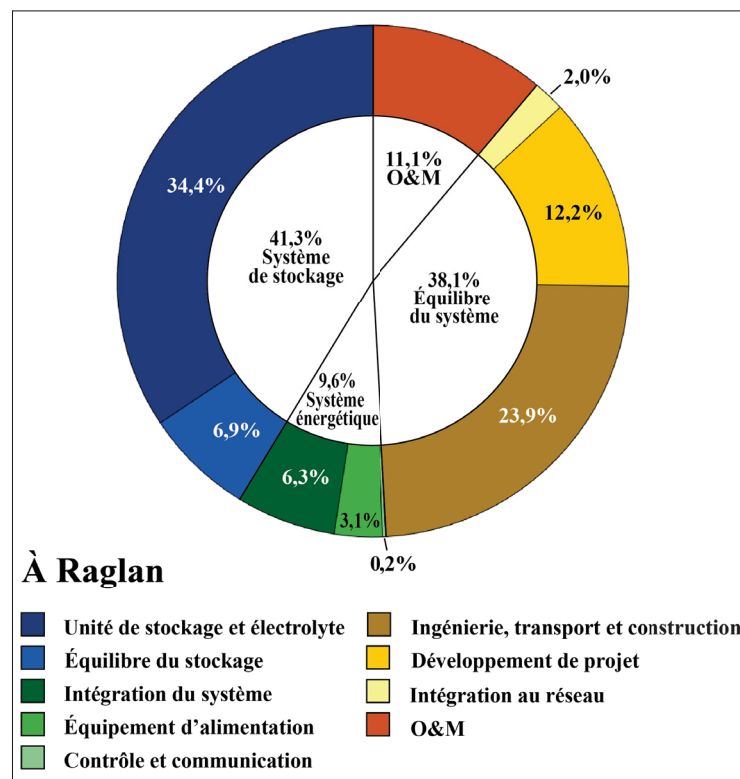


Figure-A VIII-3 Détails du LCOS pour un système redox à Raglan pour une durée de stockage de six heures
Production personnelle adaptée de Mongird *et al.* (2020, p. 111)

ANNEXE IX

CODE MATLAB DU MODÈLE

1. Modélisation du vent

```
1 % Simulation du vent sur l'année
2
3 load donnees_simulink.mat
4 a = 1;
5 j=1;
6 vent_1h_parc = zeros(8760,p.nb_eolienne);
7 vent_15min_parc = zeros(35040,p.nb_eolienne);
8 nb_heure_consecutive_sans_vent = 0;
9 nb_heure_sans_vent = 0;
10
11 while a <= p.nb_eolienne % Boucle pour créer une colonne par éolienne
12     cas_string = convertCharsToStrings(p.cas); % 3 cas possibles : défavorable ,
13     favorable ou aléatoire
14     % génère N nombres aléatoires dans l'intervall [a,b] avec r = a + (b-a)*rand(N,1) .
15
16     rand_prod = zeros (35040,1);
17     if cas_string == 'défavorable' % Cas défavorable , entre -10% et -5%
18         for u=1: numel(rand_prod)
19             rand_prod(u) = 1 + (-0.1 + (-0.05+0.1) * rand(1,1));
20             u = u+1;
21         end
22     elseif cas_string == 'favorable' % Cas favorable , entre +5% et +10%
23         for u=1: numel(rand_prod)
24             rand_prod(u) = 1 + (0.05 + (0.1-0.05) * rand(1,1));
25             u = u+1;
26         end
27     else % Cas aléatoire , entre -5% et +5%
28         for u=1: numel(rand_prod)
29             rand_prod(u) = 1 + (-0.05 + (0.05+0.05) * rand(1,1));
30             u = u+1;
31         end
32     end
33     % Création des vents par 1/4 d'heure
34     for u=1: numel(rand_prod)
35         vent_15min_annuel(u,1) = vent_15min_2020(u,1)*rand_prod(u,1);
36     end
37
38     % Création des vents à l'heure
39     vent_1h_annuel = zeros(8760,1); % Création des vents par heure
40     for i=1: numel(vent_1h_annuel)
41         vent_1h_annuel(i) = round(0.25*(vent_15min_annuel(j) + vent_15min_
42         annuel(j+1) + vent_15min_annuel(j+2) + vent_15min_annuel(j+3))*2)/2;;
43         j = j+4;
44     end
45
46     % Intégration des vents de chaque éolienne du parc
47     vent_1h_parc(:,a) = vent_1h_annuel;
48     vent_15min_parc(:,a) = vent_15min_annuel;
49     a = a +1;
50 end
51
52 % Extraction des données de vent dans une seule cellule
53 donnees_simulation_vent = {vent_1h_parc, vent_15min_parc};
54
55 % Décompte du nombre d'heures sans vent sur tout le parc
56 u = 0;
57
58 for u=1: numel(vent_1h_parc)
59     if vent_1h_parc(u) <= 3;
60         nb_heure_sans_vent = nb_heure_sans_vent+1;
61     end
62     u = u+1;
63 end
64
```

```

65 % Décompte du maximum d'heures consécutives sans vent
66 k = 0;
67
68 for u=1:numel(vent_1h_parc)
69     if (vent_1h_parc(u) <= 3)
70         k = k +1;
71         if k >= nb_heure_consecutive_sans_vent
72             nb_heure_consecutive_sans_vent = k;
73         end
74     else
75         k = 0 ;
76     end
77 end
78
79 moyenne_vent = mean(mean(vent_15min_parc));
80
81 % Décompte et mise en tableau des périodes sans vent
82 k = 0;
83 o = 1;
84 u = 1;
85 a = 1;
86 tableau_heure_sans_vent = zeros(1,1);
87
88 while a <= p.nb_eolienne
89     while u<numel(vent_1h_parc(:,a))
90         if vent_1h_parc(u,a) <= 3;
91             while (vent_1h_parc(u,a) <= 3)
92                 k = k +1;
93                 u = u+1;
94             end
95             tableau_heure_sans_vent(o,a) = k;
96             k = 0;
97             o = o+1;
98         else
99             u = u+1;
100        end
101    end
102    a = a+1;
103    u = 1;
104    o = 1;
105 end
106
107 % Extraction des données de vent dans une seule cellule
108 chiffres = table(nb_heure_sans_vent, nb_heure_consecutive_sans_vent, moyenne_vent, '
    VariableNames',{ 'Nb heure sans vent sur le parc entier (h)', 'Nb heure consecutive sans
    vent (h)', 'Vitesse moyenne du vent (m/s)' });
109 donnees_simulation_vent = {vent_1h_parc, vent_15min_parc, chiffres, tableau_heure_sans_vent
    };
110
111 % Création des tableaux et écriture dans Excel
112 table_vent_15min_parc = table(vent_15min_parc);
113 table_vent_1h_parc = table(vent_1h_parc);
114
115 writetable(table_vent_15min_parc, 'xxx', 'Sheet', 1, 'Range', 'B2:Z8765', "AutoFitWidth", 1, '
    PreserveFormat', 1);
116 writetable(table_vent_1h_parc, 'xxx', 'Sheet', 2, 'Range', 'B2:Z8765', "AutoFitWidth", 1, '
    PreserveFormat', 1);

```

Figure-A IX-1 Code MATLAB de la simulation du vent

2. Modélisation de la production éolienne

```

1 % Simulation de la production éolienne sur l'année
2 % Utilisation du vent déterminé précédemment
3
4 load donnees_simulink.mat
5 a = 1;
6 prod_1h_parc = zeros(8760,p.nb_eolienne);
7 prod_15min_parc = zeros(35040,p.nb_eolienne);
8
9 while a <= p.nb_eolienne
10
11     prod_15min_annuelle = p.coef_condition_raglan * vlookup(vent_15min_parc(:,a),
12     courbe_puissance_E115,2); % Production en utilisant la courbe de puissance
13     % ATTENTION besoin d'utiliser la fonction VLOOKUP (RECHERCHEV sur Excel)
14
15     j = 1;
16     prod_1h_annuelle = zeros(8760,1); % Création de la production par heure
17
18     for i=1:numel(prod_1h_annuelle)
19         prod_1h_annuelle(i) = 0.25*(prod_15min_annuelle(j) + prod_15min_annuelle(j+1) +
20         prod_15min_annuelle(j+2) + prod_15min_annuelle(j+3));
21         j = j+4;
22         i = i+1;
23     end
24     prod_1h_parc(:,a) = prod_1h_annuelle;
25     prod_15min_parc(:,a) = prod_15min_annuelle;
26     a = a + 1;
27 end
28
29 for u=1:numel(prod_1h_parc)
30     prod_1h_parc(u,a) = sum(prod_1h_parc(u,:));
31 end
32
33 prod_moyenne_parc = mean(mean(prod_15min_parc));
34 prod_totale_parc = sum(prod_1h_parc(:,a));
35 fc_parc = prod_totale_parc / (p.nb_eolienne*p.puissance_eolienne *24 *365)*100;
36
37 % Extraction des données de la modélisation de la production éolienne dans une seule cellule
38 chiffres = table(prod_moyenne_parc, prod_totale_parc, fc_parc, 'VariableNames',{'Prod é
39     olienne moyenne du parc, par heure (kWh)', 'Prod éolienne totale du parc (kWh)', 'Facteur
40     de charge du parc (%)'});
41 donnees_modelisation_prodEolienne = {prod_1h_parc, prod_15min_parc, chiffres};
42
43 % Création des tableaux et écriture dans excel
44
45 table_prod_15min_parc = table(prod_15min_parc);
46 table_prod_1h_parc = table(prod_1h_parc);
47
48 writetable(table_prod_15min_parc, 'xxx', 'Sheet', 3, 'Range', 'B2:Z8765', "AutoFitWidth", 1, '
49     PreserveFormat', 1);
50 writetable(table_prod_1h_parc, 'xxx', 'Sheet', 4, 'Range', 'B2:Z8765', "AutoFitWidth", 1, '
51     PreserveFormat', 1);

```

Figure-A IX-2 Code MATLAB de la modélisation de la production éolienne

3. Modélisation de la réponse à la demande électrique

```

1  % Gestion de la demande électrique sur l'année
2
3  load donnees_simulink.mat
4  difference_conso_prod = zeros(8760,1);
5  capacite_batterie = zeros(8760,1);
6  surplus_energie = zeros(8760,1);
7  besoin_generatrice = zeros(8760,1);
8  debit_batterie = zeros(8760,1);
9  rand_conso = zeros(8760,1);
10
11 prod_1h_parc = donnees_modelisation_prodeolienne{1,1};
12 prod_fond_generatrice = p.nb_generatrice * p.puissance_moyenne_generatrice * ones(8760,1);
13
14 % Création des conso modifiées (+1.5MW hors shutdown) + randomisation à
15 % -5% / +10%
16
17 for i=1:numel(conso_1h_25kv_2020)
18     if conso_1h_25kv_2020(i,1) < 7500 % Période de shutdown en dessous de 7.5 MW
19         conso_1h_25kv_final(i,1) = conso_1h_25kv_2020(i,1);
20         i = i+1;
21     else
22         conso_1h_25kv_final(i,1) = conso_1h_25kv_2020(i,1) + 1500; % ATTENTION ici on
23         rajoute les 1.5MW
24         i = i+1;
25     end
26 end
27
28 for u=1:numel(rand_conso) % Cas favorable, entre -5% et +10%
29     rand_conso(u) = 1 + (-0.05 + (0.1+0.05) * rand(1,1)); % r = a + (b-a).*rand(N,1)
30     conso_1h_25kv_final(u,1) = conso_1h_25kv_final(u,1) * rand_conso(u,1); % Création du
31     tableau de conso à l'heure
32     difference_conso_prod(u,1) = (prod_1h_parc(u,p.nb_eolienne+1) + prod_fond_generatrice(u
33     ,1)) - conso_1h_25kv_final(u,1); % Calcul de la différence entre consommation et
34     production (PROD - CONSO)
35 end
36
37 % Création et boucle pour générer l'état de charge de la batterie, le
38 % surplus d'énergie et le besoin d'énergie provenant des génératrices
39
40 for i=1:numel(conso_1h_25kv_final)
41     if difference_conso_prod(i,1) > 0 % Premier cas, on produit assez d'énergie éolienne
42     pour subvenir aux besoins élec de la mine
43         if i == 1 % On gère le cas i=1 sinon pb avec l'indice i-1 dans les boucles
44             capacite_batterie(1,1) = 0;
45             surplus_energie(1,1) = 0;
46             debit_batterie(1,1) = 0;
47             besoin_generatrice(1,1) = prod_fond_generatrice(1,1);
48             if difference_conso_prod(1,1) > p.puissance_batterie_max
49                 capacite_batterie(2,1) = p.puissance_batterie_max;
50                 surplus_energie(1,1) = difference_conso_prod(1,1) - p.puissance_batterie_max;
51             else
52                 capacite_batterie(2,1) = difference_conso_prod(1,1);
53             end
54         else
55             surplus_energie(i,1) = surplus_energie(i-1,1);
56             besoin_generatrice(i,1) = prod_fond_generatrice(i,1);
57             debit_batterie(i,1) = 0;
58             if difference_conso_prod(i,1) > p.puissance_batterie_max
59                 capacite_batterie(i+1,1) = capacite_batterie(i,1) + p.puissance_batterie_max
60             ;
61                 surplus_energie(i,1) = surplus_energie(i-1,1) + difference_conso_prod(i,1) -
62                 p.puissance_batterie_max;
63             else
64                 capacite_batterie(i+1,1) = capacite_batterie(i,1) + difference_conso_prod(i,1);
65             end
66         end
67     end
68 end

```



```

58     end
59     end
60     if capacite_batterie(i+1,1) >= p.capacite_batterie_max % Cas où la batterie est
pleine
61     if i == 1 % On gère le cas i=1 sinon pb avec l'indice i-1 dans les boucles, ici
on prend en compte la possibilité de ne pas brancher de batterie
62         surplus_energie(1,1) = difference_conso_prod(1,1);
63         besoin_generatrice(1,1) = prod_fond_generatrice(1,1);
64         capacite_batterie(2,1) = p.capacite_batterie_max;
65     else
66         capacite_batterie(i+1,1) = p.capacite_batterie_max;
67         besoin_generatrice(i,1) = prod_fond_generatrice(i,1);
68         surplus_energie(i,1) = surplus_energie(i-1,1) + difference_conso_prod(i,1) -
(capacite_batterie(i+1,1)-capacite_batterie(i,1)); % (capacite_batterie(i+1,1) - p.
capacite_batterie_max);
69     end
70     end
71     i = i+1;
72     else % cas où difference_conso < 0
73     if capacite_batterie(i,1) > abs(difference_conso_prod(i,1)) % Cas où la batterie est
assez chargée pour alimenter la mine
74         if i == 1 % On élimine l'indice i=1 pour les pb i-1
75             capacite_batterie(2,1) = capacite_batterie(1,1) + difference_conso_prod(1,1)
;
76             surplus_energie(1,1) = 0;
77             besoin_generatrice(1,1) = prod_fond_generatrice(1,1);
78             debit_batterie(1,1) = abs(difference_conso_prod(1,1));
79         else
80             if abs(difference_conso_prod(i,1)) > p.puissance_batterie_max % On gère le
cas où la P demandée est > à la P max de la batterie
81                 capacite_batterie(i+1,1) = capacite_batterie(i,1) - p.
puissance_batterie_max;
82                 besoin_generatrice(i,1) = abs(difference_conso_prod(i,1)) - p.
puissance_batterie_max + prod_fond_generatrice(i,1);
83                 surplus_energie(i,1) = surplus_energie(i-1,1);
84                 debit_batterie(i,1) = p.puissance_batterie_max;
85             else
86                 capacite_batterie(i+1,1) = capacite_batterie(i,1) +
difference_conso_prod(i,1);
87                 surplus_energie(i,1) = surplus_energie(i-1,1);
88                 besoin_generatrice(i,1) = prod_fond_generatrice(i,1);
89                 debit_batterie(i,1) = abs(difference_conso_prod(i,1));
90             end
91         end
92     else
93     if i == 1 % On élimine l'indice i=1 pour les pb i-1
94         surplus_energie(1,1) = 0;
95         besoin_generatrice(1,1) = abs(difference_conso_prod(1,1) + capacite_batterie
(1,1)) + prod_fond_generatrice(1,1);
96         debit_batterie(1,1) = capacite_batterie(1,1);
97     else
98         capacite_batterie(i+1,1) = 0; % Cas où la batterie n'est pas assez chargée
pour alimenter la mine
99         surplus_energie(i,1) = surplus_energie(i-1,1);
100        besoin_generatrice(i,1) = abs(difference_conso_prod(i,1)) -
capacite_batterie(i,1) + prod_fond_generatrice(i,1);
101        debit_batterie(i,1) = capacite_batterie(i,1);
102    end
103    end
104    i = i+1;
105 end
106 end
107
108 % Extraction des données de la simulation dans une seule cellule
109 donnees_simulation_batterie = {prod_lh_par(:,p.nb_eolienne+1),conso_lh_25kv_final,

```

```
        difference_conso_prod, capacite_batterie(1:8760,1), debit_batterie, surplus_energie,
        besoin_generatrice};
110
111 % Création des tableaux et écriture dans excel
112 T_donnees_simulation_batterie = table(prod_1h_parc(:,p.nb_eolienne+1),conso_1h_25kv_final,
        difference_conso_prod, capacite_batterie(1:8760,1), debit_batterie, surplus_energie,
        besoin_generatrice, 'VariableNames',{ 'PROD', 'CONSO', 'DIFFERENCE', 'CHARGE BATTERIE', '
        DEBIT BATTERIE', 'SURPLUS', 'BESOIN GENERATRICE' });
113
114 writetable(T_donnees_simulation_batterie, 'xxx', 'Sheet',5, 'Range', 'B10:H8772', "AutoFitWidth
        ",1, 'PreserveFormat',1);
```

Figure-A IX-3 Code MATLAB de la modélisation de la réponse à la demande électrique

4. Modélisation de la réponse à la demande thermique

```

1  % Calculs des quantité de chaleurs extraits des génératrices (gaz d'échappement et boucle de
    refroidissement)
2
3  for i=1:numel(prod_fond_generatrice)
4      chaleur_gaz_echappement(i,1) = (besoin_generatrice(i,1) * 0.001 * 60 * 110 * p.
        cp_gaz_echappement * p.delta_t) / 3600000;
5      chaleur_refroidissement(i,1) = 0.87 * besoin_generatrice(i,1);
6      if chaleur_gaz_echappement(i,1) > 5122.3 % Valeur maximale pour 4 EMD allumées
7          chaleur_gaz_echappement(i,1) = 5122.3;
8      end
9      if chaleur_refroidissement(i,1) > 12354.0 % 12354.0 % Valeur maximale extraite de 4 EMD
        allumées
10         chaleur_refroidissement(i,1) = 12354.0; % 12354.0;
11     end
12     chaleur_generatrice_totale(i,1) = chaleur_gaz_echappement(i,1) + chaleur_refroidissement
        (i,1);
13     difference_chaleur(i,1) = -chaleur_2021{i,8} + chaleur_generatrice_totale(i,1); % Calcul
        de la différence entre consommation et production (PROD - CONSO)
14     if difference_chaleur(i,1) < 0
15         diesel_bouilloire(i,1) = -difference_chaleur(i,1) / p.conso_bouilloire; % Calcul de
        la quantité de disel nécessaire pour faire fonctionner les bouilloires pour le manque de
        chaleur
16     else
17         diesel_bouilloire(i,1) = 0;
18     end
19 end
20
21 % Extraction des données de la simulation dans une seule cellule
22 donnees_simulation_thermique = {prod_1h_parc(:,p.nb_eolienne+1),prod_fond_generatrice ,
    conso_1h_25kv_final,difference_conso_prod,capacite_batterie(1:8760,1),debit_batterie ,
    surplus_energie,besoin_generatrice ,chaleur_gaz_echappement,chaleur_refroidissement ,
    chaleur_generatrice_totale ,chaleur_2021(:,6) ,chaleur_2021(:,7) ,chaleur_2021(:,8) ,
    difference_chaleur ,diesel_bouilloire};
23
24 % Création des tableaux et écriture dans excel
25 T_donnees_simulation_thermique = table(prod_1h_parc(:,p.nb_eolienne+1),
    prod_fond_generatrice , conso_1h_25kv_final, difference_conso_prod, capacite_batterie
    (1:8760,1), debit_batterie , surplus_energie, besoin_generatrice,chaleur_gaz_echappement ,
    chaleur_refroidissement , chaleur_generatrice_totale ,chaleur_2021{:,6},chaleur_2021
    {:,7} ,chaleur_2021{:,8},difference_chaleur,diesel_bouilloire , 'VariableNames',{ 'PROD
    EOLIENNE', 'PROD FOND GENERATRICE', 'CONSO 25 kv', 'DIFFERENCE', 'CHARGE BATTERIE', 'DEBIT
    BATTERIE', 'SURPLUS', 'PROD GENERATRICE TOTALE', 'CHALEUR GAZ ECHAPPEMENT', 'CHALEUR
    REFROIDISSEMENT', 'CHALEUR TOTALE GENERATRICE', 'CHAUFFAGE', 'SECHAGE', 'CHAUFFAGE +
    SECHAGE', 'DIFFERENCE CHALEUR', 'DIESEL BOUILLOIRE'});
26 writetable(T_donnees_simulation_thermique, 'xxx', 'Sheet', p.nb_eolienne, 'Range', 'B10:Q8772', "
    AutoFitWidth", 0, 'PreserveFormat', 1);

```

Figure-A IX-4 Code MATLAB de la modélisation de la réponse à la demande thermique

ANNEXE X

RÉSULTATS DÉTAILLÉS DES DIFFÉRENTES CONFIGURATIONS ÉTUDIÉES

Chaque partie de cette Annexe s'intéresse à un cas différent avec pour variable le nombre de génératrices laissées branchées en permanence tout le long de l'année. Ce nombre varie de zéro à trois. Mais également, pour chaque configuration, la capacité de la batterie peut prendre les valeurs suivantes : 0 MWh, 80 MWh, 120 MWh et 160 MWh. Finalement, le dernier paramètre à changer est le nombre d'éoliennes E-115 supplémentaires à être installées (de 0 à 12). Le modèle étant paramétrable sans restriction, d'autres cas avec une plus grande capacité de batterie ou un plus grand nombre d'éoliennes par exemple, sont possibles. Il suffit de relancer l'acquisition des résultats avec les paramètres voulus. Mais les données les plus intéressantes sont regroupées dans les sections suivantes.

Les cases grisées signifient que le LCOS n'a pas de sens car la quantité d'énergie déchargée des batteries est nulle. De la même façon, lorsque la valeur de LCOS est aberrante, cela vient du fait que les batteries redox ne sont pas assez déchargées chaque année (nombre de cycles insuffisant).

Pour rappel, les deux cas : celui à zéro génératrice et celui à une génératrice ne sont pas applicables aujourd'hui. En effet, dans la première phase de décarbonation de Raglan (dans laquelle se situe ce mémoire de recherche), il n'est pas envisagé d'éteindre toutes les génératrices. Le processus de séchage du minerai doit encore se faire grâce aux gaz d'échappement donc deux génératrices doivent être maintenues en fonction permanente. Ce ne sera que dans la deuxième phase de décarbonation que l'extinction progressive des génératrices restantes aura lieu. Cela aura pour but de diminuer encore plus franchement la consommation en diesel de la mine.

1. Simulations avec aucune génératrice en fonctionnement continu

Capacité de la batterie : 160MWh							
Nombre éolienne E-115 supplémentaire	Économie totale (\$)	LCOE du système (\$/kWh)	Intégration de l'éolien	LCOS redox (\$/kWh)	Énergie déchargée des batterie (kWh)	Pénétration de l'éolien	Diesel économisé
12	\$ 118 707 897.90	0,538	61,57%	3,641	14 263 339.01	80,79%	-63,98%
11	\$ 134 126 295.66	0,526	65,76%	3,606	14 542 227.44	79,55%	-62,83%
10	\$ 147 074 359.63	0,515	70,38%	3,609	14 719 775.29	78,06%	-61,45%
9	\$ 157 466 440.72	0,505	75,58%	3,678	14 693 030.76	76,25%	-59,82%
8	\$ 164 008 151.81	0,497	81,55%	3,817	14 486 277.63	74,03%	-57,85%
7	\$ 163 375 799.40	0,492	88,04%	4,186	13 651 025.79	71,02%	-55,19%
6	\$ 149 351 481.16	0,492	94,07%	5,364	11 215 221.55	66,44%	-51,24%
5	\$ 112 941 018.46	0,501	97,70%	10,783	6 049 017.52	59,15%	-45,15%
4	\$ 62 355 790.34	0,516	98,93%	34,067	2 111 131.63	49,89%	-37,87%
3	\$ 4 749 975.42	0,533	99,55%	90,007	878 085.11	40,17%	-30,06%
2	\$ -70 093 148.64	0,558	100,00%	309,986	278 635.71	30,25%	-20,62%
1	\$ -155 886 540.31	0,587	100,00%	39 047,261	2 402,54	20,17%	-10,14%
0	\$ -245 901 477.34	0,617	100,00%		-	10,08%	0,73%

Capacité de la batterie : 120MWh							
Nombre éolienne E-115 supplémentaire	Économie totale (\$)	LCOE du système (\$/kWh)	Intégration de l'éolien	LCOS redox (\$/kWh)	Énergie déchargée des batterie (kWh)	Pénétration de l'éolien	Diesel économisé
12	\$ 158 001 843.38	0,508	60,58%	3,899	12 029 190.70	79,39%	-62,72%
11	\$ 173 354 965.48	0,496	64,54%	3,876	12 228 471.33	78,12%	-61,56%
10	\$ 186 556 047.56	0,485	69,08%	3,897	12 339 605.56	76,62%	-60,20%
9	\$ 197 472 013.72	0,475	74,23%	3,943	12 420 414.32	74,87%	-58,63%
8	\$ 204 642 158.58	0,467	80,09%	4,060	12 355 789.12	72,72%	-56,71%
7	\$ 205 526 006.39	0,461	86,41%	4,440	11 693 341.51	69,80%	-54,20%
6	\$ 194 037 257.60	0,460	92,92%	5,536	9 884 320.21	65,58%	-50,51%
5	\$ 161 587 451.50	0,467	97,11%	10,944	5 433 375.99	58,75%	-44,82%
4	\$ 113 678 791.71	0,481	98,67%	34,438	1 913 875.37	49,77%	-37,79%
3	\$ 55 867 499.45	0,499	99,42%	92,851	786 251.18	40,11%	-29,96%
2	\$ -17 698 847.24	0,523	100,00%	284,890	281 747.62	30,25%	-20,65%
1	\$ -103 266 140.89	0,552	100,00%	32 846,523	2 669,62	20,18%	-10,19%
0	\$ -193 513 385.89	0,582	100,00%		-	10,08%	0,71%

Capacité de la batterie : 80MWh							
Nombre éolienne E-115 supplémentaire	Économie totale (\$)	LCOE du système (\$/kWh)	Intégration de l'éolien	LCOS redox (\$/kWh)	Énergie déchargée des batterie (kWh)	Pénétration de l'éolien	Diesel économisé
12	\$ 195 088 286.40	0,479	59,30%	4,478	9 396 588.66	77,72%	-61,27%
11	\$ 210 402 321.20	0,467	63,12%	4,495	9 479 562.91	76,40%	-60,10%
10	\$ 224 114 021.43	0,456	67,52%	4,500	9 616 227.98	74,93%	-58,79%
9	\$ 235 031 047.95	0,446	72,53%	4,552	9 697 420.85	73,19%	-57,27%
8	\$ 242 037 412.79	0,438	78,25%	4,684	9 684 395.09	71,03%	-55,29%
7	\$ 244 340 908.17	0,432	84,56%	5,117	9 184 344.94	68,28%	-52,92%
6	\$ 236 192 461.52	0,429	91,27%	6,175	8 018 282.04	64,43%	-49,56%
5	\$ 209 086 388.42	0,434	96,22%	11,644	4 621 409.37	58,20%	-44,39%
4	\$ 164 611 964.82	0,447	98,32%	37,448	1 601 483.52	49,60%	-37,69%
3	\$ 107 522 434.47	0,464	99,26%	97,156	689 538.69	40,04%	-29,94%
2	\$ 33 861 963.93	0,488	99,96%	290,592	255 413.38	30,24%	-20,61%
1	\$ -51 905 034.08	0,517	100,00%	33 746,074	2 419,73	20,17%	-10,14%
0	\$ -141 628 241.00	0,548	100,00%		-	10,08%	0,71%

Capacité de la batterie : 0MWh							
Nombre éolienne E-115 supplémentaire	Économie totale (\$)	LCOE du système (\$/kWh)	Intégration de l'éolien	LCOS redox (\$/kWh)	Énergie déchargée des batterie (kWh)	Pénétration de l'éolien	Diesel économisé
12	\$ 298 663 184.12	0,397	54,82%		-	71,90%	-56,68%
11	\$ 313 130 608.50	0,386	58,31%		-	70,51%	-55,43%
10	\$ 327 503 600.32	0,375	62,23%		-	69,04%	-54,17%
9	\$ 337 403 402.49	0,365	66,57%		-	67,17%	-52,51%
8	\$ 344 666 084.09	0,356	71,70%		-	65,03%	-50,60%
7	\$ 349 102 074.94	0,349	77,47%		-	62,51%	-48,45%
6	\$ 348 398 020.55	0,344	84,19%		-	59,45%	-45,82%
5	\$ 337 561 330.80	0,342	91,55%		-	55,33%	-42,28%
4	\$ 307 304 116.97	0,349	96,33%		-	48,58%	-37,01%
3	\$ 253 831 772.09	0,365	98,20%		-	39,60%	-29,62%
2	\$ 182 359 557.70	0,388	99,44%		-	30,07%	-20,51%
1	\$ 97 675 842.60	0,417	100,00%		-	20,17%	-10,14%
0	\$ 8 710 134.80	0,447	100,00%		-	10,09%	0,64%

Figure-A X-1 Résultats de la modélisation avec aucune génératrice en fonctionnement continu

2. Simulations avec une génératrice en fonctionnement continu

Capacité de la batterie : 160MWh							
Nombre éolienne E-115 supplémentaire	Économie totale (\$)	LCOE du système (\$/kWh)	Intégration de l'éolien	LCOS redox (\$/kWh)	Énergie déchargée des batterie (kWh)	Pénétration de l'éolien	Diesel économisé
12	\$ 58 417 572,31	0,562	53,98%	4,686	12 754 701,17	70,81%	-58,66%
11	\$ 75 876 344,17	0,549	57,70%	4,631	12 962 603,60	69,85%	-57,69%
10	\$ 91 989 379,84	0,537	62,00%	4,578	13 194 125,04	68,76%	-56,59%
9	\$ 106 436 353,74	0,526	66,92%	4,530	13 443 951,52	67,51%	-55,34%
8	\$ 116 846 212,47	0,516	72,52%	4,599	13 416 480,74	65,85%	-53,71%
7	\$ 123 704 017,63	0,507	79,18%	4,730	13 276 667,12	63,85%	-51,75%
6	\$ 123 406 478,28	0,502	86,48%	5,107	12 616 041,23	61,08%	-49,12%
5	\$ 104 565 732,65	0,504	93,33%	6,764	9 981 223,63	56,46%	-44,70%
4	\$ 61 381 256,23	0,516	97,26%	14,863	4 886 949,32	49,08%	-37,96%
3	\$ 1 595 673,66	0,534	98,55%	44,818	1 772 779,67	39,73%	-29,83%
2	\$ -70 510 359,77	0,558	99,43%	112,870	766 481,01	30,08%	-20,62%
1	\$ -155 315 563,78	0,587	100,00%	459,127	204 245,61	20,18%	-10,20%
0	\$ -245 998 734,98	0,617	100,00%	-	-	10,08%	0,74%

Capacité de la batterie : 120MWh							
Nombre éolienne E-115 supplémentaire	Économie totale (\$)	LCOE du système (\$/kWh)	Intégration de l'éolien	LCOS redox (\$/kWh)	Énergie déchargée des batterie (kWh)	Pénétration de l'éolien	Diesel économisé
12	\$ 98 077 540,48	0,532	53,01%	5,119	10 665 045,03	69,55%	-57,43%
11	\$ 115 259 888,32	0,519	56,67%	5,038	10 894 984,17	68,58%	-56,44%
10	\$ 131 462 689,92	0,508	60,79%	4,977	11 102 756,80	67,47%	-55,34%
9	\$ 145 947 485,92	0,496	65,61%	4,923	11 325 397,68	66,21%	-54,10%
8	\$ 157 500 247,08	0,486	71,22%	4,922	11 475 222,39	64,67%	-52,58%
7	\$ 164 978 452,20	0,477	77,64%	5,063	11 362 520,77	62,69%	-50,68%
6	\$ 163 965 899,39	0,472	84,97%	5,472	10 822 370,39	59,95%	-47,99%
5	\$ 150 779 020,62	0,472	92,23%	6,883	8 991 489,48	55,82%	-44,12%
4	\$ 110 803 287,29	0,482	96,69%	15,029	4 443 387,14	48,77%	-37,70%
3	\$ 54 163 846,23	0,500	98,32%	45,903	1 597 779,21	39,69%	-29,86%
2	\$ -18 660 934,57	0,523	99,23%	119,195	674 966,84	30,03%	-20,59%
1	\$ -103 509 846,09	0,552	100,00%	457,380	191 758,14	20,17%	-10,17%
0	\$ -193 014 092,95	0,582	100,00%	-	-	10,09%	0,66%

Capacité de la batterie : 80MWh							
Nombre éolienne E-115 supplémentaire	Économie totale (\$)	LCOE du système (\$/kWh)	Intégration de l'éolien	LCOS redox (\$/kWh)	Énergie déchargée des batterie (kWh)	Pénétration de l'éolien	Diesel économisé
12	\$ 135 923 283,22	0,503	51,98%	5,838	8 493 055,55	68,16%	-56,06%
11	\$ 153 031 523,27	0,491	55,45%	5,813	8 582 846,00	67,13%	-55,05%
10	\$ 168 989 351,27	0,479	59,45%	5,789	8 685 628,99	65,99%	-53,93%
9	\$ 182 719 482,99	0,467	64,13%	5,762	8 824 285,70	64,67%	-52,62%
8	\$ 194 683 862,13	0,457	69,56%	5,761	8 950 001,25	63,14%	-51,14%
7	\$ 203 157 066,72	0,448	75,86%	5,858	8 968 019,39	61,25%	-49,33%
6	\$ 203 014 310,46	0,442	82,98%	6,268	8 641 827,55	58,57%	-46,73%
5	\$ 193 560 531,61	0,440	90,69%	7,705	7 341 012,76	54,85%	-43,23%
4	\$ 159 321 691,95	0,449	96,02%	15,781	3 865 784,84	48,41%	-37,37%
3	\$ 104 580 723,13	0,465	97,95%	49,238	1 368 899,32	39,53%	-29,72%
2	\$ 32 489 251,08	0,489	99,10%	121,745	611 450,74	29,98%	-20,52%
1	\$ -52 614 383,20	0,517	99,93%	474,213	172 313,84	20,15%	-10,08%
0	\$ -140 694 715,62	0,548	100,00%	-	-	10,09%	0,63%

Capacité de la batterie : 0MWh							
Nombre éolienne E-115 supplémentaire	Économie totale (\$)	LCOE du système (\$/kWh)	Intégration de l'éolien	LCOS redox (\$/kWh)	Énergie déchargée des batterie (kWh)	Pénétration de l'éolien	Diesel économisé
12	\$ 237 754 153,65	0,422	47,96%	-	-	62,88%	-51,31%
11	\$ 255 336 693,00	0,409	51,10%	-	-	61,85%	-50,34%
10	\$ 270 590 278,60	0,397	54,67%	-	-	60,63%	-49,16%
9	\$ 283 979 749,55	0,387	58,70%	-	-	59,21%	-47,80%
8	\$ 294 049 941,80	0,377	63,42%	-	-	57,52%	-46,15%
7	\$ 303 079 165,69	0,368	68,92%	-	-	55,63%	-44,40%
6	\$ 306 090 979,56	0,361	75,50%	-	-	53,25%	-42,09%
5	\$ 304 479 812,39	0,356	83,11%	-	-	50,30%	-39,37%
4	\$ 289 700 944,73	0,356	91,31%	-	-	46,02%	-35,46%
3	\$ 248 295 674,54	0,368	95,86%	-	-	38,69%	-29,14%
2	\$ 179 623 250,45	0,390	97,85%	-	-	29,61%	-20,27%
1	\$ 96 537 706,04	0,417	99,40%	-	-	20,04%	-10,04%
0	\$ 8 512 356,12	0,447	100,00%	-	-	10,09%	0,66%

Figure-A X-2 Résultats de la modélisation avec une génératrice en fonctionnement continu

3. Simulations avec deux génératrices en fonctionnement continu

Capacité de la batterie : 160MWh							
Nombre éolienne E-115 supplémentaire	Économie totale (\$)	LCOE du système (\$/kWh)	Intégration de l'éolien	LCOS redox (\$/kWh)	Énergie déchargée des batterie (kWh)	Pénétration de l'éolien	Diesel économisé
12	\$ -16 256 315.99	0,592	45,81%	6,105	11 166 741.86	60,09%	-51,98%
11	\$ 4 073 005.17	0,578	49,11%	6,001	11 364 752.68	59,44%	-51,27%
10	\$ 22 213 728.21	0,565	52,82%	5,935	11 521 435.36	58,59%	-50,35%
9	\$ 39 234 977.61	0,553	57,21%	5,861	11 709 776.73	57,66%	-49,33%
8	\$ 54 364 511.31	0,541	62,32%	5,765	11 972 258.24	56,54%	-48,14%
7	\$ 67 381 691.73	0,531	68,35%	5,759	12 078 803.04	55,18%	-46,75%
6	\$ 74 344 798.90	0,522	75,66%	5,937	11 879 035.46	53,37%	-44,79%
5	\$ 74 352 926.61	0,516	84,02%	6,351	11 333 237.49	50,84%	-42,17%
4	\$ 52 620 394.80	0,520	91,74%	8,834	8 486 374.93	46,28%	-37,46%
3	\$ -3 173 770.72	0,536	95,51%	23,982	3 355 170.45	38,51%	-29,52%
2	\$ -74 014 553.08	0,559	97,28%	68,934	1 262 780.74	29,43%	-20,34%
1	\$ -157 121 463.27	0,587	98,91%	145,003	648 475.32	19,94%	-10,07%
0	\$ -244 689 175.80	0,617	100,00%	659,201	153 587.21	10,09%	0,61%

Capacité de la batterie : 120MWh							
Nombre éolienne E-115 supplémentaire	Économie totale (\$)	LCOE du système (\$/kWh)	Intégration de l'éolien	LCOS redox (\$/kWh)	Énergie déchargée des batterie (kWh)	Pénétration de l'éolien	Diesel économisé
12	\$ 24 022 937.82	0,562	45,01%	6,705	9 380 360.33	59,01%	-50,82%
11	\$ 44 060 622.32	0,548	48,20%	6,554	9 603 607.13	58,33%	-50,08%
10	\$ 61 765 407.19	0,535	51,81%	6,487	9 733 813.60	57,45%	-49,12%
9	\$ 79 328 286.61	0,523	56,04%	6,391	9 914 205.48	56,53%	-48,15%
8	\$ 94 378 943.85	0,511	61,06%	6,280	10 152 784.81	55,41%	-46,95%
7	\$ 107 915 940.28	0,500	67,11%	6,236	10 304 744.62	54,14%	-45,61%
6	\$ 116 241 204.48	0,491	74,16%	6,341	10 272 072.84	52,38%	-43,78%
5	\$ 115 641 561.22	0,485	82,51%	6,811	9 783 883.25	49,88%	-41,11%
4	\$ 98 637 122.82	0,487	90,78%	8,992	7 706 462.06	45,76%	-36,86%
3	\$ 48 433 553.87	0,502	95,19%	23,904	3 113 130.50	38,41%	-29,46%
2	\$ -22 423 899.69	0,525	97,12%	68,344	1 185 125.27	29,38%	-20,29%
1	\$ -103 881 579.43	0,552	98,76%	148,847	590 363.24	19,93%	-10,17%
0	\$ -193 219 652.12	0,582	100,00%	605,966	157 097.74	10,08%	0,68%

Capacité de la batterie : 80MWh							
Nombre éolienne E-115 supplémentaire	Économie totale (\$)	LCOE du système (\$/kWh)	Intégration de l'éolien	LCOS redox (\$/kWh)	Énergie déchargée des batterie (kWh)	Pénétration de l'éolien	Diesel économisé
12	\$ 62 316 942.77	0,533	44,06%	7,876	7 332 478.21	57,76%	-49,49%
11	\$ 82 281 464.25	0,519	47,09%	7,716	7 492 271.23	57,03%	-48,74%
10	\$ 100 469 853.33	0,506	50,65%	7,566	7 663 218.48	56,21%	-47,82%
9	\$ 116 933 543.45	0,494	54,68%	7,532	7 738 051.72	55,18%	-46,75%
8	\$ 132 101 142.09	0,482	59,59%	7,369	7 962 682.73	54,08%	-45,56%
7	\$ 144 483 249.65	0,471	65,39%	7,307	8 110 456.82	52,73%	-44,11%
6	\$ 153 281 267.55	0,462	72,34%	7,387	8 135 046.50	51,04%	-42,33%
5	\$ 155 787 626.45	0,456	80,48%	7,831	7 839 679.97	48,71%	-39,96%
4	\$ 143 034 629.23	0,455	89,24%	9,865	6 464 219.34	45,01%	-36,13%
3	\$ 97 690 488.24	0,468	94,72%	24,380	2 811 261.91	38,20%	-29,21%
2	\$ 28 880 524.42	0,490	96,88%	69,513	1 078 554.81	29,31%	-20,23%
1	\$ -52 805 408.17	0,518	98,51%	156,332	523 606.52	19,88%	-10,09%
0	\$ -139 472 431.06	0,548	99,86%	680,625	130 778.29	10,09%	0,51%

Capacité de la batterie : 0MWh							
Nombre éolienne E-115 supplémentaire	Économie totale (\$)	LCOE du système (\$/kWh)	Intégration de l'éolien	LCOS redox (\$/kWh)	Énergie déchargée des batterie (kWh)	Pénétration de l'éolien	Diesel économisé
12	\$ 164 506 168.20	0,451	40,56%	-	-	53,18%	-44,79%
11	\$ 183 404 992.95	0,438	43,28%	-	-	52,37%	-43,93%
10	\$ 201 508 685.81	0,425	46,41%	-	-	51,48%	-43,00%
9	\$ 217 491 577.58	0,413	49,96%	-	-	50,39%	-41,88%
8	\$ 232 102 149.30	0,402	54,14%	-	-	49,17%	-40,63%
7	\$ 243 340 434.82	0,392	59,15%	-	-	47,71%	-39,07%
6	\$ 252 362 907.20	0,382	65,19%	-	-	46,02%	-37,31%
5	\$ 255 958 938.68	0,375	72,51%	-	-	43,86%	-35,05%
4	\$ 252 169 635.31	0,371	81,35%	-	-	41,01%	-32,12%
3	\$ 230 669 164.69	0,374	90,40%	-	-	36,46%	-27,56%
2	\$ 172 171 608.50	0,392	94,68%	-	-	28,64%	-19,61%
1	\$ 92 833 174.38	0,419	96,92%	-	-	19,54%	-9,71%
0	\$ 7 784 380.60	0,448	99,07%	-	-	9,99%	0,72%

Figure-A X-3 Résultats de la modélisation avec deux génératrices en fonctionnement continu

4. Simulations avec trois génératrices en fonctionnement continu

Capacité de la batterie : 160MWh							
Nombre éolienne E-115 supplémentaire	Économie totale (\$)	LCOE du système (\$/kWh)	Intégration de l'éolien	LCOS redox (\$/kWh)	Énergie déchargée des batterie (kWh)	Pénétration de l'éolien	Diesel économisé
12	\$ -126 993 859,58	0,637	36,95%	8,212	9 405 225,29	48,50%	-41,84%
11	\$ -104 965 882,17	0,622	39,71%	8,060	9 571 338,99	48,05%	-41,28%
10	\$ -82 221 225,72	0,608	42,83%	7,822	9 844 562,25	47,55%	-40,79%
9	\$ -61 234 236,88	0,594	46,51%	7,645	10 068 404,11	46,95%	-40,13%
8	\$ -42 042 300,72	0,580	50,94%	7,448	10 346 959,81	46,25%	-39,32%
7	\$ -25 066 198,58	0,567	56,24%	7,375	10 482 025,78	45,35%	-38,29%
6	\$ -9 550 809,83	0,556	62,62%	7,311	10 620 351,98	44,23%	-37,13%
5	\$ 225 678,40	0,546	70,58%	7,409	10 577 755,88	42,71%	-35,43%
4	\$ 1 769 629,82	0,540	80,35%	7,836	10 164 277,50	40,49%	-32,95%
3	\$ -22 830 424,97	0,544	89,05%	11,654	7 091 487,27	35,91%	-27,95%
2	\$ -87 136 683,01	0,564	92,42%	39,784	2 219 300,83	27,94%	-19,21%
1	\$ -166 503 524,91	0,591	93,69%	124,665	760 953,57	18,89%	-9,23%
0	\$ -248 667 181,33	0,619	95,29%	243,457	417 316,36	9,62%	0,96%

Capacité de la batterie : 120MWh							
Nombre éolienne E-115 supplémentaire	Économie totale (\$)	LCOE du système (\$/kWh)	Intégration de l'éolien	LCOS redox (\$/kWh)	Énergie déchargée des batterie (kWh)	Pénétration de l'éolien	Diesel économisé
12	\$ -84 689 101,82	0,606	36,36%	8,979	7 996 509,25	47,67%	-40,88%
11	\$ -62 048 292,18	0,591	38,95%	8,786	8 156 845,97	47,18%	-40,37%
10	\$ -40 535 875,79	0,577	42,05%	8,592	8 333 734,47	46,65%	-39,76%
9	\$ -19 795 781,57	0,563	45,66%	8,435	8 488 098,84	46,04%	-39,08%
8	\$ -949 482,91	0,550	49,87%	8,235	8 707 645,35	45,27%	-38,23%
7	\$ 15 658 030,68	0,537	54,91%	8,103	8 882 028,82	44,30%	-37,17%
6	\$ 31 278 465,95	0,526	61,27%	7,931	9 117 033,55	43,25%	-36,02%
5	\$ 42 256 612,69	0,515	69,09%	7,946	9 180 964,20	41,81%	-34,44%
4	\$ 46 012 302,96	0,509	78,68%	8,319	8 905 002,37	39,70%	-32,18%
3	\$ 24 582 262,07	0,511	87,99%	11,993	6 409 272,60	35,48%	-27,49%
2	\$ -34 940 154,93	0,530	92,06%	40,380	2 035 634,75	27,86%	-19,20%
1	\$ -114 467 466,46	0,556	93,45%	127,632	695 575,86	18,85%	-9,21%
0	\$ -197 916 497,82	0,584	94,83%	276,356	345 922,01	9,56%	1,09%

Capacité de la batterie : 80MWh							
Nombre éolienne E-115 supplémentaire	Économie totale (\$)	LCOE du système (\$/kWh)	Intégration de l'éolien	LCOS redox (\$/kWh)	Énergie déchargée des batterie (kWh)	Pénétration de l'éolien	Diesel économisé
12	\$ -45 263 126,94	0,576	35,57%	10,630	6 261 509,26	46,60%	-39,66%
11	\$ -22 554 771,82	0,561	38,09%	10,414	6 378 018,86	46,10%	-39,16%
10	\$ -1 611 282,99	0,547	41,03%	10,235	6 486 985,68	45,51%	-38,49%
9	\$ 18 880 977,32	0,534	44,46%	9,971	6 659 248,69	44,86%	-37,79%
8	\$ 37 538 046,08	0,520	48,58%	9,688	6 866 859,57	44,09%	-36,92%
7	\$ 54 639 241,18	0,508	53,49%	9,512	7 018 327,64	43,16%	-35,91%
6	\$ 69 524 483,93	0,496	59,62%	9,358	7 174 977,94	42,07%	-34,69%
5	\$ 81 541 374,43	0,486	67,16%	9,263	7 310 807,01	40,66%	-33,20%
4	\$ 85 352 784,65	0,479	76,43%	9,672	7 117 162,50	38,57%	-30,95%
3	\$ 70 475 230,20	0,479	86,57%	12,850	5 540 786,10	34,93%	-26,90%
2	\$ 15 704 352,68	0,496	91,62%	41,807	1 823 124,10	27,73%	-19,08%
1	\$ -62 831 688,29	0,522	93,27%	132,457	624 584,29	18,82%	-9,19%
0	\$ -146 196 500,94	0,550	94,18%	346,921	258 115,53	9,50%	1,11%

Capacité de la batterie : 0MWh							
Nombre éolienne E-115 supplémentaire	Économie totale (\$)	LCOE du système (\$/kWh)	Intégration de l'éolien	LCOS redox (\$/kWh)	Énergie déchargée des batterie (kWh)	Pénétration de l'éolien	Diesel économisé
12	\$ 61 778 519,04	0,493	32,52%	-	-	42,67%	-35,44%
11	\$ 82 650 321,29	0,478	34,91%	-	-	42,18%	-34,76%
10	\$ 103 634 598,24	0,465	37,44%	-	-	41,51%	-34,10%
9	\$ 123 093 855,31	0,451	40,42%	-	-	40,75%	-33,29%
8	\$ 139 747 040,44	0,439	43,83%	-	-	39,78%	-32,23%
7	\$ 156 690 924,88	0,427	48,12%	-	-	38,83%	-31,19%
6	\$ 170 228 149,38	0,416	53,26%	-	-	37,60%	-29,84%
5	\$ 180 721 321,04	0,406	59,63%	-	-	36,09%	-28,21%
4	\$ 186 019 373,16	0,398	67,84%	-	-	34,20%	-26,10%
3	\$ 182 152 017,72	0,394	78,16%	-	-	31,52%	-23,15%
2	\$ 152 975 639,48	0,401	87,85%	-	-	26,59%	-17,86%
1	\$ 82 402 780,05	0,423	91,29%	-	-	18,42%	-8,76%
0	\$ 1 164 819,70	0,450	92,71%	-	-	9,35%	1,32%

Figure-A X-4 Résultats de la modélisation avec trois génératrices en fonctionnement continu

LISTE DE RÉFÉRENCES

- Amstutz, V., Toghil, K., Comninellis, C. & Girault, H. (2012). Les batteries redox pour le stockage d'énergie. 5.
- Augustine, C. & Blair, N. (2021). *Storage Futures Study : Storage Technology Modeling Input Data Report* (Rapport n°NREL/TP-5700-78694, 1785959, MainId :32611). Repéré le 2023-01-24 à <https://www.osti.gov/servlets/purl/1785959/>.
- Azin, H. (2022). *Conception d'un stockage d'énergie éolienne pour une entreprise minière isolée du réseau : faisabilité du stockage d'hydrogène*. (Mémoire de recherche, École de Technologie Supérieure, Montréal). Repéré à <https://espace.etsmtl.ca/id/eprint/3114/>.
- Barrera, P. [Section : Nickel Investing]. (2022). Nickel Price Update : Q1 2022 in Review. Repéré le 2022-05-30 à <https://investingnews.com/daily/resource-investing/base-metals-investing/nickel-investing/nickel-price-update/>.
- Bartolozzi, M. (1989). Development of redox flow batteries. A historical bibliography. *Journal of Power Sources*, 27(3), 219–234. doi : 10.1016/0378-7753(89)80037-0.
- Bevilacqua, N., Eifert, L., Banerjee, R., Köble, K., Faragó, T., Zuber, M., Bazylak, A. & Zeis, R. (2019). Visualization of electrolyte flow in vanadium redox flow batteries using synchrotron X-ray radiography and tomography – Impact of electrolyte species and electrode compression. *Journal of Power Sources*, 439, 227071. doi : 10.1016/j.jpowsour.2019.227071.
- Blair, N., Augustine, C., Cole, W., Denholm, P., Frazier, W., Geocar, M., Jorgenson, J., McCabe, K., Podkaminer, K., Prasanna, A. & Sigrin, B. (2022). *Storage Futures Study : Key Learnings for the Coming Decades* (Rapport n°NREL/TP-7A40-81779, 1863547, MainId :82552). Repéré le 2023-01-25 à <https://www.osti.gov/servlets/purl/1863547/>.
- CCNUCC. (2015). Accord de Paris. Repéré le 2022-04-18 à <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement>.
- Chakrabarti, B. K., Feng, J., Kalamaras, E., Rubio-Garcia, J., George, C., Luo, H., Xia, Y., Yufit, V., Titirici, M.-M., Low, C. T. J., Kucernak, A. & Brandon, N. P. (2020). Hybrid Redox Flow Cells with Enhanced Electrochemical Performance via Binderless and Electrophoretically Deposited Nitrogen-Doped Graphene on Carbon Paper Electrodes. *ACS Applied Materials & Interfaces*, 12(48), 53869–53878. doi : 10.1021/acsami.0c17616.
- Chen, H., Zhang, X., zhang, s., Wu, S., Chen, F. & Xu, J. (2022). A comparative study of iron-vanadium and all-vanadium flow battery for large scale energy storage. *Chemical Engineering Journal*, 429, 132403. doi : 10.1016/j.cej.2021.132403.

- Chen, J.-J., Symes, M. D. & Cronin, L. (2018). Highly reduced and protonated aqueous solutions for on-demand hydrogen generation and energy storage. *1042–1047*, 10, 6. doi : <https://doi.org/10.1038/s41557-018-0109-5>.
- Cui, D., Liang, S. & Wang, D. (2021). Observed and projected changes in global climate zones based on Köppen climate classification. *WIREs Climate Change*, 12(3). doi : [10.1002/wcc.701](https://doi.org/10.1002/wcc.701).
- Deloitte. (2017). *Renewables in Mining : Rethink, Reconsider, Replay* (Rapport n°Vol. 2).
- Dunn, B., Kamath, H. & Tarascon. (2011). Electrical Energy Storage for the Grid : A Battery of Choices. *Science*, 334, 9. doi : [10.1126/science.1212741](https://doi.org/10.1126/science.1212741).
- EIA. (2021). International Energy Outlook 2021 with projections to 2050 [Chart library]. Washington DC.
- EIA. (2023a). Real petroleum prices : Industrial : Distillate fuel oil. Repéré le 2023-01-10 à <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/data/browser/#/?id=12-AEO2022®ion=0-0&cases=ref2022>.
- EIA. (2023b). U.S. No 2 Diesel Retail Prices History. Repéré le 2023-01-10 à https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=pet&s=emd_epd2d_pte_nus_dpg&f=m.
- Elsy, J. (2016). 13 Common Factors that Affect Pump Life. Repéré le 2023-01-25 à <https://www.pumpsandsystems.com/13-common-factors-affect-pump-life>.
- EPO & IEA. (2020). *Innovation in batteries and electricity storage*.
- European Central Bank. (2020). *Guide on climate-related and environmental risks*. Frankfurt am Main, Germany. Repéré le 2022-06-20 à <https://www.bankingsupervision.europa.eu/ecb/pub/pdf/ssm.202011finalguideonclimate-relatedandenvironmentalrisks~58213f6564.en.pdf>.
- Figuier, L. (1867). *Les merveilles de la science*. Paris : Jouvot et Cie.
- Fizaine, F. & Court, V. (2015). Renewable electricity producing technologies and metal depletion : A sensitivity analysis using the EROI. *Ecological Economics*, 110, 106–118. doi : [10.1016/j.ecolecon.2014.12.001](https://doi.org/10.1016/j.ecolecon.2014.12.001).
- Fournis, Y. & Fortin, M.-J. (2015). Une définition territoriale de l'acceptabilité sociale : pièges et défis conceptuels. *VertigO*, (Volume 15 Numéro 3). doi : [10.4000/vertigo.16682](https://doi.org/10.4000/vertigo.16682).

- Fraunhofer ICT. (2009). Improved redox flow batteries for electric cars. *113921*, 2. Repéré à <https://cordis.europa.eu/article/id/113921-improved-redox-flow-batteries-for-electric-cars/fr>.
- GIEC. (2021). *The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* (Rapport n°6).
- Gouvernement du Canada. [Natural Resources Canada]. (2018). Faits sur le nickel. Repéré le 2022-05-27 à <https://www.rncan.gc.ca/nos-ressources-naturelles/mines-materiaux/faits-mineraux-metaux/faits-sur-le-nickel/20601>.
- Gouvernement du Canada. [La Régie de l'énergie du Canada]. (2022a). ONÉ - Profils énergétiques des provinces et territoires – Québec. Repéré le 2023-01-12 à <https://www.cer-rec.gc.ca/fr/donnees-analyse/marches-energetiques/profils-energetiques-provinces-territoires/profils-energetiques-provinces-territoires-quebec.html>.
- Gouvernement du Canada. (2022b). Émissions de gaz à effet de serre indicateurs canadiens de durabilité de l'environnement. 29. Repéré à <https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/indicateurs-environnementaux/emissions-gaz-effet-serre.html>.
- Henze, V. [Section : Press Release]. (2019). Energy Storage Investments Boom As Battery Costs Halve in the Next Decade. Repéré le 2022-04-19 à <https://about.bnef.com/blog/energy-storage-investments-boom-battery-costs-halve-next-decade/>.
- Hosseiny, S. & Wessling, M. (2011). Ion exchange membranes for vanadium redox flow batteries. Dans *Advanced Membrane Science and Technology for Sustainable Energy and Environmental Applications* (pp. 413–434). Elsevier. doi : 10.1533/9780857093790.4.413.
- Huang, Z. & Mu, A. (2021). Research and analysis of performance improvement of vanadium redox flow battery in microgrid : A technology review. *International Journal of Energy Research*, 45(10), 14170–14193. doi : 10.1002/er.6716.
- Huang, Z., Mu, A., Wu, L. & Wang, H. (2022). Vanadium redox flow batteries : Flow field design and flow rate optimization. *Journal of Energy Storage*, 45, 103526. doi : 10.1016/j.est.2021.103526.
- IEA. (2017). *World Energy Outlook 2017*. Paris.
- IEA. (2020). *World Energy Balances 2020*. Paris.
- IEA. (2021a). *Key World Energy Statistics*. Paris.

- IEA. (2021b). World Energy Outlook 2021. 386.
- IEA. (2022). Grid-Scale Storage – Analysis. Repéré le 2023-01-19 à <https://www.iea.org/reports/grid-scale-storage>.
- IEA, NEA & OECD. (2020). *Projected Costs of Generating Electricity*. Paris.
- IRENA. (2017). *Electricity storage and renewables : costs and markets to 2030*.
- IRENA. (2022). *Renewable power generation costs in 2021*. Abu Dhabi. Repéré à <https://irena.org/publications/2022/Jul/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2021>.
- Ladet, M. (2016). *Maîtrise du risque de contamination croisée sur un site pharmaceutique multiproduits injectables*. (Diplôme d’État de Docteur en Pharmacie, Angers).
- Langevin, J., Harris, C. B., Satre-Meloy, A., Chandra-Putra, H., Speake, A., Present, E., Adhikari, R., Wilson, E. J. & Satchwell, A. J. (2021). US building energy efficiency and flexibility as an electric grid resource. *Joule*, 5(8), 2102–2128. doi : 10.1016/j.joule.2021.06.002.
- Lezak, S., Cannon, C. & Koch Blank, T. (2019). *Low-carbon metals for a low-carbon world : a new energy paradigm for mines*. Basalt CO.
- Maennling, N. & Toledano, P. (2018). The Renewable Power of the Mine. *SSRN Electronic Journal*. doi : 10.2139/ssrn.3661616.
- Ministère de l’agriculture. (2009). Concours de recrutement de professeurs de lycée professionnel agricole.pdf. Repéré le 2022-12-16 à https://concours.agriculture.gouv.fr/fileadmin/user_upload/Annales/09-PLPA-MN-EXT-E1.pdf.
- Mohamed, M., Sharkh, S. & Walsh, F. (2009). Redox flow batteries for hybrid electric vehicles : Progress and challenges. *2009 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference*, pp. 551–557. doi : 10.1109/VPPC.2009.5289801.
- Mongird, K., Viswanathan, V., Alam, J., Vartanian, C., Sprenkle, V. & Baxter, R. (2020). 2020 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment.
- Natali, P. & Campia, T. (2017). Digging for Carbon Cuts : How the Mining Industry Can Win with Renewables. Repéré le 2022-02-22 à <https://rmi.org/digging-carbon-cuts-mining-industry-can-win-renewables/>.
- Natali, P. & Haley, K. (2017). Sunshine for mines, toward sustainable mining. *RMI (Rocky Mountain Institute)*, 10.

- Norgate, T. & Haque, N. (2010). Energy and greenhouse gas impacts of mining and mineral processing operations. *Journal of Cleaner Production*, 18(3), 266–274. doi : 10.1016/j.jclepro.2009.09.020.
- Perles, T. (2020). *Vanadium Market Analysis*. Repéré à <http://www.ferroalloy.com/en/vanadium/vanadium-market-overview/TTP%20Squared%20Market%20Summary%2030%20July%202020.pdf>.
- Peters, S., de Klerk, N., Reid, A., Fritschi, L., Musk, A. B. & Vermeulen, R. (2017). Estimation of quantitative levels of diesel exhaust exposure and the health impact in the contemporary Australian mining industry. *Occupational and Environmental Medicine*, 74(4), 282–289. doi : 10.1136/oemed-2016-103808.
- Poullikkas, A. (2013). A comparative overview of large-scale battery systems for electricity storage. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 27, 778–788. doi : 10.1016/j.rser.2013.07.017.
- Pratt, H. D., Hudak, N. S., Fang, X. & Anderson, T. M. (2013). A polyoxometalate flow battery. *Journal of Power Sources*, 236, 259–264. doi : 10.1016/j.jpowsour.2013.02.056.
- Rankin, W. (2011). *Minerals, Metals and Sustainability : Meeting Future Material Needs* (pp. 440). CSIRO.
- Ray, D. (2021). Lazard’s Levelized Cost of Energy Analysis—Version 15.0. 21.
- Reynard, D. & Girault, H. (2021). Combined hydrogen production and electricity storage using a vanadium-manganese redox dual-flow battery. *Cell Reports Physical Science*, 2(9), 100556. doi : 10.1016/j.xcrp.2021.100556.
- Sankaralingam, R. K., Seshadri, S., Sunarso, J., Bhatt, A. I. & Kapoor, A. (2021). Overview of the factors affecting the performance of vanadium redox flow batteries. *Journal of Energy Storage*, 41, 102857. doi : 10.1016/j.est.2021.102857.
- Schmidt, O., Melchior, S., Hawkes, A. & Staffell, I. (2019). Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies. *Joule*, 3(1), 81–100. doi : 10.1016/j.joule.2018.12.008.
- Sens, L., Neuling, U. & Kaltschmitt, M. (2022). Capital expenditure and levelized cost of electricity of photovoltaic plants and wind turbines – Development by 2050. *Renewable Energy*, 185, 525–537. doi : 10.1016/j.renene.2021.12.042.
- Skyllas-Kazacos, M., Menictas, C. & Lim, T. (2013). Redox flow batteries for medium- to large-scale energy storage. Dans *Electricity Transmission, Distribution and Storage Systems* (pp. 398–441). Elsevier. doi : 10.1533/9780857097378.3.398.

- Skyllas-Kazacos, M., Rychcik, M., Robins, R. G., Fane, A. G. & Green, M. A. (1986). New All-Vanadium Redox Flow Cell. *Journal of The Electrochemical Society*, 133(5), 1057–1058. doi : 10.1149/1.2108706.
- Sottile, M.-F. (2017). Comment les changements climatiques feront-ils évoluer les vents au Québec ? [Site sur la recherche scientifique en environnement et développement durable.]. Repéré le 2023-02-07 à https://planeteviable.org/wp-content/uploads/2017/09/blogue-vents-futurs_PV.pdf.
- Stehly, T. & Duffy, P. (2022). 2020 Cost of Wind Energy Review. *Renewable Energy*, 77.
- Stenclik, D., Denholm, P. & Chalamala, B. (2017). Maintaining Balance : The Increasing Role of Energy Storage for Renewable Integration. *IEEE Power and Energy Magazine*, 15(6), 31–39. doi : 10.1109/MPE.2017.2729098.
- Sum, E. & Skyllas-Kazacos, M. (1985). A study of the V(II)/V(III) redox couple for redox flow cell applications. *Journal of Power Sources*, 15(2-3), 179–190. doi : 10.1016/0378-7753(85)80071-9.
- Sánchez-Díez, E., Ventosa, E., Guarnieri, M., Trovò, A., Flox, C., Marcilla, R., Soavi, F., Mazur, P., Aranzabe, E. & Ferret, R. (2021). Redox flow batteries : Status and perspective towards sustainable stationary energy storage. *Journal of Power Sources*, 481, 228804. doi : 10.1016/j.jpowsour.2020.228804.
- Tarascon, J.-M. (2019). Les batteries à flux circulants (Redox-Flow) et ses évolutions : seront-elles suffisantes pour enfin s’implanter commercialement pour le stockage de masse ? Collège de France. Repéré à <https://www.college-de-france.fr/site/jean-marie-tarascon/course-2019-02-11-16h30.htm>.
- Tardy, A. (2022). *Conception d’un stockage d’énergie éolienne pour une entreprise minière isolée du réseau : faisabilité du stockage par pompe hydraulique*. (Mémoire de recherche, École de Technologie Supérieure, Montréal). Repéré à <https://espace.etsmtl.ca/id/eprint/3112/>.
- Thaller, L. [Numéro de brevet : 3,996,064]. (1976). Electrically rechargeable redox flow cell. U.S. Patent and Trademark Office.
- THEnergy. (2019). Renewable energy & mining | Solar & wind. Repéré le 2023-02-12 à <http://www.th-energy.net/english/platform-renewable-energy-and-mining/>.
- Tomazic, G. & Skyllas-Kazacos, M. (2015). Chapter 17 - redox flow batteries. Dans Moseley, P. T. & Garche, J. (Éds.), *Electrochemical energy storage for renewable sources and grid balancing* (pp. 309–336). Amsterdam : Elsevier. doi : <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-62616-5.00017-6>.

- Tugliq Énergie. (2016). *Projet pilote de démonstration de réseau intelligent d'électricité renouvelable à la mine RAGLAN Glencore* (Rapport n°GC 128296). Montréal. Repéré le 2022-06-15 à <https://tugliq.com/wp-content/uploads/2019/09/2016-11-11-tugliq-raglan-public-report-fr.pdf>.
- Ulaganathan, M., Aravindan, V., Yan, Q., Madhavi, S., Skyllas-Kazacos, M. & Lim, T. M. (2016). Recent Advancements in All-Vanadium Redox Flow Batteries. *Advanced Materials Interfaces*, 3(1), 1500309. doi : 10.1002/admi.201500309.
- United Nations Environment Programme. (2020). *Global Resources Outlook 2019 : Natural Resources for the Future We Want*. UN. doi : 10.18356/689a1a17-en.
- USGS. (2021). Vanadium in December 2021. 6. Repéré à <https://www.usgs.gov/centers/national-minerals-information-center/vanadium-statistics-and-information>. U.S. Geological Survey.
- Viard, J. (2018). "On n'a jamais eu autant de temps". *Le 1*, 5. Tiré de "Est-il urgent de ralentir?".
- Viswanathan, V., Crawford, A., Stephenson, D., Kim, S., Wang, W., Li, B., Coffey, G., Thomsen, E., Graff, G., Balducci, P., Kintner-Meyer, M. & Sprenkle, V. (2014). Cost and performance model for redox flow batteries. *Journal of Power Sources*, 247, 1040–1051. doi : 10.1016/j.jpowsour.2012.12.023.
- Vié, A. (2022). Estimation des allocations gratuites des droits d'émissions de GES des entreprises québécoises dans le SPEDE. (3). Repéré à <https://energie.hec.ca/cgse-hec-re032022/>.
- Wang, W., Wei, X., Choi, D., Lu, X., Yang, G. & Sun, C. (2015). Electrochemical cells for medium- and large-scale energy storage. Dans *Advances in Batteries for Medium and Large-Scale Energy Storage* (pp. 3–28). Elsevier. doi : 10.1016/B978-1-78242-013-2.00001-7.
- Weber, A. Z., Mench, M. M., Meyers, J. P., Ross, P. N., Gostick, J. T. & Liu, Q. (2011). Redox flow batteries : a review. *Journal of Applied Electrochemistry*, 41(10), 1137–1164. doi : 10.1007/s10800-011-0348-2.
- Weber, S., Peters, J. F., Baumann, M. & Weil, M. (2018). Life Cycle Assessment of a Vanadium Redox Flow Battery. *Environmental Science & Technology*, 52(18), 10864–10873. doi : 10.1021/acs.est.8b02073.
- Wiser, R., Bolinger, M. & Lantz, E. (2019). Assessing wind power operating costs in the United States : Results from a survey of wind industry experts. *Renewable Energy Focus*, 30, 46–57. doi : 10.1016/j.ref.2019.05.003.

- World Bank & IFC. [Climate Smart Mining]. (2019). Introducing climate-smart mining. Repéré le 2022-06-13 à <https://miningwatch.ca/sites/default/files/dexhragepresentation-climate-smartmining.pdf>.
- Yin, S., Zhou, L., Du, X. & Yang, Y. (2019). Influence of temperature on performance of all vanadium redox flow battery : analysis of ionic mass transfer. *Ionics*, 25(2), 593–606. doi : 10.1007/s11581-018-2626-z.
- Zhang, C., Zhang, L., Ding, Y., Peng, S., Guo, X., Zhao, Y., He, G. & Yu, G. (2018). Progress and prospects of next-generation redox flow batteries. *Energy Storage Materials*, 15, 324–350. doi : 10.1016/j.ensm.2018.06.008.
- Zhang, M., Moore, M., Watson, J. S., Zawodzinski, T. A. & Counce, R. M. (2012). Capital Cost Sensitivity Analysis of an All-Vanadium Redox-Flow Battery. *Journal of The Electrochemical Society*, 159(8), A1183–A1188. doi : 10.1149/2.041208jes.
- Zuliani, J. & Guilbaud, J. (2020). Renewable energy in mining : A practical application for active operations. Repéré le 2022-06-13 à <https://www.canadianminingjournal.com/featured-article/renewable-energy-in-mining-a-practical-application-for-active-operations/>.