

**UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À RIMOUSKI**

**ANALYSE PRÉDICTIVE ET COMPARATIVE DE LA  
PRODUCTION ÉNERGÉTIQUE D'UNE CENTRALE  
ÉOLIENNE AUTONOME EN SITE ÉLOIGNÉ À  
L'AIDE DU LOGICIEL D'ANALYSE DE PROJET EN  
ÉNERGIES RENOUVELABLES RETSCREEN®  
INTERNATIONAL**

**MÉMOIRE DE RECHERCHE  
PRÉSENTÉ À  
L'UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À RIMOUSKI**

comme exigence partielle  
du programme de Maîtrise en ingénierie

**PAR  
PIERRE BEAUDOIN**

**Mai 2007**

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À RIMOUSKI  
Service de la bibliothèque

Avertissement

La diffusion de ce mémoire ou de cette thèse se fait dans le respect des droits de son auteur, qui a signé le formulaire « *Autorisation de reproduire et de diffuser un rapport, un mémoire ou une thèse* ». En signant ce formulaire, l'auteur concède à l'Université du Québec à Rimouski une licence non exclusive d'utilisation et de publication de la totalité ou d'une partie importante de son travail de recherche pour des fins pédagogiques et non commerciales. Plus précisément, l'auteur autorise l'Université du Québec à Rimouski à reproduire, diffuser, prêter, distribuer ou vendre des copies de son travail de recherche à des fins non commerciales sur quelque support que ce soit, y compris l'Internet. Cette licence et cette autorisation n'entraînent pas une renonciation de la part de l'auteur à ses droits moraux ni à ses droits de propriété intellectuelle. Sauf entente contraire, l'auteur conserve la liberté de diffuser et de commercialiser ou non ce travail dont il possède un exemplaire.

## AVANT PROPOS

Les travaux de recherche effectués dans ce mémoire ont été réalisés au département de mathématiques, informatique et génie de l'Université du Québec à Rimouski (UQAR), au sein d'un groupe de professeurs et d'étudiants ayant pour sujet commun de recherche l'énergie éolienne.

Je veux d'abord remercier Adrian Ilinca, professeur au département de mathématiques, informatique et génie de l'UQAR qui, suite à ma visite en janvier 2002, m'a offert la possibilité de réintégrer le milieu des études et de la recherche en acceptant d'être mon directeur de maîtrise. Il a généreusement partagé ses connaissances et a été d'un appui financier et moral inestimable.

Je tiens également à remercier M. Jean Louis Chaumel, professeur en gestion de projet au département des Sciences de Gestion de l'UQAR qui à titre de co-directeur de maîtrise, a aussi généreusement partagé son savoir et sa passion du domaine éolien. Il a aussi été d'un appui inestimable financièrement dans la réalisation de ce projet.

J'aimerais également remercier M. Antoine Lacroix, ingénieur en énergie éolienne, pour Ressources naturelles Canada à Ottawa (RNCAN), pour avoir accepté d'être évaluateur externe de ce travail de maîtrise.

Des remerciements aussi à mes collègues, Sylvain Dufour, Guillaume Tremblay, Jean-Louis Rétiveau, Philippe Venne, Mario Michaud, Laurent Desbarax et à tous le personnel du département mathématiques, informatique et génie de l'UQAR et en particulier, Cécile Auger. Des remerciements pour leur accueil, leur soutien et l'aide qu'ils ont su m'apporter lors de mes visites à Rimouski.

Enfin, je ne peux passer sous silence le soutien indéfectible et l'intérêt partagé par ma famille pour ce projet de maîtrise. Merci à Hortense, Pénélope, Virgile et à ma conjointe Lise Gaudet. Merci à tous.

## RÉSUMÉ

La production d'électricité aux Îles-de-la-Madeleine augmente à un rythme de 2 % par année selon les prévisions d'Hydro-Québec - Réseaux autonomes<sup>1</sup>, et devrait atteindre 195 GWh par an d'ici 2011 pour répondre aux besoins de l'archipel. Les Madelinots devront donc faire appel aux énergies renouvelables, tel l'éolien, pour répondre à l'augmentation de la demande, mais aussi pour des raisons environnementales et économiques liées à l'utilisation de la centrale thermique actuelle. Des études montrent que l'archipel, situé au milieu du Golf du Saint-Laurent, est parmi les régions offrant l'un des meilleurs potentiels éoliens au Canada<sup>2,3</sup>.

Dans ce mémoire, le potentiel éolien sur l'archipel est analysé sur la base de données statistiques portant sur la mesure de la vitesse du vent. Ces données proviennent de diverses sources, Environnement Canada (EC), le ministère des Ressources naturelles (MRN) du Québec et de stations anémométriques artisanales. Ces statistiques sont compilées sur des périodes allant de quelques mois jusqu'à dix ans et correspondent à la moyenne horaire de la vitesse du vent. L'énergie produite mensuellement par une centrale éolienne est estimée en utilisant les paramètres de la distribution de fréquence de Weibull. Les paramètres de

---

<sup>1</sup> Nouvelle estimation en date de mars 2005. Cette information provient d'une rencontre avec le directeur des opérations de la centrale thermique des Îles, le 8 mars 2005.

<sup>2</sup> Ilinca, Adrian ; Ed McCarthy ; Jean-Louis Chaumel et Jean-Louis Retiveau. 2003. «Wind Potential Assessment of Quebec Province». *Renewable Energy*, vol. 28, no 12 (octobre), pp. 1881-1897.

<sup>3</sup> McCarthy, E.; A. Ilinca; J.-L. Chaumel et C. Dugas. 1996. «Évaluation du potentiel éolien du Québec». Rapport technique. Rimouski : Université du Québec à Rimouski, [s. p.]

forme  $k$  et d'échelle  $c$  sont calculés à l'aide de la distribution statistique de la vitesse du vent mesurée et enregistrée sur une base horaire. Finalement, ces paramètres sont utilisés pour calculer l'énergie produite par une centrale éolienne d'une puissance de 35 kW implantée sur le site d'une usine de transformation des produits de la mer située à l'Étang-du-Nord, aux Îles-de-la-Madeleine.

L'objectif premier est donc de vérifier la rentabilité de toute centrale éolienne implantée sur l'archipel, d'évaluer les conditions favorables à toute implantation, d'en évaluer les impacts environnementaux sur un milieu fragile, à vocation touristique, et d'en évaluer les retombées commerciales. Le second objectif est d'établir les conditions et les paramètres pour lesquels l'évaluation de l'énergie disponible sur un site quelconque est la plus juste possible et ce, aux moindres coûts, par l'utilisation de ratios mensuels de la vitesse moyenne des vents combinés avec une courte période d'échantillonnage. Le dernier objectif est d'optimiser la gestion des charges liées à l'éolienne compte tenu de la variabilité des vents, même à faible vitesse, principalement dans un mode de production sans stockage d'énergie.

Au chapitre premier, après un bref historique du projet et l'énoncé des objectifs, nous présenterons les contraintes liées à l'implantation d'une centrale éolienne sur l'archipel en commençant par un rappel sur la production d'électricité par la centrale thermique de l'Étang-du-Nord et une description du réseau de distribution sur l'archipel. Puis nous présenterons les contraintes techniques, financières et socio-économiques liées à l'implantation d'une centrale éolienne en site isolé.

Au second chapitre, il sera question de l'évaluation du potentiel éolien sur le site sélectionné chez Pêcheries Gros-Cap (PGC). Nous présenterons à cet effet les éléments suivants :

- Les sources de données qui proviennent d'Environnement Canada, du ministère de Ressources naturelles du Québec et de stations de mesures anémométriques de type artisanal.
- La direction des vents dominants sur le site de Pêcheries Gros-Cap.
- La loi de Weibull et la loi de puissance qui décrivent la distribution de fréquence des vents à hauteur du moyeu de la turbine. Ces deux fonctions permettront le calcul de la moyenne annuelle de la vitesse du vent sur le site.
- Une description du site d'implantation de la turbine.
- Le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  permettant ainsi l'évaluation de l'énergie disponible et l'estimation de la production énergétique annuelle.

Puis il sera question dans ce même chapitre de l'estimation de la production annuelle d'électricité. Nous verrons l'historique de consommation du client et les économies d'énergie anticipées. Nous comparerons nos résultats avec ceux obtenus à l'aide du logiciel d'analyse de projets d'énergies renouvelables RETScreen<sup>®</sup> International. RETScreen<sup>®</sup> offre en plus une évaluation des gaz à effets de serre (GES) évités par l'utilisation de la centrale éolienne. Enfin, nous étudierons les impacts environnementaux conséquents à l'implantation de la centrale éolienne chez Pêcheries Gros-Cap.

Au chapitre trois, nous présenterons la centrale éolienne installée au Gros-Cap. Il sera question des machines asynchrones qui équipent la turbine, de leur mode de fonctionnement et des conditions d'opération de celles-ci. Il sera aussi question de la régulation de la tension lorsque l'on opère en mode autonome avec une génératrice asynchrone. Enfin, au quatrième chapitre, nous présenterons les performances obtenues par la centrale éolienne, c'est-à-dire la courbe de puissance, la production énergétique et le rendement global de la centrale éolienne. Le chapitre cinq présente la synthèse de chacun des chapitres.

À la lumière des observations et du rendement obtenu lors du fonctionnement de cette centrale éolienne de 35 kW, en mode autonome et sans stockage d'énergie, nous en concluons que pour ce type d'installation et de génératrice, cette centrale éolienne est rapidement devenue hors de prix compte tenu de la puissance générée par celle-ci, c'est-à-dire une valeur nominale de 18 kW. Par conséquent, les charges liées sont limitées par la puissance générée, mais aussi par l'exigence d'alimenter la génératrice en puissance réactive puisque nous sommes hors réseau et sans stockage d'énergie. De plus, la tour en aluminium a un effet limitatif sur la production énergétique. Quant à l'évaluation du potentiel éolien, il s'avère que l'utilisation du logiciel d'analyse de projet RETScreen® apporte une solution rapide, simple et complète pour tout projet d'implantation de centrale éolienne de faible puissance. Néanmoins, la variabilité du phénomène climatique confère à l'estimation de la production annuelle un caractère strictement indicatif.

L'archipel des Îles-de-la-Madeleine reste un lieu éloigné, qui peut devenir difficile d'accès à certaines périodes de l'année, augmentant d'autant les risques liés à la réalisation de tels projets. Les Madelinots eux-mêmes y voient peu d'intérêt puisque pour l'heure ce projet, comme bien d'autres avant lui, a démontré qu'il n'y avait aucune rentabilité à retirer d'une telle installation. Les efforts déployés pour rentabiliser la centrale éolienne via un branchement au réseau local de distribution d'électricité alimenté par la centrale thermique ont été vains et toutes les perspectives d'un développement futur de la filière éolienne aux Îles-de-la-Madeleine sont actuellement fermées.

## TABLE DES MATIÈRES

AVANT PROPOS.....	ii
RÉSUMÉ .....	iv
TABLE DES MATIÈRES.....	ix
LISTE DES TABLEAUX.....	xiii
LISTE DES FIGURES .....	xv
LISTE DES SIGLES ET ACRONIMES .....	xxiii
INTRODUCTION .....	1
<b>CHAPITRE PREMIER</b>	
<b>PROBLÉMATIQUE ET OBJECTIFS.....</b>	<b>3</b>
<b>1.1 Historique du projet .....</b>	<b>3</b>
<b>1.2 Objectifs visés et méthodologie.....</b>	<b>4</b>
<b>1.3 Contraintes liées à l’implantation d’une centrale éolienne sur l’archipel.....</b>	<b>7</b>
1.3.1 La consommation de combustible fossile aux Îles .....	8
1.3.2 Le réseau de distribution d’électricité des Îles-de-la-Madeleine .....	9
1.3.3 Les contraintes techniques .....	10
1.3.4 Les contraintes financières.....	13
1.3.5 Les contraintes socio-économiques .....	14
<b>CHAPITRE 2</b>	
<b>L’ÉTUDE DE FAISABILITÉ .....</b>	<b>20</b>

<b>2.1</b>	<b>L'analyse du potentiel éolien : la mesure du vent.....</b>	<b>20</b>
<b>2.2</b>	<b>Les sources de données météorologiques .....</b>	<b>21</b>
2.2.1	Données historiques d'Environnement Canada.....	22
2.2.2	Données du Ministère des Ressources naturelles du Québec .....	27
2.2.3	Données issues des stations artisanales sur les sites de Pêcheries Gros-Cap et de La Méduse.....	29
<b>2.3</b>	<b>La direction des vents dominants aux Îles-de-la-Madeleine et sur le site de Pêcheries Gros-Cap .....</b>	<b>36</b>
<b>2.4</b>	<b>La distribution fréquentielle des vents : la loi de Weibull .....</b>	<b>43</b>
2.4.1	Méthode des moindres carrés. ....	45
2.4.2	Méthode du maximum de vraisemblance .....	46
<b>2.5</b>	<b>Profil vertical de la vitesse des vents .....</b>	<b>49</b>
2.5.1	Loi logarithmique .....	50
2.5.2	Loi de puissance.....	52
<b>2.6</b>	<b>Caractérisation du site de Pêcheries Gros-Cap .....</b>	<b>54</b>
<b>2.7</b>	<b>Calcul des facteurs de forme et d'échelle pour le site du Gros-Cap .....</b>	<b>55</b>
<b>2.8</b>	<b>Estimation de la production annuelle d'électricité .....</b>	<b>63</b>
2.8.1	La distribution fréquentielle du vent sur le site de Pêcheries Gros-Cap.....	63
2.8.2	Estimation de la production annuelle d'électricité .....	67
2.8.3	Historique de consommation .....	69
2.8.4	Économies d'énergie anticipées.....	72
<b>2.9</b>	<b>Analyse du projet à l'aide du logiciel RETScreen® International.....</b>	<b>74</b>

2.9.1	Évaluation de la production énergétique de la centrale éolienne.....	74
2.9.2	Atténuation des émissions de gaz à effets de serre (GES).....	79
2.9.3	Autres impacts .....	82

### **CHAPITRE 3**

#### **IMPLANTATION DE LA CENTRALE ÉOLIENNE SUR LE SITE DU GROS-CAP**

.....		<b>89</b>
3.1	<b>Description de la centrale</b> .....	89
3.2	<b>La génératrice asynchrone triphasée</b> .....	91
3.3	<b>Régulation de la tension</b> .....	99

### **CHAPITRE 4**

#### **PERFORMANCES DE LA CENTRALE ÉOLIENNE SUR LE SITE DU GROS-CAP**

.....		<b>102</b>
4.1	<b>Performances de la turbine</b> .....	102
4.2	<b>Courbe de puissance de la turbine</b> .....	106
4.3	<b>Sommaire de production</b> .....	109

### **CHAPITRE 5**

#### **SYNTHÈSE DES CHAPITRES**.....

5.1	<b>Synthèse du chapitre 1 : problématique et objectifs</b> .....	111
5.2	<b>Synthèse du chapitre 2 : l'étude de faisabilité</b> .....	116
5.2.1	Calcul des facteurs de forme et d'échelle pour le site du Gros-Cap.....	122
5.2.2	Évaluation de la production énergétique par la centrale éolienne à l'aide de RETScreen® International .....	126

<b>5.3 Synthèse du chapitre 3 : implantation de la centrale éolienne sur le site du Gros-Cap.....</b>	<b>129</b>
<b>5.4 Synthèse du chapitre 4 : performances de la centrale éolienne sur le site du Gros-Cap.....</b>	<b>131</b>
<b>CONCLUSION .....</b>	<b>134</b>
<b>BIBLIOGRAPHIE.....</b>	<b>140</b>
<b>ANNEXE A Influence des paramètres de forme k et d'échelle c sur la distribution de fréquence de la vitesse du vent : loi de Weibull et de Rayleigh .....</b>	<b>143</b>
<b>ANNEXE B La distribution fréquentielle de la vitesse du vent .....</b>	<b>147</b>
<b>ANNEXE C La direction des vents dominants aux Îles-de-la-Madeleine .....</b>	<b>149</b>
<b>ANNEXE D Calcul des paramètres de forme k et d'échelle c de la loi de Weibull par la méthode des moindres carrés .....</b>	<b>165</b>
<b>ANNEXE E Estimation de la production annuelle d'électricité.....</b>	<b>195</b>
<b>ANNEXE F Tarification moyenne puissance (Tarif M) d'Hydro-Québec.....</b>	<b>203</b>
<b>ANNEXE G Feuille d'analyse de projet (RETScreen<sup>®</sup>) : centrale éolienne chez Pêcheries Gros-Cap .....</b>	<b>207</b>

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Valeurs des paramètres de forme k et d'échelle c calculées par Environnement Canada pour la station des Îles-de-la-Madeleine. (Période : 1968 à 1976) .....	24
Tableau 2 : Valeurs des paramètres de forme k et d'échelle c calculées par Environnement Canada pour la station des Îles-de-la-Madeleine. (Période : 1961 à 1990) .....	24
Tableau 3 : Statistique de validation des données de vent suite aux mesures du potentiel éolien du Ministère des Ressources naturelles du Québec .....	29
Tableau 4 : Estimation de la moyenne annuelle de la vitesse du vent sur le site de Pêcheries Gros-Cap .....	32
Tableau 5 : Positions et altitudes des diverses stations de mesures de la vitesse du vent sur l'archipel des Îles-de-la-Madeleine .....	36
Tableau 6 : Les facteurs de rugosité $Z_0$ selon différents types de terrain. ....	51
Tableau 7 : Calcul des paramètres de variation de la vitesse du vent et des paramètres de la fonction de distribution de Weibull à l'aide de la <i>méthode graphique</i> pour la station du MRN (mesures à 20 m).....	58
Tableau 8 : Calcul des paramètres de variation de la vitesse du vent et des paramètres de la fonction de distribution de Weibull à l'aide de la <i>méthode graphique</i> pour la station du MRN (mesures à 40 m).....	58
Tableau 9 : Calcul des paramètres de variation de la vitesse du vent et des paramètres de la fonction de distribution de Weibull à l'aide de la <i>méthode graphique</i> pour les stations du Gros-Cap et de La Méduse .....	60
Tableau 10 : Comparaison des paramètres de la fonction de Weibull pour les stations des Îles, normalisés à la hauteur du moyeu (15 m) .....	61
Tableau 11 : Historique de consommation chez Pêcheries Gros-Cap en 2001 .....	70
Tableau 12 : Historique de consommation chez Pêcheries Gros-Cap en 2002 .....	71
Tableau 13 : Historique de consommation chez Pêcheries Gros-Cap en 2003 .....	71
Tableau 14 : Paramètres d'entrée/sortie pour l'analyse de la production d'énergie éolienne à l'aide de RETScreen® .....	77
Tableau 15 : Facteur d'émissions et rendement de conversion par défaut .....	80
Tableau 16 : Observations et résultats notés lors des mesures du bruit sous diverses conditions autour du site d'implantation de la centrale éolienne.....	85

Tableau 17 : Caractéristiques électriques moyennes des moteurs d'induction (triphase) à cage d'écureuil .....	93
Tableau 18 : Caractéristiques techniques du module Co-GenE .....	101
Tableau 19 : Valeurs comparatives de la vitesse moyenne mensuelle du vent et de la production énergétique estimée et mesurée pour la même saison soit à l'été 2003 et à l'été 2005 .....	103
Tableau 20 : Comparaison des moyennes mensuelles de la vitesse du vent .....	103
Tableau 21 : Production énergétique estimée (en 2003) et réelle (en 2005) de la turbine éolienne .....	104
Tableau 22 : Production énergétique estimée (en 2003) et réelle (en 2005) de la turbine PGE-35.....	110
Tableau 23 : Distribution fréquentielle de la vitesse de vents sur le site de Pêcheries Gros-Cap .....	148
Tableau 24 : Répartition statistique (en valeur absolue) des directions de la vitesse du vent aux Îles-de-la-Madeleine. (Valeurs mensuelles et annuelles.) Données historiques d'Environnement Canada, période de 1968-1976 .....	151
Tableau 25 : Estimation de l'énergie produite par la turbine éolienne selon l'angle de calage. La production est estimée pour la distribution fréquentielle (du vent) de juin 2003 .....	197
Tableau 26 : Estimation de l'énergie produite par la turbine éolienne selon l'angle de calage. La production est estimée pour la distribution fréquentielle (du vent) de juillet 2003 .....	198
Tableau 27 : Estimation de l'énergie produite par la turbine éolienne selon l'angle de calage. La production est estimée pour la distribution fréquentielle (du vent) en août 2003 .....	199
Tableau 28 : Estimation de la production annuelle d'électricité pour le site de Pêcheries Gros-Cap .....	202
Tableau 29 : Tarif M d'Hydro-Québec en vigueur depuis le 1er avril 2006 .....	203
Tableau 30 : Exemple de calcul d'une facture au tarif affaires – <i>Moyenne puissance</i> (tarif M) durant la période estivale .....	205
Tableau 31 : Exemple de calcul d'une facture au tarif affaires – <i>Moyenne puissance</i> (Tarif M) durant la période hivernale .....	206

## LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Variations mensuelles des paramètres de formes $k$ et d'échelle $c$ pour la station <i>Grindstone Island</i> d'Environnement Canada. Périodes des relevés météorologiques : 1968 à 1976 et 1961 à 1990 .....	26
Figure 2 : Variations mensuelles de la vitesse moyenne du vent et de l'écart (%). Comparaison entre les estimations de ces moyennes mensuelles calculées pour chacun des mois de référence de la campagne de mesures en 2003 .....	34
Figure 3 : Rose des vents en juillet. Station <i>Grindstone Island</i> aux Îles-de-la-Madeleine. Données pour la période 1968-1976. (Rapport d'Environnement Canada, ARD-92-003-F, Cartes des ressources en énergie éolienne du Canada) .....	38
Figure 4 : Fréquences et vitesses moyennes des vents selon leurs directions, en juillet, aux Îles-de-la-Madeleine. Données issues des Cartes climatologiques du Saint-Laurent ..	40
Figure 5 : Représentation annuelle de la rose des vents. Station <i>Grindstone Island</i> aux Îles-de-la-Madeleine. Données pour la période 1968-1976. (Rapport d'Environnement Canada, ARD-92-003-F, Cartes des ressources en énergie éolienne du Canada) .....	40
Figure 6 : Rose des vents à la station du Gros-Cap, aux Îles-de-la-Madeleine. Issue des données mesurées en juin lors de la campagne de mesures de l'été 2003 .....	41
Figure 7 : Rose des vents à la station du Gros-Cap, aux Îles-de-la-Madeleine. Issue des données mesurées en juillet lors de la campagne de mesures de l'été 2003 .....	42
Figure 8 : Rose des vents à la station du Gros-Cap, aux Îles-de-la-Madeleine. Issue des données mesurées en août lors de la campagne de mesures de l'été 2003 .....	42
Figure 9 : Variation de l'erreur en fonction du nombre d'itérations pour la méthode MLM .....	47
Figure 10 : Comparaison de la distribution de fréquence réelle avec les distributions calculées par les méthodes des moindres carrés et MLM .....	48
Figure 11 : Comparaison des distributions de Weibull obtenues par les deux méthodes de calcul (moindres carrés et MLM) .....	48
Figure 12 : Abaque permettant l'évaluation du coefficient de la loi de puissance en fonction de la rugosité et de la vitesse du vent .....	53
Figure 13 : Localisation de l'usine de Pêcheries Gros-Cap .....	54

Figure 14 : Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes $k$ et d'échelle $c$ par la méthode des moindres carrés. Données de juillet 2003, station du Gros-Cap .....	57
Figure 15 : Corrélation entre la variabilité relative de la vitesse du vent ( $\sigma/\bar{v}$ ) et le facteur de forme $k$ de la distribution de Weibull .....	60
Figure 16 : Corrélation entre la distribution réelle des vitesses du vent et la loi de Weibull à la station du Gros-Cap au mois de juin 2003 .....	65
Figure 17 : Corrélation entre la distribution réelle des vitesses du vent et la loi de Weibull à la station du Gros-Cap au mois de juillet 2003. La deuxième courbe représente Weibull sans les données de vent inférieures à 4 m/s .....	66
Figure 18 : Corrélation entre la distribution réelle des vitesses du vent et la loi de Weibull à la station du Gros-Cap au mois d'août 2003. La deuxième courbe représente Weibull sans les données de vent inférieures à 4 m/s .....	66
Figure 19 : Les courbes de puissance calculées pour différents angles de calage des pales de l'éolienne .....	68
Figure 20 : Illustration des emplacements de mesures du bruit autour de l'usine de Pêcheries Gros-Cap et du couvert forestier .....	83
Figure 21 : Vue aérienne du secteur de Gros-Cap aux Îles-de-la-Madeleine et du site d'implantation de l'éolienne .....	87
Figure 22 : Glissement nominal pour les machines asynchrones en fonction de leur puissance électrique et du nombre de pôles par phase.....	92
Figure 23 : Bilan de la puissance d'un moteur asynchrone opérant en mode génératrice....	94
Figure 24 : Génératrice asynchrone en mode autonome. Les condensateurs fournissent la puissance réactive nécessaire au champ magnétique.....	97
Figure 25 : Circuit équivalent d'une machine asynchrone alimentée en puissance réactive	98
Figure 26 : Diagramme vectoriel du circuit équivalent d'une machine asynchrone alimentée en puissance réactive .....	98
Figure 27 : Variation de la puissance électrique versus la vitesse du vent mesurée sur une période de 30 secondes .....	99
Figure 28 : Variation de la puissance électrique générée par la turbine éolienne sur une période de 60 s .....	100
Figure 29 : Courbe de puissance de la turbine éolienne du projet des Îles-de-la-Madeleine mesurée à l'automne 2005 .....	107
Figure 30 : Influence du facteur d'échelle $c$ sur la distribution de fréquence de la vitesse des vents ( $k=2$ ) .....	144

Figure 31 : Influence du facteur de forme k sur la distribution de fréquence de la vitesse des vents ( $c = 10$ m/s).....	144
Figure 32 : Rose des vents en janvier. Station <i>Grindstone Island</i> aux Îles-de-la-Madeleine. Données pour la période 1968-1976. (Rapport d'Environnement Canada, ARD-92-003-F, Cartes des ressources en énergie éolienne du Canada) .....	152
Figure 33 : Fréquence et vitesse moyenne des vents selon leurs directions, en janvier, aux Îles-de-la-Madeleine. Données issues des Cartes climatologiques du Saint-Laurent	152
Figure 34 : Rose des vents en février. Station <i>Grindstone Island</i> aux Îles-de-la-Madeleine. Données pour la période 1968-1976. (Rapport d'Environnement Canada, ARD-92-003-F, Cartes des ressources en énergie éolienne du Canada) .....	153
Figure 35 : Fréquence et vitesse moyenne des vents selon leurs directions, en février, aux Îles-de-la-Madeleine. Données issues des Cartes climatologiques du Saint-Laurent	153
Figure 36 : Rose des vents en mars. Station <i>Grindstone Island</i> aux Îles-de-la-Madeleine. Données pour la période 1968-1976. (Rapport d'Environnement Canada, ARD-92-003-F, Cartes des ressources en énergie éolienne du Canada) .....	154
Figure 37 : Fréquence et vitesse moyenne des vents selon leurs directions, en mars, aux Îles-de-la-Madeleine. Données issues des Cartes climatologiques du Saint-Laurent	154
Figure 38 : Rose des vents en avril. Station <i>Grindstone Island</i> aux Îles-de-la-Madeleine. Données pour la période 1968-1976. (Rapport d'Environnement Canada, ARD-92-003-F, Cartes des ressources en énergie éolienne du Canada) .....	155
Figure 39 : Fréquence et vitesse moyenne des vents selon leurs directions, en avril, aux Îles-de-la-Madeleine. Données issues des Cartes climatologiques du Saint-Laurent	155
Figure 40 : Rose des vents en mai. Station <i>Grindstone Island</i> aux Îles-de-la-Madeleine. Données pour la période 1968-1976. (Rapport d'Environnement Canada, ARD-92-003-F, Cartes des ressources en énergie éolienne du Canada) .....	156
Figure 41 : Fréquence et vitesse moyenne des vents selon leurs directions, en mai, aux Îles-de-la-Madeleine. Données issues des Cartes climatologiques du Saint-Laurent.....	156
Figure 42 : Rose des vents en juin. Station <i>Grindstone Island</i> aux Îles-de-la-Madeleine. Données pour la période 1968-1976. (Rapport d'Environnement Canada, ARD-92-003-F, Cartes des ressources en énergie éolienne du Canada) .....	157
Figure 43 : Fréquence et vitesse moyenne des vents selon leurs directions, en juin, aux Îles-de-la-Madeleine. Données issues des Cartes climatologiques du Saint-Laurent.....	157
Figure 44 : Rose des vents en juillet. Station <i>Grindstone Island</i> aux Îles-de-la-Madeleine. Données pour la période 1968-1976. (Rapport d'Environnement Canada, ARD-92-003-F, Cartes des ressources en énergie éolienne du Canada) .....	158
Figure 45 : Fréquence et vitesse moyenne des vents selon leurs directions, en juillet, aux Îles-de-la-Madeleine. Données issues des Cartes climatologiques du Saint-Laurent	158

- Figure 46 : Rose des vents en août. Station *Grindstone Island* aux Îles-de-la-Madeleine. Données pour la période 1968-1976. (Rapport d'Environnement Canada, ARD-92-003-F, Cartes des ressources en énergie éolienne du Canada) ..... 159
- Figure 47 : Fréquence et vitesse moyenne des vents selon leurs directions, en août, aux Îles-de-la-Madeleine. Données issues des Cartes climatologiques du Saint-Laurent..... 159
- Figure 48 : Rose des vents en septembre. Station *Grindstone Island* aux Îles-de-la-Madeleine. Données pour la période 1968-1976. (Rapport d'Environnement Canada, ARD-92-003-F, Cartes des ressources en énergie éolienne du Canada) ..... 160
- Figure 49 : Fréquence et vitesse moyenne des vents selon leurs directions, en septembre, aux Îles-de-la-Madeleine. Données issues des Cartes climatologiques du Saint-Laurent ..... 160
- Figure 50 : Rose des vents en octobre. Station *Grindstone Island* aux Îles-de-la-Madeleine. Données pour la période 1968-1976. (Rapport d'Environnement Canada, ARD-92-003-F, Cartes des ressources en énergie éolienne du Canada) ..... 161
- Figure 51 : Fréquence et vitesse moyenne des vents selon leurs directions, en octobre, aux Îles-de-la-Madeleine. Données issues des Cartes climatologiques du Saint-Laurent 161
- Figure 52 : Rose des vents en novembre. Station *Grindstone Island* aux Îles-de-la-Madeleine. Données pour la période 1968-1976. (Rapport d'Environnement Canada, ARD-92-003-F, Cartes des ressources en énergie éolienne du Canada) ..... 162
- Figure 53 : Fréquence et vitesse moyenne des vents selon leurs directions, en novembre, aux Îles-de-la-Madeleine. Données issues des Cartes climatologiques du Saint-Laurent ..... 162
- Figure 54 : Rose des vents en décembre. Station *Grindstone Island* aux Îles-de-la-Madeleine. Données pour la période 1968-1976. (Rapport d'Environnement Canada, ARD-92-003-F, Cartes des ressources en énergie éolienne du Canada) ..... 163
- Figure 55 : Fréquence et vitesse moyenne des vents selon leurs directions, en décembre, aux Îles-de-la-Madeleine. Données issues des Cartes climatologiques du Saint-Laurent ..... 163
- Figure 56 : Rose des vents en mars 2003, sur le site d'Havre-aux-Maisons aux Îles-de-la-Madeleine..... 164
- Figure 57 : Rose des vents en avril 2003, sur le site d'Havre-aux-Maisons aux Îles-de-la-Madeleine..... 164
- Figure 58 : Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. Données de janvier 2001 à 20 m de hauteur, du Ministère des Ressources naturelles du Québec 166
- Figure 59 : Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des

paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. Données de janvier 2001 à 40 m de hauteur, du Ministère des Ressources naturelles du Québec 167

Figure 60 : Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. Données de février 2001 à 20 m de hauteur, du Ministère des Ressources naturelles du Québec .. 168

Figure 61 : Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. Données de février 2001 à 40 m de hauteur, du Ministère des Ressources naturelles du Québec .. 169

Figure 62 : Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. Données de mars 2001 à 20 m de hauteur, du Ministère des Ressources naturelles du Québec.... 170

Figure 63 : Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. Données de mars 2001 à 40 m de hauteur, du Ministère des Ressources naturelles du Québec.... 171

Figure 64 : Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. Données d'avril 2001 à 20 m de hauteur, du Ministère des Ressources naturelles du Québec. 172

Figure 65 : Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. Données d'avril 2001 à 40 m de hauteur, du Ministère des Ressources naturelles du Québec. 173

Figure 66: Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. Données de mai 2001 à 20 m de hauteur, du Ministère des Ressources naturelles du Québec ..... 174

Figure 67 : Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. Données de mai 2001 à 40 m de hauteur, du Ministère des Ressources naturelles du Québec ..... 175

Figure 68 : Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. Données de juin 2001 à 20 m de hauteur, du Ministère des Ressources naturelles du Québec ..... 176

- Figure 69 : Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. Données de juin 2001 à 40 m de hauteur, du Ministère des Ressources naturelles du Québec ..... 177
- Figure 70 : Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. Données de juillet 2001 à 20 m de hauteur, du Ministère des Ressources naturelles du Québec .. 178
- Figure 71 : Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. Données de juillet 2001 à 40 m de hauteur, du Ministère des Ressources naturelles du Québec .. 179
- Figure 72 : Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. Données d'août 2001 à 20 m de hauteur, du Ministère des Ressources naturelles du Québec . 180
- Figure 73 : Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. Données d'août 2001 à 40 m de hauteur, du Ministère des Ressources naturelles du Québec . 181
- Figure 74 : Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. Données de septembre 2001 à 20 m de hauteur, du Ministère des Ressources naturelles du Québec ..... 182
- Figure 75 : Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. Données de septembre 2001 à 40 m de hauteur, du Ministère des Ressources naturelles du Québec ..... 183
- Figure 76 : Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. Données d'octobre 2001 à 20 m de hauteur, du Ministère des Ressources naturelles du Québec ..... 184
- Figure 77 : Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. Données d'octobre 2001 à 40 m de hauteur, du Ministère des Ressources naturelles du Québec ..... 185

- Figure 78 : Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. Données de novembre 2001 à 20 m de hauteur, du Ministère des Ressources naturelles du Québec ..... 186
- Figure 79 : Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. Données de novembre 2001 à 40 m de hauteur, du Ministère des Ressources naturelles du Québec ..... 187
- Figure 80 : Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. Données de décembre 2001 à 20 m de hauteur, du Ministère des Ressources naturelles du Québec ..... 188
- Figure 81 : Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. Données de décembre 2001 à 40 m de hauteur, du Ministère des Ressources naturelles du Québec ..... 189
- Figure 82 : Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. À partir des données de juin 2003 de la station du Gros-Cap ..... 190
- Figure 83 : Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. À partir des données de juillet 2003 de la station du Gros-Cap ..... 191
- Figure 84 : Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. À partir des données d'août 2003 de la station du Gros-Cap. .... 192
- Figure 85 : Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. À partir des données de mars 2003 de la station La Méduse..... 193
- Figure 86 : Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. À partir des données d'avril 2003 de la station La Méduse ..... 194

Figure 87 : Feuille du Modèle énergétique du projet Pêcheries Gros-Cap dans RETScreen® .....	209
Figure 88 : Feuille Équipements du projet Pêcheries Gros-Cap dans RETScreen® .....	210
Figure 89 : Courbe de puissance de la turbine éolienne. Valeurs certifiées par le Groupe éolien de l'UQAR .....	211
Figure 90 : Feuille Équipements : courbes de puissance et d'énergie produite par la centrale éolienne du projet Pêcheries Gros-Cap dans RETScreen® .....	212
Figure 91 : Feuille d'Analyse des GES du projet Pêcheries Gros-Cap dans RETScreen®	213

## LISTE DES SIGLES ET ACRONIMES

### Liste des acronymes :

.txt:	fichier texte
CSA :	Canadien Standard Association : Association canadienne de normalisation
EC :	Environnement Canada
GES :	gaz à effets de serre
MENV :	ministère de l'environnement du Québec
MRN :	ministère des Ressources Naturelles du Québec
MLM:	Maximum Likelihood Method : méthode du maximum vraisemblance
PGC :	Pêcheries Gros-Cap
PGE-35 :	Plastiques Gagnon Éolien – éolienne de 35 kW
PMPE :	Programme de mesure du potentiel éolien
UQAR :	Université du Québec à Rimouski

### Liste de symboles :

\$/kW :	dollar par kilowatt
$\mu$ F :	microfarad
¢/kWh :	cent par kilowatt-heure

° :	degré
C° :	degré Celsius
CH <sub>4</sub> :	Méthane
CO <sub>2</sub> :	Dioxyde de carbone
dB:	décibel
PF :	Power Factor : facteur de puissance
GWh :	gigawatt-heure
H <sub>2</sub> O :	Eau (vapeur d'eau)
hp :	horsepower : cheval-vapeur
Hz :	hertz
kg/GJ:	kilogramme par gigajoule
km/h:	kilomètre par heure
kPa :	kilopascal
kV :	kilovolt
kVA :	kilovoltampère
kVAh :	kilovoltampère-heure
kvar :	kilovoltampère réactif
kVARh :	kilovoltampère-heures réactif
kVh :	kilovolt-heure
kW :	kilowatt
kWh :	kilowatt-heure
kWh/jour :	kilowatt-heure par jour

kWh/mois:	kilowatt-heures par mois
m:	mètre
m/s:	mètre par seconde
m <sup>2</sup> :	mètre carré
MW:	mégawatt
MWh :	mégawatt-heure
N <sub>2</sub> O :	Oxyde nitreux
O <sub>3</sub> :	Ozone
r/min :	révolution par minute
tco <sup>2</sup> /MWh:	tonne dioxyde de carbone (co <sup>2</sup> ) par mégawatt-heure
tr/min:	tour par minute
V:	volt
W:	watt
Wh/m:	watt-heure par mètre

## INTRODUCTION

Comme bon nombre de gens vivant en région isolée, les Madelinots dépendent des combustibles fossiles pour répondre à leur besoin énergétique. L'électricité est produite par une centrale thermique qui en consomme environ 38 millions de litres par an<sup>4</sup>. L'électricité ainsi produite est parmi les plus onéreuses de la province. La prévision<sup>5</sup> des besoins en électricité des Madelinots est évaluée à 196 GWh pour l'an 2011, soit une augmentation d'environ 1,6 % par an. Sans le *Programme d'efficacité énergétique*, cette augmentation serait de 3,8 % par année, avec une pointe à 58 MW comparativement à 35 MW actuellement.

Malgré son jeune âge, la centrale thermique exige des entretiens de plus en plus fréquents et coûteux. Plusieurs options pourraient être envisagées au cours des prochaines années : un premier scénario se rapporte à l'augmentation des capacités de production de la centrale thermique. Un second scénario provient de l'exploitation projetée des ressources gazières du Golf Saint-Laurent. Enfin, il y a l'exploitation d'autres ressources telles que le vent ou le soleil. Deux facteurs importants influencent le développement socio-économique des insulaires en matière d'énergie, le monopole de la société d'État et la petitesse de leur

---

<sup>4</sup> La centrale thermique des Îles-de-la-Madeleine. De l'énergie à voir... Hydro-Québec. Prospectus produit par l'agence de publicité Gemini.

<sup>5</sup> Îles-de-la-Madeleine (2001-10-25)R-3470-2001.HQD-3, document 1.

marché<sup>6</sup>. Ceci se traduit par une culture d'utilisation des services publics sans égard à leurs coûts, leur efficacité, leur rendement ou à leur impact sur l'environnement.

Dans le domaine des pêches, la production de froid est l'un des principaux facteurs de consommation d'électricité dans les usines de transformation des produits de la mer. Pêcheries Gros-Cap est actuellement la plus importante usine du secteur des pêches sur l'archipel. Pour appuyer son développement, l'entreprise compte sur l'électricité pour maintenir ses opérations tout au long de l'année. Afin de profiter de produits frais disponibles sur le *spot market* de la Nouvelle-Angleterre et des Maritimes, l'usine a besoin d'avoir à sa disposition des entrepôts frigorifiques en opération. La régulation de la demande d'électricité à l'aide d'un module de régulation permettrait une gestion efficace de la consommation d'électricité selon les saisons et une réduction de la puissance de pointe exigée au réseau local. La technologie développée par Audace Technologies Inc., le module *Co-GenE*, gère l'alimentation des équipements reliés à une centrale et permet donc l'implantation de la biénergie avec l'éolien comme source alternative.

---

<sup>6</sup> Îles-de-la-Madeleine (2001-10-25)R-3470-2001.HQD-3, document 1. Nombre de clients : 6 680.

## CHAPITRE PREMIER

### PROBLÉMATIQUE ET OBJECTIFS

#### 1.1 Historique du projet

La croissance de la demande énergétique et les préoccupations environnementales sont à l'origine de la forte croissance<sup>7</sup> de la filière éolienne à travers le monde. Au Québec cependant, c'est au milieu des années 90 que l'éolien a pris son envol avec la réalisation du parc le Nordais en Gaspésie. Il est à l'origine de la plus importante équipe de chercheurs dans ce domaine au Canada, le Groupe Éolien de l'Université du Québec à Rimouski (UQAR). Mais il revient à deux entreprises québécoises, Plastique Gagnon Inc. et Audace Technologies Inc., d'avoir développé depuis plus de cinq ans une première éolienne de petite puissance entièrement fabriquée au Québec. Pour y parvenir, elles ont su s'adjoindre le support de plusieurs organismes publics tel le ministère des Ressources naturelles du Québec, le Conseil national de recherches du Canada, Développement économique Canada et Ressources naturelles Canada.

Le défi technologique de la production d'électricité par l'éolien réside dans la variation permanente de la vitesse du vent qui crée des variations en tension et en fréquence à la sortie de la génératrice. L'éolienne couplée au réseau local d'électricité est forcée de se

---

<sup>7</sup> 20 % en moyenne durant la dernière décennie.

stabiliser autour de la tension et de la fréquence du réseau. Sans couplage, l'éolienne devra s'autoréguler. C'est là que le Groupe Éolien de l'Université du Québec à Rimouski a finalisé la mise au point d'un module de pilotage et de régulation de centrales éoliennes de petite ou moyenne puissance. Le module *Co-GenE* permet une utilisation de la centrale éolienne en mode autonome ou reliée au réseau électrique en respectant les normes en vigueur (CSA). D'autres entreprises du Québec contribuent à la réalisation de l'éolienne en fournissant divers composants comme le panneau de puissance haute tension, les roulements, le système de charge ou la tour.

## **1.2 Objectifs visés et méthodologie**

Selon le site, éloigné ou non du réseau électrique, le type de client, résidentiel, commercial ou industriel ou le régime des vents, l'architecture de la centrale éolienne peut se présenter sous quatre configurations : une centrale autonome avec ou sans stockage d'énergie, une centrale automatique reliée au réseau ou une centrale éolien-diesel à haute pénétration. Les Îles-de-la-Madeleine étaient, jusqu'à tout récemment, assujetties à un moratoire interdisant le branchement de centrale éolienne de petite puissance au réseau local d'électricité. C'est pourquoi il a été proposé pour le projet à l'usine du Gros-Cap une configuration autonome sans stockage d'énergie. La centrale éolienne alimente ainsi des charges dédiées sans aucun apport extérieur. La PGE-35 est une éolienne tripale avec un multiplicateur et une génératrice asynchrone SEW. La turbine est montée sur une tour tubulaire tripode en aluminium d'une hauteur de 14 m. Le module *Co-GenE* effectue une

gestion automatique des charges et son panneau de distribution de puissance fournit une alimentation de 600 volts.

Le régime des vents varie selon les saisons et, au Québec, il est généralement plus faible en été qu'en hiver. Contrairement au domaine résidentiel où la demande d'électricité est plus forte l'hiver, les usines de transformation des produits de la mer ont une consommation d'électricité plus forte en saison estivale. La production de froid en est la cause, les pompes et les compresseurs opèrent durant toute la saison de la pêche qui se prolonge avec la saison touristique. Par ailleurs, une diversification des activités offre l'opportunité aux entreprises de ce secteur d'opérer durant toute l'année. C'est pourquoi la centrale éolienne en mode autonome alimente des charges dédiées permettant de soustraire leur alimentation du réseau local d'électricité. Outre la réduction de la consommation d'électricité fournie par le réseau, une diminution de la puissance de crête permettrait des économies significatives à l'entreprise selon le mode de tarification de la puissance souscrite.

L'obligation d'opérer une centrale éolienne en mode autonome et les contraintes de coûts ont donc défini les objectifs de ce mémoire. La méthodologie s'approche de l'étude de faisabilité comme pour tous projets d'énergies renouvelables. Les objectifs sont donc :

1<sup>er</sup> – D'étudier la rentabilité du projet par l'évaluation des conditions d'implantation sur l'archipel et l'analyse des contraintes (techniques, financières et sociales) liées à un site isolé. Nous chercherons à mesurer les impacts environnementaux en estimant les GES évités par l'utilisation de la centrale éolienne, mais aussi en analysant les impacts subséquents à l'installation de la centrale éolienne chez Pêcheries Gros-Cap.

2<sup>e</sup> – D'établir les conditions et les paramètres pour une évaluation du potentiel éolien la plus juste possible et ce, aux moindres coûts compte tenu de la faible puissance installée. Pour ce faire, nous utiliserons diverses sources de données existantes permettant de valider notre échantillonnage. Par une courte campagne de mesures du vent (moins de trois mois), nous évaluerons :

- la moyenne annuelle de la vitesse du vent par la méthode classique des moindres carrés,
- établirons la direction des vents dominants sur le site de Pêcheries Gros-Cap,
- évaluerons les paramètres de forme  $k$  et d'échelle  $c$  qui caractérisent le site du Gros-Cap, ce qui permettra l'estimation de la production annuelle d'électricité et des économies d'énergie anticipées.

Afin de valider notre estimation de la production annuelle énergétique, celle-ci sera comparée au résultat obtenu à l'aide du logiciel d'analyse de projet RETScreen<sup>®</sup>.

3<sup>e</sup> – D'optimiser la gestion des charges, compte tenu de la variabilité du vent pour une centrale éolienne opérant en mode autonome, sans stockage d'énergie. Pour ce faire, nous allons :

- décrire les composants de la centrale éolienne puis analyser les conditions de fonctionnement d'une génératrice asynchrone,
- estimer le bilan de puissance de la turbine et
- mesurer la production énergétique, établir la courbe de puissance de la centrale éolienne et son rendement.

Comme nous l'avons déjà mentionné, nos objectifs sont motivés par la réduction des coûts et des risques liés à l'installation d'une centrale éolienne de faible puissance. Nous tenterons donc de répondre à la question suivante : Peut-on, de manière simple et rapide, estimer la production énergétique annuelle d'une centrale éolienne (de petite ou moyenne puissance) avec un écart d'environ 10 % par rapport à la production réelle? Nous souhaitons démontrer qu'il n'est pas nécessaire de faire une longue campagne de mesures de la vitesse du vent, par exemple d'une année, pour planifier l'installation d'une centrale éolienne de faible ou moyenne puissance. En plus, l'utilisation de RETScreen<sup>®</sup> est rentable car il simplifie et accélère la réalisation de l'étude de faisabilité avant toute implantation de centrale éolienne.

### **1.3 Contraintes liées à l'implantation d'une centrale éolienne sur l'archipel**

Les Îles-de-la-Madeleine forment une communauté d'environ 13 000 personnes possédant des infrastructures bien développées pour les servir : hôpital, écoles, cégep, aéroport, ports, usines, mine, ainsi que plusieurs commerces et restaurants pouvant accueillir plus de 50 000 visiteurs en période estivale. L'économie des Îles est soutenue à part égale par les secteurs de la pêche, le tourisme et les services. Elles font partie de la grande région administrative appelée «Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine» et, en l'occurrence, plusieurs administrations et services gouvernementaux relèvent de Gaspé. Cette situation

est une source de tension constante entre les instances des Îles et celles de la Gaspésie et ce, à tous les niveaux, sans distinction de service gouvernemental ou d'entreprise<sup>8</sup>.

### 1.3.1 La consommation de combustible fossile aux Îles

Les Îles-de-la-Madeleine, comme bon nombre de régions isolées, s'appuient sur les combustibles fossiles pour répondre à leur besoin énergétique. L'électricité est produite par une centrale thermique d'une puissance nominale de 70 MW<sup>9</sup>, bientôt âgée d'une quinzaine d'années et alimentée au mazout lourd no 6. Celle-ci en consomme plus de 38 millions de litres par an. Par ailleurs, le chauffage résidentiel au mazout léger est soutenu par un *Programme d'efficacité énergétique* permettant à l'entreprise de gérer la croissance de la demande d'électricité. Ce programme comprend une compensation pour le prix du mazout avec avantage économique de 30 %, un programme d'entretien annuel, la réparation et le dépannage, un programme de remplacement des chaudières et une aide financière à la conversion pour les nouvelles constructions<sup>10</sup>. Pour Hydro-Québec, l'énergie ainsi produite est l'une des plus dispendieuses de la province, soit de l'ordre de 16 ¢ le kWh, coût qui heureusement ne se retrouve pas exclusivement sur la facture d'électricité des Madelinots<sup>11</sup>. Enfin, le secteur des transports accapare le reste de la consommation des combustibles fossiles sur l'archipel.

---

<sup>8</sup> Chambre de Commerce des Îles-de-la-Madeleine. 2003. *Forum économique et de développement des Îles-de-la-Madeleine*. Îles-de-la-Madeleine. [s. p.]

<sup>9</sup> Un groupe de 6 moteurs-alternateurs *Sulzer Diesel*, 16 soupapes en V, de 11,52 MW chacun, tournant à 514 tr/min.

<sup>10</sup> Particularités des réseaux autonomes. Hydro-Québec Distribution. Demande R-3492-2002. Original: 2002-07-03 HQD-2, Document 2.1. <http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3492-02/Requete3492/HQD-02-02-1.pdf>

<sup>11</sup> Îles-de-la-Madeleine (2001-10-25) R-3470-2001. HQD-3, Document 1 - Tarif de Montréal.

### 1.3.2 Le réseau de distribution d'électricité des Îles-de-la-Madeleine

Le réseau de distribution aérien des Îles-de-la-Madeleine couvre l'ensemble des principales îles de l'archipel. Il est constitué de deux lignes de transport de 69 kV, dont une couvre la partie nord-est de l'archipel et la deuxième se dirige vers le sud-ouest de l'archipel, toutes deux totalisant plus de 100 km. Il y a le réseau de distribution résidentiel de 12 kV qui couvre un territoire de 202 km<sup>2</sup>. Seule l'Île-d'Entrée, qui possède une communauté d'environ 200 résidents, reste isolée de l'archipel. Cette communauté est alimentée en électricité par deux moteurs diesels couplés à des génératrices, pour une puissance installée de 600 kW. Les infrastructures portuaires ne permettent pas l'utilisation de bateaux ou de barges à fort tonnage. Un remorqueur doit donc effectuer plusieurs voyages pour remplir les réservoirs de l'île du combustible nécessaire au fonctionnement des moteurs diesels.

L'un des principaux problèmes liés au réseau de distribution sur l'archipel est la corrosion due à l'air marin. Elle réduit considérablement la durée de vie des équipements du réseau. Il y a aussi les dommages provoqués par les vents violents qui soufflent fréquemment sur les îles. La ligne de 69 kV allant de Cap-aux-Meules à Grande-Entrée s'est ainsi fragilisée avec le temps et l'alimentation y est régulièrement coupée par mauvais temps<sup>12</sup>. L'enfouissement des câbles est une option d'autant plus qu'elle permettrait d'améliorer l'esthétique des Îles pour le tourisme. Jusqu'à ce jour, les autorités gouvernementales n'ont pas donné leur aval à la réalisation de ces travaux fort onéreux.

---

<sup>12</sup> Information est issue d'une rencontre avec le directeur des opérations de la centrale thermique des Îles, le 8 mars 2005.

### 1.3.3 Les contraintes techniques

Précurseur dans les années 70, Hydro-Québec a expérimenté une éolienne de type Darieus dans les dunes de la Cormorandière mais un incident a immobilisé cette éolienne. Une étude plus récente a démontré le potentiel éolien de l'archipel et la solution proposée était l'implantation de turbines éoliennes en îlot, une solution qui n'a pas été retenue<sup>13</sup>. Enfin, dans les années 90, un nouveau projet fut élaboré en partenariat avec la firme Axor, mais la technologie nécessaire pour que le réseau s'adapte dans les délais requis à une baisse rapide du régime des vents n'était pas au point<sup>12</sup>. Il faut savoir que les moteurs-génératrices de la centrale thermique de l'Étang-du-Nord, d'une puissance de 11,5 MW chacun, exigent un délai au démarrage d'au moins 20 minutes avant d'atteindre la température nécessaire à leur plein rendement. Les difficultés liées au couplage entre l'éolien et la centrale thermique, le coût élevé des solutions technologiques et la nécessité d'assurer l'approvisionnement énergétique des insulaires sont à l'origine de l'abandon du projet.

Ainsi, l'ouverture à la concurrence et aux autres formes d'énergie s'en trouve très limitée. Il en va de même de la perception qu'ont les Madelinots de la filière éolienne, des perspectives qu'elle offre et des produits disponibles sur le marché. L'absence de fournisseurs ou de consultants indépendants entraîne la diffusion d'une information

---

<sup>13</sup> Roche Ltée, Groupe-Conseil, Planification et développement. 1985. «Analyse de faisabilité de petites éoliennes aux fins de chauffage domestique aux Îles-de-la-Madeleine». Hydro-Québec : Dossier no 3471. (March), [s.l.s.p.]

incomplète quand elle n'est pas carrément fautive sur les performances, la fiabilité et les bénéfices engendrés par la filière éolienne.

Bien qu'il soit possible de connaître les coûts liés aux opérations de la centrale thermique, il est plus hasardeux de statuer sur les coûts associés aux impacts environnementaux dus aux opérations courantes de la centrale thermique et des unités diesels de l'Île-d'Entrée. En effet, le traitement des déchets, les déversements accidentels, les difficultés d'approvisionnements à l'Île-d'Entrée, l'émission de près de 35 000 tonnes de gaz à effets de serre<sup>14</sup> sont autant de risques et d'opérations difficiles à comptabiliser. Les contraintes environnementales qui seraient liées à l'implantation et au fonctionnement de centrales éoliennes sur l'archipel ne sont en rien comparables à celles que peut engendrer la centrale thermique mais sont fort peu documentées.

### **1.3.3.1 Les contraintes techniques liées aux conditions climatiques**

Situées au milieu du Golf Saint-Laurent, les Îles-de-la-Madeleine sont fréquemment sujettes à des vitesses du vent qui dépassent les 100 km/h<sup>15</sup>. La fréquence de ces vents est telle qu'ils peuvent réduire considérablement la durée de vie des centrales éoliennes implantées sur le territoire, sans parler des dommages causés aux turbines. De plus, ils sont susceptibles d'avoir un impact négatif sur la production d'énergie de centrales éoliennes. Un autre phénomène qui pose des défis importants, en particulier pour le type d'installation réalisée à l'usine du Gros-Cap, concerne la turbulence du vent. Elle est plus importante au

---

<sup>14</sup> Le calcul est effectué à l'aide du logiciel normalisé RETScreen® International (CANMET - LRDEC) de Ressources naturelles Canada, sur la base des 35 millions de litres par an que consomme la centrale thermique.

<sup>15</sup> Table des ressources en énergie éolienne au Canada. Environnement Canada. *Grindstone Island*, Québec. Période: 1968 à 1976. Vents de 100 km/h et plus: Moyenne de 5 périodes de 13 heures par an.

printemps et en été qu'en période hivernale<sup>16</sup> où le régime de vent est plus fort et plus constant. De plus, la présence des bâtiments de l'usine de Pêcheries Gros-Cap réduit les performances de la centrale. Les performances de la turbine peuvent aussi être grandement affectées par l'accumulation de glace sur les pales du rotor lors des tempêtes hivernales<sup>17</sup>. L'air salin est un autre problème spécifique au milieu marin et entraîne des problèmes de corrosion qui affectent la durée de vie des centrales et en accroît les coûts d'implantation et d'entretien.

### **1.3.3.2 Les contraintes techniques liées à l'éloignement**

Le manque de fournisseurs et de main-d'œuvre spécialisée sur l'archipel exige du support technique en provenance du continent. L'éloignement de l'archipel pose une contrainte non négligeable surtout en période hivernale. Durant l'hiver, le transport est restreint à l'avion et au navire cargo qui une fois par semaine, selon les conditions de la glace dans le golf, fait la navette entre les îles et le continent. En cas de panne majeure de la centrale, celle-ci deviendrait inopérante durant plusieurs jours. Par ailleurs, les équipements de grutage requis pour l'implantation ou l'entretien de centrales éoliennes sur l'archipel sont limités. Cela limite la hauteur des tours éoliennes susceptibles d'être implantées sur l'archipel et exige des ressources financières supplémentaires.

---

<sup>16</sup> Rétiveau, Jean-Louis. 2006. «Analyse de données expérimentales et conception d'un générateur numérique de vitesse de vent». Mémoire de maîtrise en ingénierie. Rimouski : Université du Québec à Rimouski.

<sup>17</sup> Kimura, S. ; H. Seifert et B. Tammelin. 1994. Effect Off Ice Accretion on Elasticity of the Rotor Blade. Wind Power in Cold Climate BOREAS II Conference Proceedings. Helsinki: Finnish Meteorological Institute, pp. 231-253.

#### 1.3.4 Les contraintes financières

Les projets éoliens exigent un capital de départ important. Si le projet ne fournit pas les performances attendues, le recouvrement de l'investissement initial peut facilement atteindre la durée de vie de la turbine. La structure commerciale de tout projet visant l'implantation d'une centrale ou d'un parc d'éoliennes, mis à part la mesure du potentiel éolien, est semblable à toute autre filière énergétique. Par ailleurs, pour des sites éloignés tels que les Îles-de-la-Madeleine, un surcoût sera prévu pour le transport des ressources matérielles et humaines. Si ces contraintes prévalent quelle que soit la filière énergétique, des conditions climatiques difficiles ont un impact plus significatif sur le rendement des centrales éoliennes. Cependant, un aspect important lié à tous projets en énergies renouvelables est aussi à considérer; c'est ce qu'on appelle les *coûts d'opportunité*<sup>18</sup>. Dans la plupart des projets en éolien, le taux de pénétration de l'énergie est en moyenne de l'ordre de 20 à 30 %. Comme la nouvelle technologie ne se substitue pas au système d'alimentation en électricité déjà en place, la production d'électricité par l'éolien devient alors un apport supplémentaire à la production, non une diminution de la demande totale d'électricité et de l'appel de puissance. L'analyse porte alors sur le coût lié à l'utilisation d'énergie renouvelable et non sur les coûts évités. Par exemple, une baisse significative ou non du prix ou de la consommation de mazout (pour le chauffage) peut rentabiliser ou non (à long terme) la nouvelle installation. Si en plus le projet ne peut bénéficier des crédits accordés (ou des revenus générés) pour les émissions de GES évités, l'intérêt du promoteur pour un tel projet devient marginal. Malgré la force et la régularité du vent soufflant sur

---

<sup>18</sup> Par similarité avec le concept en micro-économie.

l'archipel et la perspective de rendements exceptionnels, les Îles ne sont toujours pas dotées d'un parc éolien et, à court terme, d'autres considérations d'ordre socio-économique risquent de remettre à plus tard les projets existants ou les confiner dans les cartons.

### 1.3.5 Les contraintes socio-économiques

"Quels que soient les scénarios futurs, la réponse aux besoins énergétiques en Amérique du Nord sera largement dominée par le combustible fossile. Celui-ci devait à terme se maintenir à un prix inférieur à \$25."<sup>19</sup> À l'évidence, tel n'est pas le cas, à tout le moins dans le court terme. L'exploration gazière dans l'est du Canada tend à s'intensifier, ce qui permet au gaz naturel d'être favorisé comme hydrocarbure dans cette région du pays. Moins polluant, le gaz naturel exige moins de capitaux et offre de courts délais de construction. La filière éolienne, comparée à d'autres formes d'énergie (mazout, gaz, hydroélectricité), doit être compétitive sur le marché de l'énergie (dont les prix ne cessent d'augmenter et de fluctuer d'une région à une autre). Si le rythme du développement technologique persiste, les actions de nos gouvernements en matière d'environnement exigeront, quant à elles, une plus grande efficacité énergétique. L'une des façons d'améliorer l'efficacité énergétique du Canada afin de répondre aux exigences de Kyoto<sup>20</sup> passe par de nouvelles normes environnementales et le commerce des droits d'émissions

---

<sup>19</sup> L'Office national de l'énergie. (Page consultée le 8 février 2003). L'avenir énergétique au Canada. Scénarios sur l'offre et la demande jusqu'en 2025. [En ligne] Adresse URL : [http://www.nerb.gc.ca/energy/sd0203/introconsdoc\\_f.htm](http://www.nerb.gc.ca/energy/sd0203/introconsdoc_f.htm).

<sup>20</sup> Le Canada est requis de réduire ses émissions de gaz à effets de serre, d'ici 2012, de 6% par rapport aux émissions produites en 1990.

(des GES) échangeables à l'échelle nationale<sup>21</sup>. La gestion de la production d'énergie apparaît donc liée à des objectifs économiques, environnementaux, tant nationaux que locaux, des entreprises ou des communautés.

Ces objectifs, on les retrouve dans le plan stratégique déposé à l'été 2006 par le gouvernement du Québec. Intitulé *Stratégie énergétique 2006-2015* – un plan du ministère des Ressources naturelles et de la faune - il y apparaît clairement que les Îles-de-la-Madeleine seront concernées à plus d'un titre par les orientations du gouvernement québécois : développement de la filière éolienne pour les Réseaux autonomes d'Hydro-Québec, efficacité énergétique et développement de sources alternatives d'énergie, exploration et exploitation des ressources gazières et pétrolières du Golfe Saint-Laurent. Pour les Réseaux autonomes d'Hydro-Québec, cela se concrétise par l'adoption d'un *Plan global d'efficacité énergétique*<sup>22</sup> d'une durée de cinq ans. Il se traduit en divers programmes de promotion, programmes de soutien favorisant les économies d'énergie et d'éducation du public en matière d'efficacité énergétique. Ce plan doit être connu à l'automne 2006. Les résidents des Îles-de-la-Madeleine seront alors les premiers à participer au *Plan global*. Dans ces conditions, il devient important de connaître les intentions d'Hydro-Québec quant à l'exploitation de la centrale thermique de l'Étang-du-Nord dont la fiabilité est estimée suffisante jusqu'en 2014. Actuellement, Hydro-Québec

---

<sup>21</sup> Lefebvre, Jean-François ; Jean-Pierre Drapeau ; Razi Shirazi et Louis-Joseph Saucier. 2002. «Pour un développement durable, le plan d'approvisionnement d'Hydro-Québec doit prendre en compte les externalités». Mémoire déposé à la Régie de l'énergie par le Groupe de recherche appliquée en macroécologie et l'Union pour le développement durable : GRAME-UDD R-3470 –2001- Phase 2 GRAME-UDD-3, Document 1. [s. l.], 72 p.

<sup>22</sup> Notes de rencontre et d'échanges sur le développement éolien aux Îles-de-la-Madeleine, tenue le 27 juin 2006 à 14h30 à Cap-aux-Meules.

mène une étude pour établir si, avec des investissements marginaux, la durée de vie de la centrale ne peut pas être prolongée jusqu'en 2024. Ces résultats devraient être connus à l'automne 2006. S'il demeure qu'Hydro-Québec n'entend pas agir comme producteur d'énergie éolienne, le potentiel éolien aux Îles existe. Pour l'exploiter, le développement d'une stratégie énergétique particulière qui répond aux besoins de régions isolées comme les Îles-de-la-Madeleine devient important. Ce besoin d'encadrement et d'intégration des éoliennes dans l'aménagement du territoire exige une vision d'ensemble qui oblige les municipalités à se doter de critères d'analyse. À défaut, elles pourraient se voir obliger de réagir à l'implantation d'éoliennes au moyen d'un règlement de contrôle intérimaire afin de limiter les impacts sur l'environnement et le paysage.

*Et par crainte d'aller trop vite, de prendre des décisions pas suffisamment éclairées, coûteuses et inefficaces, un comité stratégie pourrait, entre-temps, assurer un vigile, une veille technologique afin de prendre le temps de réfléchir à la définition d'une bonne formule permettant la participation de la communauté dans ce développement, puisque le vent est un bien commun. À cette fin, on souhaite une période dite "transitoire" d'environ dix ans<sup>23</sup>.*

Par ailleurs, on peut se demander si la municipalité des Îles peut agir avec autorité afin d'assurer un processus transparent et la participation du citoyen avant la réalisation de tout projet de parc éolien. Quand on connaît le monopole qu'exerce Hydro-Québec sur ce marché fermé (des Îles), on peut se demander quelle part aura la société d'État dans une éventuelle structure décisionnelle mise en place pour l'archipel? Et que dire du ministère de l'Environnement, du ministère des Ressources naturelles, de la Régie de l'Énergie, de l'Agence de l'Efficacité énergétique, d'Hydro-Québec Distribution et de la Conférence

---

<sup>23</sup> Bilan et suite du Colloque *Énergie éolienne et sites éloignés*. Note de la rencontre tenue le 21 novembre 2005 à 13h30 à la salle de l'édifice F. Cyr, à Cap-aux-Meules.

régionale des élus. Voilà autant d'instances décisionnelles dont les rôles et les exigences devront s'harmoniser. Sans parler de la collaboration intersectorielle nécessaire pour ne pas placer deux secteurs d'activités économiques en concurrence, comme le tourisme et l'éolien.

L'histoire récente du projet d'Hydro-Québec à l'Île-d'Entrée est éclairante<sup>23</sup>. Ce projet visait la substitution d'une partie de l'électricité produite annuellement par deux moteurs diesels d'une puissance de 200 kW chacun. L'emploi de (trois) éoliennes avait pour objectif l'atteinte d'un taux de pénétration de l'ordre de 53 à 55 % de la production annuelle d'électricité<sup>24</sup>. Deux rencontres avec les résidents de l'Île-d'Entrée et leurs élus ont été tenues par les représentants d'Hydro-Québec Distribution et des Réseaux autonomes : l'une à automne 2005 et la seconde en mai 2006. La première rencontre, à laquelle une trentaine de personnes ont participé, a fourni de l'information préliminaire sur le projet en phase d'élaboration. La seconde rencontre, dont l'objectif était d'informer les citoyens de la mise en place du projet, a plutôt été une occasion pour les résidents d'exprimer une opposition ferme au projet et une fin de non-recevoir quant à d'éventuelles rencontres. Pour l'instant le projet est suspendu.

Pourquoi ce revirement? La perspective d'une réduction de l'approvisionnement en mazout à l'Île-d'Entrée se traduisant par des coûts supplémentaires aux résidents pour le chauffage de leurs maisons en serait-elle la cause? Les revenus fonciers liés au site d'implantation sont-ils devenus un enjeu pour certains résidents? Il est certain qu'une

---

<sup>24</sup> Puissance installée de 300 kW, chaque turbine est montée sur une tour de 71 m.

nouvelle approche, si elle a lieu, devra être du type «gagnant-gagnant» entre Hydro-Québec et tous les résidents de l'Île-d'Entrée.

Néanmoins, plusieurs projets seront éventuellement en compétition lorsque Hydro-Québec aura clarifié ses intentions face au développement de la filière éolienne sur l'archipel. Vu l'exiguïté du territoire, des conflits légaux surviendront inévitablement. En date de l'été 2006, voici une liste, non exhaustive, de projets connus mais pas toujours reconnus par les différents promoteurs :

- a) Parc de la Cormorandière : Le promoteur privé Axor possède un bail jusqu'en 2022. Son projet attend de connaître les développements envisagés par Hydro-Québec pour se préciser. Sources de l'information : M. Jeannot Gagnon, directeur de l'aménagement du territoire à la municipalité des Îles, et M. Franklin Dealenay, consultant pour Axor aux Îles-de-la-Madeleine.
- b) Un projet de R&D en milieu terrestre et un projet off shore sont envisagés, sans identification de sites, par un promoteur anonyme qui se montre prêt à produire indépendamment des intentions d'Hydro-Québec. Source de l'information: M. Pierre Proulx, directeur de la Chambre de Commerce des Îles.
- c) Un parc d'approvisionnement local qui serait réalisé par Hydro-Québec. En effet, en 2006, la Régie de l'Énergie a demandé à Hydro-Québec de tenter (après l'expérimentation du jumelage éolien-diesel de l'Île-d'Entrée) de substituer graduellement 1 MW de puissance électrique produite par la centrale thermique, par une électricité en provenance d'une source alternative, c'est-à-dire l'éolien.

Pour ce qui est du projet d'installation d'un câble sous-marin à des fins de substitution de la centrale thermique, Hydro-Québec a commandé une étude afin d'actualiser les coûts d'un tel lien. Les résultats seront connus à l'automne 2006.

## CHAPITRE 2

### L'ÉTUDE DE FAISABILITÉ

#### 2.1 L'analyse du potentiel éolien : la mesure du vent

Le vent est un phénomène hautement aléatoire. Il est donc difficile à prédire car il varie dans le temps et dans l'espace. La latitude et la topographie définissent des régions climatiques. À petite échelle, la présence de montagnes, d'une prairie ou de la mer influence d'une manière particulière le régime éolien. Le type de végétation a aussi une influence significative sur l'absorption des rayons du soleil affectant la température et le taux d'humidité au sol. Néanmoins, l'analyse de données statistiques issues de diverses banques de données météorologiques, données accumulées sur de longues périodes, permet d'établir des cycles de variation de la vitesse du vent. Ces cycles peuvent varier dans le temps sur une échelle allant de la seconde à plusieurs décennies. Nous pouvons rencontrer des variations annuelles durant toute la durée de vie d'un projet éolien (20 à 25 ans). Des variations apparaissent aussi de façon saisonnière, comme au Québec, où le potentiel éolien est plus grand en hiver qu'en été (voir note 1 en page iv). Sur une échelle de temps plus courte encore, de quelques jours par exemple, les variations de la vitesse du vent correspondent au passage d'un système climatique sur la région. Pour un lieu en particulier, par exemple une zone côtière, des variations quotidiennes peuvent être mises en

évidence. À cette échelle de temps, la prédiction de la vitesse du vent est fort utile pour optimiser la production d'électricité d'une centrale éolienne. À une échelle plus courte encore, soit de la minute à la seconde, la variation de la vitesse du vent est directement reliée à l'intensité de la turbulence. La turbulence peut avoir un impact majeur sur la conception et la performance des centrales éoliennes ainsi que sur la qualité de l'énergie produite.

En 1957, Van der Hoven a tracé un spectre de variation de la vitesse du vent montrant clairement trois pics. Ceux-ci correspondent aux variations synoptiques sur une échelle de temps variant de la seconde à quelques jours<sup>25</sup>. Un point particulièrement intéressant est la zone entre les pics correspondant aux variations diurnes et à la turbulence des vents. Elle indique que ces deux phénomènes peuvent être traités séparément et que l'énergie disponible dans cette zone (entre 2 heures et 10 minutes) ne varie pas de façon significative. L'étude et le traitement statistique des données historiques provenant de stations météorologiques permettent donc d'évaluer la probabilité d'obtenir des vitesses de vent supérieures à la vitesse de démarrage d'une turbine éolienne et de procéder à l'évaluation prédictive de la production annuelle d'électricité d'une centrale éolienne.

## **2.2 Les sources de données météorologiques**

Toutes les données météorologiques utilisées dans ce rapport sont des données basées soit sur des enregistrements de 5, de 10 ou 60 minutes, sur des périodes allant de quelques

---

<sup>25</sup> Van der Hoven, Isaac. 1957. «Power spectrum of horizontal wind speed in the frequency range from 0.0007 to 900 cycles per hour». *Journal of meteorology*, vol. 14 (April), pp. 160-164.

mois à plusieurs années. Elles répondent à des besoins qui ne sont pas toujours pour l'énergie éolienne. Leur qualité et leur fiabilité sur de longues périodes peuvent avoir subi l'influence de différents facteurs comme la méthode d'évaluation et d'observation, la standardisation, la présence ou l'absence d'obstacles à proximité des stations de mesures et l'homogénéité ou non de l'altitude de ces stations. Aucun changement n'a donc été effectué à ces données et la hauteur des anémomètres mentionnés dans ce rapport est considérée comme stable tout au long des périodes considérées.

### **2.2.1 Données historiques d'Environnement Canada**

L'une des premières sources de données à avoir été consultée sont les archives du Service de l'Environnement Atmosphérique d'Environnement Canada<sup>26</sup>. Les données de vent publiées dans le rapport d'Environnement Canada (ARD-92-003-F), *Cartes des Ressources en Énergie Éolienne du Canada*, ont été obtenues auprès du Département de l'Analyse Climatologique du Ministère. Il fait état d'une vitesse moyenne de 8,6 m/s (31,1 km/h) pour la station *Grindstone Island* (latitude : 47°23' Nord, longitude : 61°52' Ouest) des Îles-de-la-Madeleine. Ces données de vent ont été standardisées et ramenées à un niveau d'une hauteur de 10 m. Cette station est située sur l'île du Cap-aux-Meules, sur le dessus d'une crête, à quelque 60 m d'altitude par rapport au niveau de la mer et à quelque 750 m du littoral. Une zone de collines d'orientation est-ouest se trouve à plus de 1,5 km à l'est de la station. Leurs altitudes sont de l'ordre de 100 à 165 m. Outre la vitesse moyenne du vent, on retrouve des informations sur la direction des vents, la température

---

<sup>26</sup> Ces données peuvent être maintenant obtenues gratuitement via le site Web *La voie verte* d'Environnement Canada.

moyenne, la pression atmosphérique moyenne et les valeurs des paramètres de la loi de Weibull (section 2.4) soit les facteurs de forme  $k$  et d'échelle  $c$ . Pour tous ces paramètres (tableau 1), nous avons les moyennes mensuelles et la moyenne annuelle. Environnement Canada a fait le calcul de ces valeurs en tenant compte des caractéristiques de rugosité des sites répertoriés par Environnement Canada.

Il existe aussi des statistiques, compilées sur une période beaucoup plus longue, soit de 1961 à 1990 (tableau 2). Ces données résumées d'Environnement Canada ont été extraites de la publication suivante : *Normales climatiques canadiennes 1961-1990*. Leur traitement repose sur l'hypothèse que ces données météorologiques résumées sont cohérentes tout au long des périodes mentionnées, même s'il est évident que des modifications mineures auraient pu intervenir dans les techniques d'observation ou l'instrumentation sur d'aussi longues périodes de temps. Ces moyennes mensuelles et annuelles du vent établies à partir des données d'Environnement Canada ont été générées en utilisant la loi de Rayleigh (annexe A), c'est-à-dire un cas particulier de la distribution de Weibull avec un facteur de forme  $k = 2$ . La valeur du facteur de forme  $k = 2$  est généralement reconnue comme adéquate quand il n'y a pas de séries de données permettant le calcul. De plus, nous remarquons au tableau 1 que la valeur moyenne de  $k$  ( $= 2,01$ ) est très près de deux.

Tableau 1 : Valeurs des paramètres de forme k et d'échelle c calculées par Environnement Canada pour la station des Îles-de-la-Madeleine. (Période : 1968 à 1976)

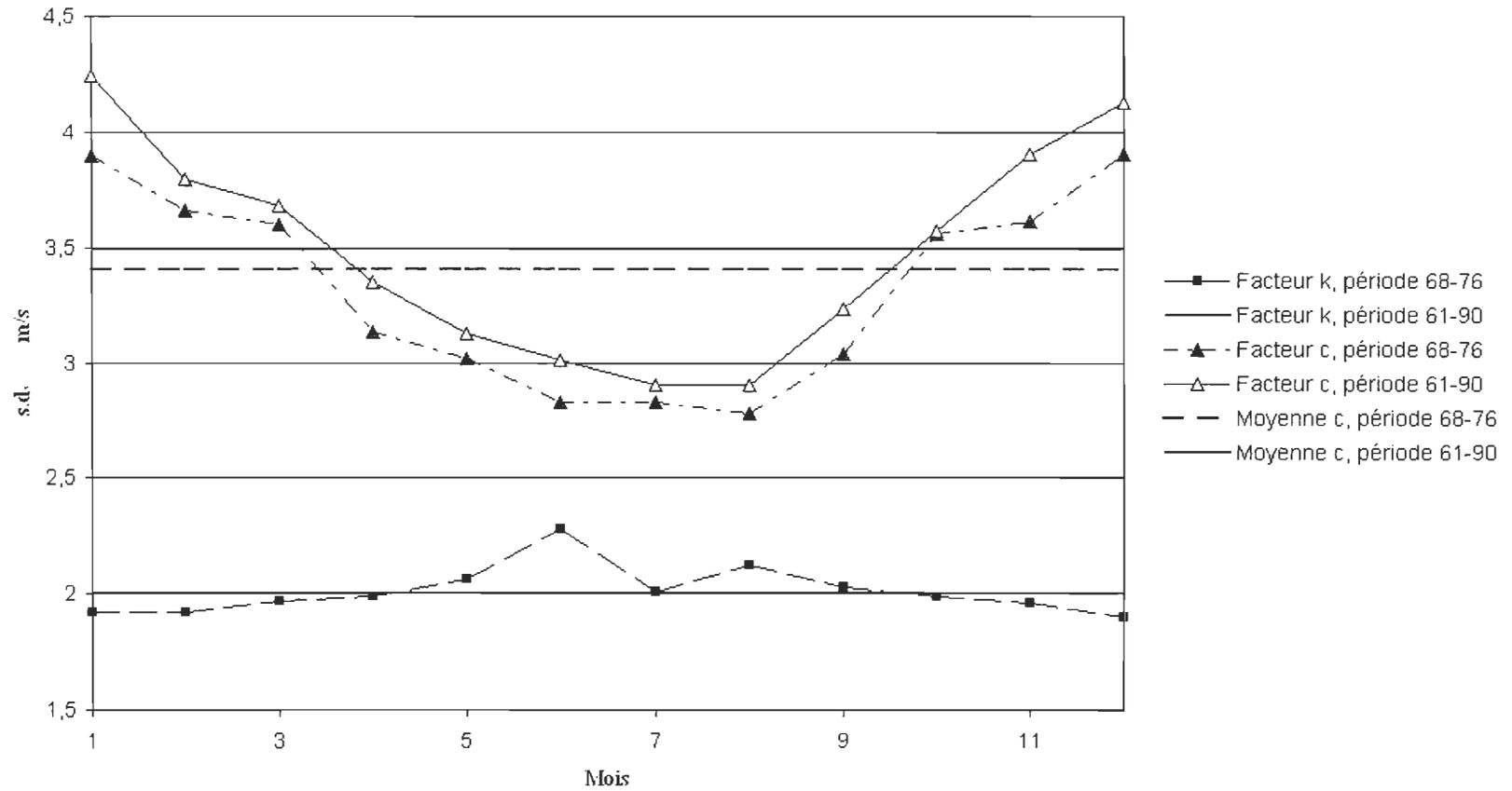
	Janv.	Fév.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.	Annuel
Vitesse moyenne (km/h)													
	36,7	33,7	33,6	29,0	28,0	26,9	25,7	26,5	27,8	33,2	34,9	37,6	31,1
Facteur de forme k (sans dimension)													
	1,92	1,92	1,97	1,99	2,06	2,28	2,01	2,12	2,03	1,99	1,96	1,90	2,01
Facteur d'échelle c (km/h)													
	42,1	39,5	38,9	33,8	32,6	30,5	30,5	30,0	32,8	38,4	39,0	42,2	36,7
Température moyenne °C													
	-6,9	-8,0	-4,0	0,1	5,3	11,7	16,6	16,8	13,0	7,4	2,3	-2,9	4,3
Pression atmosphérique moyenne (kPa)													
	100,2	100,3	100,2	100,3	100,6	100,5	100,5	100,5	100,7	100,7	100,3	100,2	100,4

Tableau 2 : Valeurs des paramètres de forme k et d'échelle c calculées par Environnement Canada pour la station des Îles-de-la-Madeleine. (Période : 1961 à 1990)

	Janv.	Fév.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.	Annuel
Vitesse moyenne (km/h)													
	38	34	33	30	28	27	26	26	29	32	35	37	31,3
Facteur de forme k (sans dimension)													
	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Facteur d'échelle c (km/h)													
	51,7	46,3	44,9	40,8	38,1	36,7	35,4	35,4	39,5	43,5	47,6	50,3	42,5
Température moyenne °C													
	-6,3	-7,9	-4,0	0,2	5,7	11,8	16,4	16,9	12,8	7,7	2,9	-2,5	4,5
Pression atmosphérique moyenne (kPa)													
	100,2	100,3	100,3	100,4	100,6	100,5	100,8	100,9	100,8	100,7	100,5	100,6	100,5

À la figure 1, nous présentons les variations mensuelles des paramètres de forme  $k$  et d'échelle  $c$  pour les deux séries de données (68-76 et 61-90) ainsi que la moyenne annuelle du facteur d'échelle  $c$  pour chacune des séries. On remarque une même courbe de tendance pour les deux séries de données concernant la variation du facteur d'échelle  $c$ . La moyenne est légèrement supérieure pour la série 61-90 (10,5 m/s) comparativement à la série d'une durée plus courte, 68-76, où  $c$  a une valeur de 10,2 m/s. On remarque aussi, qu'à l'inverse du facteur d'échelle  $c$ , le facteur de forme  $k$  augmente avec la saison estivale sauf pour le mois de juillet. Cette chute du facteur de forme en juillet est due à la fréquence plus élevée de vents calmes. Ainsi, pour le mois de juillet, cela représente plus de 25 % des données cumulées (annexe B). Nous avons tenu à représenter sur le graphique de la figure 1, le facteur de forme  $k=2$  de la loi de Rayleigh, loi utilisée par Environnement Canada sur la série de données 1961-1990, afin de générer ses moyennes mensuelles et annuelles du vent. Notons enfin que l'échelle en ordonnée du paramètre d'échelle  $c$  a été divisée par 3 pour permettre une représentation de tous les paramètres,  $k$ ,  $c$  et moyenne de  $c$ , sur un même graphique.

Figure 1 : Variations mensuelles des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  pour la station *Grindstone Island* d'Environnement Canada. Périodes des relevés météorologiques : 1968 à 1976 et 1961 à 1990



### 2.2.2 Données du Ministère des Ressources naturelles du Québec

Les données analysées proviennent des 41 stations météorologiques du ministère des Ressources naturelles (MRN) du Québec. Ces données sont rendues disponibles grâce au *Programme de mesure du potentiel éolien* (PMPE) du MRN, via le Service de l'acquisition des données<sup>27</sup> sur l'état des milieux du ministère de l'Environnement (MENV) du Québec. Ces données ont subi un certain niveau de validation lors de la compilation de la base de données, validation exécutée par une firme externe, Enviromet International Inc.<sup>28</sup> Les informations présentes sur la base de données du MRN<sup>29</sup> sont enregistrées sous la forme de fichiers *texte* (.txt) que l'on peut consulter à l'aide du *bloc-notes* d'un ordinateur. Chacune des stations de mesures a produit des données météorologiques portant sur la température, la vitesse et la direction des vents mesurés à 20 et à 40 m de hauteur par rapport au sol. Ces données sont compilées par station et par mois (de 9 à 19 mois selon la station) et couvrent les années 2000, 2001 et 2002. Le traitement et l'analyse de ces données ont pour but de caractériser les vents qui soufflent sur un site. À partir de ces données, nous déterminons les paramètres de forme  $k$  et d'échelle  $c$  de la fonction de distribution de Weibull représentative de la vitesse du vent pour un site particulier et pour une période correspondant au mois, à la saison ou à l'année. En ce qui concerne la station (705RN17) des Îles-de-la-Madeleine (47°28' N, 61 44' O), située au niveau de la mer, la période des mesures s'étend sur 17 mois, soit du 16 novembre 2000 au 31 mars 2002 inclusivement.

---

<sup>27</sup> Document du Ministère : MENV/DSÉE/SIMAT, 2003-03-03

<sup>28</sup> <http://www.enviromet.qc.ca/>

<sup>29</sup> Les données disponibles à ce jour sont compilées sur un disque compact.

Les données de cette banque représentent des moyennes enregistrées à toutes les 10 minutes plutôt que des moyennes horaires. Elles ne sont pas toutes valides. Les problèmes de givre sur les anémomètres, de ventilation des thermomètres par journée chaude lorsque les vents sont calmes, les erreurs systématiques de la direction du vent pour le secteur nord, face au mat de mesure, et des erreurs d'extraction de la base de données sont quelques-unes des causes d'erreurs ou de pertes des données. La station des Îles est l'une des stations qui offre l'un des plus hauts taux de validations de ces données météorologiques. À partir du rapport d'Enviromet<sup>30</sup>, nous avons tiré les pourcentages de données valides pour les vitesses du vent mesurées à 20 m et à 40 m de hauteur. Il en est de même pour d'autres paramètres comme la température et les directions du vent à 20 m et à 40 m du sol. Les résultats sont illustrés au tableau 3. On y remarque que la direction du vent mesurée à 40 m présente un taux de données non valides de 100 %. Cela ne pose pas de problème pour l'évaluation du potentiel éolien puisque d'autres sources de données nous permettent de valider la direction des vents dominants.

Pour chaque mois, les données sont compilées afin d'obtenir une moyenne horaire de la vitesse du vent. L'absence de données ainsi que les données horaires incomplètes sont retirées de la compilation. Nous définissons ainsi un fichier complet lorsqu'il comporte au minimum 80 % des données potentielles du mois correspondant<sup>31,32</sup>. Cette façon de faire nous apparaît plus juste que de tenter de substituer la valeur moyenne d'une série (ce qui

---

<sup>30</sup> Hammouche, Rabbah ; Lucian Popa et Claude Lelièvre. 2003. «Rapport sur le programme de mesure du potentiel éolien du Québec». Enviromet International, (novembre), [s.l.s.p.]

<sup>31</sup> Garcia, A.; J. L.Torres; E. Prieto et A. De Francisco. 1998. «Fitting Wind Speed Distributions: A Case Study». *Solar Energy*, vol. 62, no 2, pp. 139-144.

<sup>32</sup> Pryor, S.C. et R. J. Barthelmie. 2002. «Statistical Analysis of Flow Characteristics in the Coastal Zone». *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 90, pp. 201-221.

engendrer une erreur systématique) même lorsque ces substitutions de données erronées ou absentes représentent moins de 10 % des données recueillies dans le mois.

Tableau 3 : Statistique de validation des données de vent suite aux mesures du potentiel éolien du Ministère des Ressources naturelles du Québec

Type d'observation	Pourcentage de données valides	Pourcentage de données non valides
Vitesse du vent à 20 m	98,1	1,9
Vitesse du vent à 40 m	99,5	0,5
Température	99,7	0,3
Direction du vent à 20 m	96,4	3,6
Direction du vent à 40 m	0,00	100

### **2.2.3 Données issues des stations artisanales sur les sites de Pêcheries Gros-Cap et de La Méduse**

#### **2.2.3.1 Le site de Pêcheries Gros-Cap**

Le choix du site chez Pêcheries Gros-Cap sur l'île du Cap-aux-Meules répond avant tout à des considérations socio-économiques qu'à des conditions de rendement. C'est une caractéristique intéressante du projet car cette installation est susceptible d'être représentative des installations pouvant être réalisées chez un client-type.

Un rappel des objectifs est nécessaire à cette étape. Ainsi, nous désirons :

1. Évaluer les conditions favorables à toutes implantations de centrale éolienne sur l'archipel et d'en évaluer les impacts environnementaux dans un milieu fragile, à vocation touristique.

2. Établir les conditions et les paramètres pour une évaluation du potentiel énergétique d'un site quelconque la plus réaliste possible et ce, au moindre coût, par l'utilisation d'un échantillonnage le plus court possible.
3. Optimiser la gestion des charges liées à l'éolienne compte tenu de la variabilité de la vitesse du vent, principalement dans un mode de production sans stockage d'énergie.

Ainsi, la station anémométrique installée chez Pêcheries Gros-Cap (47°21' N, 61 52' O) est de type artisanal. L'anémomètre fixé sur le toit de l'usine est situé à plus de 2 m de celui-ci, soit à 12 m par rapport au sol. Le système d'acquisition est un *Ultimeter 800*. D'une capacité d'acquisition de 1 Hz, l'*Ultimeter 800* enregistre la vitesse moyenne et la direction moyenne du vent à toutes les cinq minutes. La température est l'autre paramètre enregistré par l'*Ultimeter*. Un même seuil mensuel fixé à 80 % nous assure, tout comme pour les données du MRN, d'un minimum de données pour les fins de l'analyse<sup>33</sup>. Seules les données d'une heure complète sont retenues pour l'analyse. Les distributions fréquentielles des données horaires de la vitesse du vent pour les trois mois de campagne sont présentées en annexe B. L'analyse des données est faite pour toutes directions confondues et aucune correction n'est faite quant aux obstacles, l'éolienne faisant face à la mer dans la direction des vents dominants de l'ouest. Le terrain est considéré comme plat. Pour chacun des trois mois qu'a duré la campagne de mesures, nous appliquons une *méthode graphique*<sup>34</sup> sur les moyennes horaires de la vitesse du vent afin d'évaluer les paramètres de la fonction de distribution de Weibull, les facteurs de forme k et d'échelle c.

---

<sup>33</sup> Les taux d'acquisition obtenus durant la campagne de mesures ont été de 80,4 % en juin, 97,6 % en juillet et de 99,9 % en août 2003.

<sup>34</sup> Cette méthode ainsi que la méthode de vraisemblance (MLM) sont décrites à la section 2.4.

Ces paramètres serviront au calcul de la production énergétique de la centrale éolienne. Ils permettent aussi l'évaluation de la moyenne mensuelle de la vitesse du vent pour les mois de juin, juillet et d'août 2003 (section 2.7.)

Pour nous permettre d'estimer la vitesse moyenne du vent pour chacun des mois de l'année 2003, nous utilisons les moyennes mensuelles de la vitesse du vent issues des banques de données d'Environnement Canada (section 2.2.1.) Environnement Canada fournit pour la période 1968 à 1976 des moyennes mensuelles de la vitesse du vent ainsi que la moyenne annuelle de la vitesse du vent. Nous les utilisons pour calculer un ratio pour chacun des mois de l'année : c'est le rapport entre la vitesse moyenne du vent pour un mois donné et la moyenne annuelle de la vitesse du vent<sup>35</sup>. À l'aide de ces ratios mensuels nous calculons, avec comme référence la vitesse moyenne du vent mesurée en juin 2003, la vitesse moyenne du vent pour chacun des autres mois de l'année 2003. Puis on reprend l'exercice avec la vitesse moyenne du vent mesurée en juillet 2003, et enfin avec la vitesse moyenne du vent mesurée en août 2003. Tous ces résultats sont illustrés au tableau 4. À titre d'exemple, prenons comme référence la vitesse moyenne du vent mesurée en juin 2003 sur le site de Pêcheries Gros-Cap. Cette valeur est de 6,76 m/s. À l'aide du ratio de 0,86 (d'Environnement Canada – données historiques) de juin, nous sommes en mesure de calculer la moyenne annuelle de la vitesse du vent<sup>36</sup>. Elle vaut 7,86 m/s. Cette moyenne annuelle est utilisée pour le calcul de la vitesse moyenne du vent pour chacun des autres mois de l'année 2003. Pour ce faire, on multiplie la valeur du ratio mensuel correspondant

---

<sup>35</sup> Environnement Canada désaisonnalise ainsi ses données de vent.

<sup>36</sup> La vitesse moyenne du vent en juin correspond donc à 86 % de la moyenne annuelle.

au mois désiré par la moyenne annuelle de la vitesse du vent (que l'on vient de calculer.) Ainsi pour le mois de janvier (avec un ratio de 1,18), nous obtenons une vitesse moyenne de 9,28 m/s. Nous venons donc de calculer, à partir de la vitesse moyenne du vent mesurée en juin 2003, la vitesse moyenne du vent pour chacun des autres mois de l'année 2003. La moyenne de ces vitesses mensuelles nous fournit la moyenne annuelle de la vitesse du vent (avec les données de juin 2003 comme référence.) Une moyenne annuelle est obtenue avec les données de juillet 2003 comme référence, puis avec les données d'août 2003. Les valeurs de ces trois moyennes annuelles sont respectivement de 7,86 m/s (réf.: juin), de 8,22 m/s (réf. : juillet) et de 8,70 m/s (réf.; août). La moyenne de ces trois valeurs nous donne notre estimation de la moyenne annuelle de la vitesse du vent en 2003, soit 8,26 m/s.

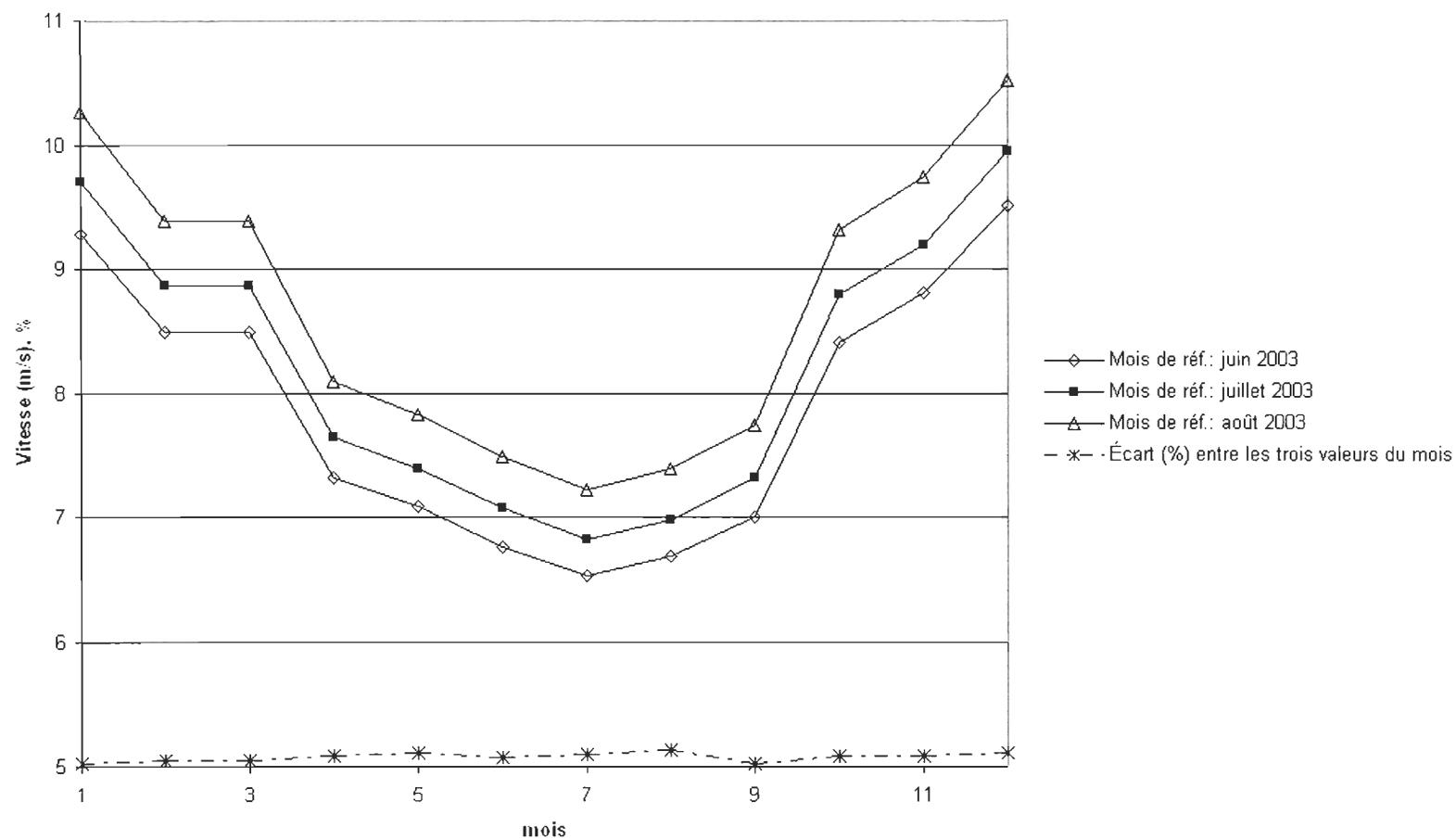
Tableau 4 : Estimation de la moyenne annuelle de la vitesse du vent sur le site de Pêcheries Gros-Cap

Données :	Environnement Canada données historiques 68-76		Pêcheries Gros-Cap (campagne de mesures 2003)				Écart (%)
			Vitesse (m/s)				
Mois	Vmoy. (m/s)	Ratio	Juin 03	Juillet 03	Août 03	Moyenne	
Janvier	10,19	1,18	9,28	9,70	10,26	9,75	5,03
Février	9,36	1,08	8,49	8,87	9,39	8,92	5,05
Mars	9,33	1,08	8,49	8,87	9,39	8,92	5,05
Avril	8,06	0,93	7,31	7,64	8,09	7,68	5,08
Mai	7,78	0,90	7,08	7,39	7,83	7,43	5,11
Juin	7,47	0,86	6,76	7,07	7,48	7,10	5,07
Juillet	7,14	0,83	6,53	6,82	7,22	6,86	5,10
Août	7,36	0,85	6,68	6,98	7,39	7,02	5,13
Septembre	7,72	0,89	7,00	7,31	7,74	7,35	5,03
Octobre	9,22	1,07	8,41	8,79	9,31	8,84	5,09
Novembre	9,69	1,12	8,81	9,20	9,74	9,25	5,08
Décembre	10,31	1,21	9,51	9,94	10,52	9,99	5,11
Moyenne	8,64	-----	7,86	8,22	8,70	8,26	5,08

Au tableau 4, on retrouve aussi la moyenne des vitesses mensuelles estimées pour juin (03), juillet (03) et août (03). Par exemple, pour le mois de janvier, nous avons respectivement comme valeurs de vitesses mensuelles 9,28 m/s (réf. : juin 03), 9,70 m/s (réf. : juillet 03) et 10,26 m/s (réf. : août.) La moyenne de ces trois valeurs est donc de 9,75 m/s et l'écart entre elles, environ 5 %. La figure 2 illustre ces variations mensuelles de la vitesse du vent. Elles sont représentées pour chacun des mois de référence, c'est-à-dire juin, juillet et août 2003.

Quant à l'écart entre la moyenne annuelle de la vitesse du vent (8,64 m/s) calculée par Environnement Canada - sur la base de données statistiques échelonnées sur près de dix ans - et notre résultat de 8,26 m/s, il est de 4,4 %. Ce résultat nous apparaît satisfaisant puisqu'il a été obtenu suite à une courte campagne de mesure du vent (trois mois) et à l'aide d'une station anémométrique artisanale.

Figure 2 : Variations mensuelles de la vitesse moyenne du vent et de l'écart (%). Comparaison entre les estimations de ces moyennes mensuelles calculées pour chacun des mois de référence de la campagne de mesures en 2003



### 2.2.3.2 Le site de la fabrique de verre La Méduse

Il existe pour l'année 2003 une autre série de mesures anémométriques. Il s'agit de mesures prises à l'occasion d'une recherche effectuée par trois étudiants<sup>37</sup> sur le site de la fabrique de verre La Méduse (47°24'30" Nord, 61 47' Ouest), située tout près de l'aéroport d'Havre-aux-Maisons. La station anémométrique est du même type que la station artisanale installée chez Pêcheries Gros-Cap, soit un *Ultimeter 100*. L'anémomètre, situé à 3 m de la cime du bâtiment principal, est à une hauteur de 10,5 m par rapport au sol. La fabrique se trouve dans une zone de crêtes, à quelque 60 m au-dessus du niveau de la mer. Le couvert forestier sur les buttes est épars et ne dépasse pas 5 m de hauteur. Quelques bâtiments se trouvent à proximité du site de mesures mais à une distance qui est au-delà de la distance requise (dix fois la hauteur de l'anémomètre.) Tout comme chez Pêcheries Gros-Cap, l'enregistrement des moyennes de la température, de la vitesse et de la direction du vent se font toutes les 5 minutes. Le taux d'acquisition de l'*Ultimeter* est cette fois de 0,5 Hz. Ainsi, des données ont été enregistrées pour les mois de mars et d'avril 2003. Les pourcentages de données valables sont de 87,6 % pour le mois de mars et de 95,3 % pour le mois d'avril, nous assurant un seuil de données suffisant pour les fins de l'analyse. Tout comme nous l'avons fait pour les données du MRN et de Pêcheries Gros-Cap, seules les données d'une heure complète sont retenues pour l'analyse, toutes directions confondues. Ainsi, les moyennes horaires de la vitesse du vent sont utilisées pour le calcul des paramètres de la fonction de distribution de Weibull. Les données recueillies à La Méduse servent donc à valider les paramètres de

---

<sup>37</sup> Frédéric Cyr, Guillaume Turbide et Lucien Turbide, du Centre collégial des Îles.

formes k et d'échelle c calculés pour le site du Gros-Cap. Le tableau 5 résume les positions et les altitudes des diverses stations de mesures anémométriques dont les banques de données ont servi à l'étude de faisabilité préalable à l'implantation de la centrale éolienne de 35 kW des Îles-de-la-Madeleine.

Tableau 5 : Positions et altitudes des diverses stations de mesures de la vitesse du vent sur l'archipel des Îles-de-la-Madeleine

Source de données	Longitude	Latitude	Altitude (m)	Hauteur des mesures (m)
Données historiques d'Environnement Canada	61° 52' O	47° 23' N	60	10
Données du MRN	61° 44' O	47° 28' N	0	20 et 40
Station artisanale du Gros-Cap	61° 52' O	47° 21' N	0	12
Station artisanale La Méduse	61° 47' O	47° 24' N	60	10,5

### 2.3 La direction des vents dominants aux Îles-de-la-Madeleine et sur le site de Pêcheries Gros-Cap

La rose des vents est une représentation spatiale de la variation de la direction des vents pour un site donné. Les résultats de l'analyse de la rose des vents sont essentiels avant toute implantation d'une centrale ou d'un parc d'éoliennes. Elle illustre la direction des vents dominants sur un site et permet de planifier l'installation des turbines éoliennes afin de minimiser l'effet de sillage entre les tours ou causé par des obstacles avoisinants. On représente généralement la rose des vents sur la base de données annuelles, saisonnières, mensuelles ou quotidiennes. Dans notre analyse, la rose des vents est représentée sur la base de données mensuelles, données issues de la base de données historiques d'Environnement Canada pour la période 1968 à 1976. L'ensemble de ces

données est présenté en annexe C. Pour chaque mois et chaque direction de vents, on peut y lire la fréquence calculée sur l'ensemble des données d'un mois, c'est-à-dire pour tous les mois de juillet des années 1968 à 1976 inclusivement<sup>38</sup>. De plus, les données historiques d'Environnement Canada indiquent pour chacun des mois de l'année la fréquence des vents calmes<sup>39</sup>. La rose des vents est illustrée à l'aide de cercles concentriques, chacun représentant une valeur de fréquence par pas de 2 %. Les cercles eux-mêmes sont subdivisés en 16 sections de 22,5 °, chacune représentant la direction des vents à 16 points au compas<sup>40</sup>. La figure 3 illustre la direction des vents dominants pour le mois de juillet à la station *Grindstone Island* des Îles-de-la-Madeleine. Ils dominent en direction sud et du sud-ouest avec des fréquences de 14,5 % et 14 % respectivement. Ce sont des vents en provenance de la baie de Plaisance. On constate qu'en cette période de l'année la fréquence des vents est faible en direction du nord, du nord-est et de l'est, directions où se situent les bâtiments de l'usine de Pêcheries Gros-Cap.

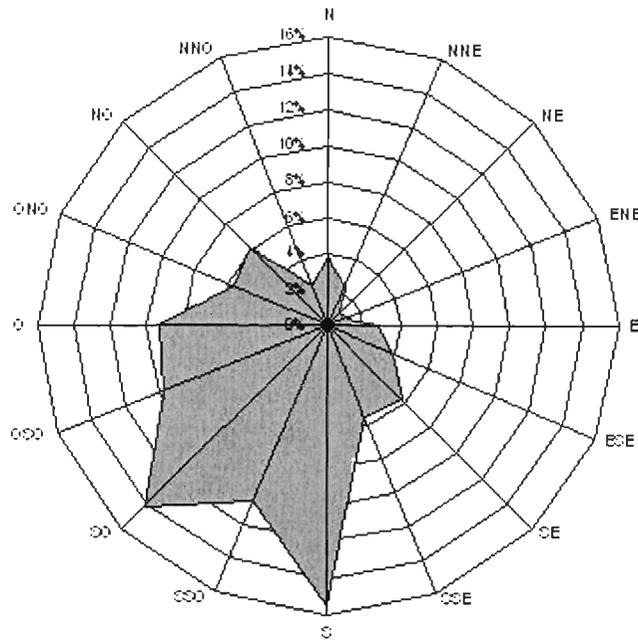
---

<sup>38</sup> Notons juillet comme le mois dont la vitesse moyenne des vents est la plus faible sur l'archipel.

<sup>39</sup> Moins de 15 km/heure.

<sup>40</sup> Les 16 directions sont : nord (N), nord-nord-est (NNE), nord-est (NE), est-nord-est (ENE), est (E), est-sud-est (ESE), sud-est (SE), sud-sud-est (SSE), sud (S), sud-sud-ouest (SSO), sud-ouest (SO), ouest-sud-ouest (OSO), ouest (O), ouest-nord-ouest (ONO), nord-ouest (NO) et nord-nord-ouest (NNO).

Figure 3 : Rose des vents en juillet. Station *Grindstone Island* aux Îles-de-la-Madeleine. Données pour la période 1968-1976. (Rapport d'Environnement Canada, ARD-92-003-F, Cartes des ressources en énergie éolienne du Canada)



Par ailleurs, les données issues de la station *Grindstone Island* des Îles-de-la-Madeleine, jumelées aux observations provenant de navires au large de l'archipel, sont présentées différemment dans un document intitulé : Cartes climatologiques du Saint-Laurent<sup>41</sup>. La méthode utilisée pour jumeler ces données est décrite par Walmsley et Bagg<sup>42</sup>. Ce document présente les moyennes mensuelles des vents, vagues, embruns verglaçants, visibilité, pression atmosphérique, températures de l'eau et de l'air sur le fleuve et le golfe du Saint-Laurent.

<sup>41</sup> Ce document est disponible auprès des Services Climatologiques et Environnementaux d'E.C. climat.quebec@ec.gc.ca .

<sup>42</sup> Walmsley, J. L. et D. L. Bagg. 1978. «A Method of Correlating Wind Data Between Tow Stations with Application to the Alberta Oil Sands». *Atmosphere-Ocean*, vol. 16, pp. 333-347.

La climatologie des vents est exprimée par la vitesse moyenne, inscrite en nœuds au bout de chacun des segments dont la longueur représente la fréquence des vents soufflant dans une direction, direction représentée par l'un des 8 points au compas<sup>43</sup> et par une échelle de fréquence ayant un pas de 10 % pour chacune des 8 directions. Au centre de cette échelle de fréquence est indiquée la fréquence des vents calmes (moins de 15 km/h). On retrouve également, inscrites en caractère gras, les fréquences des vitesses dépassant 20 nœuds (10,3 m/s) et 33 nœuds (17,0 m/s). La figure 4 illustre la direction des vents dominants pour les mois de juillet à la station des Îles-de-la-Madeleine. Ils dominent en direction sud et sud-ouest, avec des fréquences qui dépassent 20 % et des vitesses moyennes de 13 (6,68 m/s) et 14 nœuds (7,20 m/s) respectivement. Ces valeurs se situent sous la moyenne annuelle de 8,6 m/s issue des données historiques d'Environnement Canada. Par ailleurs, les fréquences sont faibles en direction du nord et du nord-est, directions où se situent les bâtiments de l'usine sur le site du Gros-Cap.

Nous présentons à la figure 5 la direction des vents dominants aux Îles-de-la-Madeleine sur la base de données annuelles issues des données d'Environnement Canada. Encore une fois, les vents dominent en direction ouest alors qu'ils sont faibles en direction est et nord-nord-est.

---

43 Des sections de 45 ° d'angle.

Figure 4 : Fréquences et vitesses moyennes des vents selon leurs directions, en juillet, aux Îles-de-la-Madeleine. Données issues des Cartes climatologiques du Saint-Laurent<sup>41</sup>

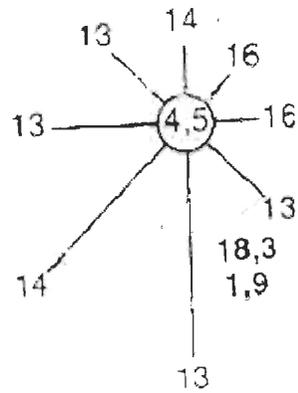


Figure 5 : Représentation annuelle de la rose des vents. Station *Grindstone Island* aux Îles-de-la-Madeleine. Données pour la période 1968-1976. (Rapport d'Environnement Canada, ARD-92-003-F, Cartes des ressources en énergie éolienne du Canada)

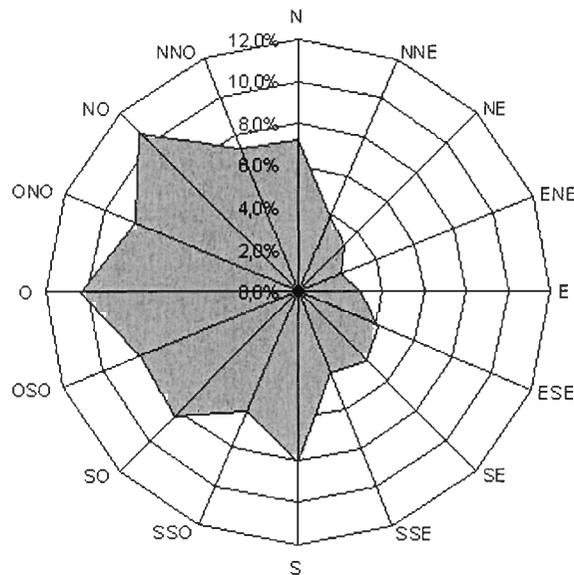
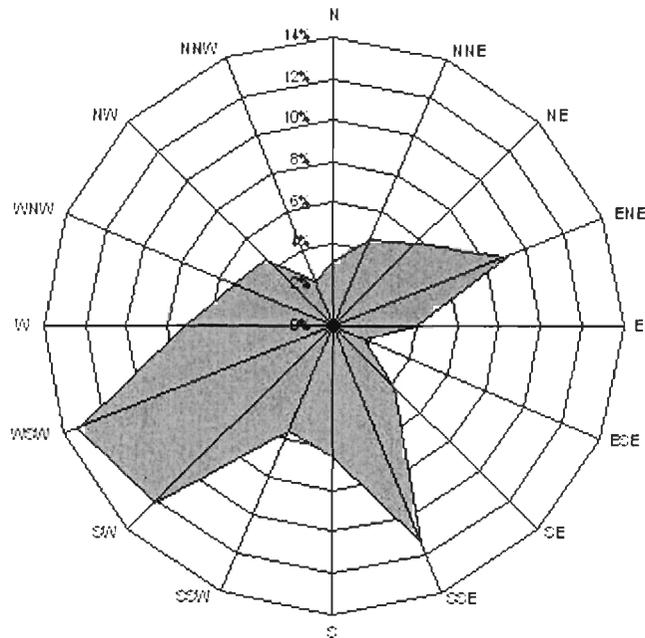


Figure 6 : Rose des vents à la station du Gros-Cap, aux Îles-de-la-Madeleine. Issue des données mesurées en juin lors de la campagne de mesures de l'été 2003



Puis, les figures 6, 7 et 8 illustrent la direction des vents dominants lors de la campagne de mesure de l'été 2003 sur le site de Pêcheries Gros-Cap. Nos vents dominants sont du sud et du sud-ouest. Néanmoins, nous remarquons en juin et en août particulièrement, des fréquences de 8 % et 9 % en direction est-nord-est. C'est dans cette direction que l'on retrouve les bâtiments de l'usine du Gros-Cap. En juillet, cette fréquence en direction est-nord-est est de 6 % malgré la faiblesse de la vitesse des vents en cette période de l'année.

Figure 7 : Rose des vents à la station du Gros-Cap, aux Îles-de-la-Madeleine. Issue des données mesurées en juillet lors de la campagne de mesures de l'été 2003

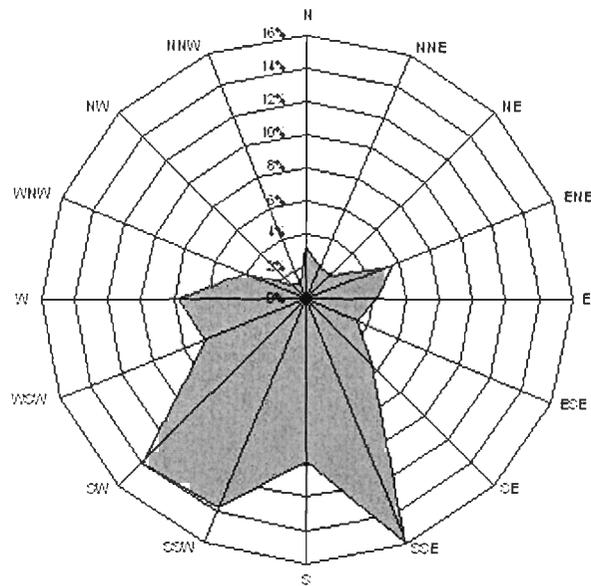
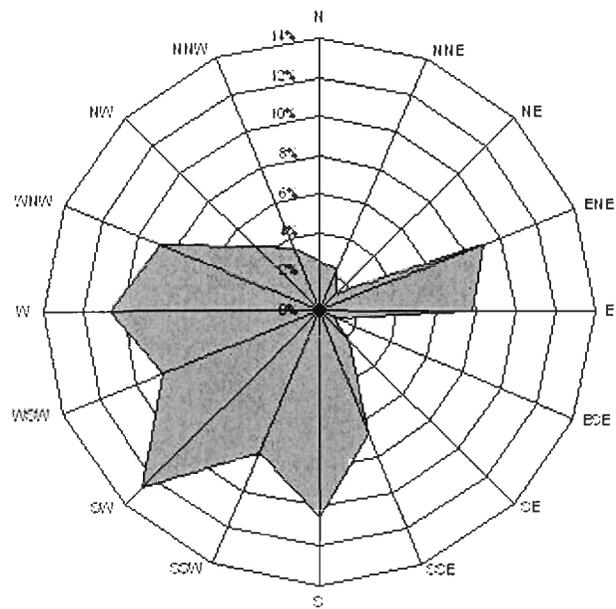


Figure 8 : Rose des vents à la station du Gros-Cap, aux Îles-de-la-Madeleine. Issue des données mesurées en août lors de la campagne de mesures de l'été 2003



## 2.4 La distribution fréquentielle des vents : la loi de Weibull

Depuis de nombreuses années, il y a donc un grand intérêt pour le développement d'un modèle représentatif de la distribution de fréquence de la vitesse du vent afin d'évaluer l'énergie produite par une centrale éolienne. Bien que le vent soit un phénomène hautement variable, nous pouvons y associer une distribution statistique. Plusieurs études ont été faites au cours des dernières décennies pour caractériser les variations de la vitesse des vents<sup>44,45,46,47,48</sup>. La distribution de fréquences de Weibull est un modèle reconnu de façon générale par la communauté scientifique puisqu'il a démontré de bons résultats quant à la représentation de la distribution de fréquence de la vitesse du vent. Il donne une bonne représentation de la variation moyenne horaire de la vitesse du vent sur une année entière. La densité de probabilité  $f(v)$  d'apparition d'une vitesse  $v$  de vent durant la période considérée est donnée par la relation suivante<sup>49</sup>:

$$f(v) = k \frac{v^{k-1}}{c^k} \exp\left(-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right) \quad (1)$$

La vitesse moyenne est alors donnée par la relation

<sup>44</sup> LUN, Isaac Y. F. et Joseph C. LAM. 2000. «A Study of Weibull Parameters Using Long-term Wind Observations». *Renewable Energy*, vol. 20, pp. 145-153.

<sup>45</sup> Sahin, Ahmet D. et Zekai SEN. 2001. «First-order Markov Chain Approach to Wind Speed Modelling». *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 89, pp. 263-269.

<sup>46</sup> SEN, Zekai. 2000. «Stochastic Wind Energy Calculation Formulation». *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 84, pp. 227-234.

<sup>47</sup> Finardi, S; G. Tinarelli; P. Faggian et G. Brusasca. 1998. «Evaluation of Different Wind Field Modeling Techniques for Wind Energy Applications Over Complex Topography». *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 74, no 6, pp. 283-294.

<sup>48</sup> Molla, S. I.; A. L. Kenimer; D. L. Reddell; A. D. Morton et G. J. Sabbagh. 2001. «Wind Speed Simulation Using Double Fourier Transformation». *Transactions of the ASAE*, vol. 44, no 1, pp. 151-154.

<sup>49</sup> Burton, Tony ; David Sharpe; Nick Jenkins et Ervin Bossanyi. 2001. *Wind Energy Handbook*. Chichester: John Wiley & Sons ltd, 618 pages.

$$\bar{v} = \int_0^{\infty} v f(v) dv \quad (2)$$

et l'écart-type est représenté par

$$\sigma = \left[ \int_0^{\infty} (v - \bar{v})^2 f(v) dv \right]^{1/2} \quad (3)$$

La densité de probabilité  $f(v)$  (équation 1) est caractérisée par deux paramètres : un paramètre de forme  $k$ , sans dimension, et un paramètre d'échelle  $c$  en m/s, lié à la vitesse du vent. Ces paramètres peuvent être calculés en fonction de la fréquence réelle des vents observée sur un site donné. Le facteur d'échelle  $c$  est relié à la vitesse moyenne des vents (équation 2) durant la période considérée par une fonction Gamma<sup>50,51</sup> ( $\Gamma$ ) qui dépend du facteur de forme  $k$  :

$$\bar{v} = c \Gamma \left( 1 + \frac{1}{k} \right) \quad (4)$$

La relation entre l'écart-type et les paramètres  $k$  et  $c$  est donnée par

$$\sigma = c \left[ \Gamma \left( 1 + \frac{1}{k} \right) - \Gamma^2 \left( 1 + \frac{1}{k} \right) \right]^{1/2} \quad (5)$$

La distribution de probabilité  $F(v)$  (fonction cumulative) de l'équation (1) est obtenue en l'intégrant

---

<sup>50</sup> Kreyszig, Erwin. 1999. Advanced Engineering Mathematics, 8th ed. New York: John Wiley & Sons Ltd. 1156 p.

<sup>51</sup>  $\Gamma(w) = \int_0^{\infty} e^{-t} t^{w-1} dt$ , où  $w$  est un entier  $\geq 0$ .

$$F(v) = \int_0^v k \frac{v^{k-1}}{c^k} \exp\left(-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right) dv \quad (6)$$

$$= 1 - \exp\left(-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right) \quad (7)$$

Une grande valeur de k (2.5 à 3) indique une faible variation horaire de la vitesse moyenne des vents autour de la moyenne annuelle, alors que des valeurs de l'ordre de 1.2 à 1.5 représentent une grande variabilité des vents autour de la moyenne annuelle (voir note 44 en page 43).

Il existe plusieurs méthodes pour évaluer les deux paramètres de la distribution de Weibull<sup>52,53</sup>. Parmi les plus simples et les plus efficaces figure la méthode des moindres carrés, dite *Méthode graphique*, et la méthode du maximum de vraisemblance, dite *Maximum Likelihood Method* ou MLM.

#### 2.4.1 Méthode des moindres carrés.

Traditionnellement, la méthode des moindres carrés (ou *Méthode graphique*) est la plus utilisée. Il s'agit de tracer la droite représentant le logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent, soit la relation

$$\ln\{-\ln[1 - F(v \leq v_i)]\} = k \ln(v_i) - k \ln(c) \quad (8)$$

<sup>52</sup> Stevens, M. J. M. et Smulders P. T. 1979. «The estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy utilisation purposes». *Wind engineering*, vol. 3, no 2, pp. 132-145.

<sup>53</sup> Seguro, J. V. et T. W. Lambert. 2000. «Modern Estimation of the Parameters of the Weibull Wind Speed Distribution for Wind Energy Analysis». *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamic*, vol. 85, pp. 75-84.

Dans la relation ci-dessus,  $k$  représente la pente de la droite et  $-k \ln(c)$ , l'ordonnée à l'origine de la droite. Le paramètre d'échelle est donc évalué en utilisant le facteur de forme  $k$  obtenu par le calcul de la pente du graphique de l'équation (8) et la valeur de l'ordonnée à l'origine tirée du graphique.

#### 2.4.2 Méthode du maximum de vraisemblance

Parmi les autres méthodes d'évaluation des paramètres de Weibull, la méthode de la vraisemblance maximale (MLM) est l'une des méthodes qui a donné de très bons résultats. Les facteurs de forme  $k$  et d'échelle  $c$  sont évalués à l'aide des relations suivantes

$$k = \left( \frac{\sum_{i=1}^n v_i^k \ln(v_i)}{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n v_i^k} - \frac{\sum_{i=1}^n \ln(v_i)}{n} \right)^{-1} \quad (9)$$

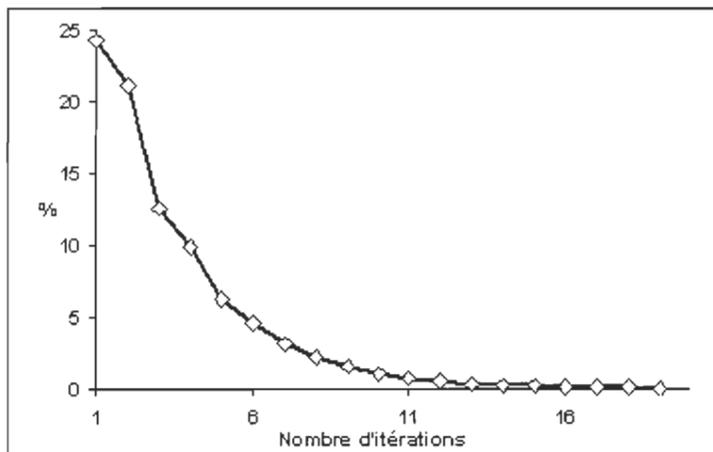
et

$$c = \left( \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n v_i^k \right) \frac{1}{k} \quad (10)$$

où  $v_i$  est la vitesse au temps  $i$  et  $n$  le nombre de données de vents non nulles. L'évaluation du paramètre de forme implique un calcul itératif avec une valeur initiale de  $k = 2$ . Seguro et Lambert ont démontré la méthode à l'aide des données de vents correspondantes aux moyennes horaires cumulées sur une période de trois jours.

La validation des deux méthodes de calcul a été réalisée à partir de données du MRN issues d'une période de dix jours consécutifs, en mars 2002, de la station (705RN17) des Îles-de-la-Madeleine. Nous avons utilisé les enregistrements aux 10 minutes de la vitesse du vent pour bâtir un ensemble de moyennes horaires sur lesquelles nous avons appliqué les deux méthodes MLM et la méthode des moindres carrés. La figure 9 illustre la progression de l'erreur relative du coefficient de forme  $k$  versus le nombre d'itération pour la méthode MLM.

Figure 9 : Variation de l'erreur en fonction du nombre d'itérations pour la méthode MLM



Nous atteignons une précision de l'ordre de 1 % au bout de 11 itérations et de 0.1 % avec 17 itérations. Les valeurs du facteur de forme  $k$  sont respectivement de 2,44231073 ( $K$ hi carré de 0.9957) par la méthode des moindres carrés et de 2,51391145 par la méthode MLM. L'écart entre ces deux valeurs est de 2,95 %, ce qui entraîne peu d'impact sur la courbe de distribution de Weibull (figures 10 et 11).

Figure 10 : Comparaison de la distribution de fréquence réelle avec les distributions calculées par les méthodes des moindres carrés et MLM

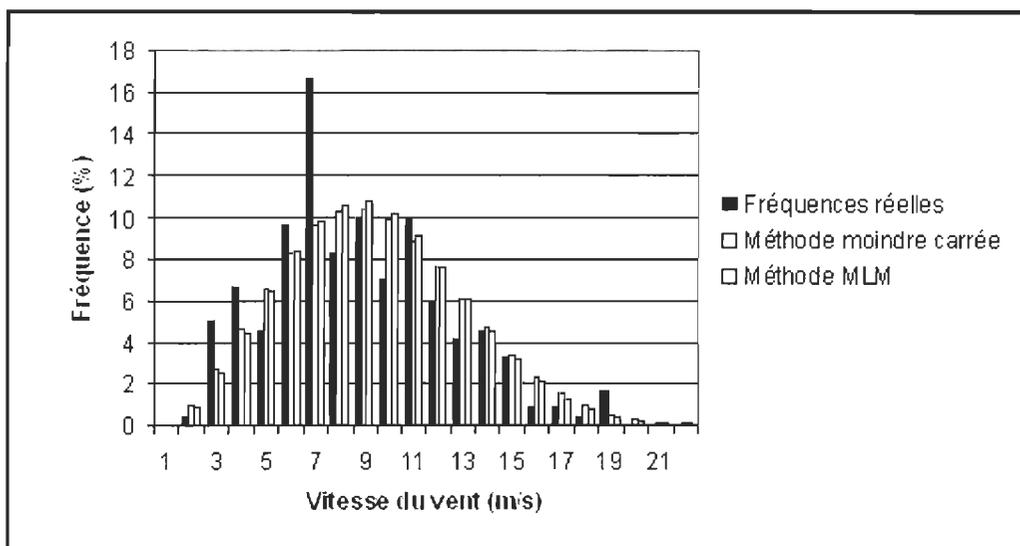
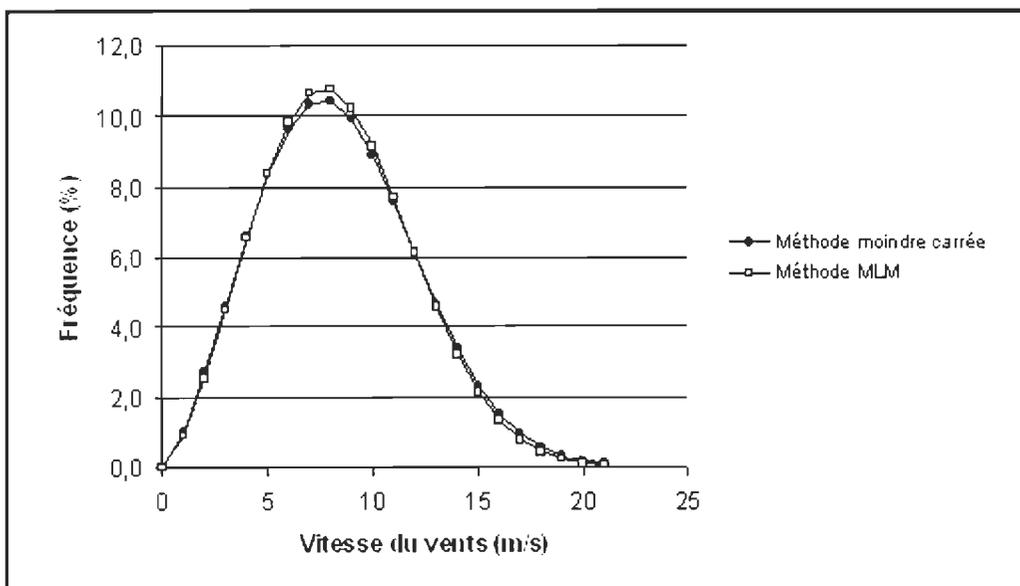


Figure 11 : Comparaison des distributions de Weibull obtenues par les deux méthodes de calcul (moindres carrés et MLM)



Bien que la méthode MLM soit plus précise que la méthode des moindres carrés, celle-ci a un inconvénient majeur, celui d'utiliser que des données non nulles. Pour cette raison, il serait préférable d'utiliser une distribution de fréquence modifiée. La loi de Weibull modifiée permet de considérer les vitesses nulles de la manière suivante<sup>54,55</sup> :

$$f(v) = \begin{cases} s & , \text{ pour } v = 0 \\ (1-s)\left(\frac{kv^{k-1}}{c^k}\right) \exp\left(-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right) & , \text{ pour } v > 0 \end{cases} \quad (11)$$

s représentant la fréquence des vitesses nulles.

Compte tenu des objectifs recherchés, nous avons opté pour une méthode simple, considérant que nous avons un site bien venté, pour lequel une banque de données standardisée et exhaustive est disponible<sup>56</sup>. Nous avons donc privilégié la méthode des moindres carrés (*méthode graphique*) pour l'analyse de nos données de vent.

## 2.5 Profil vertical de la vitesse des vents

Comme nous l'avons vu (tableau 5, section 2.2.3), les données de vents proviennent de stations anémométriques qui ne sont pas toutes à la même hauteur. Deux modèles mathématiques<sup>57</sup> sont communément utilisés pour quantifier le profil vertical du vent

<sup>54</sup> Binova, S. ; R. Burton et C. Leone. 2003. «Hourly Wind Speed Analysis, in Sicily». Renewable Energy, vol. 28, no 9 (July), pp. 1371-1385.

<sup>55</sup> Rosen, Karen; Van Buskirk; Robert Karina et Garbesi Karina. 1999. «Wind Energy Potential of Costal Eritrea: an Analysis of Sparse Wind Data». Solar Energy, vol. 66, no 3 (June), pp. 201-213.

<sup>56</sup> Dans la plus parts des cas, c'est plus de 97% des données du mois qui sont disponibles.

<sup>57</sup> Frost, Walter et Carl Aspleden. 1998. Wind Turbine Technology: Characteristics of the Wind, sous la dir. de David A. Spera. New York: David A. Spera Editor. pp. 371-445.

dans une région présentant des caractéristiques spatiales homogènes : une loi logarithmique ou une loi de puissance.

### 2.5.1 Loi logarithmique

Selon la loi logarithmique, la variation verticale de la vitesse du vent peut être représentée par la relation suivante :

$$V(z) = \left( \frac{V^*}{\kappa} \right) \ln \left( \frac{z}{z_0} \right) + \Psi_s \quad (12)$$

où  $V(z)$  est la vitesse du vent en m/s, calculée à la hauteur  $Z$  par rapport au sol. On retrouve la vitesse de friction<sup>58</sup>  $V^*$  en m/s, la constante de von Karman  $\kappa$  (0,4) et le terme  $Z_0$  correspondant au facteur aérodynamique de rugosité<sup>59</sup> du site. Dans cette équation, nous retrouvons un terme libre, la fonction  $\Psi_s$  qui dépend de la stabilité de l'air. Ce terme vaut zéro lorsque nous avons des conditions atmosphériques neutres. Il existe une variante du profil logarithmique, donnée par la relation suivante<sup>60</sup> :

$$V_2 = V_1 \left[ \frac{\ln(Z_2/Z_1)}{\ln(Z_1/Z_0)} \right] \quad (13)$$

Dans cette dernière équation,  $V_2$ , en m/s, est la vitesse calculée à la hauteur voulue,  $Z_2$ , et  $V_1$ , en m/s, est la vitesse observée à la hauteur de l'anémomètre  $Z_1$ . Enfin,  $Z_0$  est le facteur aérodynamique de la rugosité du site. Le profil logarithmique (et son équation dérivée) exige une estimation visuelle, empirique, du facteur aérodynamique de la rugosité pour le site analysé, ce qui cause un problème quant à son estimation. Le

<sup>58</sup> Fonction de la surface de cisaillement et de la densité de l'air.

<sup>59</sup> Caractérise l'irrégularité de la surface du sol.

<sup>60</sup> Mathew, S. ; K. P. Pandey et A. Kumar. 2002. «Analysis of Wind Regimes for Energy Estimation». *Renewable Energy*, vol. 25, no 3 (March), pp. 381-399.

tableau 6 illustre succinctement la correspondance entre le facteur de rugosité et le type de terrain.

Tableau 6 : Les facteurs de rugosité  $Z_0$  selon différents types de terrain.

Type de terrain	Facteur de rugosité $Z_0$ (m)
Zones urbaines	3,0 à 0,4
Cité avec un centre-ville tout en hauteur	3,0
Grandes cités tout en surface	1,2
Villes	0,55
Banlieues	0,4
Régions boisées et forêts	1,2 à 0,4
Plaines et terres cultivées	0,30 à 0,002
Plusieurs arbres et haies	0,30
Arbres et haies espacés	0,15
Plusieurs haies	0,085
Quelques arbres, feuillus	0,055
Récoltes et herbes hautes	0,050
Arbres isolés, feuillus	0,025
Long gazon	0,020
Quelques arbres en hiver	0,010
Gazon coupé	0,007
Champs enneigés	0,002
Larges étendues d'eau	0,001 à 0,0001
Surface plate enneigée ou désertique	0,001 à 0,0001
Surfaces glacées	0,00003 à 0,00001

Pour contourner le problème lié à une évaluation visuelle du facteur de rugosité et afin d'uniformiser les données des vitesses de vents mesurées par les diverses stations météorologiques à hauteur du moyeu de la turbine à installer, une autre méthode est utilisée, c'est la loi de puissance.

### 2.5.2 Loi de puissance

Le profil vertical du vent peut aussi être approché par une loi de puissance, exprimée de la manière suivante :

$$V_2 = V_1 \left( z_2 / z_1 \right)^\alpha \quad (14)$$

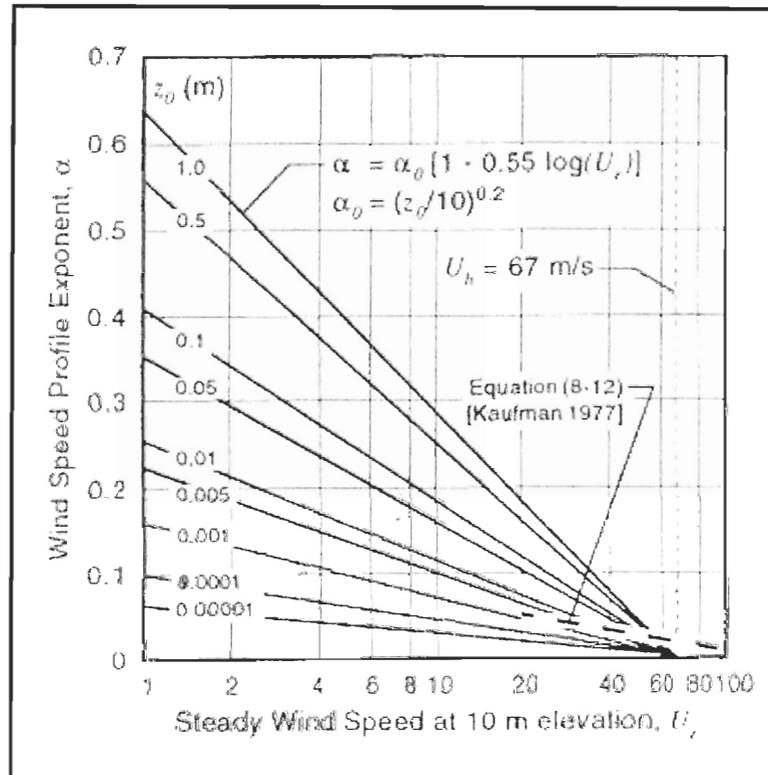
où l'exposant de la loi de puissance  $\alpha$  est typiquement égal à 0,14 (soit 1/7) lorsqu'on ne dispose pas d'informations suffisantes sur les sites de mesures. La valeur de cet exposant varie de 0,1 (correspondant aux sommets d'une colline) à 0,25 (pour des zones habitées<sup>61,62</sup>). À titre de comparaison, citons les données fournies par Environnement Canada pour la période 1968 à 1976 (Section 2.2.1). Ils utilisent un exposant  $\alpha$  de 0,17 pour l'estimation des vitesses de vents à 30 m de hauteur par rapport au niveau du sol (voir note 57 en page 49). Cette valeur correspond au facteur de rugosité  $Z_0$  de 0,03 pour des vitesses moyennes qui varient de 6 à 8 m/s. Cela constitue un compromis acceptable pour la topographie et le couvert de l'archipel. Par contre, si on tient compte des habitations et des bâtiments de la zone d'implantation de la turbine, un facteur de rugosité plus près de 0,1 serait plus juste et correspondrait ainsi à un facteur de puissance aux environs de 0,2 pour une vitesse moyenne annuelle de 8,74 m/s à 10 m. L'abaque de la figure 12 permet l'évaluation de l'exposant  $\alpha$  de la loi de puissance (voir note 57 en page 49).

---

<sup>61</sup> Chang, Tsang-Jung; Yu-Ting Wu; Hua-Yi Hsu; Chia-Ren Chu et Chun-Min Liao. 2003. «Assessment of Wind Characteristics and Wind Turbine Characteristics in Taiwan». *Renewable Energy*, vol. 28, no 6 (May), pp. 851-871.

<sup>62</sup> Rehman, S. et Naif M. Al-Abbadi. 2005. «Wind Shear Coefficients and their Effect on Energy Production». *Energy, Conversion and Management*, vol. 46, no 15-16 (septembre), pp. 2578-2591.

Figure 12 : Abaque permettant l'évaluation du coefficient de la loi de puissance en fonction de la rugosité et de la vitesse du vent



Cette valeur est d'ailleurs plus conforme aux observations que l'on retrouve dans les travaux de Jean-Louis Rétiveau, à savoir que pour l'ensemble des 17 stations étudiées au Bas Saint-Laurent et en Gaspésie-les Îles (voir note 16 en page 12), l'exposant de la loi de puissance est toujours supérieur à la valeur de 0,17 utilisée dans le premier *Atlas éolien du Québec*. Les valeurs varient d'un mois à l'autre entre 0,25 à 0,3, ce qui démontre les inexactitudes introduites par une valeur annuelle fixe. Comme nous l'avons vu (figure 5), les vents sont de l'ouest aux Îles. Ils proviennent principalement de la baie de Plaisance (figure 13). Quant à la péninsule du Gros-Cap, elle se situe à plus d'un kilomètre du site. Dans cette étude, nous adoptons donc une position conservatrice en choisissant un coefficient  $\alpha$  de 0,17.

Figure 13 : Localisation de l'usine de Pêcheries Gros-Cap



## 2.6 Caractérisation du site de Pêcheries Gros-Cap

La turbine éolienne est installée à proximité de l'usine de transformation des produits de la mer de Pêcheries Gros-Cap. Le secteur de Gros-Cap (figure 13) est de type rural avec quelques résidences éparses. Une zone boisée apparaît au nord à  $\frac{1}{2}$  km. L'éolienne est installée au sud-ouest de l'usine, à une distance de 15 m de celle-ci, tout en respectant les distances minimales réglementaires par rapport à la rive et à l'entrée électrique de 600 V du réseau local d'électricité. Le site occupe une superficie d'environ 700 m<sup>2</sup>. Il est bordé au nord, au nord-est et à l'est par les installations de l'usine. Au sud et au sud-ouest, on retrouve la baie de Plaisance. Le site est un terrain plat, situé à 3 m au-dessus du niveau de la mer. Le sous-sol est constitué de remblais et le contrefort est bâti de gros blocs de pierres

servant de brise-lames contre les fortes vagues provoquées par les vents d'automne. À l'ouest, se trouve un terrain dégagé sur une distance d'environ 75 m avant d'y trouver une première habitation de type chalet. La dimension de ce bâtiment est approximativement de 30 m<sup>2</sup> par 5 m de hauteur. Toujours à l'ouest, le long d'une droite radiale par rapport au lieu d'implantation, se trouve une série de chalets situés à 150 m et qui offre, face au site, une section d'environ 15 m<sup>2</sup>. À 150 m au nord-ouest, nous retrouvons les premières résidences formant un obstacle de 10 m de hauteur par 50 m de long.

## 2.7 Calcul des facteurs de forme et d'échelle pour le site du Gros-Cap

Les trois prochains tableaux illustrent les résultats obtenus par le traitement des données (les moyennes horaires de la vitesse du vent) effectuées à l'aide de la méthode des moindres carrés, méthode expliquée en détail à la section 2.4.1. Les résultats sont présentés aux tableaux 7 et 8 en ce qui concerne les données du MRN à 20 m et à 40 m et au tableau 9 pour les données des stations artisanales installées à l'usine du Gros-Cap et à La Méduse. La vérification graphique de l'équation (8) permet de calculer la valeur de  $k$  qui correspond à la pente de la droite alors que l'ordonnée à l'origine de la droite correspond à l'expression  $-\ln(c)$ .

Donc, des vitesses (moyenne horaire) du vent, nous en déduisons les paramètres de la loi de Weibull ( $k$  et  $c$ ) ainsi que la moyenne mensuelle de la vitesse  $\bar{v}$  (équation 4), l'écart-type  $\sigma$  (équation 5), la variance  $\sigma^2$  et le terme  $\sigma/\bar{v}$  qui caractérise la variabilité relative de la vitesse du vent. À titre d'exemple, la figure 14 illustre la représentation graphique,

obtenue à partir de la distribution fréquentielle, en juillet 2003, de la vitesse du vent sur le site de Pêcheries Gros-Cap (annexe A), du logarithme népérien de la fonction cumulative (équation 7) de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent (équation 8) pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$ . L'équation de la droite (ligne formée par des traits) correspondant au meilleur ajustement des données nous donne une valeur de pente égale à 2,0628, alors que l'ordonnée à l'origine égale  $-4,2103$ . Pour cette série de données (Pêcheries Gros-Cap, juillet 2003), nous avons exclu les données dont la vitesse était inférieure à 4 m/s pour obtenir un meilleur ajustement de la droite. On sait que la turbine ne produit pas en deçà de la vitesse de démarrage de la turbine et ces valeurs de la vitesse du vent sont donc exclues du calcul de la production énergétique. Tous les graphiques obtenus à partir des distributions fréquentielles de la vitesse des vents mesurés sur les sites analysés se trouvent en annexe D.

Figure 14 : Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. Données de juillet 2003, station du Gros-Cap

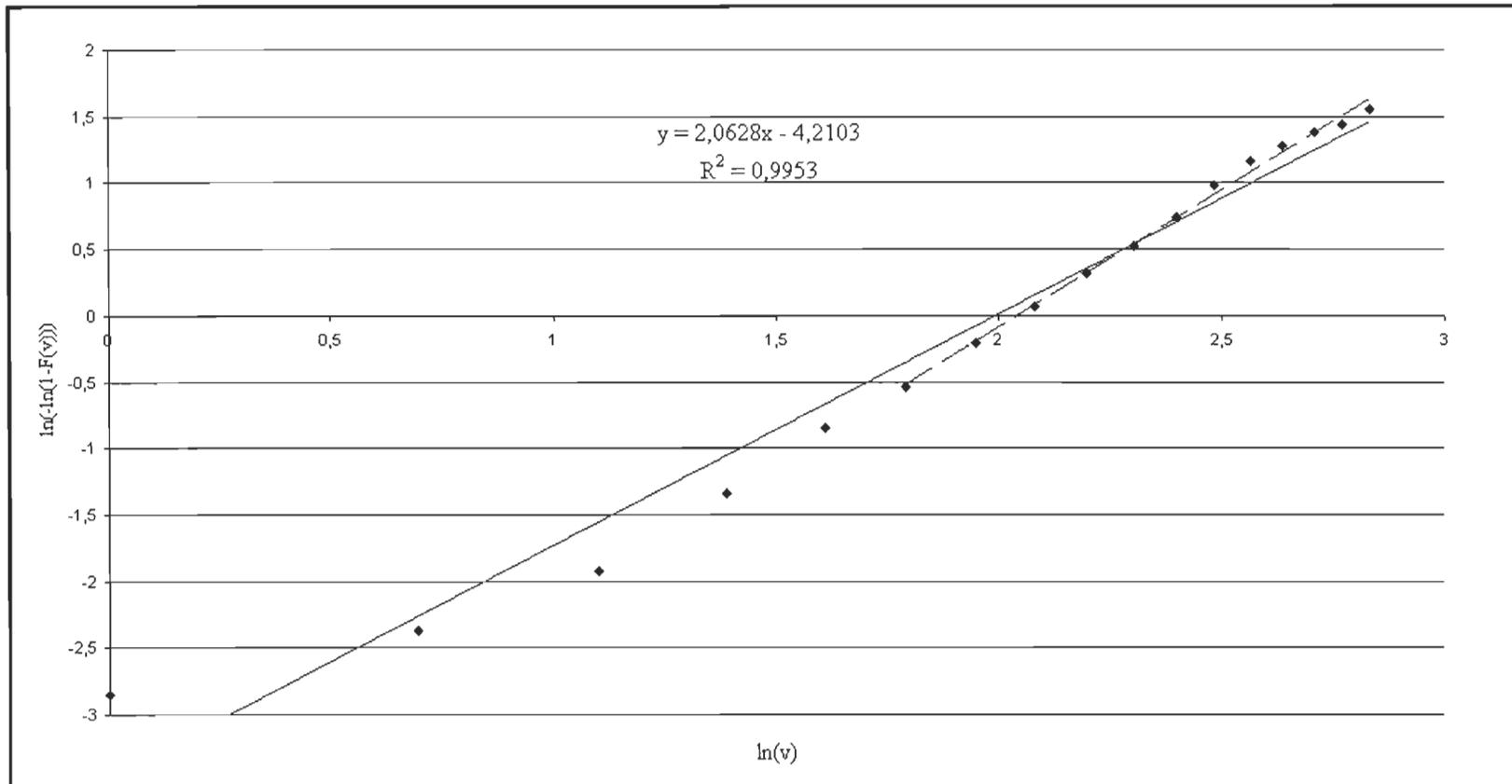


Tableau 7 : Calcul des paramètres de variation de la vitesse du vent et des paramètres de la fonction de distribution de Weibull à l'aide de la *méthode graphique* pour la station du MRN (mesures à 20 m)

Mois-année	<b>m</b>	<b>b</b>	<b>R<sup>2</sup></b>	<b>k</b>	<b>c (m/s)</b>	$\bar{v}$ (m/s)	$\sigma^2$ (m/s) <sup>2</sup>	$\sigma$ (m/s)	$\sigma/\bar{v}$
01/01	2,14	4,32	0,99	2,14	7,54	6,68	10,82	3,29	0,49
02/01	1,86	4,31	0,99	1,86	10,21	9,07	25,69	5,07	0,56
03/01	1,91	4,09	1,00	1,91	8,53	7,57	17,09	4,13	0,55
04/01	2,56	5,51	0,96	2,56	8,55	7,59	10,09	3,18	0,42
05/01	2,66	5,09	1,00	2,66	6,77	6,02	5,93	2,44	0,40
06/01	2,37	4,54	0,99	2,37	6,79	6,02	7,31	2,70	0,45
07/01	2,32	4,39	1,00	2,32	6,63	5,88	7,22	2,69	0,46
08/01	2,05	3,85	0,99	2,05	6,53	5,79	8,76	2,96	0,51
09/01	2,30	4,59	0,99	2,30	7,36	6,52	9,04	3,01	0,46
10/01	2,47	5,18	1,00	2,47	8,12	7,21	9,70	3,11	0,43
11/01	1,89	4,20	0,94	1,89	9,17	8,14	19,95	4,47	0,55
12/01	2,04	4,45	0,98	2,04	8,84	7,83	16,13	4,02	0,51

Tableau 8 : Calcul des paramètres de variation de la vitesse du vent et des paramètres de la fonction de distribution de Weibull à l'aide de la *méthode graphique* pour la station du MRN (mesures à 40 m)

Mois-année	<b>m</b>	<b>b</b>	<b>R<sup>2</sup></b>	<b>k</b>	<b>c (m/s)</b>	$\bar{v}$ (m/s)	$\sigma^2$ (m/s) <sup>2</sup>	$\sigma$ (m/s)	$\sigma/\bar{v}$
01/01	2,37	5,24	0,99	2,37	9,17	8,13	13,35	3,65	0,45
02/01	2,08	5,22	0,99	2,08	12,36	10,95	30,59	5,53	0,51
03/01	1,97	4,70	1,00	1,97	10,79	9,56	25,56	5,06	0,53
04/01	2,25	5,33	1,00	2,25	10,72	9,50	20,01	4,47	0,47
05/01	2,96	6,34	1,00	2,96	8,52	7,60	7,81	2,80	0,37
06/01	2,63	5,62	0,99	2,63	8,47	7,53	9,46	3,08	0,41
07/01	2,59	5,51	0,99	2,59	8,40	7,46	9,58	3,09	0,41
08/01	2,46	5,18	1,00	2,46	8,24	7,30	10,07	3,17	0,43
09/01	2,49	5,45	0,98	2,49	8,88	7,88	11,42	3,38	0,43
10/01	2,47	5,72	0,99	2,47	10,10	8,96	14,98	3,87	0,43
11/01	2,19	5,18	0,98	2,19	10,64	9,42	20,60	4,54	0,48
12/01	2,10	5,03	0,98	2,10	11,00	9,75	23,82	4,88	0,50

Les tableaux 7, 8 et 9 présentent donc les valeurs des pentes  $m$  et les ordonnées à l'origine  $b$  pour les séries de données suivantes :

- Données du Ministère des Ressources naturelles du Québec mesurées à 20 m et à 40 m à la station des Îles-de-la-Madeleine (section 2.2.2). Année de référence 2001.
- Données mesurées durant la campagne de l'été 2003 sur le site de Pêcheries Gros-Cap.
- Données mesurées en mars et en avril 2003 sur le site de La Méduse à Havre-aux-Maisons (Îles-de-la-Madeleine).

On y retrouve aussi la valeur du khi carré ( $R^2$ ) relatif à l'ajustement (par le chiffrier *Excel*) des données par une droite. Puis, successivement, les valeurs calculées de  $k$  et  $c$  ainsi que la vitesse moyenne mensuelle  $\bar{v}$ , l'écart-type  $\sigma$ , la variance  $\sigma^2$  et le terme  $\sigma/\bar{v}$  qui caractérise la variabilité relative de la vitesse du vent. Tous ces résultats sont calculés sur une base mensuelle pour des fins de comparaison avec les données d'Environnement Canada de la période 1968 à 1976.

Comme il est démontré en annexe A, l'écart-type diminue avec l'augmentation de la valeur du facteur de forme  $k$ , ce qui revient à dire que plus les vents sont forts, plus ils sont réguliers. C'est ce qu'illustre aussi le rapport  $\sigma/\bar{v}$  (figure 15). On remarque que pour des faibles valeurs de  $k$  comme 1.76, le rapport  $\sigma/\bar{v}$  est égal à 0.59 alors que pour une valeur de 2.66,  $\sigma/\bar{v}$  prend la valeur de 0.40. La tendance est la même pour les données recueillies à hauteur de 20 ou 40 m comme pour les stations artisanales.

Tableau 9 : Calcul des paramètres de variation de la vitesse du vent et des paramètres de la fonction de distribution de Weibull à l'aide de la méthode graphique pour les stations du Gros-Cap et de La Méduse

Station Pêcheries Gros-Cap (mesures à 12 m)									
Mois-année	m	b	R <sup>2</sup>	k	c (m/s)	$\bar{v}$ (m/s)	$\sigma^2$ (m/s) <sup>2</sup>	$\sigma$ (m/s)	$\sigma/\bar{v}$
06/03	2,17	4,41	0,98	2,17	7,64	6,76	10,79	3,28	0,49
07/03	2,06	4,21	1,00	2,06	7,70	6,82	12,02	3,47	0,51
08/03	2,64	5,59	0,99	2,64	8,32	7,39	9,07	3,01	0,41
Station La Méduse (mesures à 10,5 m)									
03/03	2,18	4,93	0,99	2,18	9,55	8,46	16,70	4,09	0,48
04/03	2,18	5,36	0,99	2,18	11,62	10,29	24,71	4,97	0,48

Figure 15 : Corrélation entre la variabilité relative de la vitesse du vent ( $\sigma/\bar{v}$ ) et le facteur de forme k de la distribution de Weibull

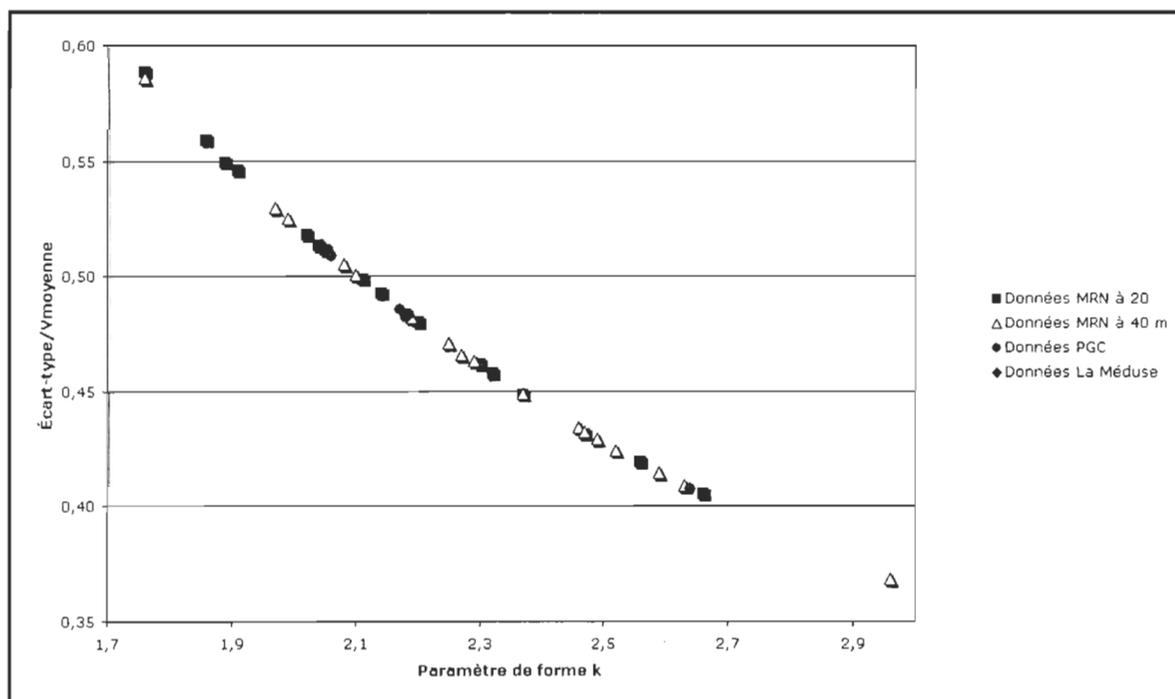


Tableau 10 : Comparaison des paramètres de la fonction de Weibull pour les stations des Îles, normalisés à la hauteur du moyeu (15 m)

Stations	Paramètres de forme k				Paramètres d'échelle c (m/s)			
	EC68-76	MRN	PGC	Méduse	EC68-76	MRN	PGC	Méduse
Janvier	1,98	2,11	----	----	12,45	7,34	----	----
Février	1,98	1,85	----	----	11,70	10,10	----	----
Mars	2,04	1,82	----	2,25	11,53	8,56	----	12,28
Avril	2,06	2,77	----	2,25	10,07	8,53	----	10,15
Mai	2,13	2,64	----	----	9,73	6,67	----	----
Juin	2,36	2,35	2,21	----	9,12	6,66	7,97	----
Juillet	2,08	2,30	2,10	----	9,12	6,56	8,04	----
Août	2,19	2,11	2,68	----	8,98	6,43	8,67	----
Sept.	2,10	2,25	----	----	9,78	7,12	----	----
Oct.	2,06	2,32	----	----	11,39	8,04	----	----
Nov.	2,03	1,92	----	----	11,56	8,80	----	----
Déc.	1,96	1,94	----	----	12,47	8,80	----	----
Moy.	2,08	2,20	2,33	2,25	10,66	7,80	8,23	11,22

Le tableau 10 compare les valeurs des paramètres de forme k et d'échelle c de la loi de Weibull, caractérisant la distribution de fréquence du vent pour les sites analysés : station de mesures d'Environnement Canada (EC68-76), station du Ministère des Ressources naturelles du Québec (MRN), stations de mesures chez Pêcheries Gros-Cap (PGC) et de La Méduse à Havre-aux-Maisons. Ces valeurs ont été standardisées par la loi de puissance (section 2.5.2) à la hauteur du moyeu de la turbine. Le tableau présente ces résultats par mois et seuls les résultats du MRN de l'année 2001 ont été retenus pour la comparaison.

À l'observation de ces résultats, on peut noter que :

- Pour les stations d'Environnement Canada et de La Méduse, situées en hauteur (sur des buttes), les valeurs du paramètre d'échelle sont plus élevées (près de 11 m/s), tandis que pour les stations du MRN et PGC situées au niveau de la mer, les valeurs de  $c$  sont plus près de 8 m/s. Ces résultats représentent bien la topographie des sites, soit une plus grande vitesse de l'air en haut d'une butte (effet de colline).
- Pour toutes les stations, on a des valeurs moyennes du paramètre de forme au-delà de 2,08. Ce paramètre caractérise la stabilité (ou variabilité) des vents sur le site. On note donc que ceux-ci présentent des valeurs intermédiaires, c'est-à-dire ni trop grandes (2,5- vents stables), ni trop petites (1,5- vents de grande variabilité).
- On observe pour les stations du MRN et de PGC situées au niveau de la mer des valeurs de  $k$  égales à 2,2 et 2,33 respectivement, et des valeurs  $c$  de 7,80 m/s et 8,23 m/s. Cette situation est avantageuse pour la production d'énergie car nous avons des facteurs de forme élevés ( $\sim 2.26$ .) De plus, les rapports entre l'écart-type et la moyenne des vitesses du vent ( $\sigma/\bar{v}$ ) restent en deçà de 0,50.
- Pour le site d'Environnement Canada, les valeurs moyennes de  $k$  et  $c$  sont respectivement de 2,08 et de 10,66 m/s. Elles caractérisent bien ce site situé sur une colline dans une zone résidentielle (Section 2.2.1). Quoique la valeur de  $k$  soit plus faible que pour les deux stations précédentes (MRN et PGC), une plus grande valeur de  $c$  correspondant à une vitesse (moyenne) de vent plus élevée permet d'anticiper un bon ratio  $\sigma/\bar{v}$ .
- Comme pour la station d'Environnement Canada, le ratio  $\sigma/\bar{v}$  ( $= 0,47$ ) de la station La Méduse est aussi en deçà de 0,5. Ici, c'est la grande valeur de  $k = 2,25$  qui permet de

compenser la plus grande valeur de  $c$  ( $\sim 11,22$  m/s). Ces résultats représentent bien un site situé aussi sur une colline mais dans une zone rurale et boisée. La différence est notable entre le site d'Environnement Canada ( $k = 2,08$ ) et de La Méduse ( $k = 2,25$ ), tous deux situés à 60 m du niveau de la mer. Toutefois, le premier est dans une zone urbaine avec un facteur de rugosité plus grand correspondant à un  $k$  plus petit, alors que pour l'autre site (La Méduse), le facteur de rugosité est plus petit et on a un  $k$  plus grand.

- Il est intéressant d'observer que malgré la présence de bâtiments sur le site de PGC, les paramètres de forme  $k$  et d'échelle  $c$  (égaux à 2,33 et 8,23 m/s respectivement) sont représentatifs du site puisque dans la zone des vents dominants nous retrouvons une grande étendue d'eau (baie de Plaisance) correspondant à un faible facteur de rugosité.

En conclusion, tous ces résultats nous confortent quant à la validité des données recueillies lors de la campagne de mesures de l'été 2003, d'une durée de trois mois, réalisée à l'usine de Pêcheries Gros-Cap et ceci, à l'aide d'une station anémométrique de type artisanal.

## **2.8 Estimation de la production annuelle d'électricité**

### **2.8.1 La distribution fréquentielle du vent sur le site de Pêcheries Gros-Cap**

Un bref rappel sur la station de mesure de vent et les données recueillies sur le site de Gros-Cap aux Îles-de-la-Madeleine.

- La station est de type artisanal et l'anémomètre est situé à 12 m du sol.

- La fréquence d'acquisition est de 1 Hz et les données enregistrées sont moyennées aux cinq minutes.
- Les taux d'acquisition obtenus pour chacun des mois durant la campagne de mesures ont été de 80,4 % en juin, 97,6 % en juillet et de 99,9 % en août 2003.
- Seules les données d'une heure complète sont retenues pour l'analyse.
- L'analyse de la vitesse des vents est faite pour toutes directions confondues.
- Le terrain est considéré comme plat et aucune correction n'est faite quant aux obstacles puisque l'éolienne fait face à la mer dans la direction des vents dominants.

Pour chacun des mois nous évaluons<sup>63</sup>, à partir des distributions horaires de la vitesse du vent (annexe B), les paramètres  $k$  et  $c$  de la fonction de distribution de Weibull qui seront utilisés pour l'évaluation des moyennes mensuelles de la vitesse des vents. Ces paramètres sont illustrés pour les mois de juin, juillet et août 2003 au tableau 9 de la section précédente. Les figures 16 à 18 montrent comment ces paramètres permettent à la loi de Weibull de corrélérer la distribution réelle des vents sur le site pour les mois de juin, juillet et août 2003. L'observation de la rose des vents pour chacun de ces mois (section 2.3, figures 6, 7 et 8) montre de grandes disproportions entre les fréquences des vents dans les directions dominantes (sud, sud-ouest et ouest) par rapport aux fréquences dans les directions opposées, ce qui confère un poids statistique plus faible à ces dernières. Comme nous sommes en période estivale, les vents sont plus turbulents. La combinaison d'un facteur de forme et d'un facteur d'échelle plus petit pousse donc la distribution de Weibull

---

<sup>63</sup> Par la méthode des moindres carrés.

plus à gauche (annexe A) par rapport à la distribution réelle. La vérification graphique de l'équation 8 (figure 14) qui permet de calculer  $k$  et  $c$  à partir d'une droite de pente  $m$  et de l'ordonnée à l'origine  $-k \ln(c)$  donne un meilleur ajustement des données en excluant les vitesses du vent inférieures à la vitesse de démarrage (4 m/s) de la turbine (figures 17 et 18). On remarque qu'en éliminant ces vitesses de vent pour les distributions de fréquence des mois de juillet et d'août 2003, la loi de Weibull s'ajuste mieux à la distribution réelle de fréquences.

Figure 16 : Corrélation entre la distribution réelle des vitesses du vent et la loi de Weibull à la station du Gros-Cap au mois de juin 2003

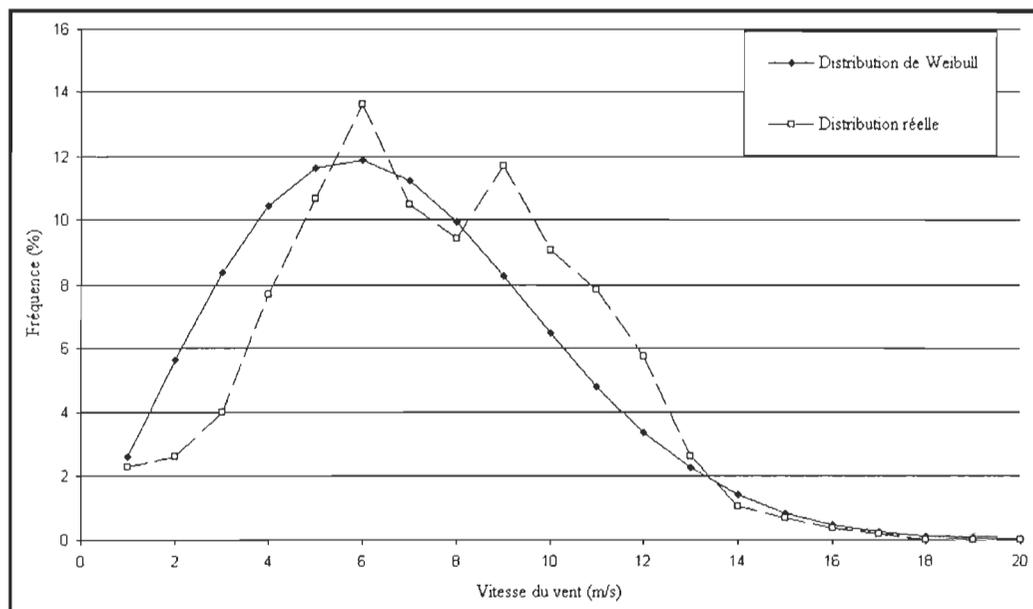


Figure 17 : Corrélation entre la distribution réelle des vitesses du vent et la loi de Weibull à la station du Gros-Cap au mois de juillet 2003. La deuxième courbe représente Weibull sans les données de vent inférieures à 4 m/s

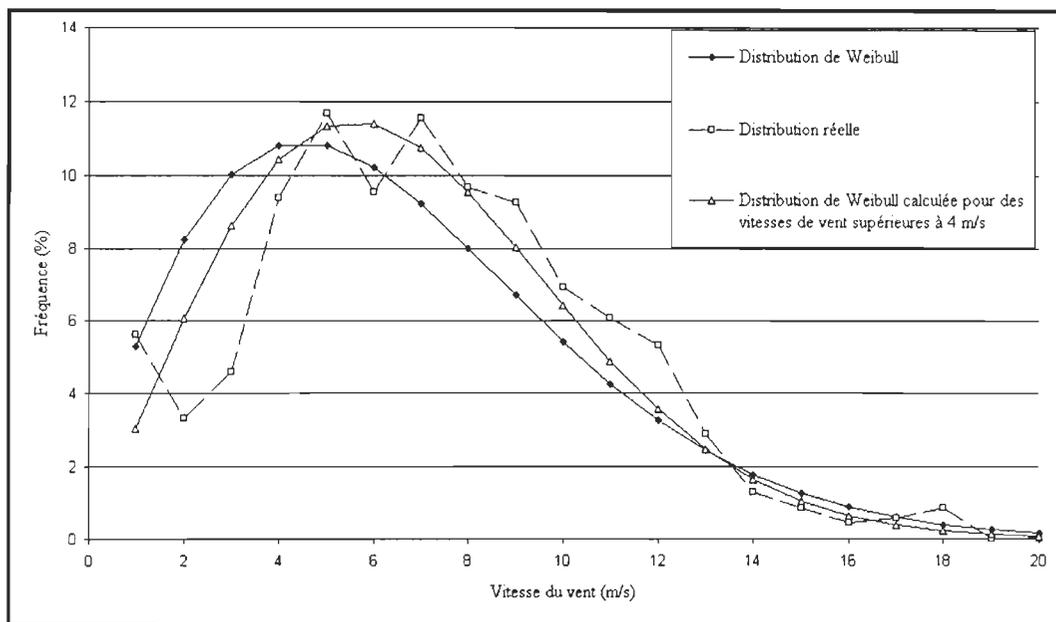
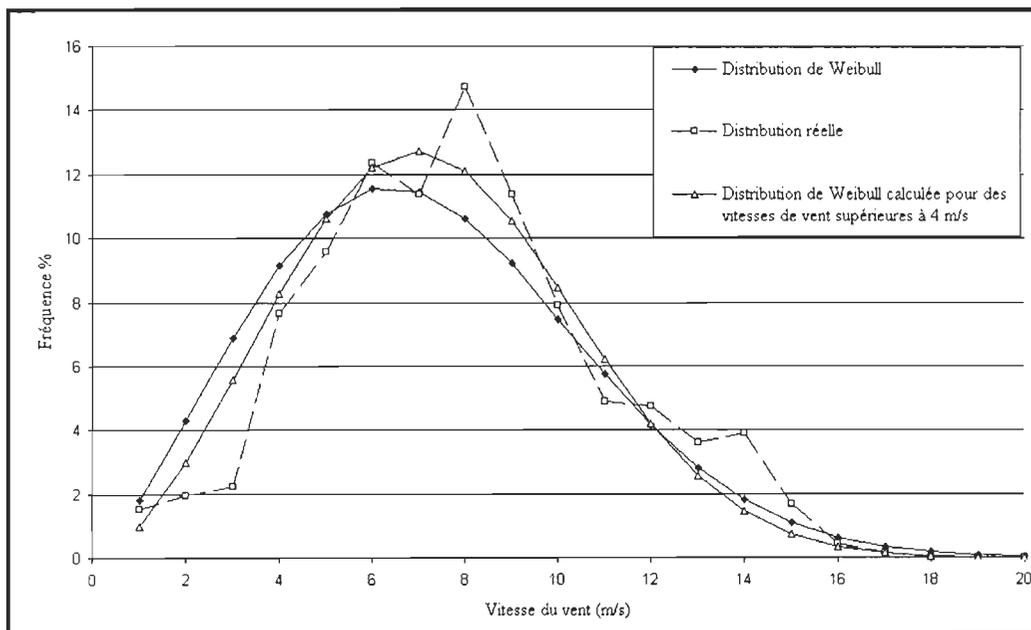


Figure 18 : Corrélation entre la distribution réelle des vitesses du vent et la loi de Weibull à la station du Gros-Cap au mois d'août 2003. La deuxième courbe représente Weibull sans les données de vent inférieures à 4 m/s



### 2.8.2 Estimation de la production annuelle d'électricité

Les paramètres de la loi de Weibull (facteur de forme  $k$  et facteur d'échelle  $c$ ) servent principalement à établir l'énergie disponible dans le vent pour un site donné. Cette distribution de Weibull combinée avec la puissance électrique générée par la turbine permet d'obtenir une estimation de l'énergie électrique que l'on espère produire mensuellement puis annuellement (annexe E). La turbine éolienne est caractérisée par une courbe de puissance qui représente la puissance électrique générée par la turbine en fonction des vitesses du vent.

La figure 18 illustre les courbes de puissance<sup>64</sup> générées pour différents angles de calage des pales de l'éolienne. Le rotor de l'éolienne possède un angle de calage variable des pales. Cependant, cet angle de calage n'est pas contrôlé par un dispositif et il varie en fonction de la vitesse de rotation du rotor. Ainsi, à des basses vitesses de rotation, l'angle de calage est plus élevé et il diminue avec l'augmentation de cette vitesse. Il a été impossible de mesurer exactement la courbe de puissance réelle et l'angle de calage des pales. L'approximation que nous utilisons pour faire l'estimation de l'énergie produite utilise ainsi une moyenne de puissance obtenue à différents angles de calage. Nous avons retenu les courbes dont les performances correspondent aux angles de calage des pales lors d'un fonctionnement "usuel" de la turbine, c'est-à-dire les angles entre 6 et 12 degrés.

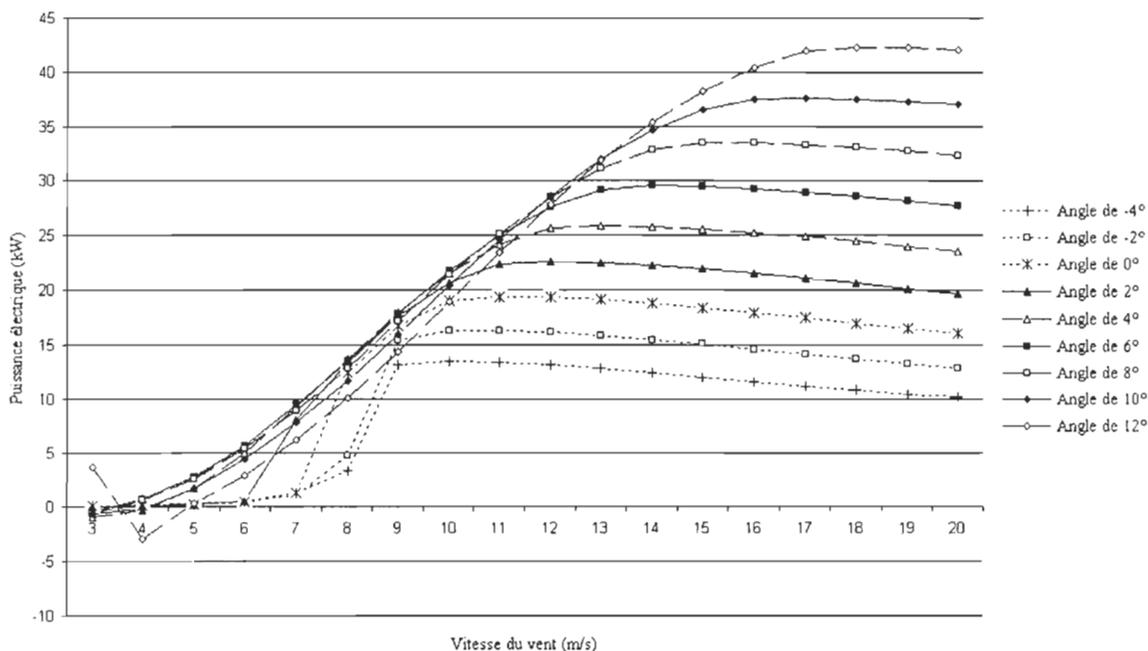
La courbe de puissance pour un angle donné est donc utilisée pour calculer, avec la distribution de fréquence de juillet par exemple, l'énergie produite avec un tel angle de

---

<sup>64</sup> Source : Groupe éolien. Généré à l'aide du programme PROPID.

calage. Puis une moyenne est faite à partir des résultats obtenus pour chacun des angles. Enfin, prenant la production estimée en juillet comme base de référence et à l'aide des ratios mensuels (désaisonnalisés) de la densité de puissance éolienne d'Environnement Canada (section 2.2.3), on évalue la production d'électricité pour tous les mois de l'année et on établit la moyenne annuelle. Cette valeur sera ultérieurement comparée au résultat produit à l'aide du logiciel d'analyse RETScreen<sup>®</sup>. Elle sera sensiblement la même, soit de l'ordre de 123,7 MWh par an. Les détails de la démarche et les calculs sont présentés en annexe E.

Figure 19 : Les courbes de puissance calculées pour différents angles de calage des pales de l'éolienne



### 2.8.3 Historique de consommation

Chez le client, à l'usine de Pêcheries Gros-Cap, plusieurs compresseurs sont utilisés pour la production de froid. Trois chambres froides de plus de 50 m<sup>3</sup> et une quatrième avec près de 100 m<sup>3</sup> servent à l'entreposage des marchandises. Le traitement des produits marins et leur congélation exigent aussi une grande quantité d'eau, ce qui nécessite l'utilisation de pompes. Le chauffage est quant à lui assuré par un système à eau chaude alimenté au mazout. Ce même système procure toute l'eau chaude nécessaire aux bâtiments ainsi que la vapeur et l'eau bouillante utile aux traitements et à la cuisson des produits marins. Les pompes et compresseurs sont donc les principales charges électriques à l'usine<sup>65</sup>. Il faut noter que les activités de transformation des produits de la mer s'effectuent principalement entre les mois de mai et d'octobre avec une pointe en période estivale, et donc en dehors de la période correspondant aux meilleurs régimes de vent, soit de novembre jusqu'en avril. Les tableaux 11 à 13 illustrent la consommation du client durant la période 2001 à 2003 inclusivement. À chacun des tableaux y figurent, dans la première et seconde colonne, les dates de début et de fin de période de facturation ainsi que le nombre de jours (en été ou en hiver) correspondant à cette facturation. Puis successivement, on retrouve la consommation d'électricité (kWh) durant la période, la puissance maximale appelée (kW) durant la période et la puissance facturée (kVA) pour cette même période. Pour l'année 2001 par exemple (tableau 11), on remarque une consommation d'électricité oscillant entre 83 MWh et 118 MWh par mois entre mai et octobre, comparativement à une moyenne de 41,7 MWh/mois durant les mois de novembre à avril. Cette forte demande estivale est la

---

<sup>65</sup> Quatre compresseurs de 50 hp, 2 de 10 hp et 2 de 5 hp, 4 pompes de 8 hp, le tout sur 575 V.

cause de la tarification *Moyenne puissance* (Tarif M) appliquée chez le client (annexe F). On note que pour les trois premières périodes de facturation en 2001, la puissance facturée est égale à la puissance minimale souscrite de 100 kW malgré une puissance appelée inférieure. Par contre, pour les trois premières périodes de facturation de l'année 2003, la puissance appelée correspond à la puissance facturée. Cela nous indique que, malgré un appel en puissance supérieure à la puissance souscrite (qui est de 100 kW), les activités de l'usine n'ont pas vraiment commencé et que l'on consomme de la puissance active (chauffage et éclairage) uniquement. Puis à la quatrième et cinquième période de facturation, on voit apparaître une puissance facturée supérieure à la puissance réelle, ce qui correspond à une consommation de puissance réactive, les activités de l'usine commencent avec la saison de la pêche et la remise en fonction des pompes et des chambres froides.

Tableau 11 : Historique de consommation chez Pêcheries Gros-Cap en 2001

Période de facturation	Nombre de jours	Consommation d'électricité	Puissance appelée	Puissance facturée	Montant facturé
Début/fin	Hiver/été	kWh	kW	kVA	\$
2000-12-20 / 2001-01-23	34/0	38 880	86,4	100,0	2 803
2001-01-23 / 2001-02-21	29/0	35 640	93,6	100,0	2 483
2001-02-21 / 2001-03-22	29/0	34 560	93,6	100,0	2 442
2001-03-22 / 2001-04-23	9/23	51 480	237,6	265,6	5 814
2001-04-23 / 2001-05-23	0/30	118 080	244,8	278,6	7 727
2001-05-23 / 2001-06-21	0/29	117 000	252,0	285,1	7 651
2001-06-21 / 2001-07-24	0/33	95 400	237,6	259,2	6 962
2001-07-24 / 2001-08-22	0/29	92 520	237,6	272,1	6 590
2001-08-22 / 2001-09-21	0/30	102 420	289,9	289,9	7 280
2001-09-21 / 2001-10-23	0/32	83 700	223,9	264,3	6 488
2001-10-23 / 2001-11-20	20/8	47 340	165,7	173,1	3 695
2001-11-20 / 2001-12-18	28/0	42 660	174,9	200,3	4 338
Consommation annuelle:		859 680	Facturation annuelle totale:		64 273

Tableau 12 : Historique de consommation chez Pêcheries Gros-Cap en 2002

Période de facturation	Nombre de jours	Consommation d'électricité	Puissance appelée	Puissance facturée	Montant facturé
Début/fin	Hiver/été	kWh	kW	kVA	\$
2001-12-18 / 2002-01-23	36/0	41 760	95,0	100,0	2 990
2002-01-23 / 2002-02-22	30/0	39 600	94,8	100,0	2 670
2002-02-22 / 2002-03-21	21/0	33 840	92,7	100,0	2 336
2002-03-21 / 2002-04-24	10/24	53 820	210,7	238,5	5 686
2002-04-24 / 2002-05-23	0/29	89 640	247,3	266,1	6 407
2002-05-23 / 2002-06-21	0/29	97 920	250,0	275,8	6 834
2002-06-21 / 2002-07-23	0/32	109 080	244,0	269,8	7 503
2002-07-23 / 2002-08-22	0/32	89 100	223,2	252,7	6 339
2002-08-22 / 2002-09-23	0/32	101 160	232,3	270,0	7 211
2002-09-23 / 2002-10-23	0/30	90 180	214,2	244,6	6 283
2002-10-23 / 2002-11-20	20/8	47 160	163,2	192,8	3 909
2002-11-20 / 2002-12-18	28/0	40 500	117,5	117,5	2 819
Consommation annuelle:		833 580	Facturation annuelle totale:		60 987

Tableau 13 : Historique de consommation chez Pêcheries Gros-Cap en 2003

Période de facturation	Nombre de jours	Consommation d'électricité	Puissance appelée	Puissance facturée	Montant facturé
Début/fin	Hiver/été	kWh	kW	kVA	\$
2002-12-18 / 2003-01-23	36/0	47 700	108,0	108,0	3 325
2003-01-23 / 2003-02-27	35/0	56 520	127,8	127,8	3 887
2003-02-27 / 2003-03-24	25/0	35 820	117,0	117,0	2 499
2003-03-24 / 2003-04-24	7/24	42 480	137,7	143,8	3 391
2003-04-24 / 2003-05-23	0/29	95 760	269,4	290,8	6 927
2003-05-23 / 2003-06-20	0/28	104 580	258,8	306,6	7 316
2003-06-20 / 2003-07-23	0/33	106 380	263,1	294,6	7 837
2003-07-23 / 2003-08-20	0/28	82 980	237,2	266,3	6 062
2003-08-20 / 2003-09-23	0/34	119 520	253,2	296,7	8 471
2003-09-23 / 2003-10-22	0/29	91 080	233,1	269,3	6 505
2003-10-22 / 2003-11-20	8/20	47 250	164,2	194,6	3 832
2003-11-20 / 2003-12-18	28/0	41 580	146,5	146,5	2 969
Consommation annuelle:		782 820	Facturation annuelle totale:		63 021

Au tarif affaires *Moyenne puissance* (Tarif M), Pêcheries Gros-Cap est tenu à chaque période de facturation de payer une puissance minimale appelée ou non au réseau. De plus, la structure tarifaire est établie de façon à facturer 90 % de la puissance apparente (kVA) appelée au réseau local de distribution d'électricité (annexe F). Le facteur de puissance est le rapport entre la puissance réelle (puissance active), utile pour chauffer une pièce ou l'éclairer, et la puissance apparente (kVA) dont une partie, la puissance réactive (kvar), est utile au bon fonctionnement des moteurs, compresseurs, etc.

Ainsi pour l'année 2001 (tableau 11), sauf pour les mois de janvier, février et mars (moins de 100 kW), l'appel de puissance oscille autour de 246 kW (d'avril à octobre), et vaut 165,7 kW et 174,9 kW en novembre et décembre respectivement. Comme cet appel de puissance représente à lui seul 53 % de la facture d'électricité de l'entreprise, une centrale éolienne qui alimenterait des charges réactives pourrait avoir une influence sur la facturation au client. Mais avec une puissance nominale de 35 kW (50 hp), la centrale éolienne ne pourra avoir d'impact important sur la facturation.

#### **2.8.4 Économies d'énergie anticipées**

En 2003, la tarification *Moyenne puissance* pour Pêcheries Gros-Cap s'établissait comme suit : 3,72 ¢/kWh pour l'énergie consommée et 11,97 \$/kW pour l'appel (maximal) de puissance. De plus, aucune prime à l'excédent de puissance n'avait à être payée en raison de la période estivale, mais aussi en raison d'une consommation d'énergie inférieure à 210 000 kWh par période de facturation. Notons par ailleurs qu'Hydro-Québec

n'applique aucune somme additionnelle ou prime pour région éloignée à sa tarification d'affaires aux Îles-de-la-Madeleine.

En annexe E, nous avons estimé la production annuelle d'électricité par la centrale éolienne à 123 667 kWh. Comme la consommation d'électricité par Pêcheries Gros-Cap représente 859 681 kWh en 2001, 833 580 kWh en 2002 et 782 820 en 2003, cette production de 123 667 kWh par la centrale éolienne représente entre 14,4 et 15,8 % de la consommation annuelle d'électricité de Pêcheries Gros-Cap durant cette même période (tableaux 11 à 13). Si nous appliquons la tarification *Moyenne puissance* à cette production d'électricité par la centrale éolienne, Tarif M à 3,72 ¢/kWh, cela représente une somme de 4 600,41\$. Comme la consommation d'énergie représente environ 47 % de la facture d'électricité comparativement à 53 % pour l'appel de puissance (annexe F, tableaux 30 et 31), cette somme représente donc un pourcentage entre 7 à 8 % comparé à la facturation annuelle totale payée par Pêcheries Gros-Cap en 2001, 2002 et 2003.

Depuis l'été 2003, il y a eu plusieurs hausses tarifaires. La tarification *Moyenne puissance* est passée, le 1<sup>er</sup> avril 2006, à 4,2 ¢/kWh pour l'énergie consommée et à 13,08 \$/kW pour l'appel de puissance. Ce qui confère aux tarifs des augmentations de 12,9 % et 9,27 % respectivement. Une production de 123 667 kWh par la centrale éolienne vaut actuellement (automne 2006) la somme de 5 194,01 \$, soit une augmentation de 593,60 \$ et ce uniquement pour la consommation d'énergie.

Avec une puissance nominale de 35 kW (50 hp), la centrale éolienne ne peut avoir d'impact significatif sur l'appel de puissance au réseau de distribution d'électricité

d'Hydro-Québec. On remarque dans les tableaux 11 à 13 des appels de puissance (réelle) variant de 86,4 à 165,7 kW par période de facturation durant la saison hivernale et des variations entre 210,7 et 306,6 kW par période de facturation durant la saison estivale. C'est donc à titre indicatif que nous estimons l'impact sur la facturation d'un retrait de 20 kW de puissance appelée par mois<sup>66</sup>. Au taux actuel de 13,08 \$/kW de puissance appelée, cela représente une somme de 261,60 \$/mois ou 3 139,20 \$/année. Au taux de 11,97 \$/kW de 2003, c'est un coût évité de 239,40 \$/mois ou de 2 872,80 \$/année. Si on additionne ce coût évité pour l'appel de puissance à la somme liée à la consommation d'énergie, les économies anticipées totalisent 7 473,21 \$, calculées selon le Tarif M en 2003, comparativement à 8 333,21 \$, calculées au Tarif M actuel.

## **2.9 Analyse du projet à l'aide du logiciel RETScreen® International**

### **2.9.1 Évaluation de la production énergétique de la centrale éolienne**

RETScreen® est un logiciel normalisé d'analyse de projets d'énergies renouvelables. Chaque projet est développé à l'aide d'un classeur Microsoft® Excel comprenant six feuilles de calcul. Outre l'introduction, on retrouve les feuilles de calcul suivantes :

- Le *modèle énergétique* dans lequel on introduit les *caractéristiques du site* (incluant les paramètres météorologiques qui caractérisent la zone d'implantation), les *paramètres du système* qui permettent d'estimer la production énergétique d'une centrale éolienne annuellement et la *production annuelle d'énergie* qui tient compte des corrections

---

<sup>66</sup> Valeur arbitraire.

thermiques et barométriques (ainsi que des pertes pour cause d'arrêt) à apporter à la production énergétique annuelle de la centrale.

- La feuille traitant de l'*Équipement* sur laquelle on inscrit les *caractéristiques des éoliennes* ainsi que les données relatives à la courbe de puissance de l'éolienne versus la vitesse du vent.
- La feuille d'*Analyse des coûts* où l'on retrouve la liste exhaustive des Coûts d'investissement, les *Frais annuels* ainsi que les *Coûts périodiques* reliés au projet.
- La feuille d'*Analyse des GES* à l'aide de laquelle est analysée, par rapport à un *Réseau électrique de référence*, l'atténuation des émissions des GES (calculée en tCO<sub>2</sub> évités) par l'utilisation de la *Centrale électrique proposée*, le tout résumé dans un *Sommaire des réductions d'émissions des GES*.
- Enfin, dans le *Sommaire financier*, on retrouve un *Bilan énergétique annuel* (énergie produite et GES évités), les *Paramètres financiers* (coûts et taux d'intérêts, taux d'inflation, d'indexation et d'actualisation, etc.), un résumé des *Coûts du projet et (des) économies générées*, une *Analyse financière* ainsi qu'un *Graphique du flux monétaire cumulé* pour la durée de vie du projet.

L'estimation de la production énergétique de la centrale éolienne par le logiciel d'analyse RETScreen<sup>®</sup> est présentée dans le tableau 14, incluant les différents paramètres d'entrée/sortie qui caractérisent le site, le type d'équipement et le type de système implanté à l'usine du Gros-Cap. La feuille de calcul est du type *personnalisé* puisque plusieurs paramètres d'entrée sont spécifiques au site d'implantation de la turbine. Il en va ainsi des

caractéristiques mêmes de l'éolienne (puissance, hauteur du moyeu, diamètre du rotor) que des caractéristiques du vent, comme la vitesse moyenne annuelle du vent et la hauteur de mesure du vent. D'autres paramètres sont des données tirées des archives du *Service de l'Environnement Atmosphérique d'Environnement Canada*, publiées dans le rapport<sup>67</sup> intitulé *Cartes des Ressources en Énergie Éolienne du Canada*. Ces données concernent la pression atmosphérique et la température moyenne annuelle aux Îles-de-la-Madeleine. Les autres paramètres sont des valeurs par défaut proposées par le logiciel. Certaines d'entre elles méritent d'être justifiées ou ajustées. C'est le cas du facteur de forme qui est proposé, soit la valeur de  $k$  égale à 2, représentant le cas particulier de la distribution de Rayleigh. L'analyse des données de vent mesurées lors de la campagne de l'été 2003 révèle un facteur de forme égal à 2,33 tout comme les moyennes estimées du facteur de forme du rapport d'Environnement Canada et l'analyse des données du Ministère des Ressources naturelles du Québec.

---

<sup>67</sup> Rapport d'Environnement Canada ARD-92-003-F.

Tableau 14 : Paramètres d'entrée/sortie pour l'analyse de la production d'énergie éolienne à l'aide de RETScreen®

PARAMÈTRES	DONNÉES
Vitesse moyenne annuelle du vent (m/s)	8,64
Hauteur de mesure du vent (m)	12,0
Coefficient de cisaillement du vent	0,21
Pression atmosphérique moyenne (kPa)	103,0
Température moyenne annuelle (°C)	5
Type de réseau électrique	Centrale
Puissance nominale par éolienne (kW)	35
Puissance éolienne installée (kW)	35
Hauteur du moyeu (m)	15,0
Vitesse du vent à hauteur du moyeu (m/s)	8,7
Diamètre du rotor (m)	11
Facteur de forme	2,33
Coefficient de correction barométrique	1,02
Coefficient de correction thermique	1,04
Coefficient de pertes	0,89
PRODUCTION ÉNERGÉTIQUE	
Production énergétique non-corrigée (MWh/an)	132
Production énergétique brute (MWh/an)	140
Énergie renouvelable fournie (MWh/an)	124
Facteur de puissance de la centrale éolienne (%)	40

Le choix du coefficient de cisaillement tient compte du site d'implantation choisi pour recevoir l'éolienne. Il peut varier de 0,10 à 0,25, cette dernière valeur correspondant à un site accidenté et plein d'obstacles. La valeur par défaut étant de 0,14, nous avons opté comme première approximation pour une valeur de 0,21, valeur qui tient compte des effets de la turbulence des bâtiments situés en direction nord-est et ce, malgré la zone ouverte sur la baie de Plaisance située dans la zone des vents dominants du sud-sud-est au nord-ouest.

Bien que l'installation à l'usine du Gros-Cap soit hors réseau, la sélection *centrale* pour la donnée d'entrée *type de réseau* sert à éviter de tenir compte du taux de pénétration

de la centrale éolienne dans nos calculs puisque nous n'avons pas à tenir compte de limite d'absorption de la production de la centrale éolienne par le réseau local.

En ce qui concerne les coefficients barométriques et thermiques, les valeurs sont calculées automatiquement par le logiciel à partir de la pression atmosphérique moyenne annuelle et de la température moyenne annuelle aux Îles-de-la-Madeleine. Les valeurs par défaut ont été modifiées concernant les pertes par sillage (5 %) pour tenir compte des bâtiments et pour les autres pertes (tel le verglas ou les arrêts), ce qui correspond à un coefficient de pertes totales de 0,89, soit 11 % de la production brute. Notons que pour une première estimation des pertes, cette valeur est raisonnable.

Muni de ces paramètres, le calcul de l'énergie produite s'affiche automatiquement sur la feuille du *Modèle énergétique* proposé par le logiciel. Ainsi, la production énergétique *non-corrigée* estimée à l'aide de RETScreen<sup>®</sup> est de 132 MWh/an. En tenant compte des coefficients de correction pour la pression atmosphérique et de la température, l'estimation de la production énergétique *brute* augmente à 140 MWh/an. Maintenant, si on tient compte du coefficient de perte (0.89), on obtient une production annuelle d'énergie éolienne de 123 620 MWh/an. On constate que comparé au résultat de notre analyse (123 667 MWh/an), RETScreen<sup>®</sup> nous donne sensiblement la même valeur. Bien sûr, si on ajuste le coefficient de pertes d'une manière empirique, par exemple, faisant varier le coefficient de pertes de 0,84 à 0,94, l'estimation de la production par RETScreen<sup>®</sup> reste toutefois fort correcte vu la faible production énergétique de la centrale. L'estimation varierait ainsi entre 116 675 kWh/an et 130 565 kWh/an. Les feuilles de calcul Excel pour

l'analyse du projet de Pêcheries Gros-Cap à l'aide de RETScreen<sup>®</sup> sont toutes présentées à l'annexe G.

Enfin, le facteur de puissance calculé par le logiciel représente le ratio entre la puissance moyenne produite par la centrale annuellement et la puissance installée. Elle est une mesure du potentiel éolien du site et ce facteur peut atteindre 40 % si nous avons un bon régime de vents. RETScreen<sup>®</sup> nous calcule une valeur de 40 % comme facteur de puissance.

### **2.9.2 Atténuation des émissions de gaz à effets de serre (GES)**

L'un des grands intérêts de l'utilisation du logiciel d'analyse RETScreen<sup>®</sup> est sa feuille d'analyse des GES. Elle permet d'estimer la réduction des émissions de gaz à effets de serre (GES), réduction réalisée en substituant la production énergétique d'une centrale éolienne à une production énergétique équivalente, mais réalisée par une centrale de référence plus polluante. Aux Îles-de-la-Madeleine, le réseau d'électricité local est alimenté à partir d'une centrale thermique qui consomme annuellement près de 38 millions de litres de combustible fossile.

Les gaz à effets de serre comprennent la vapeur d'eau (H<sub>2</sub>O), le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), le méthane (CH<sub>4</sub>), l'oxyde nitreux (N<sub>2</sub>O), l'ozone (O<sub>3</sub>) et les différents gaz de la famille des organochlorés (association carbone-fluor, carbone-chlore ou carbone-brome). RETScreen<sup>®</sup> ne considère dans son analyse des réductions d'émissions des GES que les gaz à effets de serre les plus pertinents, soit le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), le méthane (CH<sub>4</sub>) et

l'oxyde nitreux (N<sub>2</sub>O). Les résultats sont calculés en tonnes équivalentes<sup>68</sup> de CO<sub>2</sub>. Ainsi, chaque tonne de méthane (CH<sub>4</sub>) est équivalente à 21 tonnes de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>); de même, chaque tonne d'oxyde nitreux (N<sub>2</sub>O) est équivalente à 310 tonnes de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>).

Pour l'archipel, la base de comparaison de GES est donc une production réalisée à 100% par une centrale thermique alimentée au mazout no 6. RETScreen<sup>®</sup> effectue une analyse de type *standard* avec des paramètres prédéfinis<sup>69,70</sup>, paramètres dont les valeurs par défaut sont présentées au tableau 15.

Tableau 15 : Facteur d'émissions et rendement de conversion par défaut

Source d'énergie	Mazout no 6	Diesel	Gaz naturel	Charbon
Facteur d'émissions de CO <sub>2</sub> (kg/GJ)	77,4	74,1	56,1	94,6
Facteur d'émissions de CH <sub>4</sub> (kg/GJ)	0,0030	0,0020	0,0030	0,0020
Facteur d'émissions de N <sub>2</sub> O (kg/GJ)	0,0020	0,0020	0,0010	0,0030
Rendement de conversion de l'énergie (%)	30	30	45	35

Le modèle propose des facteurs de conversion exprimés en masse de GES émise par unité d'énergie thermique. Les facteurs par défaut varient selon le type de centrale. Ils sont représentatifs d'une centrale de production d'électricité de taille suffisante pour alimenter un réseau central, ce qui correspond à la situation sur l'archipel. Le modèle tient compte du

<sup>68</sup> Lignes Directrices du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre. (Page consultée le 5 mai 2005). IPCC NGGIP : Lignes Directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre – version révisée 1996 (Manuel simplifié, vol. 2), [En ligne] Adresse URL : <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/french.htm>.

<sup>69</sup> Fenhann, Joergen 1999. *Engerstatistic 1995*. The Danish Energy Agency. [s. l.]

<sup>70</sup> Programme des Nations Unies pour l'environnement & Ministre de Ressources naturelles Canada 1999-2000. (Page consulté le 5 mai 2005). Logiciel RETScreen®, Manuel de l'utilisateur en ligne; Modèle pour projets de centrale éolienne, [En ligne, version pdf]. Adresse URL : [http://www.retscreen.net/fr/t\\_softwarw.php](http://www.retscreen.net/fr/t_softwarw.php).

rendement de conversion de l'énergie et des pertes de transport et de distribution pour chaque mode.

Le rendement de conversion de l'énergie représente l'efficacité de conversion de l'énergie primaire en électricité utile. Cette valeur est utile pour calculer le facteur global d'émissions des GES pour chaque mode de production et n'est pertinente que pour les modes qui produisent des GES (par exemple, seulement 35 % de l'énergie thermique générée par le charbon est transformée en électricité utile). Quant aux pertes de transport et de distribution, elles incluent toutes les pertes d'énergie entre la centrale et le point de consommation. Cette valeur varie selon la tension de la ligne de transport, la distance entre ces deux points, les charges de pointe, la température, etc. La qualité de l'onde peut aussi influencer les pertes. Elles sont généralement de 8 à 10 % pour un réseau moderne et de 10 à 20 % pour un réseau dans un pays en voie de développement. Ainsi, le facteur d'émissions de GES est calculé à partir des valeurs individuelles des facteurs d'émissions de CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O, du rendement de conversion de l'énergie et des pertes de transport et de distribution. Le résultat est exprimé en tonnes équivalentes de CO<sub>2</sub> par MWh d'électricité utile fournie. Pour la centrale thermique des Îles-de-la-Madeleine, le facteur d'émission est évalué à 1,018 tonne de CO<sub>2</sub>/MWh. En ce qui concerne la centrale électrique proposée comme mesure d'atténuation des émissions des GES, il est entendu que pour le modèle d'analyse RETScreen<sup>®</sup>, celle-ci n'émet aucun GES, ce qui n'exclut pas certains impacts sur l'environnement. Comme l'énergie primaire (d'origine éolienne) est convertie à

100 % en électricité utile<sup>71</sup>, la réduction annuelle des émissions de gaz à effets de serre correspond au facteur d'émission calculé pour la centrale de référence compte tenu de l'énergie (de substitution) annuellement fournie par la centrale éolienne. En tenant compte des pertes de transport et de distribution, soit le même taux que pour la centrale de référence, c'est-à-dire 8 %, la réduction annuelle d'émissions des GES est estimée à 116 tonnes de CO<sub>2</sub> par an.

### **2.9.3 Autres impacts**

Dans le cadre de l'implantation d'une centrale éolienne aux Îles-de-la-Madeleine, un dossier environnemental a été élaboré pour le compte de Développement Économique Canada et du Ministère du Développement économique et des régions. Par rapport à l'évaluation des conditions favorables à toutes implantations de centrale éolienne sur l'archipel qui est l'un des objectifs visés par ce travail de recherche, nous présentons ici les actions menées sur le terrain visant à minimiser ces impacts sur le milieu.

#### **2.9.3.1 Le bruit**

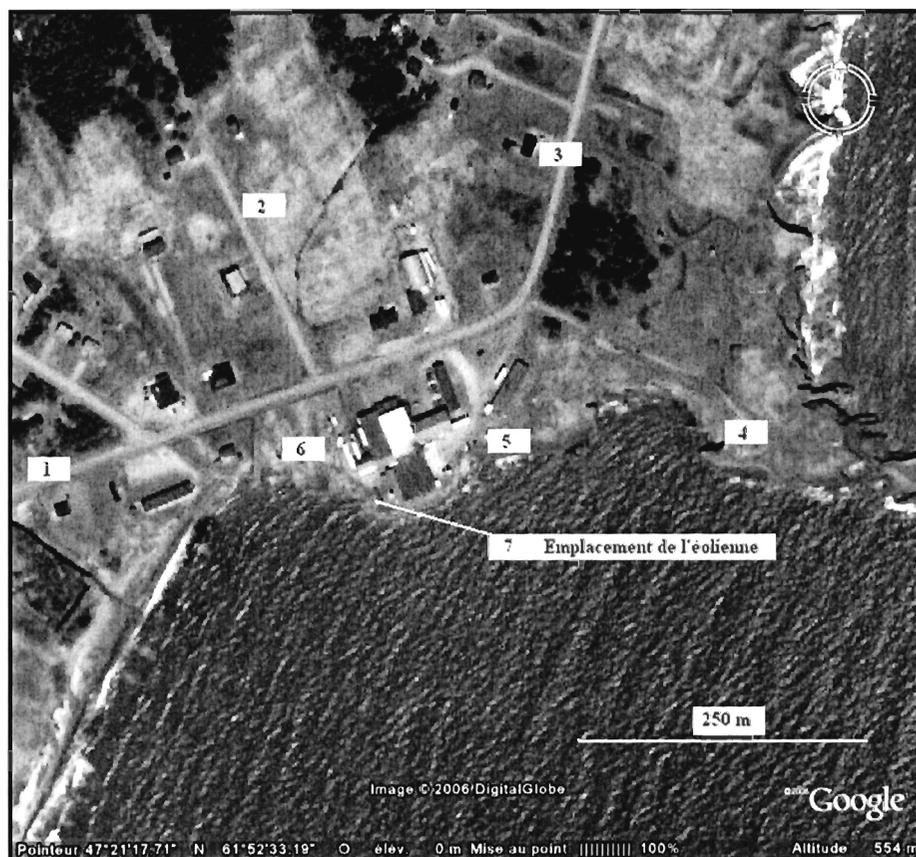
Le site d'implantation de la turbine éolienne, derrière l'usine, en bordure de mer, se révèle un choix judicieux quant à l'impact du bruit produit par la turbine. Il permet de minimiser l'émission du bruit par l'absorption acoustique de celui-ci par les bâtiments de l'usine. De plus, comme le niveau sonore de l'éolienne tend à se stabiliser alors que le niveau sonore du vent augmente, le vent procède donc à un effet de masque (à des vitesses

---

<sup>71</sup> Dans le modèle proposé par RETScreen®, on ne considère que la production net d'électricité, sans tenir compte de la limite de Betz ni du bilan de puissance de la centrale.

atteignant 30 km/h) du bruit engendré par l'éolienne. Une série de mesures du bruit ont été réalisées à l'été 2005, soit quatre mois avant l'installation de la turbine. Les mesures ont été faites en juillet, mois durant lequel le régime des vents est le plus faible. Des relevés ont été pris à sept endroits différents (sur la terre ferme) autour du site d'implantation de la centrale éolienne. Deux sont situés à 50 m du site d'implantation, quatre autres sont situés à une distance de 250 m du site d'implantation de la turbine et un dernier site de mesures du bruit sur l'emplacement même de l'éolienne (figure 20).

Figure 20 : Illustration des emplacements de mesures du bruit autour de l'usine de Pêcheries Gros-Cap et du couvert forestier



Diverses considérations caractérisent les résultats obtenus selon le site où le bruit est mesuré : proximité de la circulation automobile, présence d'équipement industriel tels des compresseurs ou des ventilateurs, bordure de mer et la direction du vent. Le tableau 16 résume les résultats obtenus de la mesure du bruit sous diverses conditions. Notons par ailleurs que les sites quatre, cinq et sept ne sont pas dans des zones dites *habitées*; le site numéro trois est le plus bruyant du secteur, particulièrement lorsque les vents sont dominants de l'ouest; les sites un et trois sont plus bruyants en période estivale dû à la circulation automobile plus dense en cette période de l'année.

Tableau 16 : Observations et résultats notés lors des mesures du bruit sous diverses conditions autour du site d'implantation de la centrale éolienne.

No site/dist.	Description – conditions	dB (A), remarques
1; 250 m	En présence de circulation automobile :	60-75 selon le type de véhicule.
	En absence de circulation :	30-45 selon la direction du vent (15 Km/h) et le bruit des équipements de l'usine.
	En absence de circulation et de bruit d'équipements de l'usine :	20-25.
2; 250 m	En présence de circulation automobile :	40-45 selon le type de véhicule, la direction du vent et le bruit des équipements de l'usine.
	En absence de circulation et de bruit d'équipements de l'usine :	20-25.
3; 250 m	En présence de circulation automobile :	70-80 selon le type de véhicule.
	En absence de circulation :	45-55 en présence des bruits de l'usine sous le vent, 55-65, face au vent (dominant).
	En absence de circulation et de bruit d'équipements de l'usine :	35-40 dû à la proximité de la mer.
4; 250 m	Site côtier sans circulation:	40-45 en présence du bruit des équipements de l'usine et selon la direction du vent (15 Km/h).
	Absence de circulation et de bruit d'équipements :	30-40 dû à la proximité de la mer.
5; 50 m	Site côtier; derrière l'usine :	55-60 en présence des bruits de l'usine.
	En absence de bruit d'équipements de l'usine :	30-40 dû à la proximité de la mer.
6; 50 m	Site côtier; avec circulation automobile et bruit d'équipements de l'usine :	70-80 quel que soit le type de véhicule.
	Site côtier; en absence de circulation :	60-70 en présence du bruit d'équipements de l'usine.
7; 0 m	Site côtier; bruit d'équipements de l'usine :	70-90, selon leur nombre en opération.
	Site côtier; sans bruit d'équipements de l'usine :	30-45 dû à la proximité de la mer.

Comme les activités de l'usine se déroulent principalement l'été, la principale source de bruit viendra des compresseurs et des ventilateurs de l'usine car le faible régime de vent en cette période de l'année est tel que la turbine sera souvent en arrêt ou le rotor tournera faiblement. La production hivernale de la centrale éolienne ne devrait pas poser de problème aux résidents du secteur puisque le bruit causé par le régime des vents dominera alors le bruit engendré par l'éolienne. Bien que de petite puissance, le rotor de l'éolienne tourne à une vitesse nominale de 72 tours par minute. À ce régime, les impacts sonores sont minimes soit de 70 dB en pied de tour et de 50 dB à 50 m<sup>72</sup>. À 100 m de la tour, le bruit produit par l'éolienne est donc masqué par les bruits environnants. Notons qu'à des vitesses de vent de l'ordre de 35 km/h et plus, l'émergence des impacts sonores n'est pas perceptible. À plus de 80 km/h, l'éolienne est en arrêt et n'émet donc pas de bruit.

### **2.9.3.2 Esthétique et impact visuel**

Bien qu'elle puisse être vue de la mer, l'installation d'une éolienne à l'usine du Gros-Cap n'a pas eu d'impact visuel au-delà d'un secteur d'environ 1 km autour du site, dû principalement à la faible hauteur (12 m) de la tour. Celle-ci est en aluminium, évitant toute trace éventuelle de corrosion et de dégradation visuelle. L'ensemble tour, nacelle et pales, est bien intégré à la masse que constituent les bâtiments de l'usine. L'installation est visible au sud-ouest, le long de la côte sur 1 km. Puis au nord et au nord-ouest, sur une distance de 300 m aux alentours de l'usine. Enfin, sur 800 m environ le long de la côte, en direction nord-est, on aperçoit depuis la route le sommet de l'éolienne, soit la turbine avec ses pales.

---

<sup>72</sup> Source : Groupe éolien.

La figure 21 nous permet de voir ces différentes zones autour du site d'implantation à l'usine de Pêcheries Gros-Cap. Enfin, la tour de couleur grise s'harmonise bien aux pales de couleur blanche ainsi qu'à la nacelle d'un jaune pastel.

Figure 21 : Vue aérienne du secteur de Gros-Cap aux Îles-de-la-Madeleine et du site d'implantation de l'éolienne



### 2.9.3.3 Nuisances et autres impacts

Les travaux d'installation de la turbine éolienne se sont déroulés sur une courte période de quatre jours :

- Les opérations d'excavation et de grutage n'ont pas excédé 24 heures.
- Le matériel excavé a été réintroduit et a servi au compactage.
- Les opérations sur le site extérieur ont exigé un peu moins de 24 heures limitant les impacts sur le milieu.

- La zone extérieure d'opération n'a pas excédé les 25 m<sup>2</sup>.
- L'enfouissement du câble n'a exigé qu'une saignée de 1 m de profondeur par 0,5 m de large soit la largeur de la pelle de l'excavatrice, et moins de 12 m de long.
- Aucun transport de produits liquides ou d'un contaminant n'a été effectué sur le site, hormis la présence de camions lourds lors de l'excavation et de l'installation de la turbine sur la tour.
- La tour installée en aluminium permet d'éviter toutes traces éventuelles de corrosion et de dégradation visuelle.

Sans couvert végétal, le milieu ne porte plus les traces des interventions, hormis l'emplacement exact de la tour. Aucun effet négatif significatif n'est signalé jusqu'à présent et des mesures sont prévues advenant un bris majeur ou une dégradation excessive de l'installation tel que le démantèlement de la centrale éolienne. Enfin, les impacts résiduels du projet sur l'air, l'eau, le sol et le milieu sont estimés être très faibles et d'une portée limitée dans le temps, ce qui porte les impacts cumulés à de très faibles niveaux, voire presque nuls.

Concernant l'avifaune, la centrale éolienne offre peu d'opportunités aux oiseaux de s'y nicher. Jusqu'à ce jour, aucune trace apparente ne laisse présager la présence d'oiseaux sur la centrale malgré l'abondance de certaines espèces autour d'une usine qui produit des rejets organiques issus du traitement des produits marins.

## CHAPITRE 3

### IMPLANTATION DE LA CENTRALE ÉOLIENNE SUR LE SITE DU GROS-CAP

#### 3.1 Description de la centrale

D'une puissance installée de 35 kW, la turbine éolienne PGE-35 de Plastiques Gagnon Inc. est équipée de pales de 5 m de longueur et d'une génératrice avec un train de puissance de type SEW de 600 V, asynchrone et triphasé. Le tout est monté en nacelle sur une tour tripode inclinable en aluminium d'une hauteur de 13,7 m. Cette tour porte donc la hauteur du moyeu à plus de 14,5 m. Le rotor est placé sous le vent, l'orientation de l'éolienne étant passive. Le rotor balaie ainsi une surface de 95 m<sup>2</sup> et sa vitesse nominale de rotation est d'environ 72 tr/min. L'installation, hors réseau, est sans accumulateur<sup>73</sup>. L'excitation de la génératrice asynchrone est assurée par un banc de six condensateurs totalisant 100 µF. La centrale éolienne est régulée en tension à l'aide d'un module de gestion *Co-GenE*<sup>74</sup>. Ce module de gestion optimise la puissance de l'éolienne et corrige la déviation de la tension en déviant une partie de la charge, selon un ordre établi, vers un banc de délestage constitué de quatre charges résistives (respectivement de 4, 5, 10 et de

---

<sup>73</sup>Le couplage au réseau de cette éolienne n'a pas été accepté par Hydro-Québec. Nous expliquerons le rendement de la turbine ainsi que la courbe de puissance en fonction des vitesses du vent dans ces conditions d'exploitation hors réseau et sans stockage.

<sup>74</sup>Développé par le Groupe éolien de l'UQAR.

20 kW). Ce banc de délestage est situé à l'extérieur de l'usine, dans un coffret galvanisé. La chaleur produite par celui-ci est dissipée par un ventilateur. Les charges clients sont constituées de trois projecteurs architecturaux (ampoule halogène) de 500 W chacune, de deux convecteurs architecturaux muraux (de 2 kW et 6 kW respectivement) et de deux aérothermes ventilés (respectivement de 10 kW et 15 kW).

Afin de fournir une indication de la production d'électricité, une unité de mesurage de cette énergie est jointe au module de gestion. Le *STAR3* d'El Control effectue les mesures de la tension, du courant et de la fréquence des trois phases de la génératrice, donnant ainsi la valeur de la puissance apparente triphasée de la centrale. Il permet la mesure de la puissance active et réactive ainsi que le facteur de puissance. Il accumule les kWh, kVARh et les kVAh produits par la centrale. Attenant au panneau de contrôle, on retrouve un module de lecture de la vitesse et de la direction des vents. Le système est constitué d'une interface *Ultimeter 800* reliée à une girouette et à un anémomètre. Ils sont situés à plus de deux mètres du faîte de la toiture correspondant ainsi à la hauteur du moyeu de la turbine. L'*Ultimeter 800* a une capacité d'acquisition de 1 Hz; il enregistre la moyenne de la vitesse et de la direction des vents sur une période de 5 minutes. La température est l'autre paramètre qui est enregistré par l'*Ultimeter 800*.

## 3.2 La génératrice asynchrone triphasée

### 3.2.1 Caractéristiques des machines asynchrones

Ce type de génératrice est en réalité un moteur que l'on opère comme une génératrice<sup>75</sup>. Il est fréquemment employé en industrie pour sa robustesse, le peu d'entretien qu'il exige et son faible prix. Cependant, sa vitesse de fonctionnement a une plage restreinte. La vitesse de synchronisme ( $n_s$ ) d'un moteur asynchrone dépend de la fréquence et du nombre de pôles au stator.

$$n_s = \frac{120f}{p} \quad (15)$$

Dans cette équation,  $n_s$  représente la vitesse de synchronisme du moteur (champ tournant) qui s'exprime en révolution par minute (r/min),  $f$ , la fréquence d'opération (en Hz), et  $p$  représente le nombre de pôles par phase. Ainsi pour notre moteur asynchrone triphasé SEW opérant à 60 Hz, quatre pôles par phase, la vitesse de synchronisme est de 1800 r/min. À vide, lorsque le moteur n'entraîne aucune charge mécanique, la différence entre la vitesse de synchronisme du moteur  $n_s$  et la vitesse du rotor  $n$  est très faible, soit moins de 0,1 %. C'est ce qu'on appelle le glissement, la mesure du décalage entre les champs tournants du stator et du rotor. Il est représenté par la relation :

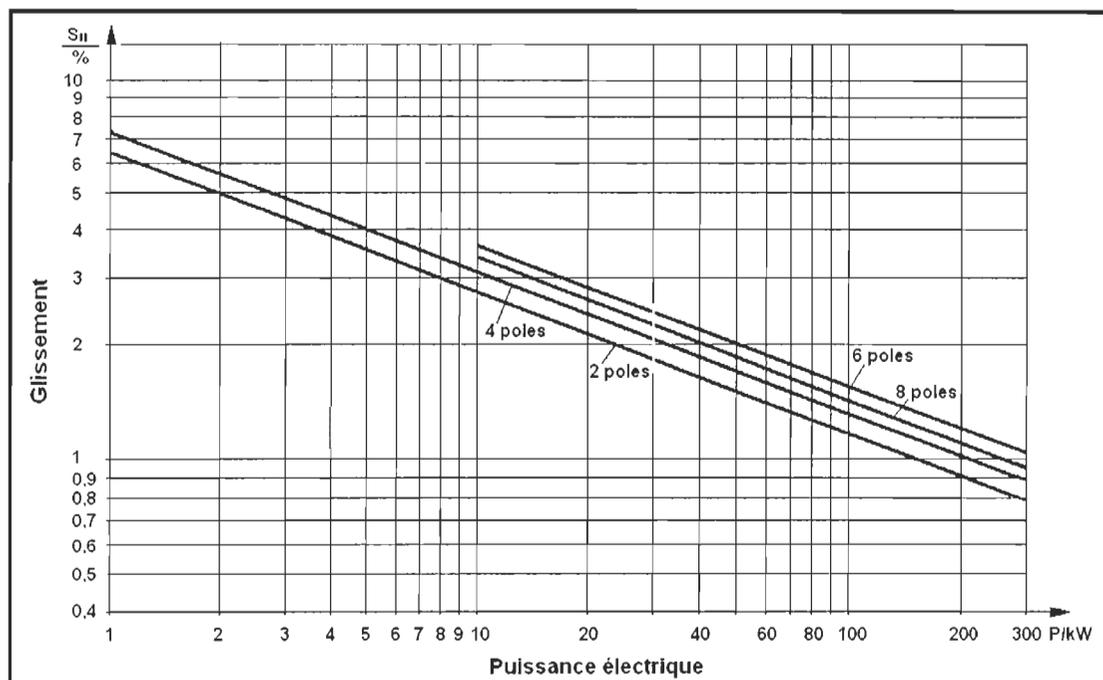
$$g = \frac{n_s - n}{n_s} \quad (16)$$

---

<sup>75</sup> Wildi, Théodore et Gilbert Sybille. 1992. Électrotechnique, 4<sup>e</sup> éd. Sainte-Foy, Québec : Presses de l'Université Laval, 1215 p.

La puissance de la génératrice asynchrone dicte en général les limites du glissement. À pleine charge, la vitesse du rotor subit une très petite diminution. Pour notre turbine de 35 kW à quatre pôles, le glissement nominal devrait être, selon la figure 22, d'environ 2 %. C'est pour cette raison qu'ils sont considérés comme des moteurs à vitesse constante.

Figure 22 : Glissement nominal pour les machines asynchrones en fonction de leur puissance électrique et du nombre de pôles par phase



En conséquence, on ne peut augmenter indéfiniment la charge mécanique. Dépassé une certaine valeur, le moteur s'arrête. Le tableau 17 présente les caractéristiques des moteurs à cage d'écureuil. On y remarque qu'à vide le moteur exige un courant de l'ordre de 50 % par rapport à la pleine charge. Il est composé en majeure partie par le courant magnétisant. Une faible composante active sert à compenser les pertes par frottement et aération ainsi que les pertes dans le fer. La puissance réactive est importante comme le

démontre le facteur de puissance (PF) qui est de l'ordre de 20 %. Par ailleurs, en pleine charge, cette puissance réactive est à peine supérieure à ce qu'elle était à vide d'où un facteur de puissance entre 80 et 85 %. Enfin, au démarrage, le courant est de cinq à six fois plus grand que celui exigé en pleine charge. Considérant que les pertes par effets Joule dans le stator dépendent du courant  $I$  circulant dans celui-ci, si  $R$  représente la résistance aux bornes du stator, nous aurons donc des pertes par effet Joule (équation 16) dans le stator de 25 à 36 fois supérieures qu'en régime normal. On doit donc éviter les arrêts brusques et fréquents pour prévenir la surchauffe.

$$P_{jr} = 3RI^2 \quad (16)$$

Tableau 17 : Caractéristiques électriques moyennes des moteurs d'induction (triphasé) à cage d'écureuil

Condition de charge	Courant (par unité)		Couple (par unité)		Vitesse (par unité)		Rendement (par unité)		Facteur de puissance (PF)	
	Faible	Grande	Faible	Grande	Faible	Grande	Faible	Grande	Faible	Grande
Pleine charge	1	1	1	1	0,97	0,996	0,7 à 0,9	0,93 à 0,97	0,8 à 0,85	0,87 à 0,91
À vide	0,5	0,2	0	0	-1	-1	0	0	0,2	0,05
Rotor bloqué	5 à 6	4 à 6	1,5 à 3	0,5 à 1	0	0	0	0	0,4	0,1
Faible : veut dire des moteurs de 1 à 10 kW					Grande : veut dire des moteurs de 1 à 20 MW					

### 3.2.2 Bilan de puissance

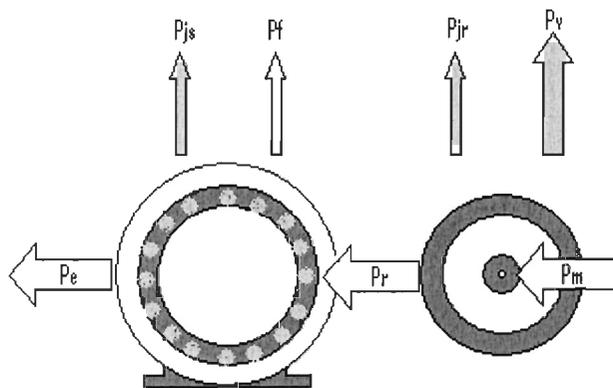
Comme on vient de le voir, si on alimente un moteur à induction par un courant  $I$ , une partie de la puissance électrique  $P_e$  sera dissipée par effet Joule dans les enroulements du stator, et une autre partie  $P_f$  sera perdue dans le fer. Outre les pertes de puissance par effet

Joule dans le stator, il y a aussi les pertes de puissance par effet Joule dans le rotor  $P_{jr}$  données par la formule :

$$P_{jr} = gP_r \quad (17)$$

Dans cette équation 17,  $P_{jr}$  représente les pertes par effet Joule dans le rotor (en watt),  $g$ , le glissement et  $P_r$ , la puissance fournie au rotor (en watt). Les pertes par effet Joule dans le rotor augmentent donc avec le glissement. Au démarrage, la tension induite fait circuler des courants intenses dans les barres de la cage, le glissement vaut  $un$  et toute la puissance est donc dissipée en chaleur, augmentant ainsi la température du rotor. Donc au démarrage, les pertes de puissance peuvent être importantes. La figure 23 illustre le bilan de puissance active d'un moteur à induction asynchrone et triphasé opérant en mode génératrice.

Figure 23 : Bilan de la puissance d'un moteur asynchrone opérant en mode génératrice



La puissance mécanique ( $P_m$ ) du vent produit des pertes par frottement et aération ( $P_v$ ) et des pertes par effet Joule dans le rotor ( $P_{jr}$ ), puis la puissance transmise au rotor ( $P_r$ ) induit un courant dans le stator, courant qui génèrera des pertes par effet Joule dans le stator

( $P_{js}$ ) ainsi que des pertes dans le fer ( $P_f$ ). Si l'on soustrait toutes ces pertes, on obtient la puissance électrique ( $P_e$ ) fournie aux charges.

### 3.2.3 Conditions anormales de fonctionnement

Les causes d'un mauvais fonctionnement d'une machine asynchrone peuvent être propres à la machine, comme par exemple les pertes par effet Joule qu'on vient de présenter, ou externes. Ces causes externes peuvent provenir d'une surcharge mécanique, d'une variation de la tension d'alimentation ou de la fréquence au réseau.

- Surcharge mécanique : bien que ces moteurs peuvent par intermittence développer une puissance supérieure (double) de leur valeur nominale, ils ne peuvent subir continuellement une surcharge, même aussi peu élevée que 20 % de la pleine charge. L'échauffement du moteur dépasserait les limites de résistance de celui-ci et réduirait de manière appréciable sa durée de vie. Normalement, des relais de surcharges thermiques provoquent l'arrêt du moteur. Même si certains moteurs ont des capacités de surcharges pouvant aller entre 15 et 50 %, ceci n'est pas recommandable pour une durée prolongée.
- Variation de la tension d'alimentation et de la fréquence au réseau : la conséquence la plus importante d'une variation de la tension d'alimentation est le changement du couple développé par le moteur. Ce dernier est proportionnel au carré de l'alimentation :

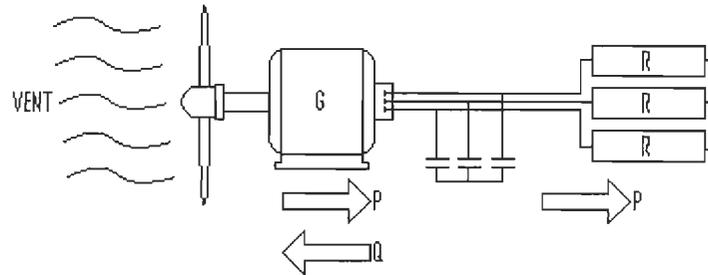
$$C_{\max} = \frac{3p \left( \frac{U}{f} \right)^2}{(2\pi)^2 2X_1} \quad (18)$$

Dans cette équation,  $p$  représente le nombre de pôles par phase,  $U$ , la tension d'alimentation,  $f$  représente la fréquence du réseau et  $X_1$ , l'impédance du stator. Si la tension diminue de 10 %, le couple diminue de 20 %. Si la tension d'alimentation est trop élevée, ceci provoque une augmentation du courant magnétisant, ce qui a pour effet de diminuer le facteur de puissance du moteur et d'augmenter les pertes dans le fer tout en provoquant l'échauffement du moteur. Par ailleurs, la conséquence la plus importante d'une variation de fréquence est le changement de vitesse qu'elle occasionne, la vitesse synchrone étant proportionnelle à la fréquence (équation 15).

### 3.2.4 Moteur à induction fonctionnant comme une génératrice

Un moteur tournant au-dessus de sa vitesse synchrone agit donc comme une génératrice. Dans le cas de notre éolienne, le rotor de la turbine est couplé à un simple moteur à cage d'écureuil. Si la vitesse d'entraînement dépasse légèrement la vitesse synchrone, le moteur devient une source débitant une puissance  $P$  dans les charges  $R$  (figure 24). Une représentation familière du circuit d'une machine asynchrone et de son diagramme vectoriel est illustrée aux figures 25 et 26. Selon le diagramme vectoriel, il apparaît clairement que pour toute augmentation de la tension  $U_1$  aux bornes du stator, on a besoin d'un apport en courant magnétisant. Celui-ci peut être fourni par des condensateurs branchés en parallèle aux bornes du moteur comme l'illustre la figure 24.

Figure 24 : Génératrice asynchrone en mode autonome. Les condensateurs fournissent la puissance réactive nécessaire au champ magnétique



La fréquence générée est alors légèrement inférieure à la fréquence correspondant à la vitesse d'entraînement<sup>76</sup>. La valeur de la tension augmente avec la valeur des capacités mais est limitée par la saturation des condensateurs<sup>77</sup>. Si la capacitance n'est pas suffisante, la génératrice ne peut s'amorcer. Généralement, les condensateurs fournissent une puissance réactive légèrement supérieure à celle que la machine absorbe lorsqu'elle fonctionne à pleine charge comme moteur. En plus, elles doivent fournir la puissance réactive absorbée par les charges. Les fréquentes adaptations de la génératrice aux diverses conditions de vent peuvent réduire les performances de la turbine. Dans ce cas, on peut réguler par un contrôle de la charge liée ou par le freinage aérodynamique.

---

<sup>76</sup>  $C = \frac{1}{2\pi f X_c}$ .

<sup>77</sup>  $X_c = E^2 / Q$ .

Figure 25 : Circuit équivalent d'une machine asynchrone alimentée en puissance réactive

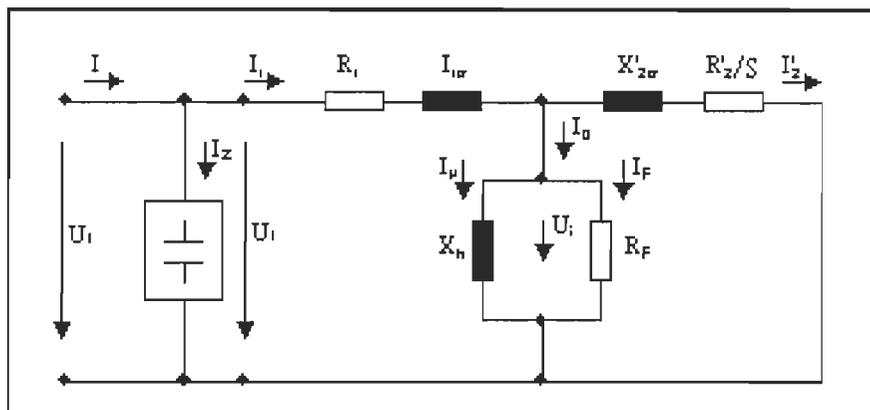
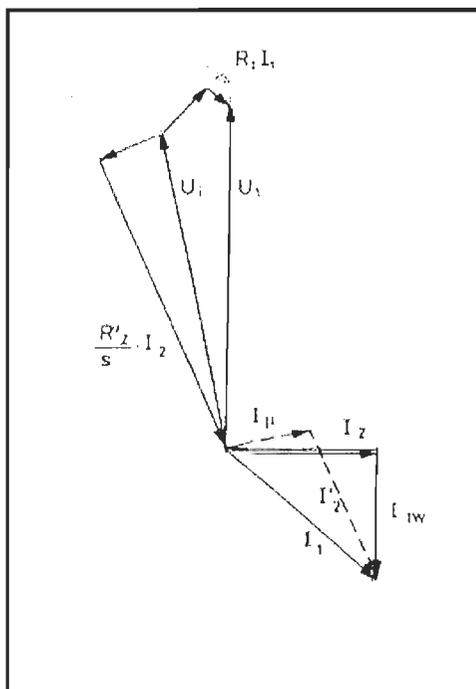


Figure 26 : Diagramme vectoriel du circuit équivalent d'une machine asynchrone alimentée en puissance réactive



### 3.3 Régulation de la tension

La caractéristique tension/vitesse d'une génératrice asynchrone, comme on l'a vu, est généralement sensible à la vitesse du rotor. Une faible chute de la vitesse du rotor engendre une chute importante de la tension. La figure 27 illustre bien le défi : sur une période de 30 s, on mesure d'importantes variations de la vitesse du vent, ce qui engendre d'importantes variations de la puissance électrique générée par la turbine. La figure 28 est une autre illustration de la variation de la puissance par faible régime du vent. Il faut donc envisager de multiples charges pour réguler la tension de sortie. Le module de gestion des charges *Co-GenE* corrige la déviation de la tension par le couplage et le découplage des résistances de charges.

Figure 27 : Variation de la puissance électrique versus la vitesse du vent mesurée sur une période de 30 secondes

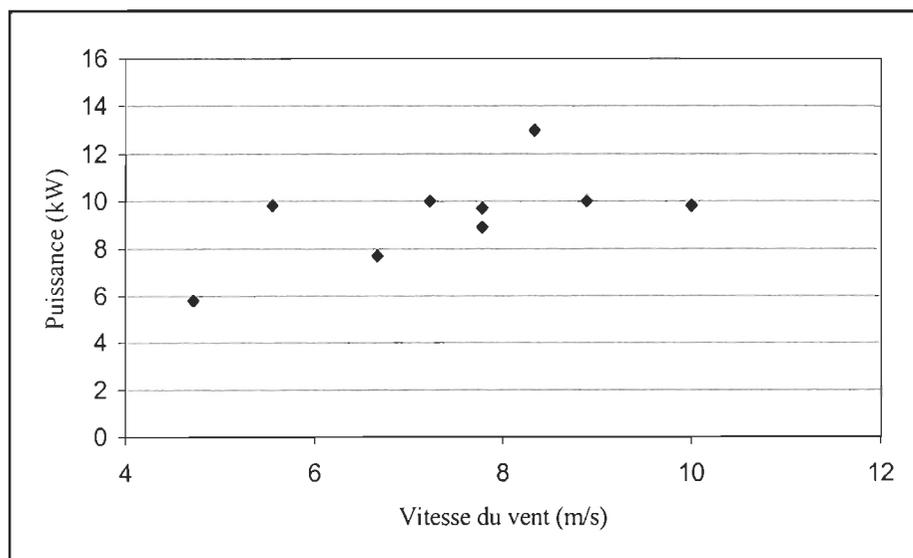
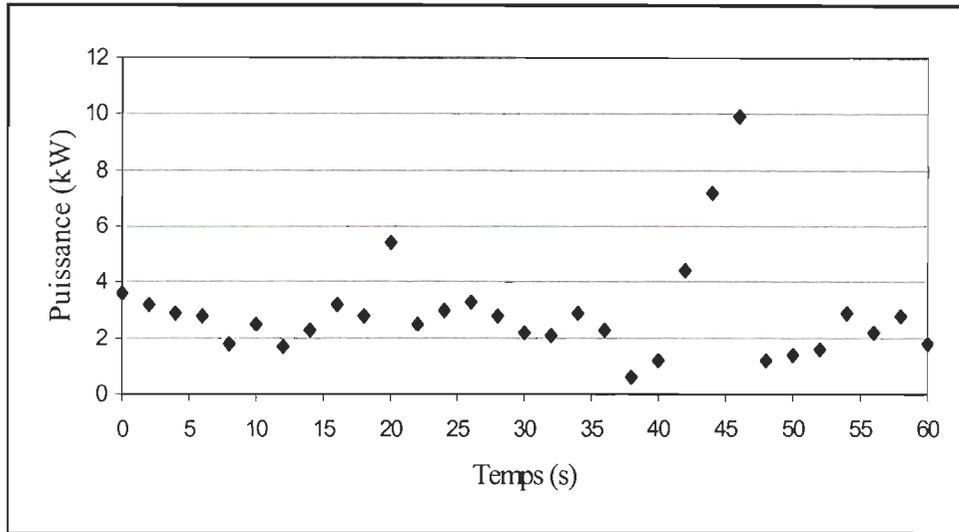


Figure 28 : Variation de la puissance électrique générée par la turbine éolienne sur une période de 60 s



Les performances du programme de gestion permettent de maintenir une tension de  $575 \text{ V} \pm 5 \%$  en tout temps. Malgré la régulation de la tension, les problèmes liés à la variation de la fréquence sont importants et limitent l'alimentation à des charges résistives ou à de faibles charges inductives de l'ordre de 1 kW. Notons que les dispositifs de branchement du système de commande *Co-GenE* répondent aux normes exigées en Amérique du Nord (CSA) et à celles des grands réseaux comme Hydro-Québec. Le système *Co-GenE* permet une utilisation aussi bien en autonome, c'est-à-dire dans un site isolé ou une installation liée au réseau. Le tableau 18 détaille les caractéristiques du module de gestion *Co-GenE*.

Tableau 18 : Caractéristiques techniques du module *Co-GenE*

Système électrique de puissance	<b>Triphasé, 380/400 V ou 575/600 V, 50 ou 60 Hz</b>
Turbines éoliennes admissibles	AOC, PGE, Vergnet, Förlhander
Équipements gérés	Interface réseau, moteur de pompe ou de climatisation, aérothermes, chauffage, chauffe-eau, chargeur de banc de batteries.
Type de réseau	Hors réseau pour les sites isolés sans aucune alimentation ou en parallèle à d'autres sources (générateur diesel, ou à essence, solaire, pile à combustible). Utilisation du réseau pour écrêtage de pointes et/ou co-génération en basse pénétration.
Mode d'exploitation	Commande forcée ou automatique des modes : autonome et réseau. Démarrage ou arrêt en fonction d'une source secondaire éventuelle. Optimisation de la puissance de l'éolienne, notamment par basse vitesse de vent. Alimentation des équipements électriques selon des priorités établies et modifiables. Freinage automatique de l'éolienne en cas de vents forts ou de défaut.
Affichage de données	Vitesse du rotor, vitesse du vent, puissance produite, tension, charges alimentées.
Branchement réseau (mode automatique ou forcé)	Couplage/découplage automatique avec compensation réactive.
Protection et sécurité	Panneaux haute tension et basse tension totalement séparés; 3 relais automatiques de débranchement du réseau selon les normes imposées par les grands réseaux.
Interface usager	Boîtier étanche (norme Nema 12) et membrane tactile avec commandes simplifiées pour opérateur non-spécialiste.
Dispositifs spéciaux pour l'entretien	Composants industriels standards, connexion à fiche multiconducteur permettant le remplacement instantané du module de commande.

## CHAPITRE 4

### PERFORMANCES DE LA CENTRALE ÉOLIENNE SUR LE SITE DU GROS-CAP

#### 4.1 Performances de la turbine

Le bilan de la campagne de mesures effectuée à l'automne 2005 a été précédé, à l'été, par un bilan de production suite à la mise en fonction de la centrale en juin 2005. Ce bilan de production est comparé aux estimations effectuées en 2003 bien sûr, mais aussi à la production estimée en fonction de l'énergie disponible dans le vent à l'été puis à l'automne 2005<sup>78</sup>. Vu les courtes périodes durant lesquelles les relevés de production ont été notés, le bilan de production cumulée est moyenné au quotidien pour une période donnée. Ce résultat est présenté en termes de kWh/jour et toutes les estimations sont présentées sous ce format pour des fins de comparaison<sup>79</sup>.

Comme on peut le voir au tableau 19, pour les mois de juin, juillet et d'août 2003, la production énergétique quotidienne avait été estimée à une moyenne de 193 kWh/jour et de 185 kWh/jour pour le mois de juillet (2003) uniquement. Aux regards de la moyenne des vitesses de vent enregistrées (tableau 20) au mois de juillet 2005, soit une vitesse moyenne de 3.8 m/s, la production mesurée au compteur correspond bien à l'évaluation de cette

---

<sup>78</sup> Les données de 2005 ont subi le même traitement que les données de 2003- loi de distribution de Weibull et méthode des moindres carrés.

<sup>79</sup> L'estimation de la production d'énergie éolienne pour ces mêmes mois de référence (juin, juillet et août) a donné des résultats qui dépendent entre autres choses de l'angle d'attaque des pales.

production calculée à la faveur des nouvelles données de vents. On évalue une production de 91 kWh/jour comparativement à une production mesurée au compteur de 90 kWh/jour. Ces premiers résultats nous confortent quant à la capacité qu'a la turbine à produire l'énergie disponible dans le vent. Deux choses sont à retenir de ces informations :

Tableau 19 : Valeurs comparatives de la vitesse moyenne mensuelle du vent et de la production énergétique estimée et mesurée pour la même saison, soit à l'été 2003 et à l'été 2005

Mois de référence	Juin 2003	Juillet 2003	Août 2003	Juillet 2005
Facteur de forme k (sans dimension)	2,17	2,06	2,64	2,46
Facteur d'échelle c (m/s)	7,63	7,69	8,31	4,28
Vitesse moyenne mensuelle (m/s)	6,76	6,81	7,39	3,80
Estimation de la production quotidienne d'énergie (kWh/jour)	181	185	213	91
Production quotidienne d'énergie mesurée au compteur (kWh/jour)				90

Tableau 20 : Comparaison des moyennes mensuelles de la vitesse du vent

Année/mois	Vitesse moyenne (m/s)
03/06	6,76
03/07	6,81
03/08	7,39
03/10	9,33
03/11	9,51
Année 2003	8,64
05/07	3,80
05/10	7,02
05/11	7,17

1°. Malgré les prédictions faites lors de la campagne 2003, il est toujours difficile de prévoir la production pour une courte période de temps. Il faut donc être prudent dans la gestion des charges que l'on désire alimenter. Tout comme la production en période

hivernale peut croître de 40%, une baisse d'une même ampleur peut survenir en période estivale. En 2003, le pire des scénarios estimait une production d'énergie éolienne à 4 835 kWh en juillet. Or nous constatons une baisse de 43,6 % de l'énergie produite en 2005, celle-ci passant de 338,8 kWh/jour à 191,0 kWh/jour (tableau 21).

2°. Un facteur de forme à 2,46 en juillet 2005 (tableau 19) n'est pas un bon indicateur de la stabilité des vents autour de la vitesse moyenne, surtout lorsque cette vitesse est faible. La turbulence joue un rôle prépondérant sur la fluctuation de la puissance mécanique au rotor et il faut en tenir compte pour la régulation de la tension et la gestion des charges.

Tableau 21 : Production énergétique estimée (en 2003) et réelle (en 2005) de la turbine éolienne

	Production annuelle (kWh)	Moyenne/ jour (kWh)
Estimation en 2003	123 667	338,8
Estimation en 2005	85 800	235,1
Mesuré en 2005	69 715	191,0

Quant à la campagne de mesures de l'automne 2005, elle s'est déroulée du 23 octobre au 2 novembre inclusivement. Les relevés effectués durant cette période sont les suivants :

- Lectures des vitesses de vent en temps réel.
- Lectures de la puissance apparente triphasée de la centrale en temps réel.
- Lectures de la tension apparente triphasée de la centrale en temps réel.
- Lectures de la fréquence apparente triphasée de la centrale en temps réel.
- Lecture de la production d'énergie (kWh) accumulée par la centrale éolienne pour ladite période.

Le tableau 21 présente un comparatif entre la production énergétique estimée lors de l'étude de faisabilité qui s'est déroulée à l'été 2003 et la production réelle observée à l'automne 2005. On y remarque des écarts importants, de l'ordre de 43,6 %, entre le productible annuel de 2003 et celui de 2005. De tels écarts s'expliquent en partie par des différences importantes entre les moyennes mensuelles de la vitesse du vent estimées en 2003 par rapport aux vitesses de vents enregistrées à l'automne 2005. Le tableau 20 illustre très bien ces écarts entre les années 2003 et 2005. Pour le mois d'octobre par exemple, nous avons un écart de 24,8 % entre la valeur de 9,33 m/s de la moyenne de la vitesse du vent en octobre 2003 et la valeur de 7,02 m/s de la moyenne de la vitesse du vent en octobre 2005. Pour le mois de novembre, cet écart est de 24,6 % et pour le mois de juillet, il est de 44,2 %.

L'énergie variant comme la vitesse du vent au cube fait en sorte qu'un écart même faible de la vitesse moyenne des vents conduit à une variation très importante de l'énergie produite par la centrale<sup>80</sup>. La production quotidienne est donc réévaluée à la baisse. L'estimation de la production quotidienne à partir des données d'Environnement Canada de l'automne 2005 donne une moyenne de 235 kWh/jour, donc plus près des 191 kWh/jour mesurée pour la même période, un écart de 18,8%.

---

<sup>80</sup>  $P = \frac{\Delta E}{\Delta t} = \frac{16}{27} A \rho v^3$ ,  $\rho$  correspond à la densité de l'air, A est la surface balayée par les pales et v la vitesse du vent.

## 4.2 Courbe de puissance de la turbine

L'électricité produite par une centrale éolienne dépend de l'énergie disponible dans le vent mais plus encore de la capacité de la turbine à capter cette énergie. La courbe de puissance d'une centrale éolienne est caractéristique de la turbine installée mais aussi du type d'installation.

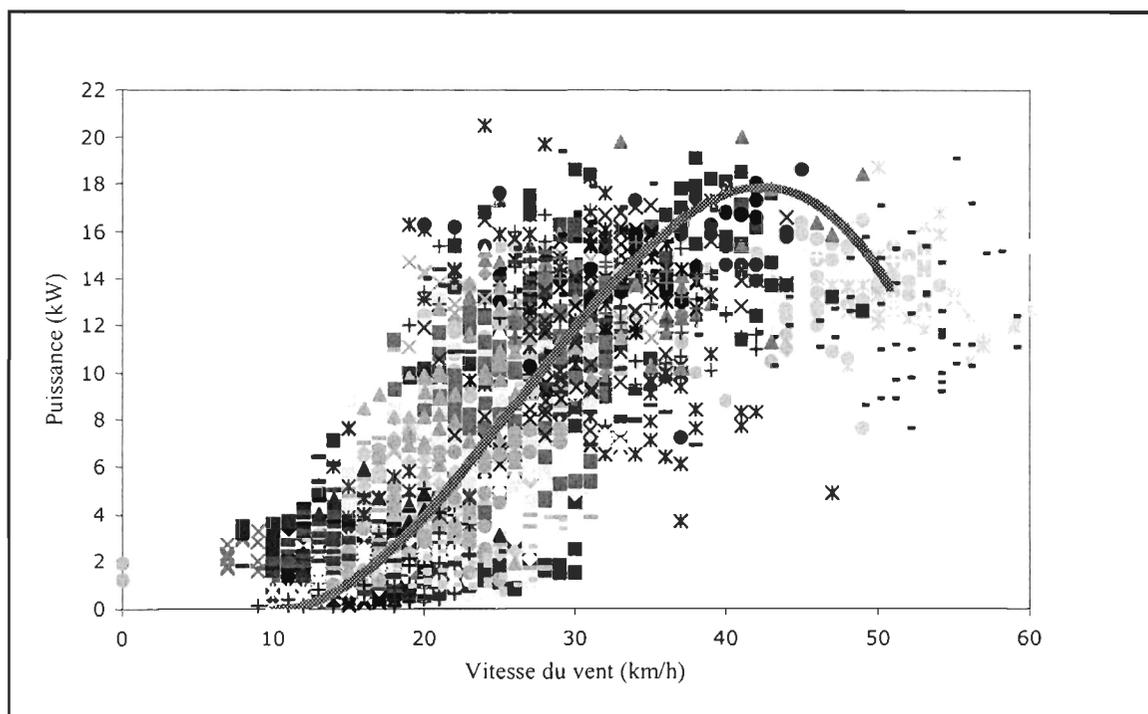
À l'annexe G, la figure 89 présente la courbe de puissance avec laquelle l'estimation de la production d'électricité a été faite en 2003 via le logiciel d'analyse de projet RETScreen<sup>®</sup> International. Cette courbe de puissance présente les résultats obtenus pour une installation usant d'une turbine semblable, installée hors réseau, mais comportant un banc de batteries. La turbine, installée à Saint-Jean-Port-Joli<sup>81</sup>, montre une production commençant avec des vents de 4 m/s, la turbine atteignant sa puissance nominale lorsque les vents soufflent à plus de 15 m/s. Avec l'installation effectuée aux Îles-de-la-Madeleine, rappelons-le, une installation hors réseau et sans accumulateur, notre turbine est donc constamment sollicitée à sa puissance maximale, quel que soit le régime des vents, puisque toute l'énergie produite est dissipée par les charges résistives du banc de délestage. Ce type d'installation, au gré du vent, produit un couple inverse sur le rotor, ce qui explique en partie la courbe de puissance que nous avons générée pour l'installation des Îles. La figure 29 illustre cette courbe de puissance. On y remarque la limitation en puissance à 51,5 % de la puissance installée ainsi qu'un écart important des conditions de vents pour une même puissance (et vice-versa). La grande dispersion des points s'explique par la variation des conditions climatiques durant lesquelles les relevés de performance ont été

---

<sup>81</sup> Lieu situé sur les rives du Fleuve Saint-Laurent, à plus de 600 km des Îles.

notés. Chaque série de mesures (puissance versus vitesse du vent) est représenté par une couleur et un pictogramme (point, croix, etc.) différent.

Figure 29 : Courbe de puissance de la turbine éolienne du projet des Îles-de-la-Madeleine mesurée à l'automne 2005



Par exemple, la vitesse de démarrage de la turbine varie de 2,8 à 5,8 m/s. Ces écarts s'expliquent entre autres par :

- Les conditions de température et d'humidité existantes au moment de la prise de données.
- Les rafales et la turbulence des vents si caractéristiques aux Îles-de-la-Madeleine, même par vents faibles, mais aussi par la présence des bâtiments de l'usine situés tout près de la turbine éolienne et de sa tour.

D'autres phénomènes sont visibles tels que :

- L'obtention d'une puissance pour des valeurs de la vitesse du vent inférieure à la vitesse de démarrage (15 km/h), phénomène dû au moment d'inertie du rotor en rotation sur la génératrice.
- Le retard observé entre le démarrage de la turbine et les vitesses de vent souvent supérieures à la vitesse de démarrage. Ce retard est causé, en partie, par l'inertie du rotor et/ou par le délai entre l'enregistrement de la vitesse du vent et celle du rotor.

Nous pouvons constater comment le type d'installation et le site choisi ont influencé la courbe de puissance de la turbine et les impacts que ceux-ci ont sur la production d'électricité. En site isolé, la configuration de la centrale qui opère au fil du vent, sans stockage, n'est pas simple. Elle occasionne une fatigue accrue sur les composants, tant à faible vitesse du vent, pour ses cycles marche/arrêt à répétition qui rendent difficile la régulation de la tension, qu'à grande vitesse du vent, situation où la génératrice fonctionne à pleine charge, où la mécanique est fortement sollicitée. Ces situations posent aussi des problèmes liés à la fluctuation de la fréquence et peuvent créer un échauffement des moteurs asynchrones dont la charge est fortement liée à la vitesse de rotation du rotor tel les ventilateurs des aérothermes.

Enfin, nous observons sur ce graphique de la figure 29 le peu de données pour des vitesses de vent supérieures à 55 km/h. Ce manque de données s'explique par les vibrations de la tour en aluminium lorsque les vents atteignent de telles vitesses. Le frein de sécurité

s'enclenche, plaçant la turbine en mode "arrêt". Ce phénomène engendre donc une perte de production de l'ordre de 15 %<sup>82</sup>.

### 4.3 Sommaire de production

Le tableau 22 reprend les résultats présentés au tableau 21 concernant les estimations de 2003 et 2005 par rapport à la production mesurée en 2005. L'écart entre ces valeurs s'explique premièrement par la mise en évidence d'une baisse de 25 % de la moyenne annuelle de la vitesse du vent en 2005 par rapport à 2003. Deuxièmement, le fait que l'éolienne s'arrête pour des vitesses supérieures à 55 km/h se traduit par une modification de la courbe de puissance et mène à des pertes supplémentaires de l'ordre de 15 %. Enfin, le système de contrôle de la puissance est responsable des autres pertes pour un total de 43 % par rapport aux estimations de production de 2003<sup>83</sup>. En termes de rendement, la centrale éolienne, d'une puissance installée de 35 kW, a offert un rendement moyen de 24 % comparativement au rendement estimé en 2005 et 2003<sup>84</sup> de 28 % et 40 % respectivement.

D'autres facteurs ont contribué à cette baisse de rendement, notamment : l'emplacement du site situé à moins de 30 m des bâtiments de l'usine, ceux-ci atteignant 12 m de hauteur par rapport au sol, créant ainsi de la turbulence lorsque les vents étaient du nord-nord-est<sup>85</sup>, et la hauteur du moyeu de la turbine limitée par l'utilisation d'une tour en

---

<sup>82</sup> Production estimée par la distribution de Weibull pour les vitesses supérieures à 55 km/h.

<sup>83</sup> Principalement le banc de délestage.

<sup>84</sup> Pour les mois d'octobre et de novembre.

<sup>85</sup> Les vents dominants sont de l'ouest.

aluminium de 14 m. L'aluminium est un matériau plus flexible, ce qui augmente le niveau des vibrations et déclenche plus souvent le frein d'urgence.

Tableau 22 : Production énergétique estimée (en 2003) et réelle (en 2005) de la turbine PGE-35

	Estimation en 2003	Estimation en 2005	Mesurée en 2005
Production annuelle (kWh/an)	123 667	85 800	69 715
Production moyenne/ jour (kWh/j)	338,8	235,1	191,0
Écart par rapport à l'estimation de 2003 (%)	----	30,6	43,6

## CHAPITRE 5

### SYNTHÈSE DES CHAPITRES

Comme bon nombre de gens vivant en région isolée, les Madelinots dépendent des combustibles fossiles. La centrale thermique en consomme plus de 38 millions de litres par an. Et comme la production d'électricité augmente à un rythme de 2 %/an, à ce taux, Hydro-Québec devra trouver une solution pour répondre aux besoins croissants de l'archipel ainsi qu'au vieillissement de la centrale. Parmi plusieurs scénarios, il y a l'exploitation du potentiel éolien de l'archipel qui est l'un des meilleurs au Canada.

Dans le secteur des pêches, la production de froid est l'un des principaux facteurs de consommation d'électricité et l'implantation de la bi-énergie, avec l'éolien comme source alternative, est ici envisagée afin de générer des économies d'énergie à l'usine de Pêcheries Gros-Cap.

#### **5.1 Synthèse du chapitre 1 : problématique et objectifs**

La forte demande mondiale en matière d'énergie a conduit le Québec, dans les années 90, à l'érection du parc d'éoliennes le *Nordais* en Gaspésie. Il est à l'origine du Groupe Éolien de l'UQAR. Puis, Plastiques Gagnon Inc. et Audaces Technologies Inc. ont eu le mérite de développer une première éolienne de petite puissance entièrement fabriquée au

Québec, la PGE-35. Le défi de l'éolien en mode autonome est qu'il doit s'autoréguler en fréquence et en tension. C'est ce que permet de faire le module *Co-GenE*. C'est pourquoi, face au moratoire d'Hydro-Québec interdisant le branchement de la centrale éolienne au réseau de distribution local d'électricité des Îles-de-la-Madeleine, notre choix s'est porté sur une installation en mode autonome, sans stockage. La PGE-35 est une éolienne tripale avec un multiplicateur et une génératrice (600 V) montés dans une seule unité (SEW). La turbine est montée sur une tour en aluminium tubulaire tripode de 14,5 m de hauteur. Le module *Co-GenE* effectue la gestion automatique des charges.

Au Québec, le régime de la vitesse du vent est généralement plus faible en été qu'en hiver et, contrairement au secteur résidentiel, la demande d'électricité dans le secteur des pêches est plus forte en été. C'est pourquoi la centrale éolienne vise à réduire l'électricité fournie par le réseau local d'électricité mais aussi à soustraire de la puissance de crête. La contrainte d'opérer hors réseau et les contraintes de coûts ont défini les objectifs de ce mémoire.

- Le premier objectif sera de connaître les conditions favorables à l'installation d'une centrale éolienne sur l'archipel et d'en déterminer sa rentabilité. Nous cherchons aussi à évaluer les impacts sur le milieu.
- Le deuxième objectif sera d'établir les conditions d'une évaluation du potentiel éolien la plus juste possible et au moindre coût à l'aide de données historiques d'Environnement Canada et d'une courte campagne de mesures de la vitesse du vent.

On comparera notre estimation avec celle obtenue à l'aide du logiciel d'analyse de projet RETScreen<sup>®</sup> International.

- Notre troisième objectif sera d'optimiser la gestion des charges en fonction de la vitesse des vents considérant le type d'installation, hors réseau et sans stockage. En plus du bilan de puissance générée par la centrale éolienne, nous établirons sa courbe de puissance.

Les Madelinots forment une communauté d'environ 1 300 personnes vivant principalement de la pêche, du tourisme et des services. L'électricité sur l'archipel est produite à partir d'une centrale thermique de 70 MW. Par ailleurs, le chauffage résidentiel est (pour 50 % des résidences) soutenu par un programme d'efficacité énergétique permettant de limiter la croissance de la demande d'électricité. L'électricité ainsi produite est l'une des plus dispendieuses de la province, de l'ordre de 16 ¢/kWh.

Deux lignes de transport de 69 kV dessert l'archipel sur toute sa longueur (environ 100 km). Seule l'Ile-d'Entrée est isolée de l'archipel. Elle est desservie par deux génératrices diesel totalisant une puissance de 600 kW. Son approvisionnement en diesel s'effectue par transbordement via un remorqueur. Notons que les conditions climatiques qui sévissent aux Îles réduisent considérablement la durée de vie des équipements du réseau.

Précurseur dans les années 70, Hydro-Québec a expérimenté une éolienne de type Darius à la Cormorandière. Les coûts élevés du couplage entre l'éolien et la centrale

éolienne ainsi que les difficultés technologiques liées à la réaction du réseau lorsqu'il y a baisse du régime de vent sont à l'origine de l'abandon des projets. Par ailleurs, l'absence de fournisseurs, de main-d'œuvre et d'équipements spécialisés ne favorise pas le développement de la filière éolienne sur l'archipel. Les Îles sont de plus fréquemment visitées par des vents dont la vitesse dépasse les 100 km/h. Ces vents peuvent causer des arrêts, des pannes et des dommages importants à une centrale éolienne et en réduire significativement la durée de vie. L'air salin et l'embrun sont aussi des causes d'arrêt (par accumulation de glaces sur les pales) ou de dégradation des divers composants d'une centrale éolienne. La présence de bâtiment et conséquemment de vents plus turbulents, affecte la production de la centrale éolienne. Outre les pertes de production, les causes climatologiques accroissent les coûts liés à l'entretien et à la maintenance des centrales éoliennes. Le transport en période hivernale reste un problème majeur principalement de janvier en avril. En cas de panne majeure, la centrale pourrait devenir inopérante durant plusieurs jours.

Mis à part la mesure du potentiel éolien, la structure financière d'un projet de centrale éolienne est semblable à toute autre filière énergétique. Mais la forte capitalisation exigée pour un projet éolien combinée à l'éloignement et aux conditions climatiques qui sévissent sur l'archipel sont susceptibles de réduire à zéro les perspectives de rentabilité d'un tel projet. Outre les coûts d'installation d'une centrale éolienne, il faut aussi tenir compte des coûts d'opportunité liés à l'utilisation d'une centrale éolienne, surtout si elle ne se substitue pas, ou à un très faible taux de pénétration par rapport au système énergétique déjà en place. L'analyse porte alors sur le coût d'utilisation de l'énergie renouvelable et non sur les

coûts évités. L'intérêt d'un promoteur pour un tel projet peut alors devenir problématique. Cela explique en partie pourquoi, malgré l'un des meilleurs régimes de vent au Canada, les Îles-de-la-Madeleine ne sont toujours pas dotées d'un parc éolien.

La filière éolienne se doit d'être compétitive vis-à-vis d'autres formes d'énergie sur un marché dont les prix ne cessent de fluctuer. Le rythme des développements technologiques ne cesse d'exiger de nouvelles sources d'énergies, une plus grande efficacité énergétique et des actions de la part de nos gouvernements. Ceci passe par des normes environnementales plus strictes et par des droits d'émission des GES plus restrictifs. Dans cette perspective, les Îles sont directement concernées par la stratégie énergétique du gouvernement du Québec, une stratégie d'efficacité énergétique et de développement de sources alternatives. L'augmentation de la production d'électricité exigera qu'Hydro-Québec précise ses intentions quant à l'exploitation du potentiel éolien de l'archipel. À défaut, la municipalité devra agir pour définir des critères acceptables pour le milieu et asseoir son autorité afin d'assurer un processus transparent et de susciter la participation des citoyens par rapport aux choix à venir. Mais l'histoire récente du projet d'Hydro-Québec à l'Île-d'Entrée nous démontre les lacunes de chacun en la matière. Ce projet visait la substitution par 2 à 4 turbines éoliennes, totalisant une puissance installée de 300 kW, de la production actuelle d'électricité assurée par des unités diesel. Un taux de pénétration de l'ordre de 55 %. Mais face à une réduction présumée de l'approvisionnement en mazout, les résidents de l'île ont la crainte des coûts supplémentaires pour leur chauffage résidentiel. Une fin de non recevoir a donc été signifiée aux dirigeants d'Hydro-Québec par la population de l'île. Néanmoins, deux à trois projets sont actuellement en

suspens aux Îles et Hydro-Québec a demandé une réactualisation des coûts d'un projet qui permettrait d'alimenter en électricité l'archipel, à partir du continent, par l'utilisation d'un câble sous-marin.

## **5.2 Synthèse du chapitre 2 : l'étude de faisabilité**

L'analyse de données statistiques issues de diverses banques de données météorologiques permet d'établir des cycles de variation dans le temps de la vitesse du vent. Sur la durée de vie d'une centrale éolienne, il y a les variations annuelles, saisonnières, les variations diurnes et nocturnes et la turbulence. Van der Hoven a tracé un spectre de variation de la vitesse des vents qui montre que la variation diurne et la turbulence sont des phénomènes qui peuvent être traités séparément. L'étude et le traitement des données météorologiques permettent donc de procéder à l'évaluation prédictive de la production annuelle d'électricité par une centrale éolienne à partir de la moyenne horaire de la vitesse du vent.

Toutes les données analysées reposent sur des enregistrements de 5, 10 ou 60 minutes de la vitesse moyenne du vent durant ladite période. Leur qualité et leur fiabilité dépendent de divers facteurs. Mais nous les traitons comme si elles n'avaient subi aucune modification et nous considérons la hauteur des mesures comme stable pour de longues périodes. Les données historiques d'Environnement Canada sont des données mesurées à 10 m du sol et à 60 m d'altitude par rapport au niveau de la mer. Ce sont des moyennes horaires de la vitesse du vent basées sur une période de dix ans. Environnement Canada fourni un rapport dans lequel on retrouve les résultats des calculs effectués sur ces données.

Dans un tableau, il nous est donné les moyennes mensuelles et la moyenne annuelle de la vitesse du vent ainsi que les valeurs mensuelles et annuelles du facteur de forme  $k$  et d'échelle  $c$  de la loi de Weibull. Ces moyennes annuelles de la vitesse du vent et des paramètres  $k$  et  $c$  sont respectivement dans l'ordre 8,64 m/s, 2,01 (sans dimension) et 10,2 m/s. Il existe une autre série de données mesurées sur une plus longue période, dont les résultats ont été générés en utilisant la loi de Rayleigh (cas particulier de la loi de Weibull avec un  $k = 2$ ). Pour les deux séries de données, soit 68-76 (9 années) et 61-90 (29 années), on observe la même tendance dans les courbes représentant la variation mensuelle du facteur d'échelle  $c$ . Quant au facteur de forme  $k$  (2,01) pour la série de données de 68 à 76, il est pratiquement égal au facteur  $k = 2$  de la loi de Rayleigh. Les moyennes annuelles de la vitesse du vent et du paramètre  $c$  sont respectivement dans l'ordre 8,69 m/s et 11,8 m/s. Notons que la moyenne annuelle de la vitesse du vent ainsi que les paramètres de la loi de Weibull ont tendance à croître lorsque la période des relevés météorologiques diminue.

Les données du MRN sont compilées sur une période de 17 mois entre 2001 et 2003. Ce sont des moyennes sur dix minutes de la vitesse et de la direction du vent mesurées à des hauteurs de 20 m et de 40 m par rapport au niveau du sol. Elles ont été validées par une firme externe et la station des Îles est l'une des stations qui offre l'un des plus hauts taux de validation des données. À partir de ces moyennes sur dix minutes, nous compilons des moyennes horaires. On s'assure qu'un fichier mensuel est complet lorsqu'il possède au moins 80 % des données enregistrées pour le mois. Quant à la station artisanale de Pêcheries Gros-Cap, l'anémomètre est situé à 12 m de hauteur par rapport au sol. La

campagne de mesures de la vitesse et de la direction du vent s'est déroulée durant les mois de juin, juillet et août 2003. Des moyennes sur 5 minutes ont été enregistrées pour la vitesse et la direction du vent et c'est à partir de ces moyennes que nous avons compilé des moyennes horaires. Tout comme pour les données du MRN, on s'assure qu'un fichier mensuel est complet lorsqu'il possède au moins 80 % des données enregistrées pour le mois. Pour chacun des mois de cette campagne de mesures, nous avons appliqué la méthode des moindres carrés pour l'évaluation des paramètres de la loi de Weibull caractérisant ainsi le vent sur le site. Afin d'estimer la moyenne mensuelle de la vitesse du vent pour tous les mois de l'année 2003 sur le site de Pêcheries Gros-Cap, nous faisons appel aux données historiques d'Environnement Canada, aux moyennes mensuelles par rapport à la moyenne annuelle de la vitesse du vent, afin d'obtenir des ratios mensuelles<sup>86</sup> avec lesquelles nous estimons les moyennes mensuelles de la vitesse du vent en 2003. Pour chacun des mois de la campagne de mesure 2003, nous estimons les moyennes mensuelles de la vitesse du vent et une moyenne annuelle. Enfin, nous estimons la moyenne annuelle de la vitesse du vent en 2003 à partir de l'estimation de ces moyennes annuelles calculées pour chacun des mois (en référence) de la campagne de mesure en 2003. Nous avons donc calculé une moyenne annuelle de 8,26 m/s comparativement à la valeur de 8,64 m/s issue des données historiques d'Environnement Canada, un écart de 4,4 %. Afin de valider nos résultats de la campagne de mesure de l'été 2003, une autre série de mesures effectuées à l'hiver 2003 ont été analysées. Il s'agit de données issues d'une station de mesure située à environ 5 km de la station de mesure du MRN : la station artisanale du site de La Méduse,

---

<sup>86</sup> Nous pouvons dire qu'il s'agit de valeurs désaisonnalisées.

située dans les buttes d'Havre-aux-Maisons. L'anémomètre a mesuré la vitesse et la direction du vent de mars à avril 2003. La station anémométrique est du même type que celle utilisée sur le site de Pêcheries Gros-Cap et les mesures ont été effectuées à une hauteur de 10,5 m par rapport au sol. Les données ont subi le même traitement que les données issues du site de Gros-Cap.

Nous avons donc des données et des résultats issus de quatre banques de données. Pour chacune d'elles nous avons les moyennes mensuelles de la vitesse du vent et les valeurs (par mois) des paramètres de forme et d'échelle de la loi de Weibull. Une de ces séries est liée à de longues périodes de relevés météorologiques (données historiques d'Environnement Canada 68-76 et 61-90), une autre est liée à une période de relevés météorologiques que nous qualifierons de moyenne (MRN sur 17 mois). Deux de ces séries correspondent à de courtes campagnes de relevés météorologiques, soit les séries du Gros-Cap et de La Méduse. Deux stations de mesure sont situées à 60 m d'altitude (Données historiques d'Environnement Canada et La Méduse) alors que pour les stations du Gros-Cap et du MRN, elles sont situées au niveau de la mer.

Par ailleurs, l'analyse de la rose des vents est essentielle avant toute installation d'une centrale éolienne afin de minimiser l'effet de sillage causé par des obstacles. Généralement représentée sur une base annuelle, nous avons aussi représenté la direction des vents dominants pour chacun des mois de l'année. Les données analysées sont issues des banques suivantes : Données historiques d'Environnement Canada, les cartes climatologiques d'Environnement Canada qui incluent les observations météorologiques effectuées en mer,

et les données issues des deux courtes campagnes de mesures aux Îles-de-la-Madeleine, soit celle du Gros-Cap et à La Méduse. Ainsi, sur une base annuelle, les vents dominants soufflent de l'ouest sur l'archipel. Sur le site de Pêcheries Gros-Cap, durant la campagne de mesure de l'été 2003, les vents dominants ont soufflé du sud-sud-ouest correspondant ainsi à la direction des vents dominants qui soufflent durant la saison estivale sur l'archipel. Par ailleurs, on note sur les figures représentant la rose des vents pour le site du Gros-Cap l'effet de sillage causé par la présence des bâtiments en direction est-nord-est.

Bien que le vents soient un phénomène hautement variable, nous pouvons y associer une distribution statistique. La loi de Weibull nous offre une bonne représentation de la variation moyenne horaire de la vitesse des vents sur une année entière. La densité de probabilité (loi de Weibull) est caractérisée par deux paramètres : un facteur de forme  $k$  sans dimension et un facteur d'échelle  $c$  (m/s). Ce dernier est lié au paramètre  $k$  par la fonction Gamma. Une grande valeur de  $k$  indique une faible variation de la vitesse des vents autour de la vitesse moyenne et vice-versa. La valeur  $k = 2$  (loi de Rayleigh) est généralement admise lorsqu'il n'y a pas de séries permettant le calcul des paramètres de Weibull. Il existe plusieurs méthodes pour évaluer les paramètres de la loi de Weibull. Nous en verrons deux. La méthode des moindres carrés (dite graphique) est la plus utilisée. Elle consiste à tracer la droite représentant le logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme népérien de la vitesse du vent. La pente de la droite nous donne le paramètre de forme  $k$  et l'ordonnée à l'origine nous permet de calculer le paramètre d'échelle  $c$ . La méthode du maximum de vraisemblance est une méthode qui a montré de très bons résultats. Cette méthode implique un calcul itératif avec

$k = 2$  comme valeur de départ pour le calcul. À titre comparatif, nous avons analysé à l'aide des deux méthodes une série portant sur dix jours d'enregistrement de la vitesse du vent, des enregistrements de la vitesse du vent aux 10 minutes. Avec un taux de précision de 0,1 % pour la méthode MLM et un Khi carré de 0,9957 pour la méthode graphique, nous avons calculé un écart inférieur à 3 % entre les valeurs du paramètre de forme calculé par l'une et l'autre méthode. En conséquence et compte tenu des objectifs visés, nous avons opté pour la méthode des moindres carrés pour le calcul du paramètre de forme de la loi de Weibull lors de l'analyse de nos données de vent.

Pour les fins de comparaison entre les banques de données, les moyennes enregistrées de la vitesse du vent (pour toutes les stations) ont dû être standardisées à la hauteur du moyeu de la turbine qui est situé à 15 m. Deux modèles mathématiques sont communément utilisés pour quantifier le profil vertical de la vitesse du vent en tenant compte des caractéristiques spatiales homogènes du site d'implantation : la loi logarithmique et la loi de puissance. En fait, nous utilisons une variante de la loi logarithmique, plus simple d'utilisation. Cette variante de la loi utilise un facteur aérodynamique de la rugosité qui exige une estimation visuelle de la rugosité du site. Pour contourner ce problème, une autre méthode est utilisée : la loi de puissance. Cette loi s'exprime simplement par le rapport entre la hauteur normalisée (15 m) et la hauteur à laquelle les vents sont mesurés, le tout est porté à la puissance  $\alpha$ . L'exposant  $\alpha$  de la loi de puissance est typiquement égal à 0,14 lorsque l'on ne dispose pas d'information suffisante sur le site de mesures. Par exemple, ce coefficient  $\alpha$  est plus près de 0,1 pour le sommet d'une colline alors qu'il est plus près de

0,25 pour une zone habitée. Environnement Canada utilise pour l'analyse de ses données historiques (période 1968 à 1976) un coefficient égal à 0,17 pour l'estimation de ses vitesses à 30 m du sol. Cette valeur (selon un abaque) correspond à un facteur de rugosité du sol de 0,03 pour des vitesses moyennes du vent variant entre 6 et 8 m/s. Si on tient compte des habitations dans la zone d'installation de la turbine, il serait plus juste d'utiliser une valeur de l'exposant plus proche de 0,2. C'est d'ailleurs ce que confirment les résultats des travaux de Jean-Louis Rétiveau sur un ensemble de stations de mesures du MRN dont celle des Îles-de-la-Madeleine. Les valeurs de l'exposant sont toujours supérieures à 0,17 et elles varient d'un mois à l'autre entre 0,25 et 0,3. Disons que le secteur de Gros-Cap est de type rural avec quelques résidences éparses et de petits boisés au nord, à l'est et à l'ouest de l'usine. Au sud, on retrouve la baie de plaisance. Le site est situé à 3 m au-dessus du niveau de la mer. À proximité de l'usine de Pêcheries Gros-Cap se trouve une ligne de 600 volts liée au réseau local de distribution d'électricité. Malgré la présence des bâtiments de l'usine au nord-est, ceux-ci ne sont pas situés dans la direction des vents dominants (de l'ouest).

### **5.2.1 Calcul des facteurs de forme et d'échelle pour le site du Gros-Cap**

Rappelons que la représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme népérien de la vitesse du vent permet d'évaluer les paramètres de la loi de Weibull. La pente de la droite nous donne le paramètre de forme  $k$  et l'ordonnée à l'origine nous permet de calculer le paramètre d'échelle  $c$ . Ainsi, pour chacun des mois d'une année, nous avons calculé ces paramètres ainsi que la variabilité relative de la vitesse du vent autour de sa moyenne. Tous ces

résultats ont été présentés aux tableaux 7, 8 et 9. Ils concernent les données du MRN (aux vitesses mesurées à 20 et 40 m du sol) et des stations artisanales du Gros-Cap et de La Méduse. Normalisés à la hauteur du moyeu de la turbine à 15 m, les paramètres  $k$  et  $c$  sont comparés entre eux (tableau 10). Ainsi, les valeurs moyennes<sup>87</sup> du paramètre de forme  $k$  pour les données du MRN, du Gros-Cap et de la Méduse sont supérieures à deux. Rappelons-nous qu'Environnement Canada a obtenu pour des séries de données météorologiques relevées sur de longues périodes une valeur de  $k = 2,01$  (2,08 si normalisée à la hauteur de 15 m). Pour Pêcheries Gros-Cap, la valeur moyenne du facteur de forme  $k$  est de 2,33 (pour trois mois de relevés de la vitesse du vent), ce qui est supérieur à la valeur moyenne de 2,20 obtenue à partir des données du MRN relevées sur 17 mois. Cette valeur de 2,33 pour le site de Pêcheries Gros-Cap est représentative du lieu d'implantation. Malgré la présence des bâtiments de l'usine en direction nord-est, rappelons-nous que les vents dominants sont de l'ouest, c'est-à-dire en provenance de la baie de Plaisance. Quant aux valeurs des paramètres d'échelle, celles-ci correspondent à nos attentes : pour les sites situés à 60 m d'altitude, les valeurs du paramètre  $c$  sont plus grandes (10,66 m/s pour les données historiques et 11,22 m/s pour le site de La Méduse) que pour les sites situés au niveau de la mer (7,80 pour les données du MRN et 8,23 pour le site du Gros-Cap). Enfin, la variabilité relative de la vitesse du vent autour de sa moyenne illustrée par le graphique de la figure 15 montre bien la même courbe de tendance, quel que soit le site d'où proviennent les résultats du rapport  $\sigma/\bar{v}$ . Ces résultats nous confortent quant à la validité des données recueillies sur le site de Pêcheries Gros-Cap.

---

<sup>87</sup> Moyenne annuelle des données historiques d'Environnement Canada et du MRN et pour la durée de la campagne de mesures dans le cas des stations artisanales du Gros-Cap et de La Méduse.

Donc à partir des distributions horaires de la vitesse des vents, les paramètres de formes et d'échelles sont calculés afin de déterminer (par la loi de Weibull) la distribution de fréquence de la vitesse du vent pour le site du Gros-Cap et ce, pour chacun des mois qu'a duré la campagne de mesures. La rose des vents pour le site montre une grande disproportion entre les fréquences des vents dans la direction des vents dominants par rapport aux fréquences dans la direction opposée, ce qui confère un poids statistique plus faible à ces dernières. Comme en période estivale, les vents sont plus turbulents, la combinaison d'un facteur de forme et d'un facteur d'échelle plus petit place la distribution de fréquence plus à gauche par rapport à la distribution réelle du vent. L'exclusion des vitesses en deçà de la vitesse de démarrage de la turbine (pour certaines séries de données) permet un meilleur ajustement de la loi de Weibull à la distribution réelle de la fréquence du vent. Combinés à la puissance électrique générée par la turbine, les paramètres de la loi de Weibull servent principalement à établir la production mensuelle (et annuelle) d'énergie éolienne. La turbine éolienne est caractérisée par une courbe de puissance qui représente la puissance électrique générée par la turbine en fonction de la vitesse du vent. Des courbes ont été générées pour différents angles de calage des pales correspondant à un fonctionnement usuel de l'éolienne. Pour chacune de ces courbes de puissance, combinées à la fonction de distribution de Weibull, nous avons estimé la production d'électricité et fait la moyenne de ces productions estimées par angle de calage. Comme ces productions estimées dépendent de la distribution de fréquence utilisée, c'est-à-dire les distributions de fréquences évaluées pour chacun des mois durant lesquels la campagne de mesures s'est déroulée chez Pêcheries Gros-Cap, alors nous avons fait la moyenne des productions

estimées pour chacun des mois de la campagne de mesures soit les mois de juin, juillet et août 2003. Cette production annuelle d'électricité pour le site de Pêcheries Gros-Cap est évaluée à 123,7 MWh/an.

Nous pouvons maintenant anticiper les économies d'énergie générées par cette production d'électricité. D'abord, intéressons-nous à l'historique de consommation chez Pêcheries Gros-Cap. Les activités en usine se déroulent principalement en saison estivale, soit d'avril jusqu'en octobre. L'appel de puissance de Pêcheries Gros-Cap est dû principalement à l'utilisation de plusieurs chambres froides et de plusieurs pompes. L'analyse de la consommation de l'entreprise couvre la période 2001 à 2003 inclusivement. On y remarque une consommation moyenne pour la période de 825 360 kWh/an et un appel de puissance qui peut varier de 86,4 kW à 289,9 kW dans une même année. Au tarif *Moyenne puissance* (Tarif M), les montants ainsi facturés par Hydro-Québec totalisent plus de 60 000\$/année. Ils comprennent un taux régressif pour la consommation d'électricité et un taux (minimum 100 kW) pour l'appel en puissance. Cet appel de puissance représente à lui seul près de 53% du montant total facturé. Ainsi, au Tarif M de 2003<sup>88</sup>, la production de 123,7 MWh par la centrale éolienne correspond à un montant de 4 598 \$, soit 7 à 8 % de la facture annuelle de Pêcheries Gros-Cap. Au Tarif M actuel<sup>89</sup>, c'est une somme de 5 190,65 \$ qui serait soustraite de la facturation d'Hydro-Québec. Quant à la faible puissance de la centrale éolienne (35 kW), elle ne peut avoir d'impact significatif sur l'appel de puissance au réseau. Pour les fins de l'exercice, un retrait en moyenne de

---

<sup>88</sup> Tarif M (2003) : 3,72 ¢/kWh pour l'énergie consommée et 11,97 \$/kW pour l'appel de puissance.

<sup>89</sup> Tarif M depuis le 1<sup>er</sup> avril 2006: 4,20 ¢/kWh pour l'énergie consommée et 13,08 \$/kW pour l'appel de puissance.

20 kW/mois de la puissance appelée correspondrait à des économies de 2 873 \$/année au tarif 2003 et de 3 139 \$/année au tarif actuel.

### **5.2.2 Évaluation de la production énergétique par la centrale éolienne à l'aide de RETScreen® International**

RETScreen® est un logiciel normalisé d'analyse de projets d'énergies renouvelables. Chaque projet est développé à l'aide d'un classeur Microsoft® Excel comprenant les feuilles de calcul suivantes : le *modèle énergétique*, l'*équipement*, l'*analyse de coûts*, l'*analyse des GES* et enfin le *sommaire financier*. Les feuilles de calcul sont du type personnalisé pour permettre d'entrer les caractéristiques de la centrale éolienne (courbe de puissance par exemple) et du site d'implantation (moyenne annuelle de la vitesse du vent, hauteur des mesures de vent et du moyeu de la turbine). Certains paramètres sont des valeurs par défaut que l'on peut modifier. C'est le cas du paramètre de forme ( $k = 2$ ) que nous avons modifié pour refléter la valeur calculée (2,33) pour le site de Pêcheries Gros Cap. Le coefficient de cisaillement (0,14) aussi a été modifié pour refléter les turbulences causées par les bâtiments de l'usine du Gros-Cap (0,21). Concernant les différentes pertes par sillages, verglas ou arrêts de la turbine, nous les avons estimées à 11 % de la production brute, ce qui nous apparaît comme raisonnable pour une première évaluation. Muni de ces paramètres le résultat s'affiche automatiquement : 123,6 MWh/an. Donc pour des paramètres similaires (facteur de forme, vitesse moyenne, coefficient de cisaillement, etc.), RETScreen® reproduit bien l'analyse et le résultat tel que nous l'avons

fait par la méthode des moindres carrés (pour l'évaluation de la distribution de fréquence de la vitesse du vent) et en utilisant la courbe de puissance caractéristique de la turbine.

Par ailleurs, l'intérêt d'utiliser un logiciel comme RETScreen<sup>®</sup> est sa feuille d'*analyse des GES* évités. L'utilisation d'une centrale éolienne à des fins de production d'électricité permet donc d'éviter l'émission de GES par rapport à la même production faite à partir d'une autre source d'énergie telle que le mazout no 6 qu'utilise la centrale thermique des Îles. Le modèle RETScreen<sup>®</sup> propose des facteurs de conversion exprimés en masse de GES émise par unité d'énergie thermique. Les facteurs varient selon le type de centrale. RETScreen<sup>®</sup> tient compte aussi du rendement de conversion (de la source d'énergie primaire en électricité) et des pertes de transport et de distribution pour chacun des modes de production. Pour l'archipel et sa centrale au mazout, le rendement est de 35 % et le facteur d'émission de CO<sub>2</sub> vaut 1,018 tco2/MWh. Si les pertes pour le transport et la distribution sont les mêmes pour les deux modes de production (fixées à leur minimum, soit 8 % de la production d'électricité), et estimant que la centrale éolienne converti 100 % de son énergie d'origine éolienne en énergie électrique<sup>71</sup>, alors la réduction annuelle des GES par la production annuelle de 123,6 MWh d'énergie d'origine éolienne représente 116 tco2/an de GES évités.

Outre les GES, d'autres impacts ont fait l'objet de notre attention, comme le bruit. L'installation de la centrale éolienne derrière l'usine de Pêcheries Gros-Cap s'est révélée un choix judicieux car il permet de minimiser l'émergence du bruit dans le milieu par l'absorption acoustique de celui-ci par les bâtiments de l'usine. De plus, le niveau sonore

de l'éolienne tend à se stabiliser alors que celui du vent augmente. Enfin, les activités de l'usine durant l'été, période de l'année durant laquelle le régime de vent est le plus faible, sont déjà très bruyantes. Une campagne de mesures du bruit a donc été réalisée à l'été 2005<sup>90</sup>. Ces mesures ont été relevées en plusieurs lieux autour de l'usine, à des distances de 250 m, de 50 m et sur le lieu même de l'installation de la turbine. Les résultats démontrent que les activités se déroulant à l'usine ainsi que la circulation automobile, plus intense en été qu'à tout autre moment de l'année, génère un niveau moyen de bruit d'environ 40 à 45 dB sur les sites situés à 250 m de l'emplacement de l'éolienne, et un niveau moyen de bruit variant de 55 à 60 dB pour les sites situés à 50 m de distance. Sur l'emplacement même de l'éolienne, le bruit causé par les opérations de l'usine peut monter jusqu'à des niveaux de 70 et même 90 dB. À la vitesse nominale de rotation du rotor, soit 72 t/min, l'éolienne produit un niveau sonore de 50 dB à 50 m et de 70 dB en pied de tour.

Par ailleurs, la faible hauteur de la turbine (15 m) limite l'impact visuel de celle-ci dans l'environnement sur une distance d'environ 1 km autour de la centrale et de l'usine. Quant aux travaux d'installation de la centrale éolienne, ils se sont déroulés sur quatre jours et n'ont pas laissé de traces sur le milieu hormis l'emplacement de la tour. La nacelle de la tour offre peu d'opportunités aux oiseaux de s'y nicher.

---

<sup>90</sup> Avant l'implantation de la centrale éolienne.

### 5.3 Synthèse du chapitre 3 : implantation de la centrale éolienne sur le site du Gros-Cap

D'une puissance de 35 kW, cette centrale est équipée d'une tour tubulaire inclinable en aluminium de 13,7 m de hauteur, portant ainsi la hauteur du moyeu à près de 15 m du sol. Le rotor, placé sous le vent, est constitué de pales d'une longueur de 5 m pour une surface balayée de 95 m<sup>2</sup>. L'installation est du type hors réseau, sans stockage. La centrale est régulée par le module de gestion *Co-GenE* qui optimise la puissance de l'éolienne et corrige la déviation de la tension en déviant une partie de la charge vers un banc de délestage constitué de quatre charges résistives de 4, 5, 10 et 20 kW. Les charges clients sont constituées de trois projecteurs architecturaux de 500 W chacune, de deux convecteurs muraux (2 kW et 6 kW respectivement) et de deux aérothermes ventilés, respectivement de 10 kW et 15 kW. Afin de fournir une indication de la production d'électricité, une unité de mesurage est jointe au module de gestion. Attenant au panneau de contrôle, on retrouve un module de lecture de la vitesse et de la direction du vent. L'anémomètre est situé à plus de 2 m du faite de la toiture, correspondant ainsi à la hauteur du moyeu de la turbine.

Dans la nacelle, c'est un moteur que l'on opère comme une génératrice qui s'y trouve. La vitesse synchrone du moteur dépend de la fréquence et du nombre de pôles au stator. Notre génératrice opère avec du 60 Hz et possède quatre pôles par phase, d'où une vitesse de synchronisme de 1 800 r/min. À vide, c'est-à-dire sans charge, le glissement  $g$  entre la vitesse de synchronisme et la vitesse de rotation du rotor est à peine 0,1 %. La puissance de la génératrice dicte en général les limites du glissement. Pour notre turbine de 35 kW, ce glissement limite est d'environ 2 %. Toujours à vide, le moteur exige un courant

composé en majeure partie par le courant magnétisant. La puissance active sert surtout à compenser les pertes dans le fer et le facteur de puissance est de l'ordre de 20 %. Par ailleurs, à pleine charge, le facteur de puissance passe à 85 %. Au démarrage, le courant appelé est cinq à six fois supérieur à celui exigé à pleine charge. Considérant que les pertes par effet joule dans le stator sont proportionnelles au carré de courant circulant, c'est donc au démarrage des pertes de 25 à 36 fois supérieures qu'en régime normal de fonctionnement. Outre les pertes de puissances par effets Joule dans le stator, il y a aussi les pertes par effets Joule dans le rotor (équation 17). Ces pertes dans le rotor augmentent avec le glissement. Au démarrage, la tension induite fait circuler des courants intenses, le glissement vaut 1 et toute la puissance est donc dissipée en chaleur augmentant la température du rotor. Donc au démarrage les pertes de puissance sont importantes. Les causes d'un mauvais fonctionnement peuvent donc être propres à la machine, par effets Joule comme on vient de le voir, mais elles peuvent aussi être externes et provenir, entre autres, d'une surcharge mécanique ou d'une variation de la tension d'alimentation et de la fréquence au réseau. Bien qu'ils puissent développer une puissance supérieure allant jusqu'à 20 % de la pleine charge, ces moteurs ne peuvent subir continuellement une surcharge. L'échauffement du moteur dépasserait les limites de résistance de celui-ci. Généralement, des relais thermiques provoquent l'arrêt de la machine. Il n'est donc pas recommandé d'opérer en pleine charge ou en surcharge pour une durée prolongée. Quant aux conséquences d'une variation de la tension, la plus importante est le changement de vitesse et de fréquence qu'elle occasionne. Une tension trop élevée provoque une augmentation du courant magnétisant, ce qui diminue le facteur de puissance et augmente

les pertes dans le fer tout en provoquant l'échauffement du moteur. Dans le cas de notre éolienne, le rotor est simplement couplé à un moteur asynchrone à cage d'écureuil. Si la vitesse d'entraînement dépasse légèrement la vitesse synchrone, le moteur devient une source débitant une puissance dans des charges. Selon le diagramme vectoriel du circuit équivalent, il apparaît clairement que pour toute augmentation de la tension aux bornes du stator, on a besoin d'un apport en courant magnétisant. Celui-ci peut être fourni par des condensateurs branchés en parallèle aux bornes du moteur. Généralement, les condensateurs fournissent la puissance réactive que la machine absorbe, mais en plus ils doivent fournir la puissance réactive absorbée par les charges. Les fréquentes adaptations de la génératrice aux diverses conditions de vent peuvent donc réduire les performances de la centrale éolienne.

Comme mentionné, la tension d'une génératrice asynchrone est généralement sensible à la vitesse du rotor. Il faut donc envisager de multiples charges pour réguler la tension de sortie par le couplage et le découplage de résistances de charges. C'est le module de gestion *Co-GenE* qui permet de maintenir une tension de  $575 \pm 5 \%$  en tout temps. Malgré cela, les problèmes liés à la variation de la fréquence sont importants et limitent l'alimentation à des charges résistives ou de faibles charges inductives de l'ordre de 1 kW.

#### **5.4 Synthèse du chapitre 4 : performances de la centrale éolienne sur le site du Gros-Cap**

Nous comparerons les bilans de production de la centrale éolienne de l'été et de l'automne 2005 à l'estimation de la production faite à l'été 2003. Mais aussi, nous

comparerons ces bilans de production aux estimations de la production d'électricité faite à partir des données météorologiques rendues disponibles en ligne par Environnement Canada pour les mêmes périodes, c'est-à-dire à l'été et à l'automne 2005. Les résultats sont présentés en terme de kWh/jour pour les fins de comparaison. Ainsi, à l'été 2003, l'estimation de la production d'électricité par la centrale était de 338,8 kWh/jour. En fonction des données météorologiques d'Environnement Canada, nous avons procédé à l'estimation de la production par la centrale éolienne pour les périodes d'opération de celle-ci (été et automne 2005) et les résultats sont respectivement de 91 kWh/jour à l'été 2005 et de 235 kWh/ jour à l'automne 2005. Cela s'explique par la baisse marquée de la moyenne annuelle de la vitesse du vent en 2005 (3,80 m/s en juillet et 7,02 en octobre) par rapport aux mêmes périodes en 2003 (6,81 m/s en juillet et 9,33 en octobre). Quant à la production réelle générée par la turbine éolienne en juillet 2005, elle est de 90 kWh/jour, ce qui démontre que la turbine a livré l'énergie qui était disponible dans le vent. À l'automne 2005, cette production grimpe à 191,0 kWh/jour, ce qui est loin de l'estimation de 2003 mais plus près de l'estimation de 2005. La différence entre l'estimation et la production réelle de l'automne 2005 s'explique en partie par les pertes de production provoquées par les fréquents arrêts de la turbine lorsque les vents soufflent à plus de 55 km/h et font vibrer la tour (en aluminium) et la nacelle. Ces pertes correspondent à 15 % de la production totale d'énergie et fait donc passer l'estimation de la production d'énergie par la centrale éolienne de 235 kWh/jour à 200 kWh/jour pour la période de l'automne 2005. Le système de contrôle de la puissance est responsable des autres pertes.

Par ailleurs, la courbe de puissance d'une centrale éolienne caractérise la turbine installée mais aussi le type d'installation. La courbe de puissance avec laquelle nous avons estimé la production de la centrale éolienne est présentée en annexe G. Il s'agit de la courbe de puissance de la PGE-35, installée hors réseau mais avec stockage de l'énergie produite. La puissance nominale de cette centrale est d'environ 33 kW. L'installation effectuée aux Îles-de-la-Madeleine est aussi hors réseau mais sans stockage d'énergie. Par le biais du banc de délestage qui permet la régulation en tension, notre turbine se trouve donc constamment sollicitée à sa puissance maximale, quel que soit le régime de vent. Ce mode de fonctionnement limite donc en puissance la centrale éolienne. La courbe de puissance générée pour l'installation du Gros-Cap illustre une puissance nominale plus proche de 18 kW, une baisse de 45 % par rapport au 33 kW illustré par la courbe de puissance utilisée lors de nos analyses. Malgré tout, la centrale éolienne des Îles-de-la-Madeleine a offert un rendement moyen de 24 %, rendement mesuré durant les périodes d'opération de l'été et de l'automne 2005.

## CONCLUSION

Trois objectifs étaient visés dans ce projet de recherche motivé par la réduction des coûts et des risques liés à l'installation d'une centrale éolienne de faible puissance.

1° Étudier les conditions favorables à l'implantation d'une centrale éolienne de faible puissance, d'en déterminer les conditions de rentabilité, les contraintes liées à un site isolé et les impacts sur le milieu.

2° Établir les conditions et les paramètres pour lesquels l'évaluation de la production d'électricité par une centrale éolienne de faible puissance est la plus juste possible et ce, aux moindres coûts, par l'utilisation de ratios désaisonnalisés de la vitesse moyenne des vents combinés avec une courte campagne de mesures du vent.

3° Optimiser la gestion des charges liées à la centrale éolienne compte tenu de la variabilité du vent, mais aussi du mode de production de la centrale.

Malgré la popularité de l'archipel sur le plan touristique, les Îles-de-la-Madeleine restent un lieu éloigné qui peut devenir difficile d'accès à certaines périodes de l'année, augmentant d'autant les risques liés à la réalisation et au rendement d'un projet de centrale éolienne. Les conditions climatiques difficiles qui sévissent sur l'archipel et l'air salin sont susceptibles de réduire significativement la durée de vie de la centrale. Par ailleurs, les contraintes liées à l'implantation de la centrale éolienne ont été nombreuses : exigüité du site, bâtiments perturbateurs, proximité d'une ligne de 600 V, installation hors réseau due à

un moratoire empêchant de relier la centrale au réseau d'électricité local en sont quelques-unes parmi tant d'autres. Le faible financement du projet a aussi limité substantiellement le rendement espéré pour cette installation. Sans accumulateur, beaucoup d'effort et d'argent ont été investis sur le système de contrôle de la régulation de la tension de sortie. La turbulence des vents aux Îles-de-la-Madeleine a été un défi de taille pour le maintien d'une fréquence et d'une tension de sortie stable.

À la lumière des observations et du rendement obtenu lors du fonctionnement de cette centrale éolienne de 35 kW, en mode autonome et sans stockage d'énergie, nous en concluons que pour ce type d'installation et de génératrice, cette centrale éolienne est rapidement devenue hors de prix compte tenu de la puissance générée par celle-ci, soit une valeur nominale de 18 kW. Les économies d'énergie pouvant être générées par la centrale éolienne sont donc liées à la seule production d'électricité. Comme nous ne pouvons prévoir les variations saisonnières du potentiel éolien, il nous apparaît donc impossible de rentabiliser une telle installation dans ces conditions. Malgré tout, les performances de la centrale éolienne n'auront jamais été aussi encourageantes. Elles ont confirmé le succès attendu pour le nouveau module de régulation. Mais la vraie rentabilité sera atteinte lorsque la centrale sera reliée au réseau local de distribution d'électricité. C'est via les crédits de production d'électricité que le client pourra profiter, en saison estivale, des crédits accumulés lors de la saison hivernale.

Quant aux Madelinots, ils ont peu d'intérêt pour la filière éolienne puisque pour eux ce projet, comme bien d'autres avant lui, a démontré qu'il n'y avait aucune rentabilité à

retirer d'une telle installation. Les efforts déployés pour rentabiliser la centrale éolienne via un branchement au réseau local de distribution d'électricité alimenté par la centrale thermique ont été vains et toutes les perspectives d'un développement futur de la filière éolienne aux Îles-de-la-Madeleine sont actuellement fermées.

Nous tentions, entre autres, de répondre par cette étude à deux questions :

1° Est-il possible par une courte campagne de mesures de la vitesse du vent de faire une bonne évaluation du potentiel éolien d'un site et d'estimer la production énergétique d'une centrale éolienne de faible puissance ?

2° Combiné à cette courte campagne de mesures du vent, un outil d'analyse comme RETScreen<sup>®</sup> peut-il nous permettre la réalisation, dans un délai raisonnable et à faible coût, d'une étude de faisabilité offrant à la fois un *Bilan énergétique annuel* ainsi que les *GES évités*, les *Paramètres financiers*, les *Coûts du projet* et les *économies générées*, le tout présenté dans un *Sommaire financier* permettant d'évaluer le retour sur l'investissement pour de telles installations?

Dans le cas du projet chez Pêcheries Gros-Cap, nous avons estimé, suite à notre campagne de mesure de la vitesse du vent en 2003, une moyenne annuelle de la vitesse du vent de 8,26 m/s et calculé un facteur de forme de 2,33. En comparaison, Environnement Canada nous fournit, à partir de ses données historiques sur dix ans, les valeurs suivantes : 8,64 m/s pour la vitesse moyenne et 2,01 comme facteur de forme. Les mesures du vent effectuées en 2005 montrent que l'estimation du potentiel éolien pour le site du Gros-Cap ne peut prévoir les variations saisonnières pouvant causer une surproduction par temps

froid ou une sous-production énergétique liée à une température chaude et humide. Le régime de vent de l'automne 2005 a vu la vitesse moyenne annuelle baisser de 2,3 m/s causant une perte de 43 % de la production d'électricité.

Quant à RETScreen<sup>®</sup>, il est intéressant de constater qu'il permet une estimation du potentiel éolien assez juste en utilisant un facteur de forme standardisé ( $k = 2,0$ ). Une courte campagne de mesures de la vitesse du vent permet d'en préciser la valeur, caractérisant mieux le site. RETScreen<sup>®</sup> apporte une solution rapide, simple et complète pour tout projet d'implantation de centrale éolienne de faible puissance. Néanmoins, la variabilité du phénomène climatique confère à l'estimation de la production annuelle un caractère strictement indicatif.

L'installation réalisée chez Pêcheries Gros-Cap a démontré un facteur d'utilisation fort intéressant (24 %) pour ce type d'installation, hors réseau et sans stockage d'énergie. L'énergie électrique ainsi produite s'effectue au gré du vent avec toutes les contraintes que cela implique : turbulence, cycle fréquent de marche-arrêt de la turbine dû aux faibles vitesses de vents ou aux bourrasques. Deux facteurs principaux pourraient améliorer ce rendement : une nouvelle tour en acier et un branchement au réseau de distribution.

Une tour en acier aurait permis de limiter les vibrations causées par la turbulence des vents. D'une hauteur minimale de 18 m, elle assurerait un dégagement de 4 m au-dessus des principaux bâtiments. Même si cette tour nécessite un entretien plus régulier, elle permettrait de réduire la fréquence des cycles marche-arrêt du système de sécurité et

d'élever la valeur de la vitesse de coupure de la turbine à 70 km/h. Cela représenterait un gain de 15 % et plus sur la production actuelle d'énergie électrique. Malheureusement, un mât de cette hauteur est impossible à installer sur le site actuel de Pêcheries Gros-Cap dû à la proximité d'une ligne de 600 V appartenant au réseau d'électricité local.

Le système de régulation de la centrale éolienne, développé par ATI-Éolien, est une technologie qui permet de maintenir une tension de  $575 \text{ V} \pm 5 \%$  en tout temps malgré une production d'énergie très variable. Malgré tout, le système ne permet que l'alimentation de charges résistives de faible puissance (2 à 10 kW) pouvant supporter des fluctuations en tension et en fréquence. Outre la limitation des charges par la puissance générée, il y a aussi l'exigence d'alimenter la génératrice en puissance réactive via un banc de condensateurs, puisque nous sommes hors réseau et sans stockage d'énergie. De plus, afin d'assurer la présence continue d'une charge reliée à la centrale lorsque les charges clients ne sont pas disponibles, un banc de délestage de 49 kW est utilisé par le système de régulation<sup>91</sup>. La turbine est donc constamment sollicitée à son maximum puisque toute l'énergie produite est dissipée.

Idéalement, il y a nécessité de relier la centrale éolienne au réseau de distribution local d'Hydro-Québec pour les raisons suivantes : stabilisation de la tension de sortie et de la fréquence compte tenu de la grande variabilité des vents, élimination des pertes d'énergie reliées à l'utilisation d'un banc de délestage, maintien de la puissance nominale à sa valeur normalisée de 33 kW et réduction du coût de l'installation en éliminant plusieurs

---

<sup>91</sup> Moins dispendieux qu'un banc de piles.

composants de la centrale. Nous augmenterions ainsi le rendement de la turbine de manière significative, un gain minimal de 15 % sur la production d'électricité.

## BIBLIOGRAPHIE

- Binova, S. ; R. Burton et C. Leone. 2003. «Hourly Wind Speed Analysis, in Sicily». Renewable Energy, vol. 28, no 9 (July), pp. 1371-1385.
- Burton, Tony ; David Sharpe; Nick Jenkins et Ervin Bossanyi. 2001. Wind Energy Handbook. Chichester: John Wiley & Sons ltd, 618 pages.
- Celik, Ali Naci. 2003. «A statistical analysis of wind power density based on the Weibull and Rayleigh models at the southern region of turkey». Renewable Energy, 29 (April), pp. 593-604.
- Celik, Ali Naci. 2003. «Energy Output Estimation for Small-scale Wind Power Generators Using Weibull: Representative Wind Data». Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, 91, pp. 693-707. Chambre de Commerce des Îles-de-la-Madeleine. 2003. Forum économique et de développement des Îles-de-la-Madeleine. Îles-de-la-Madeleine. [s. p.]
- Chang, Tsang-Jung; Yu-Ting Wu; Hua-Yi Hsu; Chia-Ren Chu et Chun-Min Liao. 2003. «Assessment of Wind Characteristics and Wind Turbine Characteristics in Taiwan». Renewable Energy, vol. 28, no 6 (May), pp. 851-871.
- Fenhann, Joergen 1999. Energestatistic 1995. The Danish Energy Agency. [s. l.]
- Finardi, S; G. Tinarelli; P. Faggian et G. Brusasca. 1998. «Evaluation of Different Wind Field Modeling Techniques for Wind Energy Applications Over Complex Topography». Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, vol. 74, no 6, pp. 283-294.
- Frost, Walter et Carl Aspleden. 1998. Wind Turbine Technology: Characteristics of the Wind, sous la dir. de David A. Spera. New York: David A. Spera Editor. pp. 371-445.
- Garcia, A.; J. L.Torres; E. Prieto et A. De Francisco. 1998. «Fitting Wind Speed Distributions: A Case Study». Solar Energy, vol. 62, no 2, pp. 139-144.
- Hammouche, Rabbah ; Lucian Popa et Claude Lelièvre. 2003. «Rapport sur le programme de mesure du potentiel éolien du Québec». Enviromet International, (novembre), [s.l.s.p.]

- Ilinca, Adrian ; Ed McCarthy ; Jean-Louis Chaumel et Jean-Louis Retiveau. 2003. «Wind Potential Assessment of Quebec Province». Renewable Energy, vol. 28, no 12 (octobre), pp. 1881-1897.
- Kimura, S. ; H. Seifert et B. Tammelin. 1994. Effect Off Ice Accretion on Elasticity of the Rotor Blade. Wind Power in Cold Climate BOREAS II Conference Proceedings. Helsinki: Finnish Meteorological Institute, pp. 231-253.
- Kreyszig, Erwin. 1999. Advanced Engineering Mathematics, 8th ed. New York: John Wiley & Sons Ltd. 1156 p.
- L'Office national de l'énergie. (Page consultée le 8 février 2003). L'avenir énergétique au Canada. Scénarios sur l'offre et la demande jusqu'en 2025. [En ligne] Adresse URL : [http://www.neb-one.gc.ca/energy/sd0203/introconsdoc\\_f.htm](http://www.neb-one.gc.ca/energy/sd0203/introconsdoc_f.htm).
- Lefebvre, Jean-François ; Jean-Pierre Drapeau ; Razi Shirazi et Louis-Joseph Saucier. 2002. «Pour un développement durable, le plan d'approvisionnement d'Hydro-Québec doit prendre en compte les externalités». Mémoire déposé à la Régie de l'énergie par le Groupe de recherche appliquée en macroécologie et l'Union pour le développement durable : GRAME-UDD R-3470 –2001- Phase 2 GRAME-UDD-3, Document 1. [s. l.], 72 p.
- Lignes Directrices du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre. (Page consultée le 5 mai 2005). IPCC NGGIP : Lignes Directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre – version révisée 1996 (Manuel simplifié, vol. 2), [En ligne] Adresse URL : <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/french.htm>.
- LUN, Isaac Y. F. et Joseph C. LAM. 2000. «A Study of Weibull Parameters Using Long-term Wind Observations». Renewable Energy, vol. 20, pp. 145-153.
- Mathew, S. ; K. P. Pandey et A. Kumar. 2002. «Analysis of Wind Regimes for Energy Estimation». Renewable Energy, vol. 25, no 3 (March), pp. 381-399.
- McCarthy, E.; A. Ilinca; J.-L. Chaumel et C. Dugas. 1996. «Évaluation du potentiel éolien du Québec». Rapport technique. Rimouski : Université du Québec à Rimouski, [s. p.]
- Molla, S. I.; A. L. Kenimer; D. L. Reddell; A. D. Morton et G. J. Sabbagh. 2001. «Wind Speed Simulation Using Double Fourier Transformation». Transactions of the ASAE, vol. 44, no 1, pp. 151-154.
- Programme des Nations Unies pour l'environnement & Ministre de Ressources naturelles Canada 1999-2000. (Page consulté le 5 mai 2005). Logiciel RETScreen<sup>®</sup>, Manuel de l'utilisateur en ligne; Modèle pour projets de centrale éolienne, [En ligne, version pdf]. Adresse URL : [http://www.retscreen.net/fr/t\\_softwarew.php](http://www.retscreen.net/fr/t_softwarew.php).

- Pryor, S.C. et R. J. Barthelmie. 2002. «Statistical Analysis of Flow Characteristics in the Coastal Zone». Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, 90, pp. 201-221.
- Rehman, S. et Naif M. Al-Abbadi. 2005. «Wind Shear Coefficients and their Effect on Energy Production». Energy, Conversion and Management, vol. 46, no 15-16 (septembre), pp. 2578-2591.
- Rétiveau, Jean-Louis. 2006. «Analyse de données expérimentales et conception d'un générateur numérique de vitesse de vent». Mémoire de maîtrise en ingénierie. Rimouski : Université du Québec à Rimouski.
- Roche Ltée, Groupe-Conseil, Planification et développement. 1985. «Analyse de faisabilité de petites éoliennes aux fins de chauffage domestique aux Îles-de-la-Madeleine». Hydro-Québec : Dossier no 3471. (March), [s.l.s.p.]
- Rosen, Karen; Van Buskirk; Robert Karina et Garbesi Karina. 1999. «Wind Energy Potential of Coastal Eritrea: an Analysis of Sparse Wind Data». Solar Energy, vol. 66, Sahin, Ahmet D. et Zekai SEN. 2001. «First-order Markov Chain Approach to Wind Speed Modelling». Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, 89, pp. 263-269.
- Seguro, J. V. et T. W. Lambert. 2000. «Modern Estimation of the Parameters of the Weibull Wind Speed Distribution for Wind Energy Analysis». Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamic, vol. 85, pp. 75-84.
- SEN, Zekai. 2000. «Stochastic Wind Energy Calculation Formulation». Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, 84, pp. 227-234.
- Stevens, M. J. M. et Smulders P. T. 1979. «The estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy utilisation purposes». Wind engineering, vol. 3, no 2, pp. 132-145.
- Van der Hoven, Isaac. 1957. «Power spectrum of horizontal wind speed in the frequency range from 0.0007 to 900 cycles per hour». Journal of meteorology, vol. 14 (April), pp. 160-164.
- Walmsley, J. L. et D. L. Bagg. 1978. «A Method of Correlating Wind Data Between Tower Stations with Application to the Alberta Oil Sands». Atmosphere-Ocean, vol. 16, pp. 333-347.
- Wildi, Théodore et Gilbert Sybille. 1992. Électrotechnique, 4<sup>e</sup> éd. Sainte-Foy, Québec : Presses de l'Université Laval, 1215 p.

## **ANNEXE A INFLUENCE DES PARAMÈTRES DE FORME K ET D'ÉCHELLE C SUR LA DISTRIBUTION DE FRÉQUENCE DE LA VITESSE DU VENT : LOI DE WEIBULL ET DE RAYLEIGH**

Les paramètres de forme  $k$  et d'échelle  $c$  de la loi de Weibull caractérisent la courbe représentant la distribution de la vitesse des vents pour un site particulier et sont influencées par les conditions climatiques spécifiques du site, par la topographie et la rugosité du sol. Alors que le paramètre d'échelle  $c$  (en m/s) est directement lié à la vitesse moyenne du vent, le paramètre de forme  $k$  caractérise la répartition des vitesses du vent autour de la moyenne. Pour des valeurs (de  $k$ ) supérieures à deux, nous obtenons un pic plus étroit, c'est-à-dire une moindre variation de la vitesse des vents autour de la moyenne et un déplacement de cette moyenne vers des valeurs supérieures. Ceci revient à dire que plus les vents sont forts, plus ils sont réguliers et stables. À l'opposé, des valeurs inférieures à deux élargissent la plage des valeurs autour de la moyenne pour les faibles vitesses du vent et sont caractéristiques de vents plus turbulents. Les figures 30 et 31 illustrent ce comportement de la loi de Weibull par rapport aux deux paramètres. En comparant les deux figures, on remarque lorsque les valeurs respectives de  $k$  ou  $c$  augmentent, un déplacement de la distribution de fréquence vers la droite, donc vers des vitesses de vent plus élevées, mais les fréquences maximales se comportent inversement l'un de l'autre. Alors que  $c$  augmente de 9 à 11 m/s, soit de 22 %, la fréquence maximale diminue dans une même proportion, c'est-à-dire passe en fréquence d'environ 9,7 % à 8 %.

Figure 30 : Influence du facteur d'échelle  $c$  sur la distribution de fréquence de la vitesse des vents ( $k=2$ )

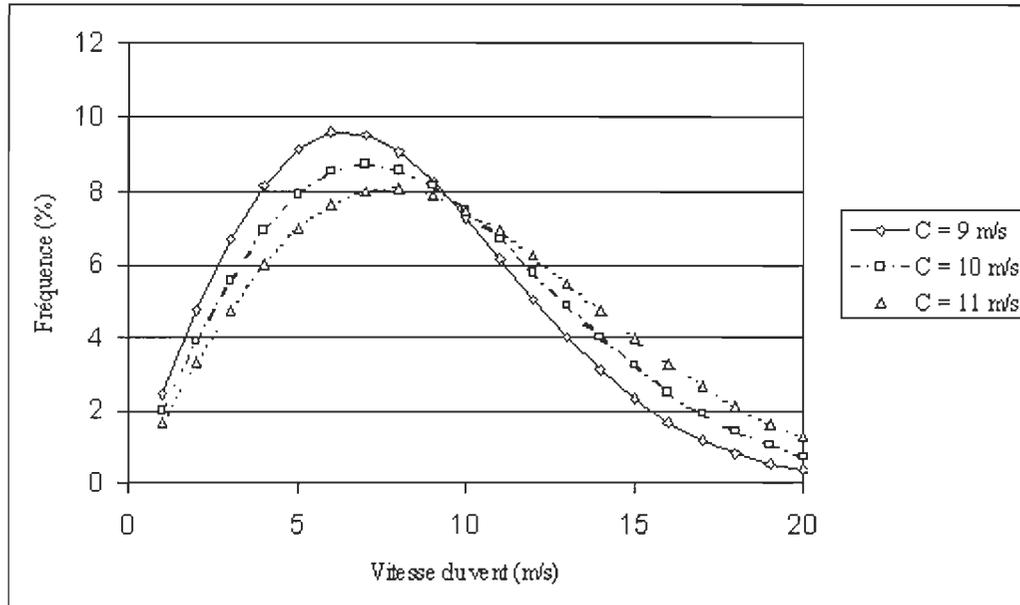
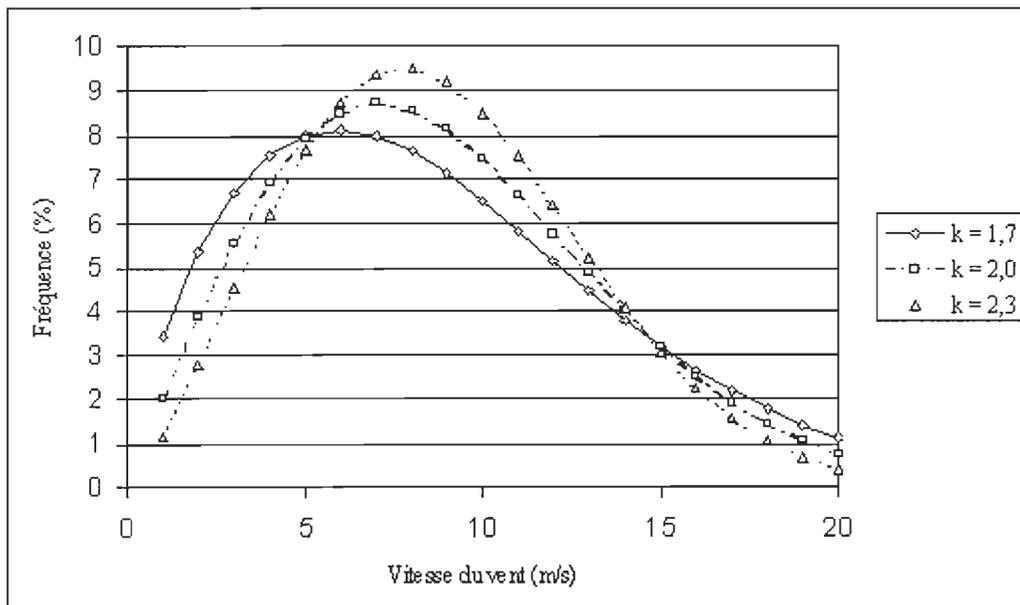


Figure 31 : Influence du facteur de forme  $k$  sur la distribution de fréquence de la vitesse des vents ( $c = 10$  m/s)



Par contre, si  $k$  augmente de 1,7 à 2,3, soit de 35 %, la fréquence maximale passe de 8,2 % à 9,6 %, soit une augmentation d'environ 17 %. On déduit que la variation du paramètre d'échelle a plus d'impact sur la fréquence maximale de la distribution que le paramètre de forme  $k$  et ce, dans une proportion du double. Un bon régime de vent est donc caractérisé par une grande valeur du paramètre d'échelle, ce qui correspond à une moyenne annuelle élevée de la vitesse du vent, et par une grande valeur du paramètre de forme  $k$  pour une bonne stabilité des vents autour de la vitesse moyenne.

Bien que la loi de Weibull soit utilisée pour prédire le potentiel éolien d'un site, il existe une autre loi fréquemment utilisée lorsqu'il n'y a pas suffisamment d'information pour un site. Il s'agit d'un cas particulier de la loi de Weibull : la loi de Rayleigh<sup>92</sup>. Cette loi fixe le paramètre de forme :  $k$  égal deux. La distribution cumulative de fréquence devient donc :

$$F(V) = 1 - \exp\left[-\frac{\pi}{4}\left(\frac{V}{\bar{V}}\right)^2\right] \quad (19)$$

où  $\bar{V}$  désigne la vitesse moyenne du vent.

Cette forme simplifiée de la loi de Weibull est utilisée par défaut par le logiciel d'analyse de projet RETScreen<sup>®</sup> (section 2.9.1). Elle permet aux gestionnaires et aux promoteurs de projet de parc éolien une analyse facile et rapide des projets.

Malheureusement, pour deux sites offrant la même vitesse moyenne du vent, on obtient des distributions de fréquence similaires alors que la situation spatiale et le micro

<sup>92</sup> Celik, Ali Naci. 2003. «A statistical analysis of wind power density based on the Weibull and Rayleigh models at the southern region of turkey». *Renewable Energy*, 29 (April), pp. 593-604.

climat respectif à chacun des sites demandent des distributions ayant des différences significatives. Il ne faut pas pour autant rejeter ce modèle d'analyse car il peut répondre aux besoins d'installation plus modeste limitant ainsi les coûts et la durée d'une étude du potentiel éolien à l'occasion d'une étude de pré-faisabilité.

## **ANNEXE B LA DISTRIBUTION FRÉQUENTIELLE DE LA VITESSE DU VENT**

Le tableau 23 illustre la distribution fréquentielle de la vitesse du vent calculée à partir de moyennes horaires. Ces vitesses de vent sont mesurées sur le site de Pêcheries Gros-Cap à une hauteur de 12 m durant les mois de juin, juillet et août 2003. Pour chacune des classes (de vitesse du vent), valeurs discrètes de 0 à 18 m/s, nous retrouvons dans le tableau le nombre de moyennes horaires de la vitesse du vent correspondant à la classe. Puis à la colonne pourcentage (%), on représente la fréquence par classe de vent, soit le rapport entre le nombre de moyennes horaires (par classe de vent) et le nombre total de moyennes horaires enregistré dans un mois. Le nombre maximum de moyennes horaires enregistré dans un mois est de 744 pour les mois de juillet et août et de 720 pour le mois de juin. Nous retrouvons ce nombre de moyennes horaires dans un mois à la dernière ligne de la colonne pourcentage (pour chacun des mois qu'a durée la campagne de mesures). Quant à la fréquence cumulée (colonne % cumulé), elle correspond à la sommes des fréquences (%) pour toutes classes de vent inférieures ou égales à une classe  $v$  de vitesse du vent. Elle totalise 100% pour l'ensemble des classes de vent inférieur ou égales à 17 ou 18 m/s (selon le mois), excluant la classe de vitesse nulle. Quant à la fréquence cumulée des vitesses de vent inférieures ou égales à la vitesse de démarrage de la turbine, soit 4 m/s, elle s'élève à 16,6 %, 23,0 % et 13,3 % pour les mois de juin, juillet et août respectivement. En juillet, c'est donc près du quart des vents qui sont sous la vitesse de démarrage de la turbine.

Tableau 23 : Distribution fréquentielle de la vitesse de vents sur le site de Pêcheries Gros-Cap

Mois :	Juin			Juillet			Août		
	Vitesse (m/s)	Fréquence	% cumulé	Fréquence	% cumulé	% cumulé	Fréquence	% cumulé	% cumulé
= 0	6	1,0		34	4,9		23	3,2	
< =1	13	2,3	2,3	39	5,6	5,6	11	1,5	1,5
< =2	15	2,6	4,9	23	3,3	9,0	14	1,9	3,4
< =3	23	4,0	8,9	32	4,6	13,6	16	2,2	5,7
< =4	44	7,7	16,6	65	9,4	23,0	55	7,6	13,3
< =5	61	10,6	27,2	81	11,7	34,7	69	9,6	22,9
< =6	78	13,6	40,8	66	9,5	44,2	89	12,4	35,3
< =7	60	10,5	51,3	80	11,6	55,8	82	11,4	46,7
< =8	54	9,4	60,7	67	9,7	65,5	106	14,7	61,4
< =9	67	11,7	72,4	64	9,2	74,7	82	11,4	72,8
< =10	52	9,1	81,5	48	6,9	81,6	57	7,9	80,7
< =11	45	7,9	89,4	42	6,1	87,7	35	4,9	85,6
< =12	33	5,8	95,1	37	5,3	93,1	34	4,7	90,3
< =13	15	2,6	97,7	20	2,9	96,0	26	3,6	93,9
< =14	6	1,0	98,8	9	1,3	97,3	28	3,9	97,8
< =15	4	0,7	99,5	6	0,9	98,1	12	1,7	99,4
< =16	2	0,3	99,8	3	0,4	98,6	3	0,4	99,9
< =17	1	0,2	100	4	0,6	99,1	1	0,1	100
< =18	0	0,0	100	6	0,9	100	0	0,0	100
Total :	573	100		692	100		720	100	

## ANNEXE C LA DIRECTION DES VENTS DOMINANTS AUX ÎLES-DE-LA-MADELEINE

Le tableau 24 présente la répartition statistique des directions de la vitesse du vent aux Îles-de-la-Madeleine. Cette répartition est basée sur les données historiques d'Environnement Canada pour la période 1968-1976. Ces données sont des moyennes horaires de la vitesse et de la direction du vent à la station *Grindstone Island* des Îles-de-la-Madeleine (section 2.2.1). La compilation présente en valeur absolue, par mois, la fréquence des vents dans une direction donnée. Les directions sont représentées par chacun des 16 points au compas : nord (N), nord-nord-est (NNE), nord-est (NE), est-nord-est (ENE), est (E), est-sud-est (ESE), sud-est (SE), sud-sud-est (SSE), sud (S), sud-sud-ouest (SSO), sud-ouest (SO), ouest-sud-ouest (OSO), ouest (O), ouest-nord-ouest (ONO), nord-ouest (NO) et nord-nord-ouest (NNO).

Nous pouvons y lire aussi (dans le tableau) la fréquence de vent *Calme*, c'est-à-dire le nombre de directions associées à une vitesse du vent nulle. Pour chacun des mois de l'année, la fréquence cumulée toutes directions confondues est indiqué à la ligne *Total*. Pour les mois de 31 jours, à raison de 24 enregistrements par jour, nous pouvons atteindre un maximum de 744 enregistrements, 720 pour les mois de 30 jours et de 672 pour février. Au total, 8 760 enregistrements pour une année entière. Si on tient compte de deux années bissextiles durant une période de dix ans et des fréquences de vent calme,

nous atteignons pour la période 1968-1976, 8 767 enregistrements, toutes directions confondues. La dernière colonne de notre tableau indique la fréquence annuelle des vents pour chacune des 16 directions au compas. Nous remarquons que les directions ayant les fréquences les plus élevées ( 500 et plus) correspondent aux vents dont la provenance est, soit du nord (632), du sud (706) ou de l'ouest (908). Enfin, les autres données du tableau nous permettent de déterminer la fréquence des vents associée à un mois et à une direction. Par exemple, il y a 48 enregistrements de la direction sud en avril, sur une possibilité de 720 enregistrements toutes directions confondues.

Généralement, nous représentons ces fréquences associées à la direction du vent par une rose des vents. Pour chacune des colonnes (mois) de notre tableau, nous avons une rose des vents (figures 32 à 54, numéros pairs). L'analyse successive de ces figures permet d'observer l'évolution de la direction des vents dominants selon la saison. Ils sont dominants du sud, sud-ouest en été et virent à l'ouest, nord-ouest en hiver. À titre comparatif, issues des *Cartes climatologiques du Saint-Laurent* (section 2.3), d'autres représentations de la vitesse et de la direction des vents sont illustrées pour chacun des mois de l'année (figures 33 à 55, numéros impaires). On y fait les mêmes constats en ce qui concerne la direction des vents dominants selon la saison. Enfin, issues des données recueillies sur le site d'Havre-aux-Maisons, les figures 56 et 57 illustrent respectivement la direction des vents dominants pour le mois de mars 2003 et pour le mois d'avril 2003.

Tableau 24 : Répartition statistique (en valeur absolue) des directions de la vitesse du vent aux Îles-de-la-Madeleine. (Valeurs mensuelles et annuelles.) Données historiques d'Environnement Canada, période de 1968-1976

	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre	Annuelle
Direction													
N	51	43	54	62	67	45	28	45	59	68	57	53	632
NNE	27	30	35	31	28	22	17	22	27	26	31	33	338
NE	15	20	25	28	25	23	7	22	24	20	30	32	270
ENE	10	16	19	28	19	16	8	16	17	8	22	15	193
E	8	12	23	40	33	32	21	22	17	13	23	19	262
ESE	22	27	31	47	44	34	29	19	25	21	29	35	364
SE	23	23	33	40	50	39	43	36	22	28	30	37	404
SSE	28	27	28	31	40	25	41	33	20	28	28	37	366
S	33	42	53	48	87	91	115	74	56	40	35	30	706
SSO	33	30	34	27	47	64	78	64	54	50	28	29	540
SO	47	42	57	35	48	79	105	91	86	65	36	40	729
OSO	53	56	56	39	45	60	73	70	57	80	60	61	710
O	102	104	63	56	44	67	69	73	80	76	98	76	908
ONO	108	68	59	72	39	31	42	48	54	57	71	85	734
NO	104	82	103	77	58	47	46	72	79	90	84	93	935
NNO	77	50	69	55	56	44	18	34	42	71	57	67	639
Calme	3	5	2	4	3	2	3	4	2	4	3	3	37
Total	744	677	744	720	743	721	743	745	721	745	722	745	8 767

Figure 32 : Rose des vents en janvier. Station *Grindstone Island* aux Îles-de-la-Madeleine. Données pour la période 1968-1976. (Rapport d'Environnement Canada, ARD-92-003-F, Cartes des ressources en énergie éolienne du Canada)

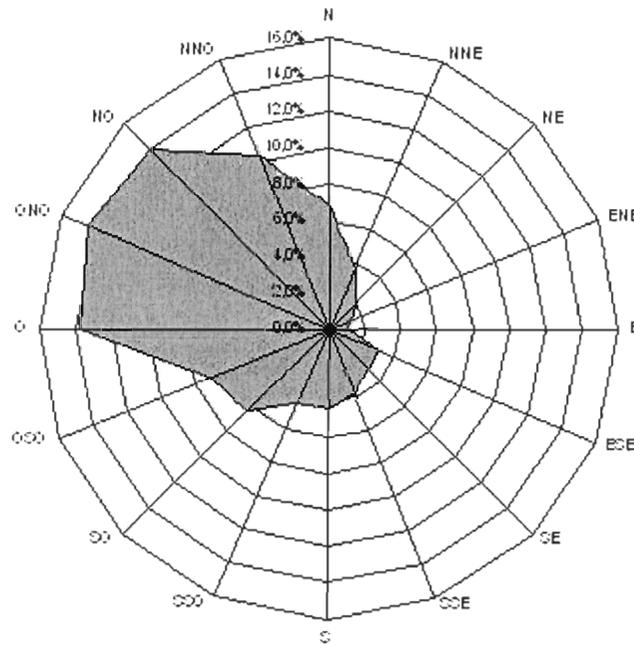


Figure 33 : Fréquence et vitesse moyenne des vents selon leurs directions, en janvier, aux Îles-de-la-Madeleine. Données issues des Cartes climatologiques du Saint-Laurent

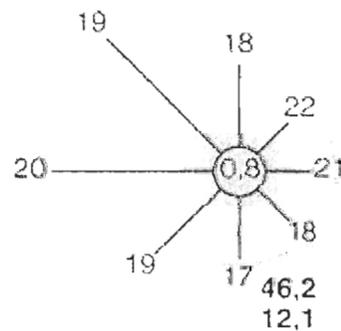


Figure 34 : Rose des vents en février. Station *Grindstone Island* aux Îles-de-la-Madeleine. Données pour la période 1968-1976. (Rapport d'Environnement Canada, ARD-92-003-F, Cartes des ressources en énergie éolienne du Canada)

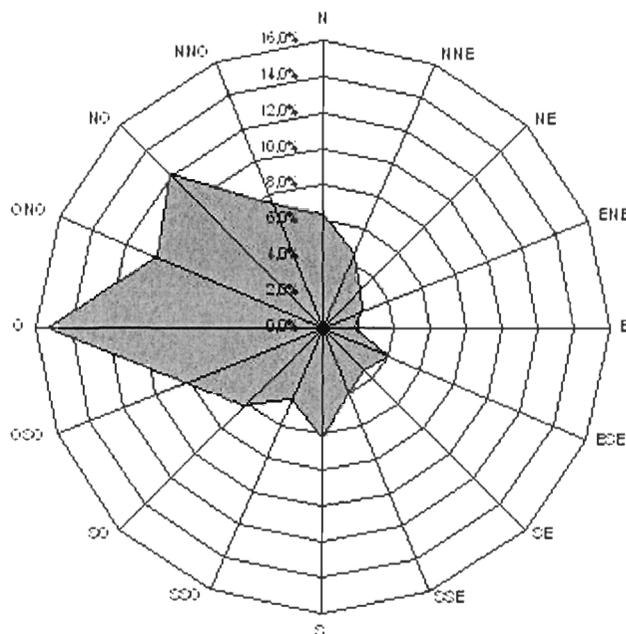


Figure 35 : Fréquence et vitesse moyenne des vents selon leurs directions, en février, aux Îles-de-la-Madeleine. Données issues des Cartes climatologiques du Saint-Laurent

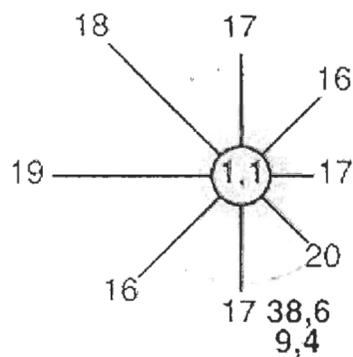


Figure 36 : Rose des vents en mars. Station *Grindstone Island* aux Îles-de-la-Madeleine. Données pour la période 1968-1976. (Rapport d'Environnement Canada, ARD-92-003-F, Cartes des ressources en énergie éolienne du Canada)

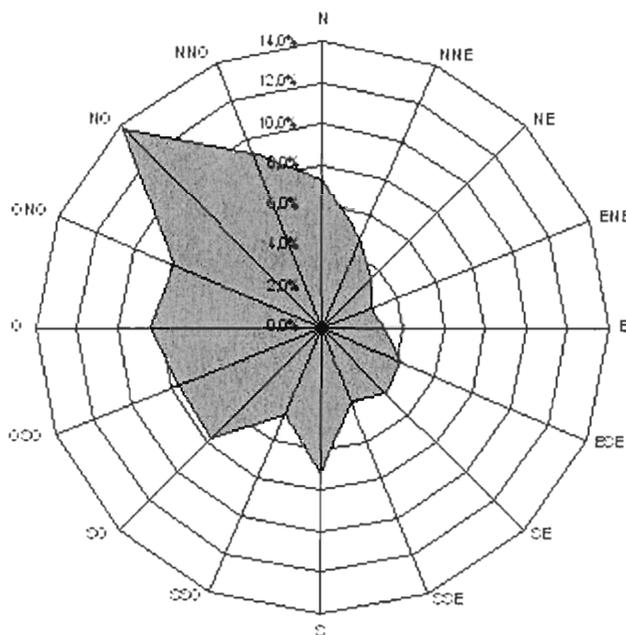


Figure 37 : Fréquence et vitesse moyenne des vents selon leurs directions, en mars, aux Îles-de-la-Madeleine. Données issues des Cartes climatologiques du Saint-Laurent

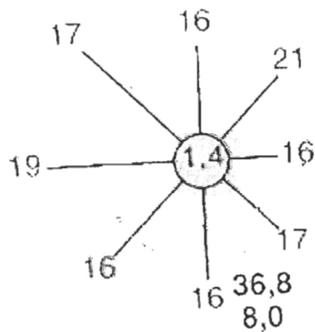


Figure 38 : Rose des vents en avril. Station *Grindstone Island* aux Îles-de-la-Madeleine. Données pour la période 1968-1976. (Rapport d'Environnement Canada, ARD-92-003-F, Cartes des ressources en énergie éolienne du Canada)

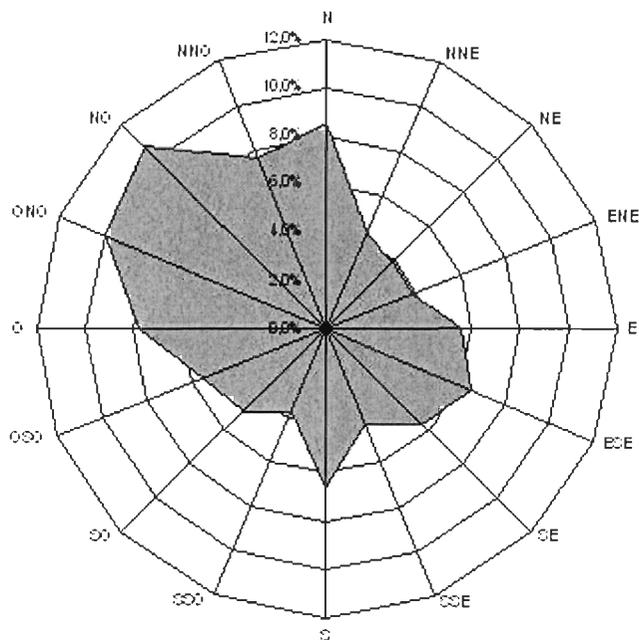


Figure 39 : Fréquence et vitesse moyenne des vents selon leurs directions, en avril, aux Îles-de-la-Madeleine. Données issues des Cartes climatologiques du Saint-Laurent

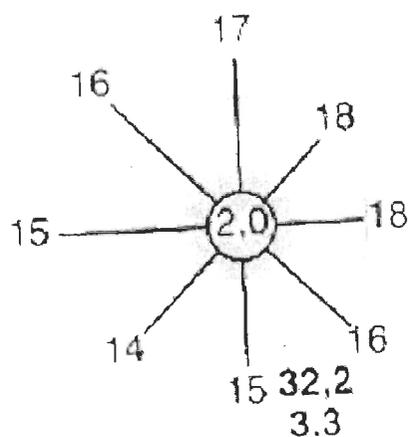


Figure 40 : Rose des vents en mai. Station *Grindstone Island* aux Îles-de-la-Madeleine. Données pour la période 1968-1976. (Rapport d'Environnement Canada, ARD-92-003-F, Cartes des ressources en énergie éolienne du Canada)

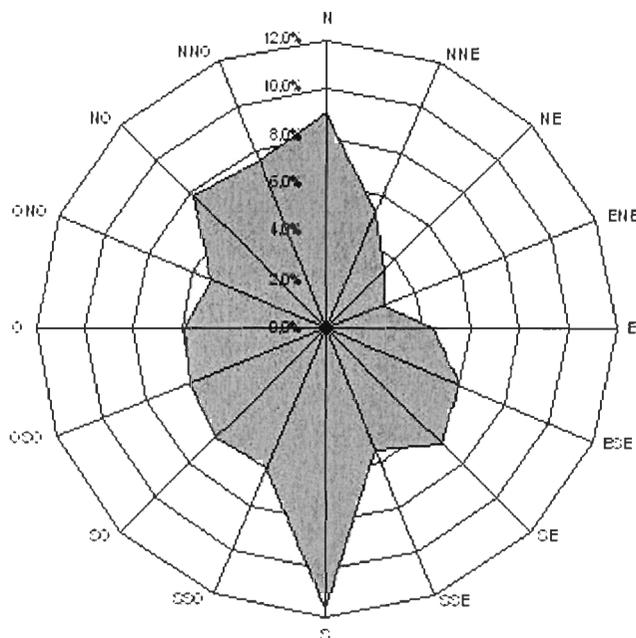


Figure 41 : Fréquence et vitesse moyenne des vents selon leurs directions, en mai, aux Îles-de-la-Madeleine. Données issues des Cartes climatologiques du Saint-Laurent

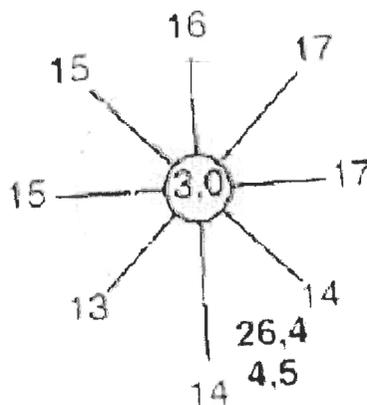


Figure 42 : Rose des vents en juin. Station *Grindstone Island* aux Îles-de-la-Madeleine. Données pour la période 1968-1976. (Rapport d'Environnement Canada, ARD-92-003-F, Cartes des ressources en énergie éolienne du Canada)

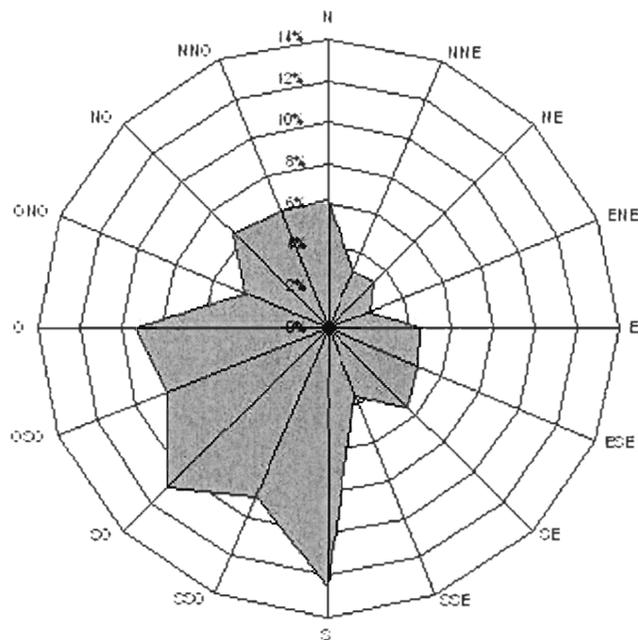


Figure 43 : Fréquence et vitesse moyenne des vents selon leurs directions, en juin, aux Îles-de-la-Madeleine. Données issues des Cartes climatologiques du Saint-Laurent

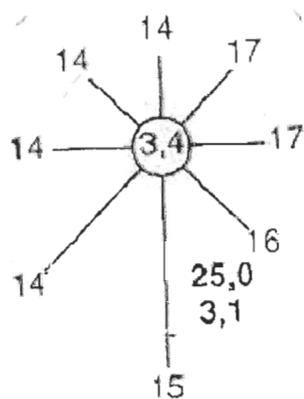


Figure 44 : Rose des vents en juillet. Station *Grindstone Island* aux Îles-de-la-Madeleine. Données pour la période 1968-1976. (Rapport d'Environnement Canada, ARD-92-003-F, Cartes des ressources en énergie éolienne du Canada)

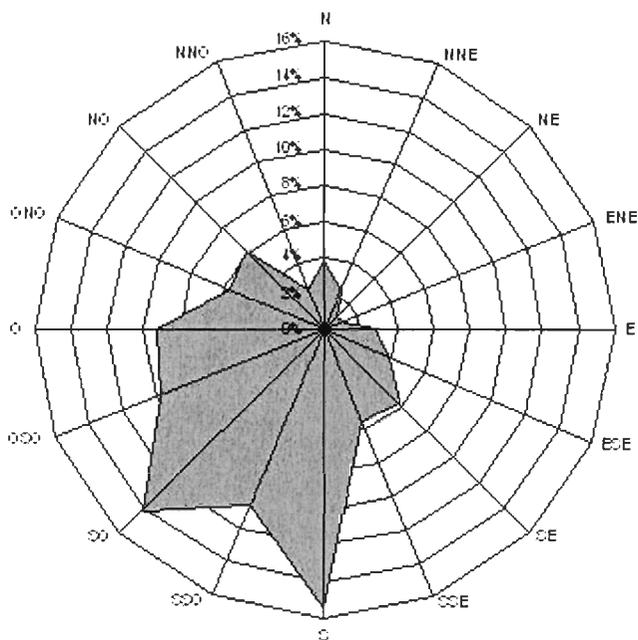


Figure 45 : Fréquence et vitesse moyenne des vents selon leurs directions, en juillet, aux Îles-de-la-Madeleine. Données issues des Cartes climatologiques du Saint-Laurent

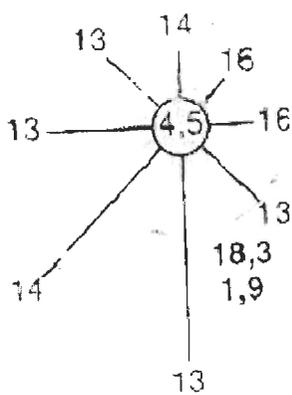


Figure 46 : Rose des vents en août. Station *Grindstone Island* aux Îles-de-la-Madeleine. Données pour la période 1968-1976. (Rapport d'Environnement Canada, ARD-92-003-F, Cartes des ressources en énergie éolienne du Canada)

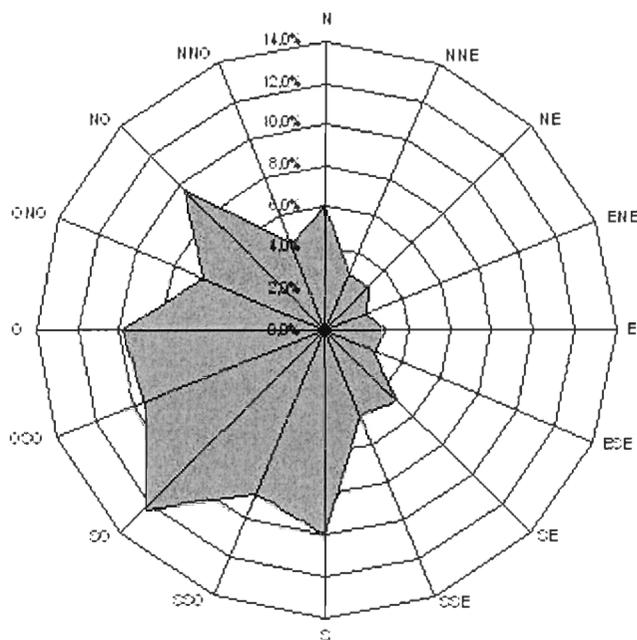


Figure 47 : Fréquence et vitesse moyenne des vents selon leurs directions, en août, aux Îles-de-la-Madeleine. Données issues des Cartes climatologiques du Saint-Laurent

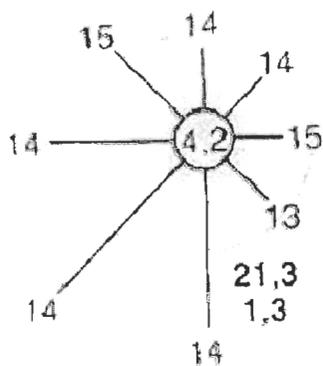


Figure 48 : Rose des vents en septembre. Station *Grindstone Island* aux Îles-de-la-Madeleine. Données pour la période 1968-1976. (Rapport d'Environnement Canada, ARD-92-003-F, Cartes des ressources en énergie éolienne du Canada)

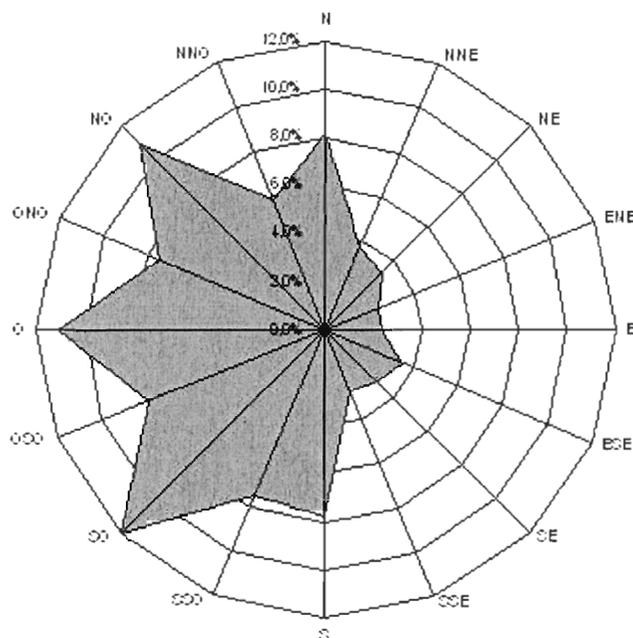


Figure 49 : Fréquence et vitesse moyenne des vents selon leurs directions, en septembre, aux Îles-de-la-Madeleine. Données issues des Cartes climatologiques du Saint-Laurent

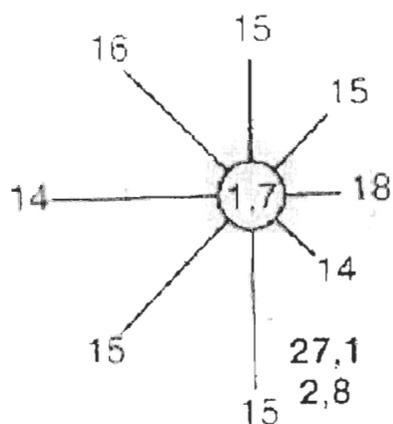


Figure 50 : Rose des vents en octobre. Station *Grindstone Island* aux Îles-de-la-Madeleine. Données pour la période 1968-1976. (Rapport d'Environnement Canada, ARD-92-003-F, Cartes des ressources en énergie éolienne du Canada)

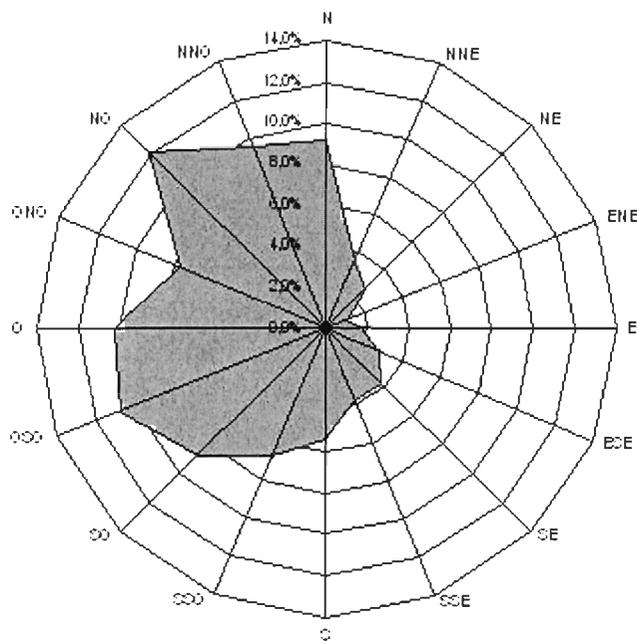


Figure 51 : Fréquence et vitesse moyenne des vents selon leurs directions, en octobre, aux Îles-de-la-Madeleine. Données issues des Cartes climatologiques du Saint-Laurent

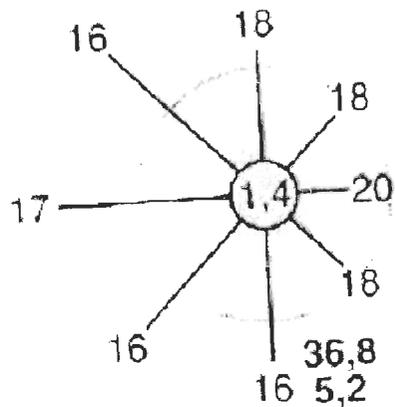


Figure 52 : Rose des vents en novembre. Station *Grindstone Island* aux Îles-de-la-Madeleine. Données pour la période 1968-1976. (Rapport d'Environnement Canada, ARD-92-003-F, Cartes des ressources en énergie éolienne du Canada)

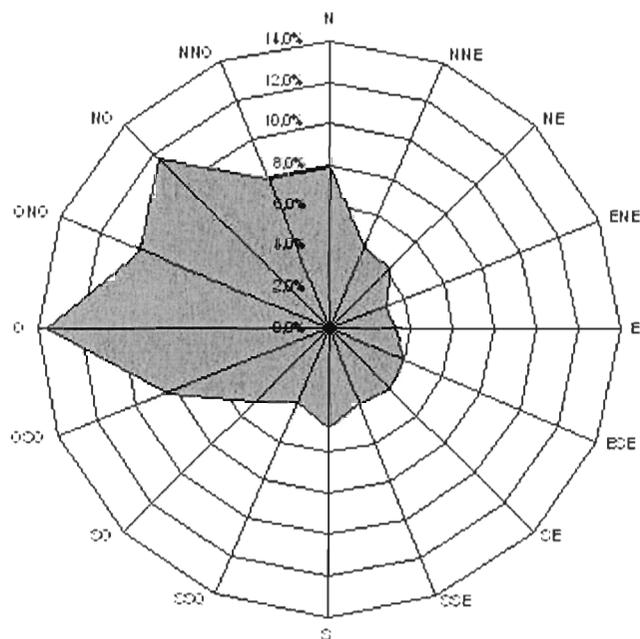


Figure 53 : Fréquence et vitesse moyenne des vents selon leurs directions, en novembre, aux Îles-de-la-Madeleine. Données issues des Cartes climatologiques du Saint-Laurent

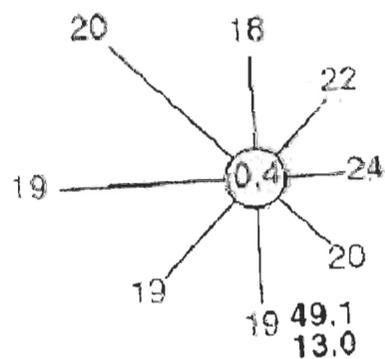


Figure 54 : Rose des vents en décembre. Station *Grindstone Island* aux Îles-de-la-Madeleine. Données pour la période 1968-1976. (Rapport d'Environnement Canada, ARD-92-003-F, Cartes des ressources en énergie éolienne du Canada)

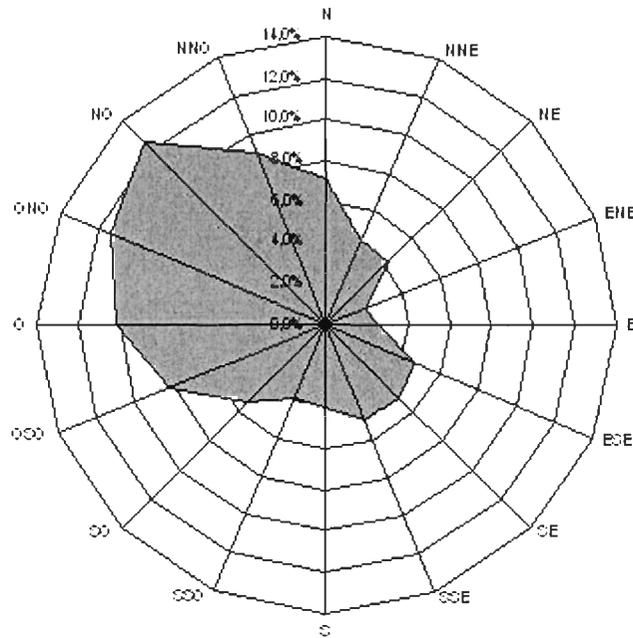


Figure 55 : Fréquence et vitesse moyenne des vents selon leurs directions, en décembre, aux Îles-de-la-Madeleine. Données issues des Cartes climatologiques du Saint-Laurent

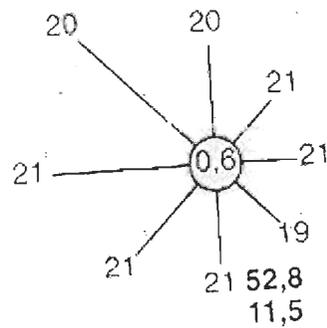


Figure 56 : Rose des vents en mars 2003, sur le site d'Havre-aux-Maisons aux Îles-de-la-Madeleine

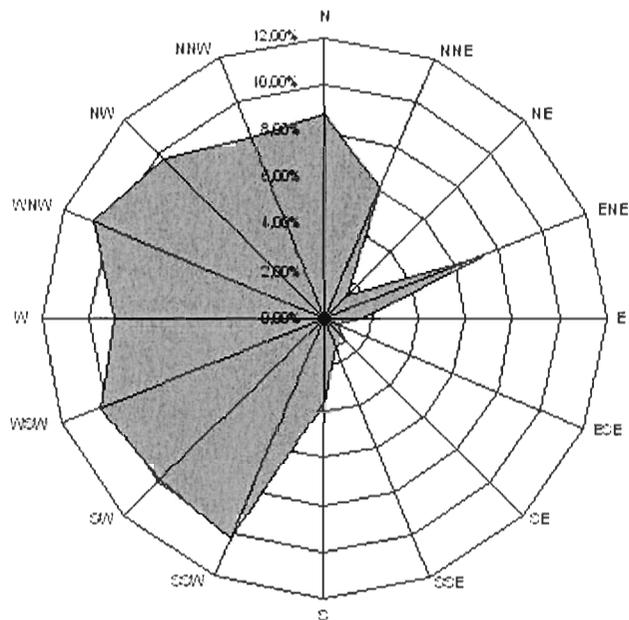
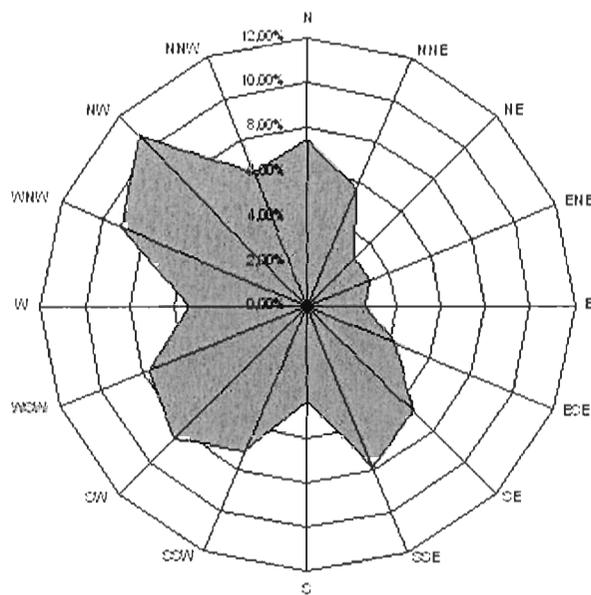


Figure 57 : Rose des vents en avril 2003, sur le site d'Havre-aux-Maisons aux Îles-de-la-Madeleine



## **ANNEXE D CALCUL DES PARAMÈTRES DE FORME K ET D'ÉCHELLE C DE LA LOI DE WEIBULL PAR LA MÉTHODE DES MOINDRES CARRÉS<sup>93</sup>**

La méthode des moindres carrés a déjà fait l'objet d'une présentation détaillée à la section 2.4. Les figures 58 à 86 présentent les résultats du traitement des données (vitesses du vent) par la méthode, soit les graphiques du logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent. Chaque graphique représente le traitement effectué sur l'une des séries de données suivantes :

- Données du Ministère des Ressources naturelles du Québec mesurées à 20 m et à 40 m à la station des Îles-de-la-Madeleine (section 2.2.2), année de référence 2001. (figures 58 à 81).
- Données mesurées durant la campagne de l'été 2003 sur le site de Pêcheries Gros-Cap. (figures 82 à 84).
- Données mesurées en mars et en avril 2003 sur le site de La Méduse à Havre-aux-Maisons. (figures 85 et 86).

Pour chacun des graphiques, la série de données est corrélée par une fonction linéaire dont la pente correspond au coefficient de forme  $k$  et l'ordonnée à l'origine, à l'expression  $-\ln(c)$ . De ces valeurs de pente et d'ordonnée à l'origine, nous en déduisons les paramètres de la loi de Weibull ( $k$  et  $c$ ). Les tableaux 7, 8 et 9 de la section 2.7 présentent la compilation des résultats obtenus à l'aide de ces graphiques.

---

<sup>93</sup> Celik, Ali Naci. 2003. «Energy Output Estimation for Small-scale Wind Power Generators Using Weibull: Representative Wind Data». *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 91, pp. 693-707.

Figure 58 : Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. Données de janvier 2001 à 20 m de hauteur, du Ministère des Ressources naturelles du Québec

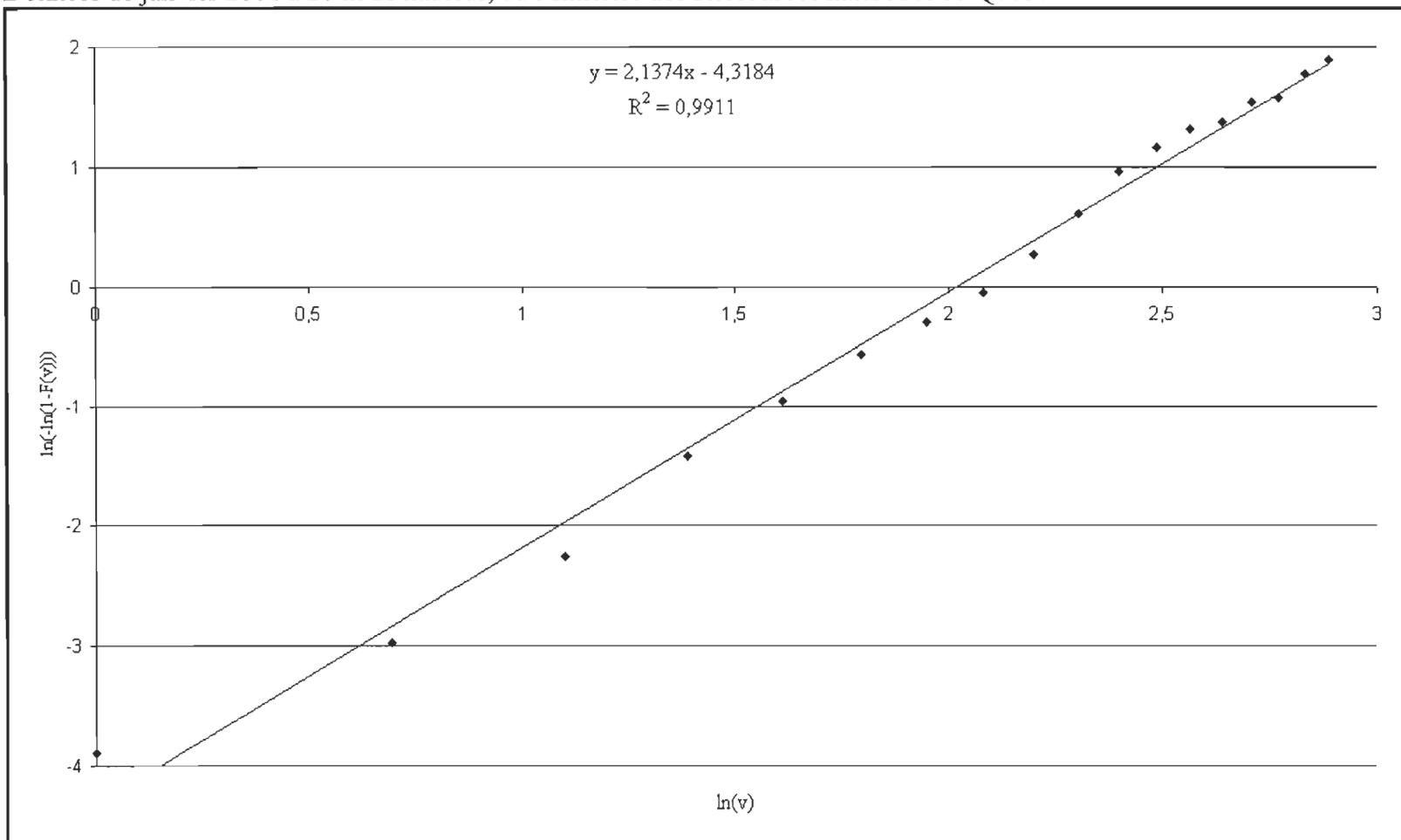


Figure 59 : Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. Données de janvier 2001 à 40 m de hauteur, du Ministère des Ressources naturelles du Québec

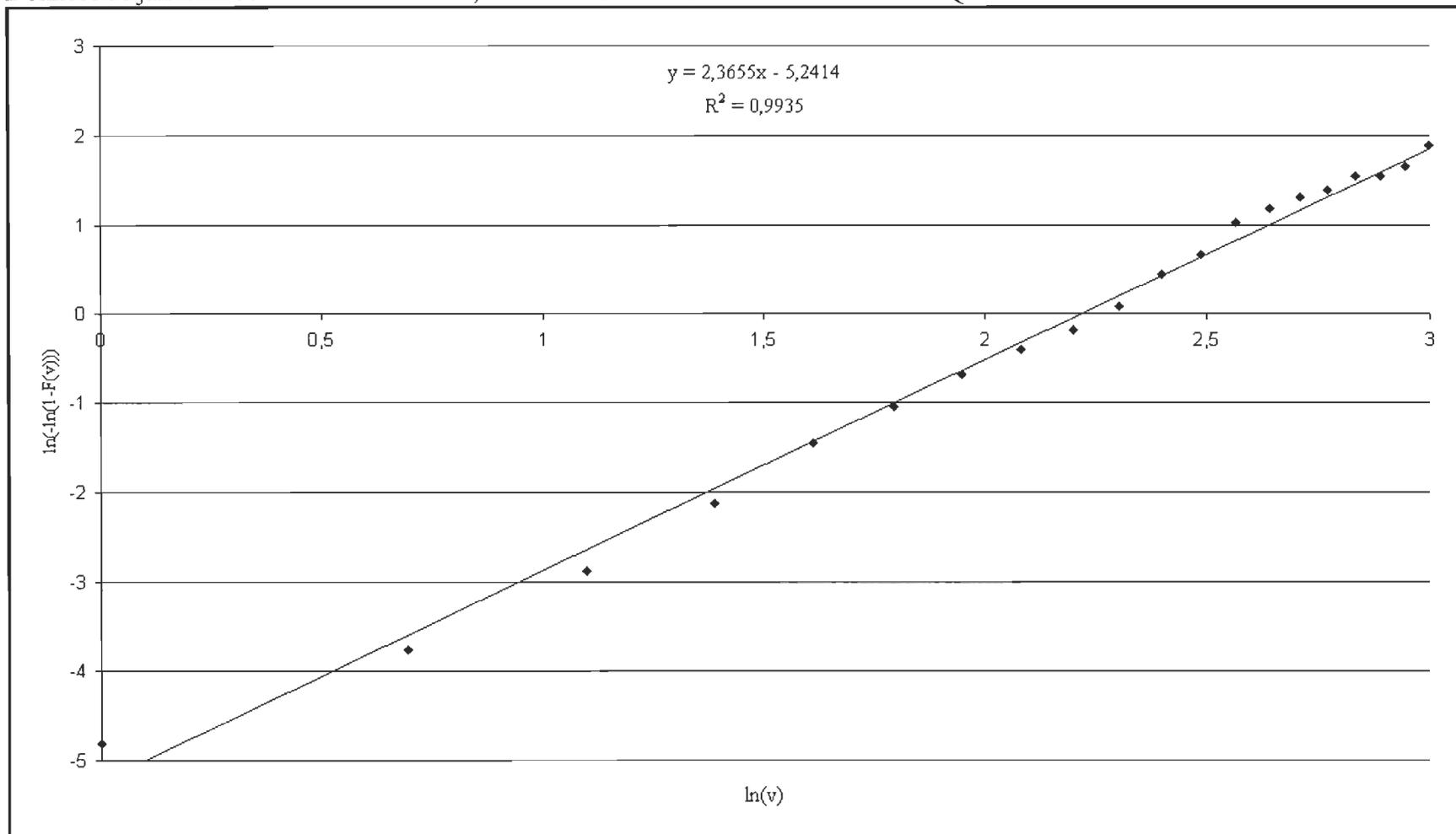


Figure 60 : Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. Données de février 2001 à 20 m de hauteur, du Ministère des Ressources naturelles du Québec

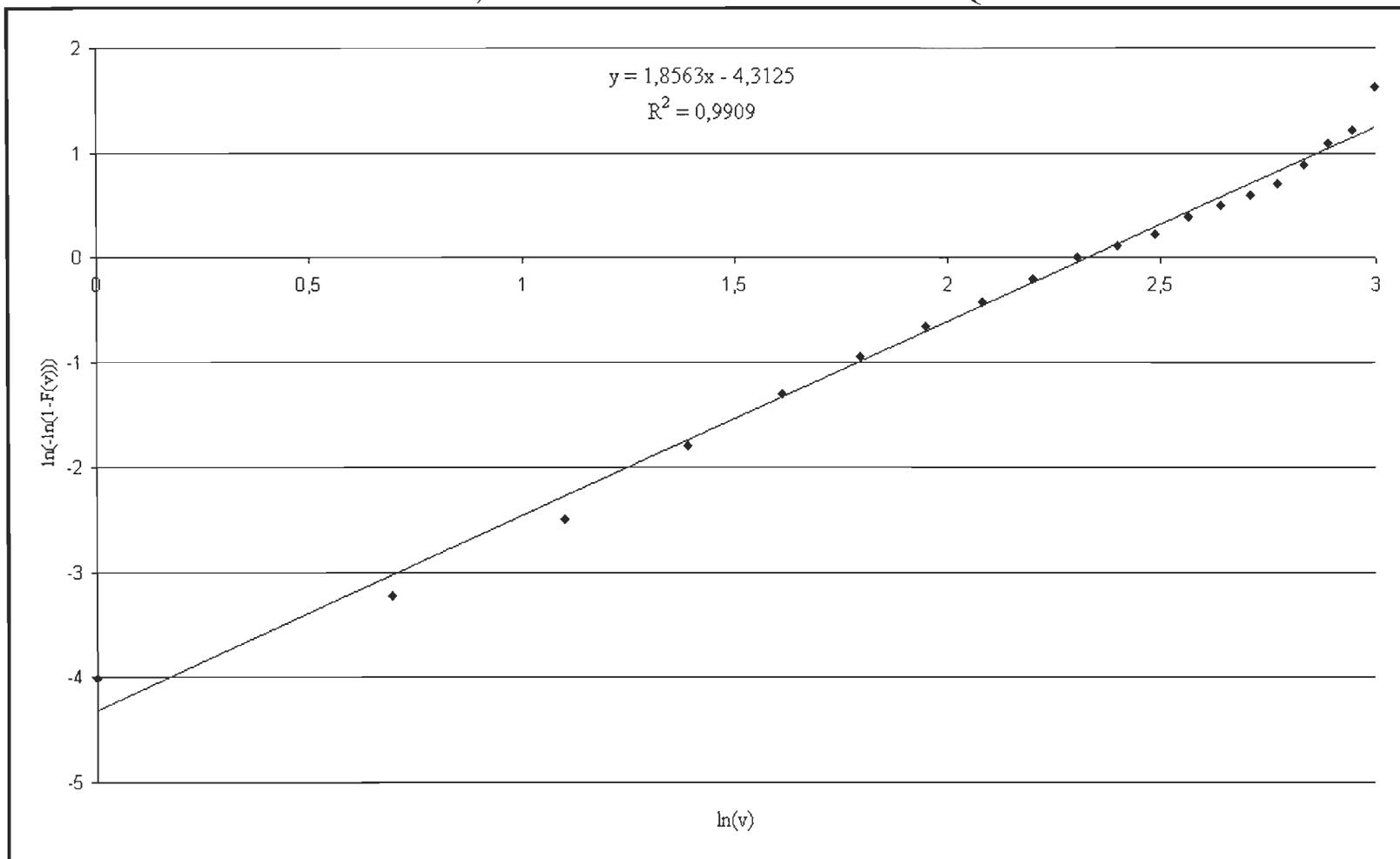


Figure 61 : Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulée de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. Données de février 2001 à 40 m de hauteur, du Ministère des Ressources naturelles du Québec

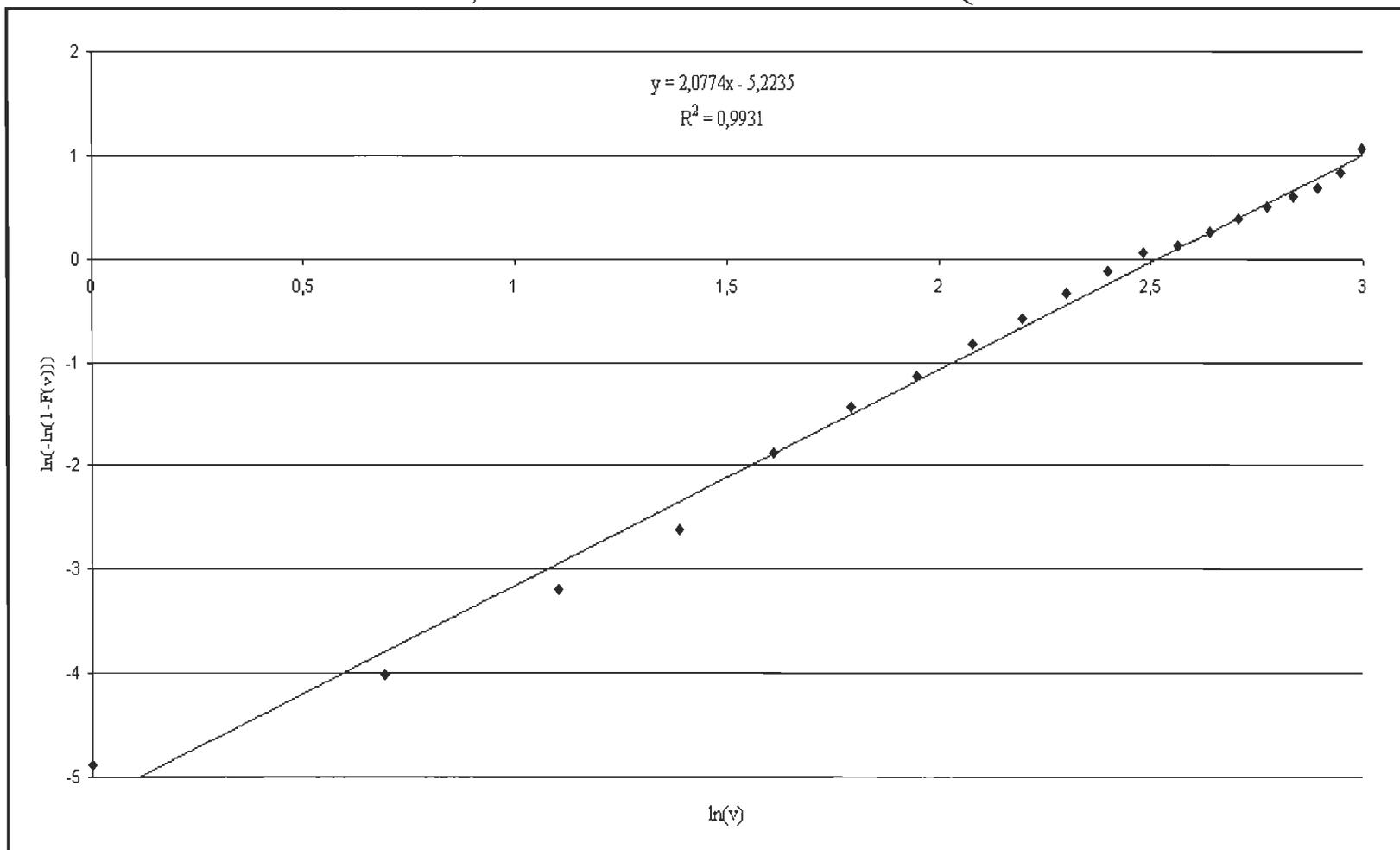


Figure 62 : Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. Données de mars 2001 à 20 m de hauteur, du Ministère des Ressources naturelles du Québec

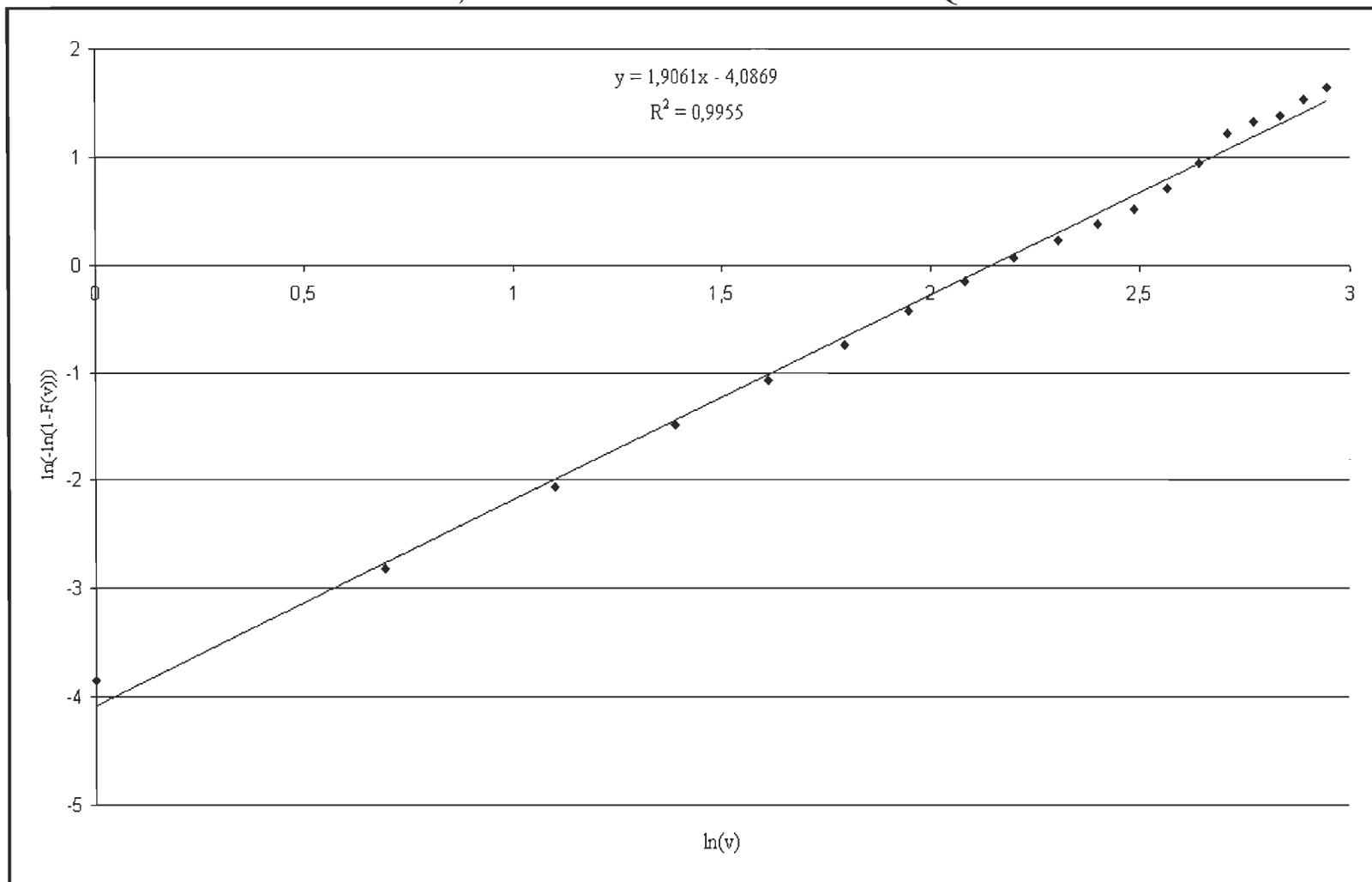


Figure 63 : Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. Données de mars 2001 à 40 m de hauteur, du Ministère des Ressources naturelles du Québec

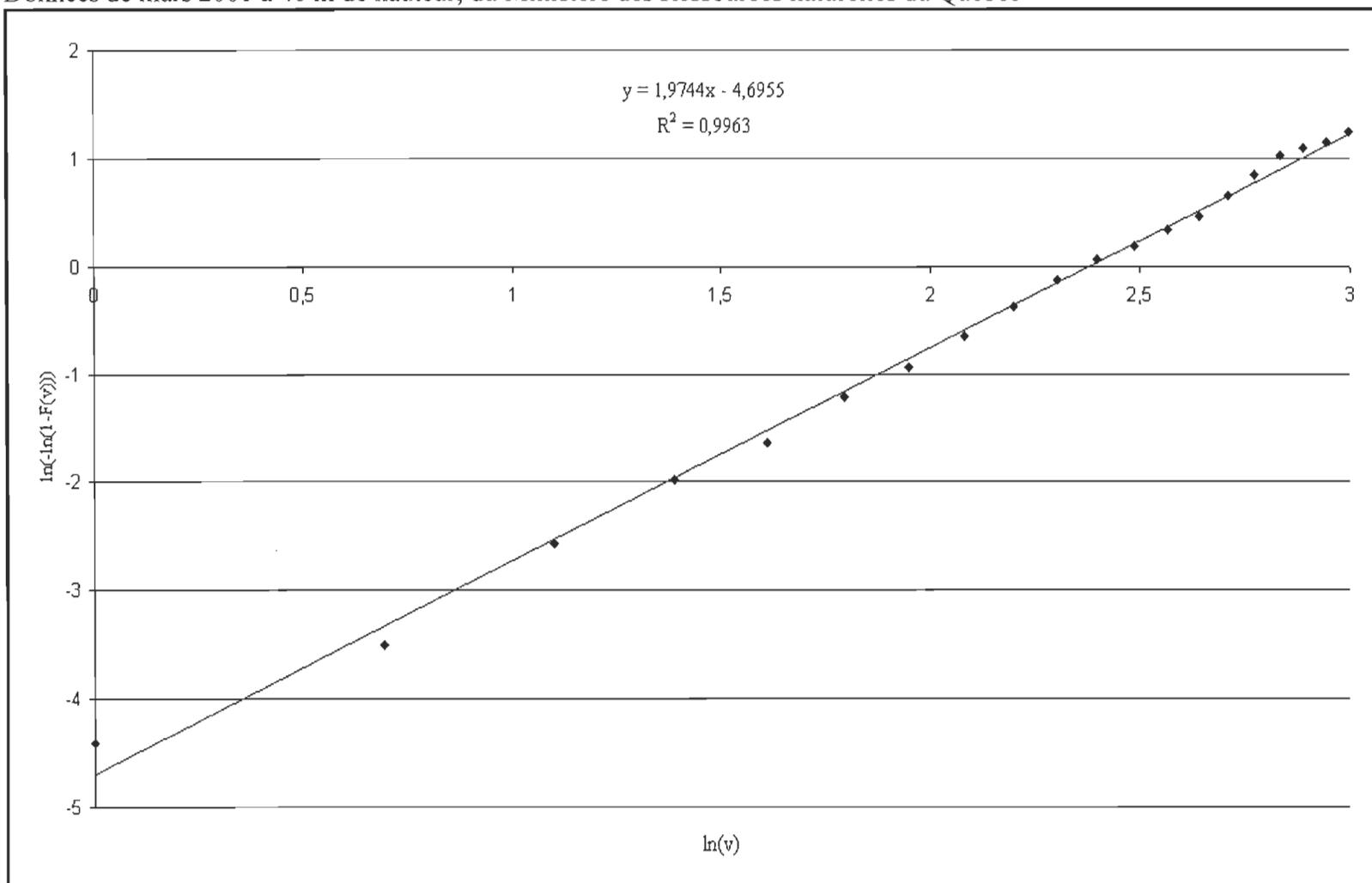


Figure 64 : Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. Données d'avril 2001 à 20 m de hauteur, du Ministère des Ressources naturelles du Québec

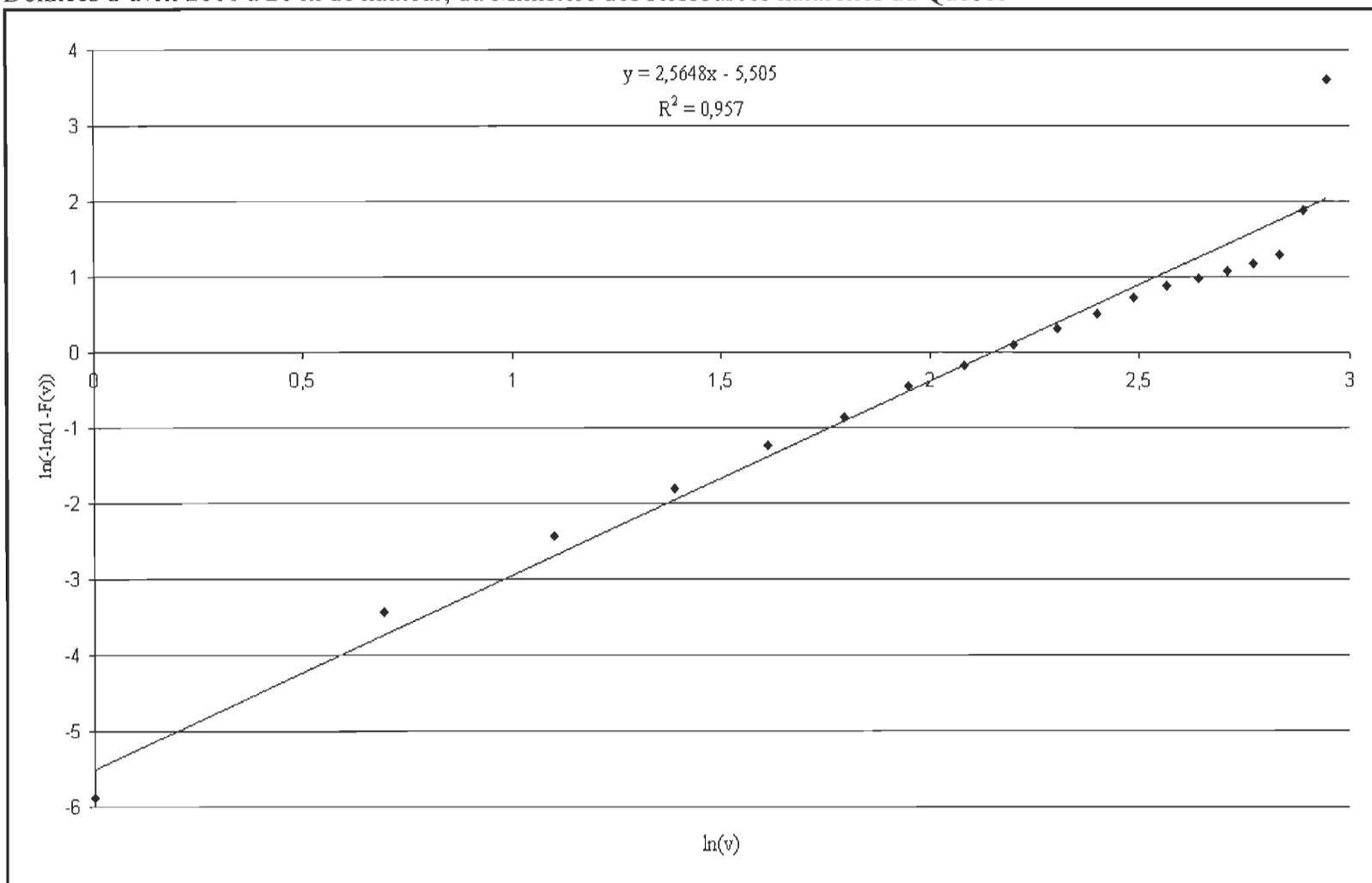


Figure 65 : Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulée de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. Données d'avril 2001 à 40 m de hauteur, du Ministère des Ressources naturelles du Québec

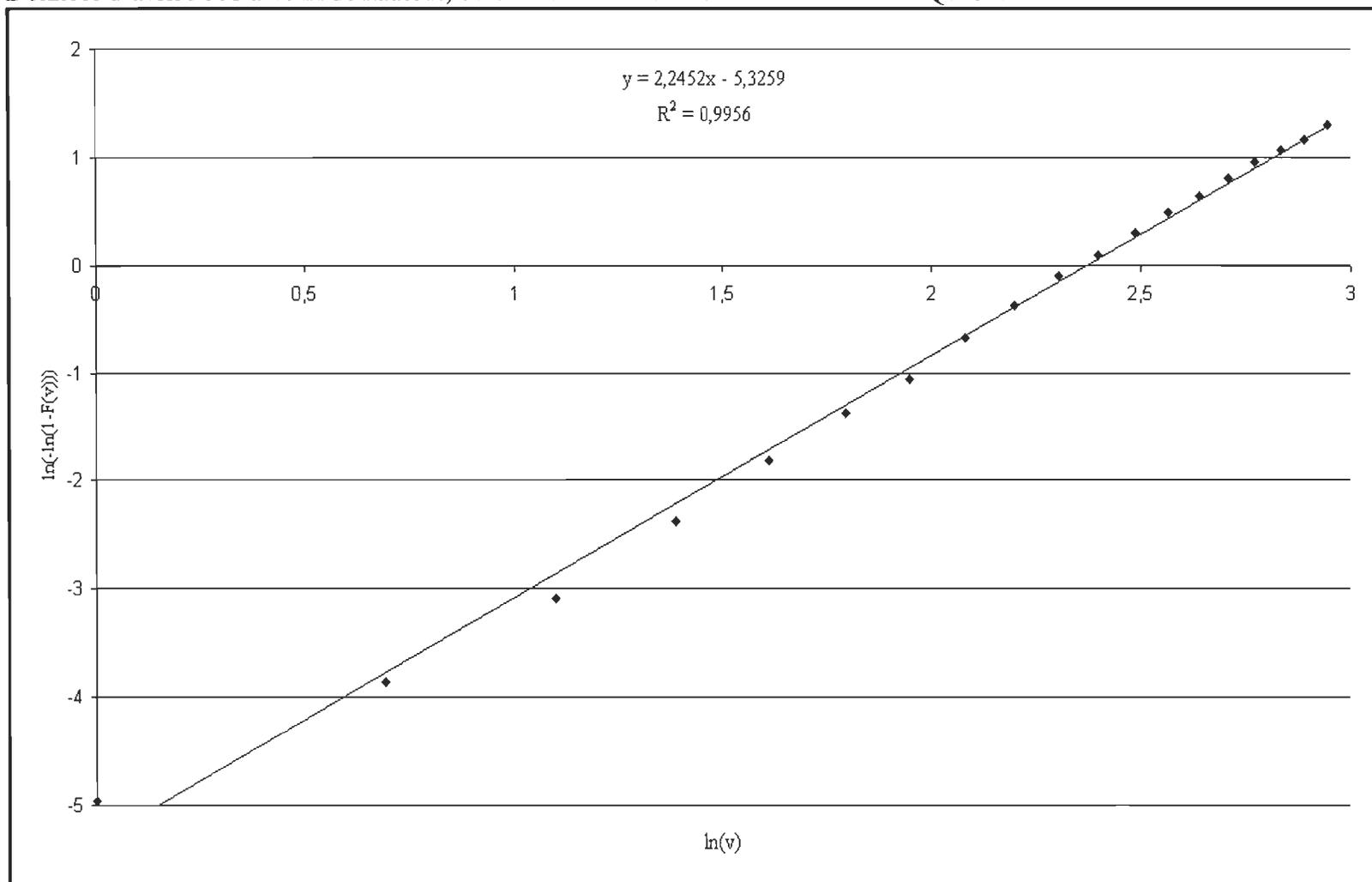


Figure 66: Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. Données de mai 2001 à 20 m de hauteur, du Ministère des Ressources naturelles du Québec

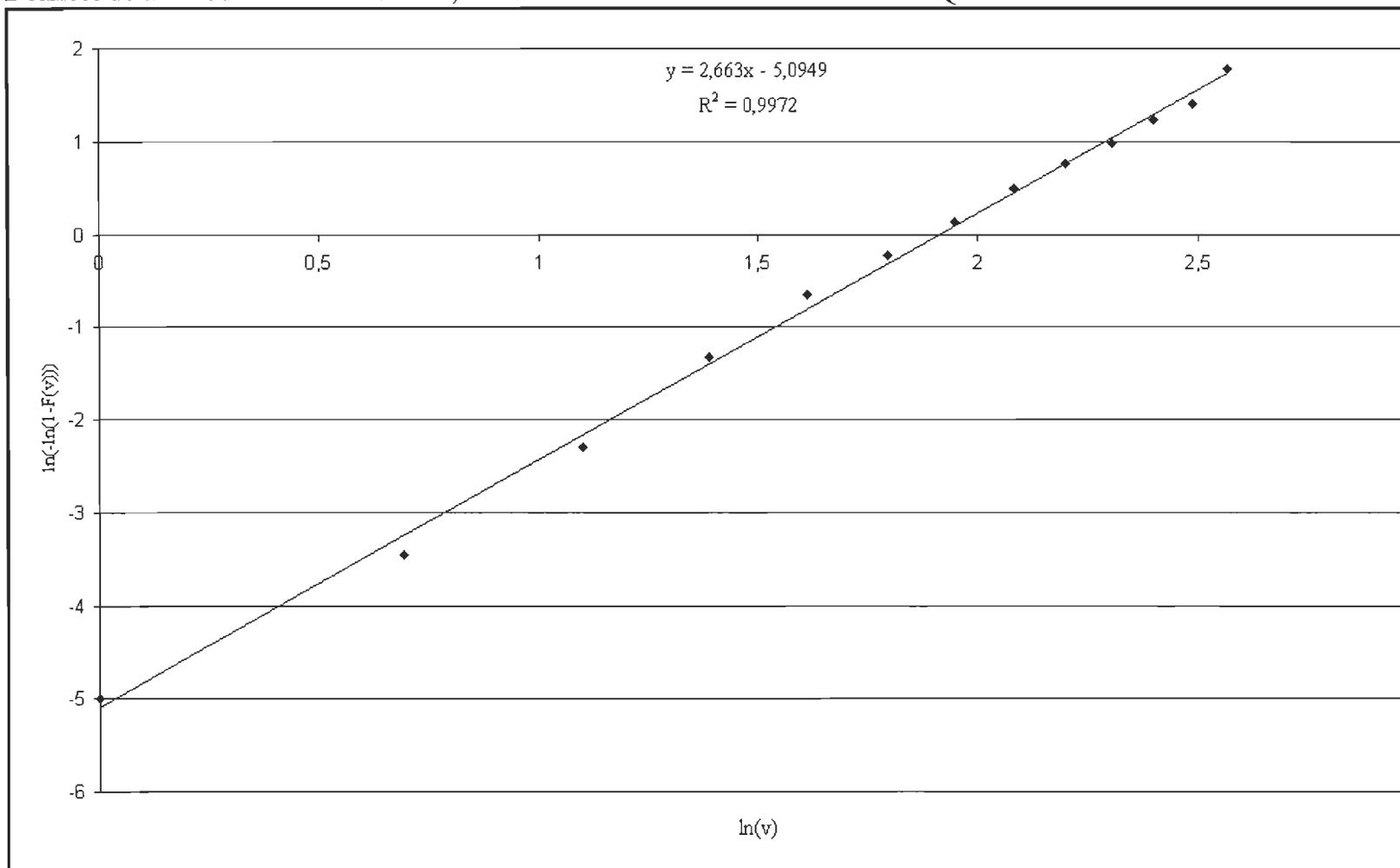


Figure 67 : Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. Données de mai 2001 à 40 m de hauteur, du Ministère des Ressources naturelles du Québec

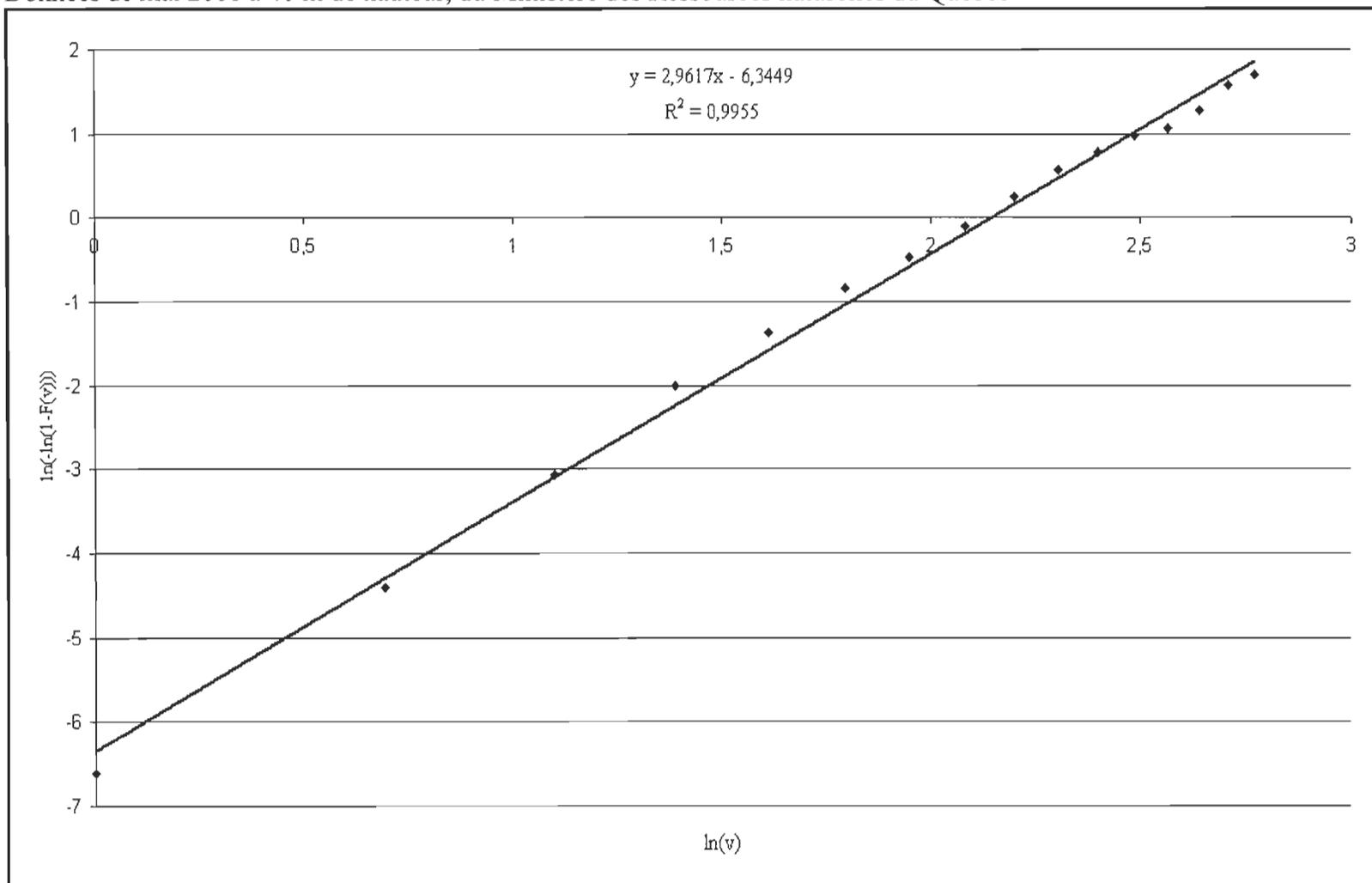


Figure 68 : Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. Données de juin 2001 à 20 m de hauteur, du Ministère des Ressources naturelles du Québec

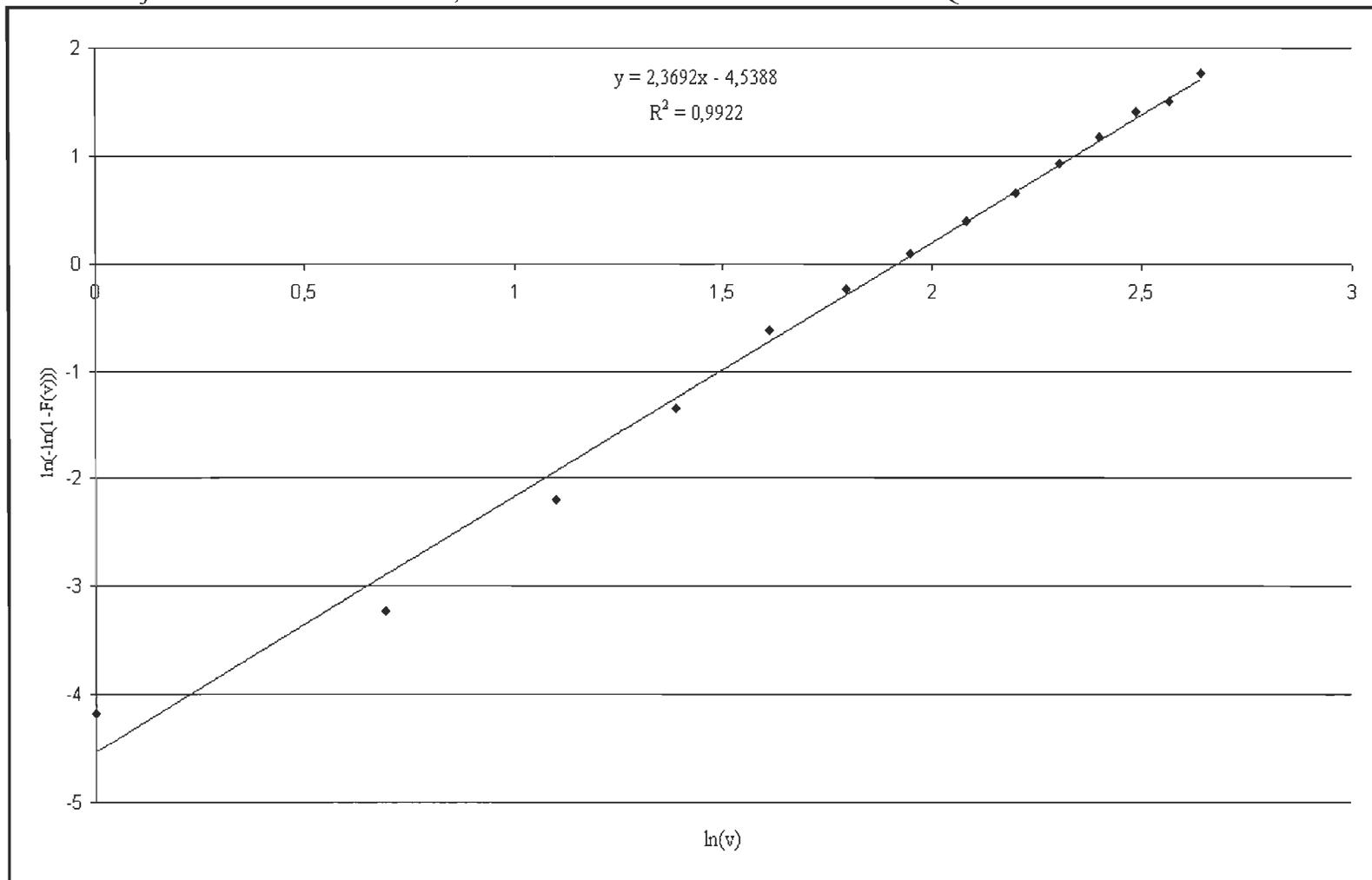


Figure 69 : Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. Données de juin 2001 à 40 m de hauteur, du Ministère des Ressources naturelles du Québec

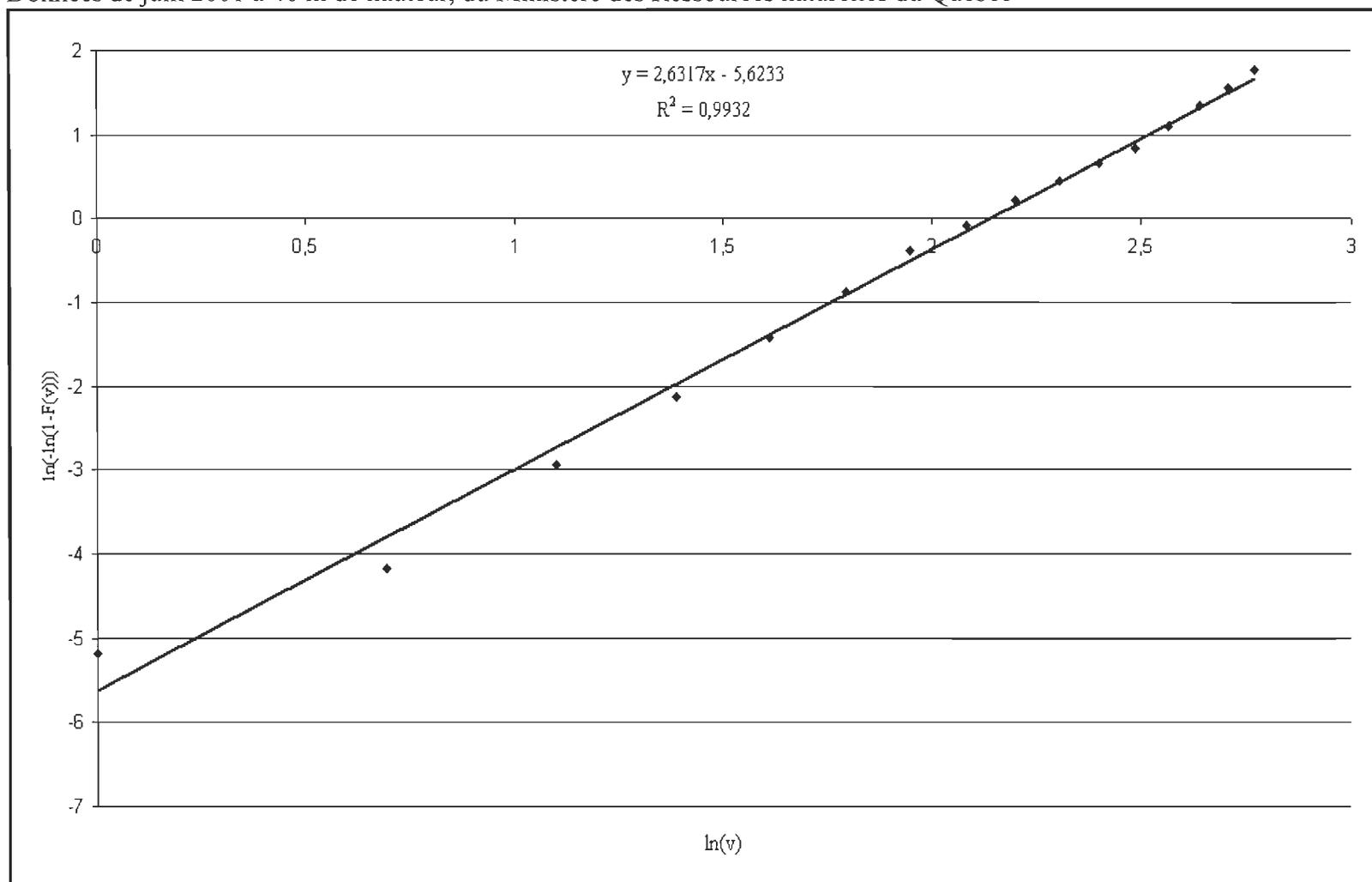


Figure 70 : Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulée de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. Données de juillet 2001 à 20 m de hauteur, du Ministère des Ressources naturelles du Québec

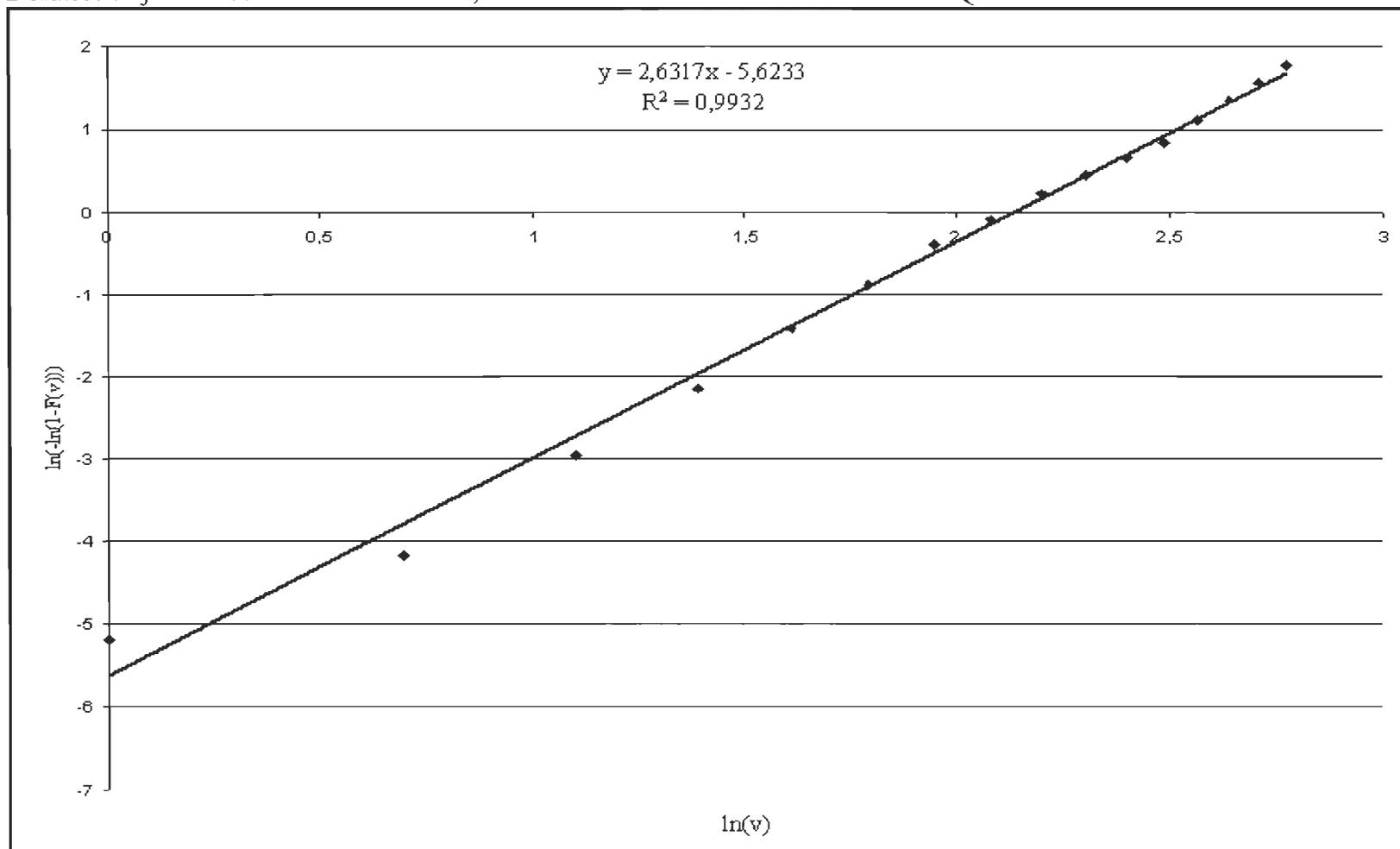


Figure 71 : Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulée de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. Données de juillet 2001 à 40 m de hauteur, du Ministère des Ressources naturelles du Québec

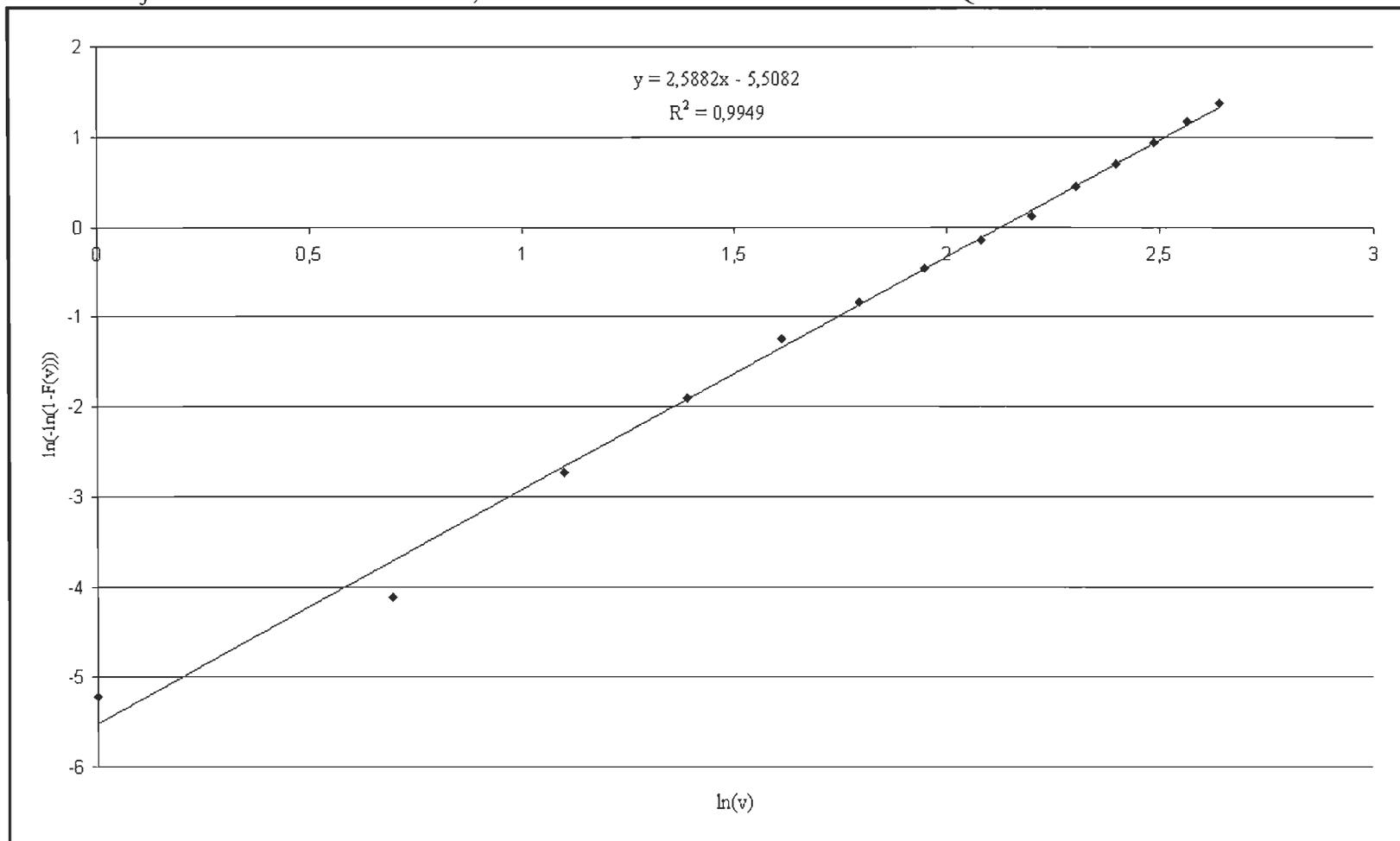


Figure 72 : Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. Données d'août 2001 à 20 m de hauteur, du Ministère des Ressources naturelles du Québec

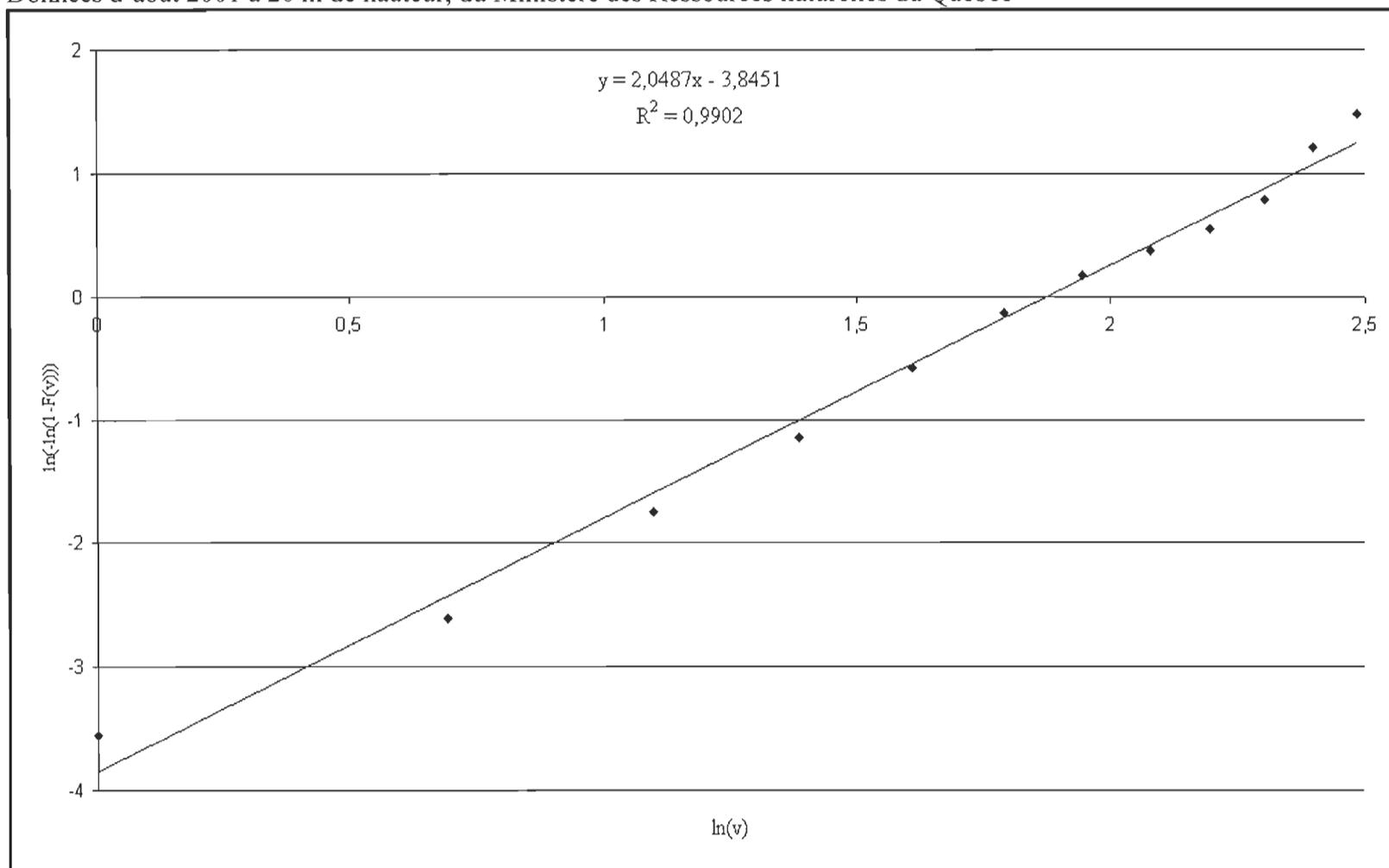


Figure 73 : Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. Données d'août 2001 à 40 m de hauteur, du Ministère des Ressources naturelles du Québec

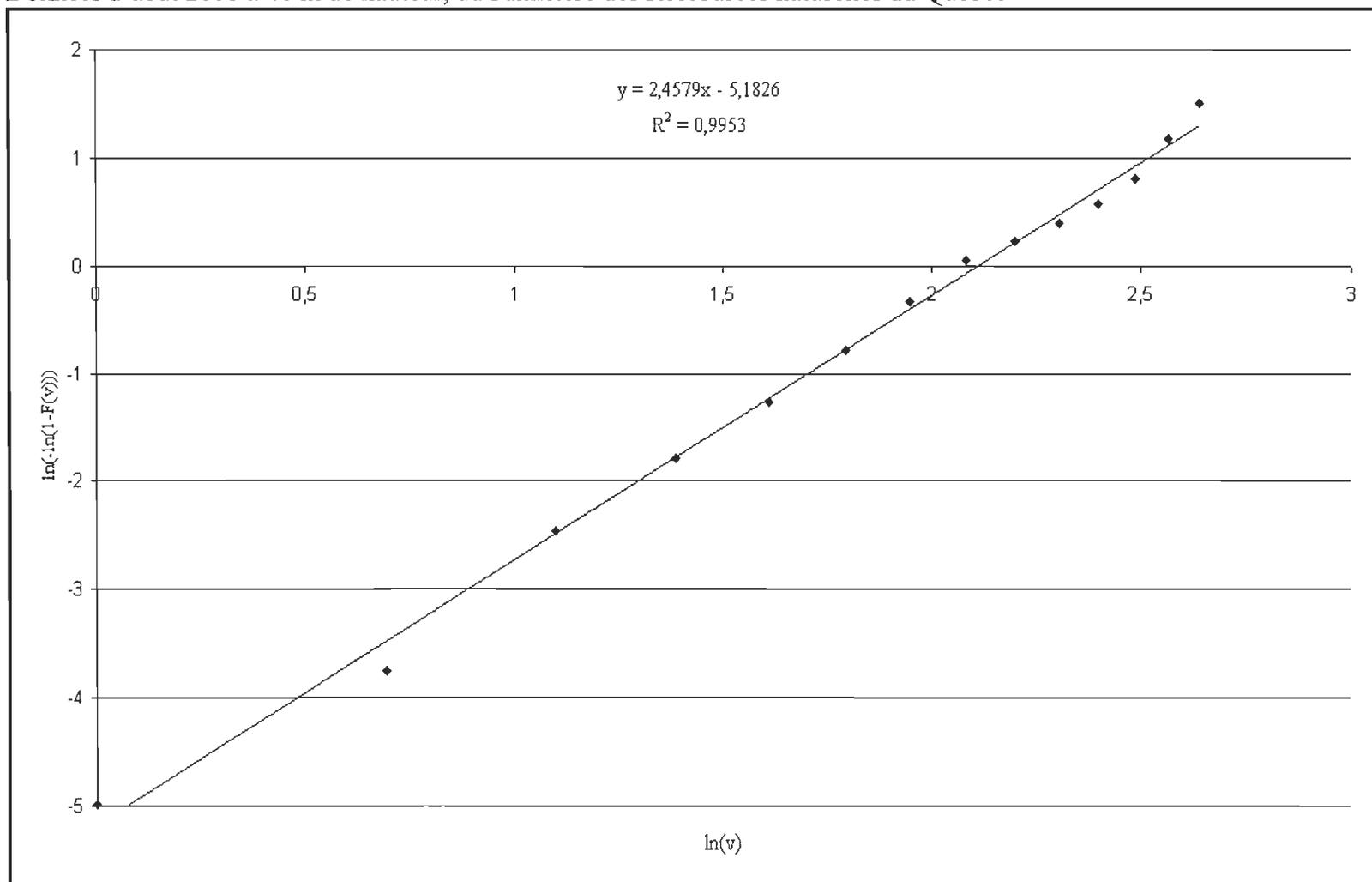


Figure 74 : Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. Données de septembre 2001 à 20 m de hauteur, du Ministère des Ressources naturelles du Québec

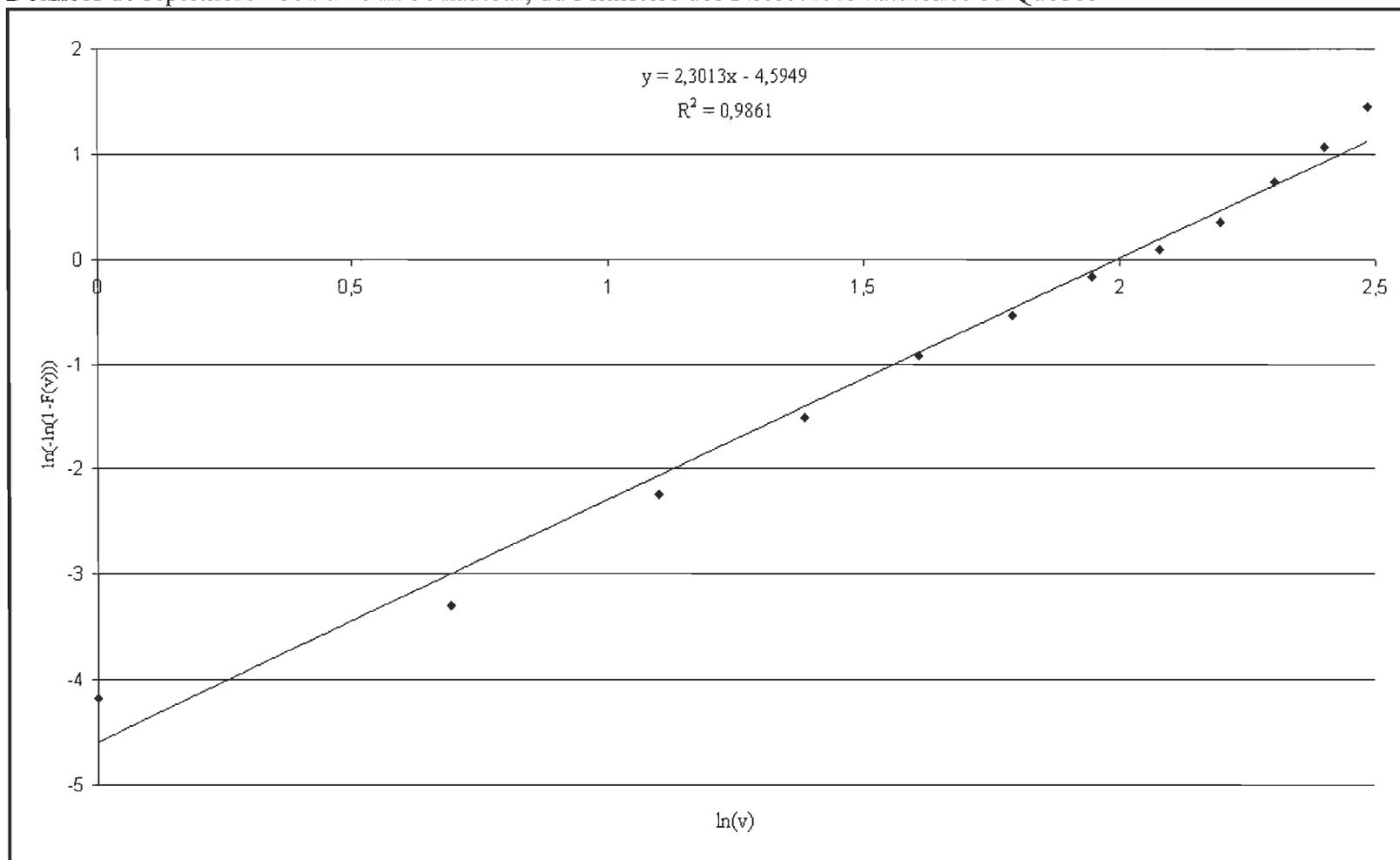


Figure 75 : Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. Données de septembre 2001 à 40 m de hauteur, du Ministère des Ressources naturelles du Québec

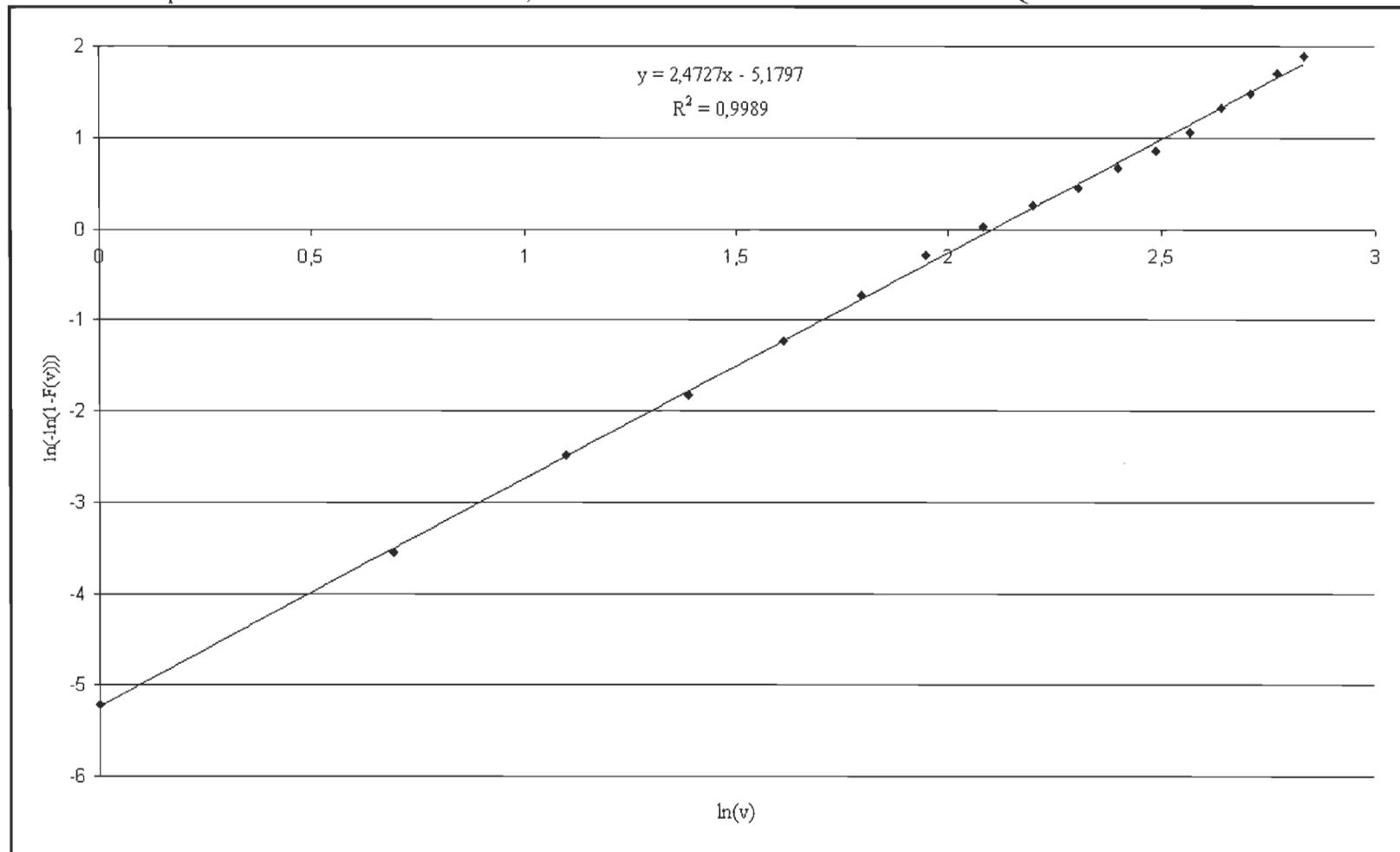


Figure 76 : Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. Données d'octobre 2001 à 20 m de hauteur, du Ministère des Ressources naturelles du Québec

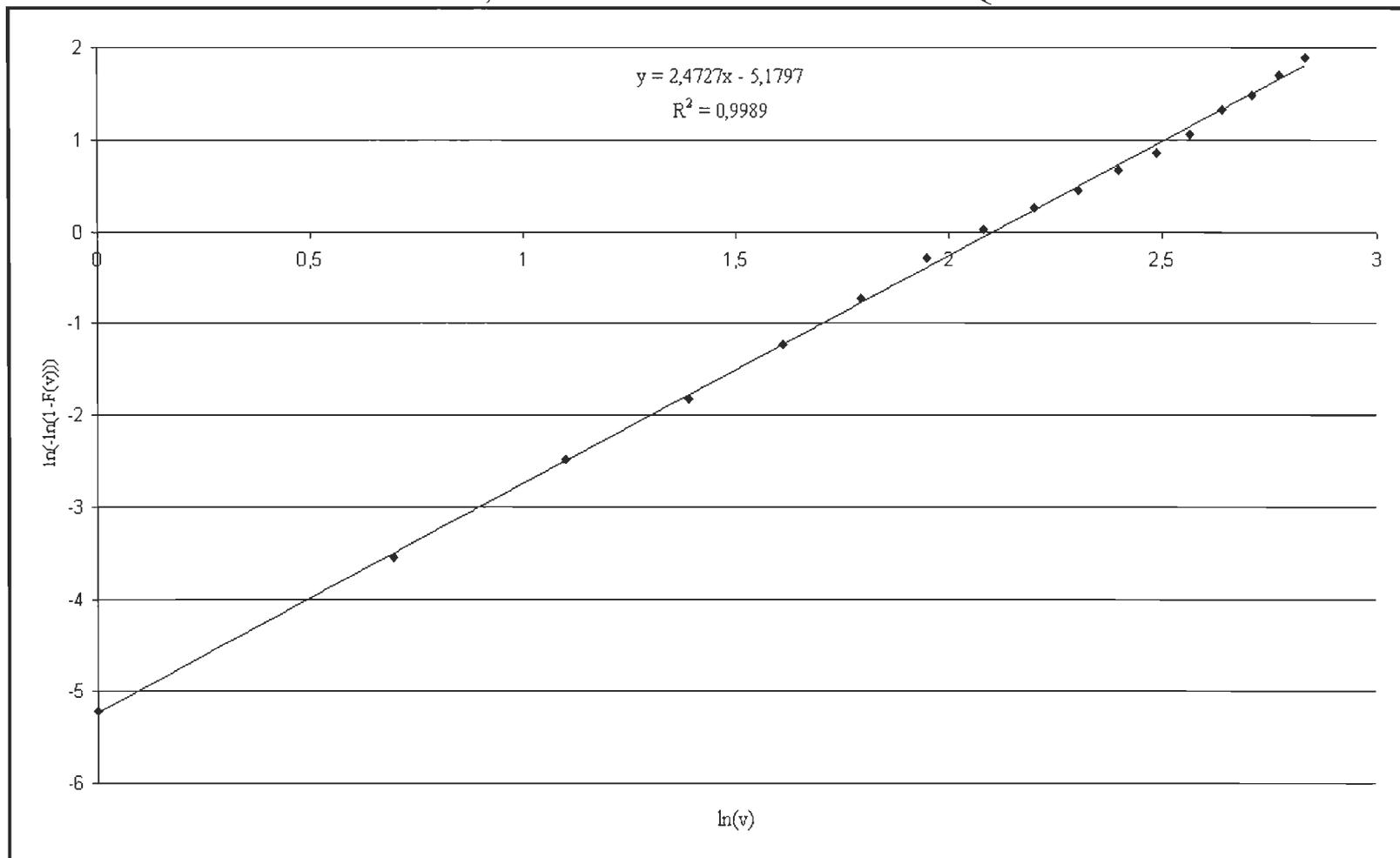


Figure 77 : Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. Données d'octobre 2001 à 40 m de hauteur, du Ministère des Ressources naturelles du Québec

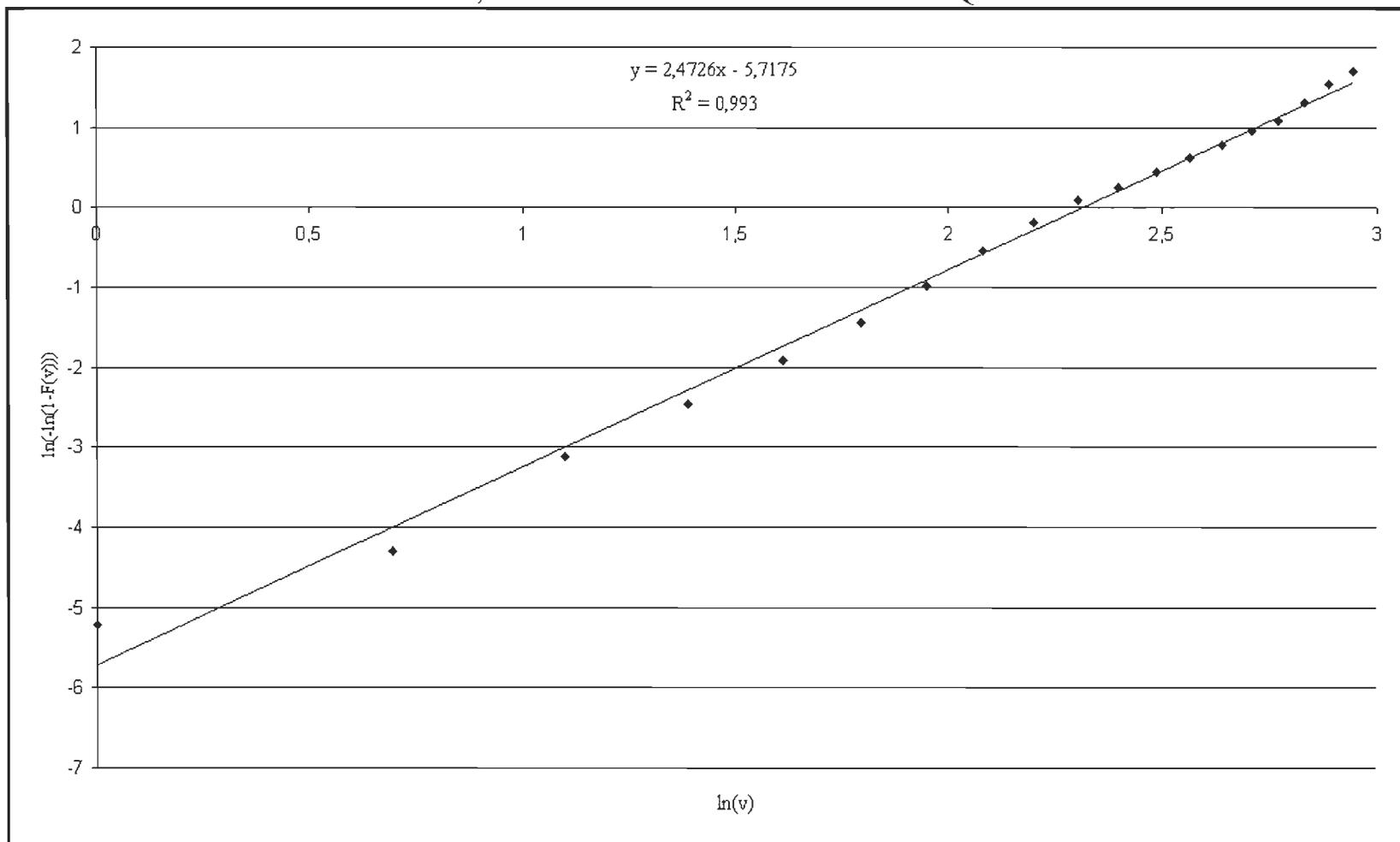


Figure 78 : Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. Données de novembre 2001 à 20 m de hauteur, du Ministère des Ressources naturelles du Québec

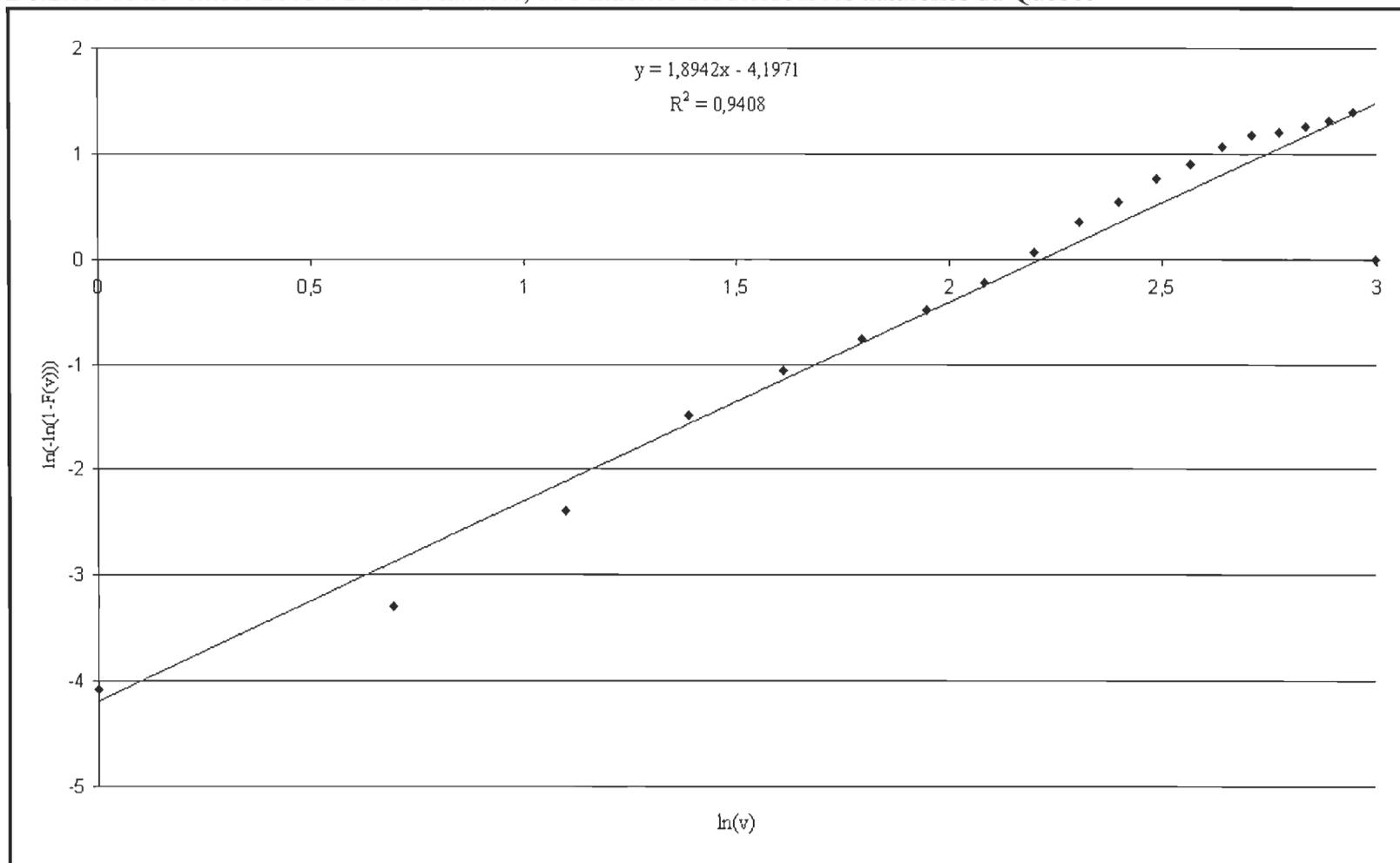


Figure 79 : Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulée de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. Données de novembre 2001 à 40 m de hauteur, du Ministère des Ressources naturelles du Québec

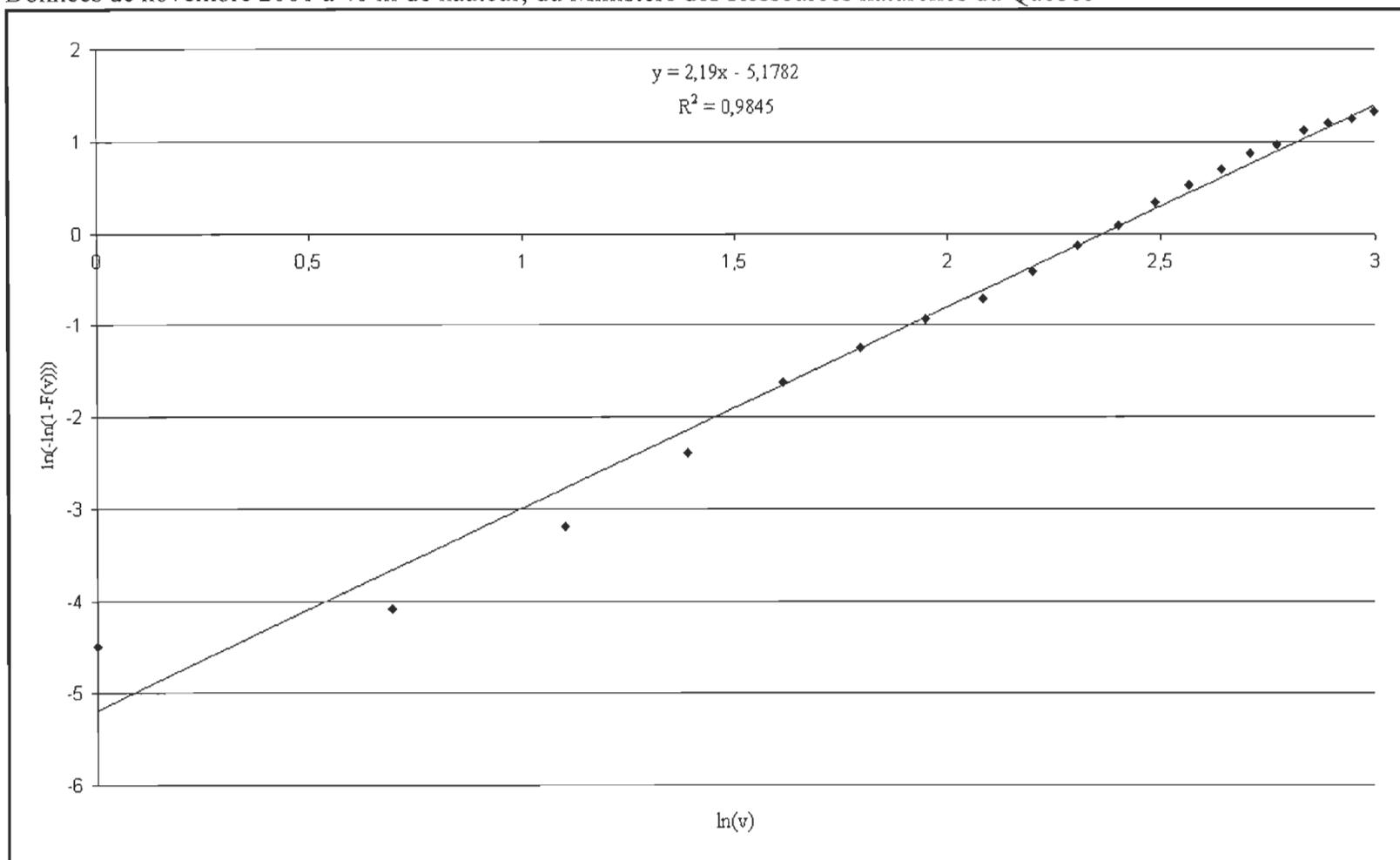


Figure 80 : Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. Données de décembre 2001 à 20 m de hauteur, du Ministère des Ressources naturelles du Québec

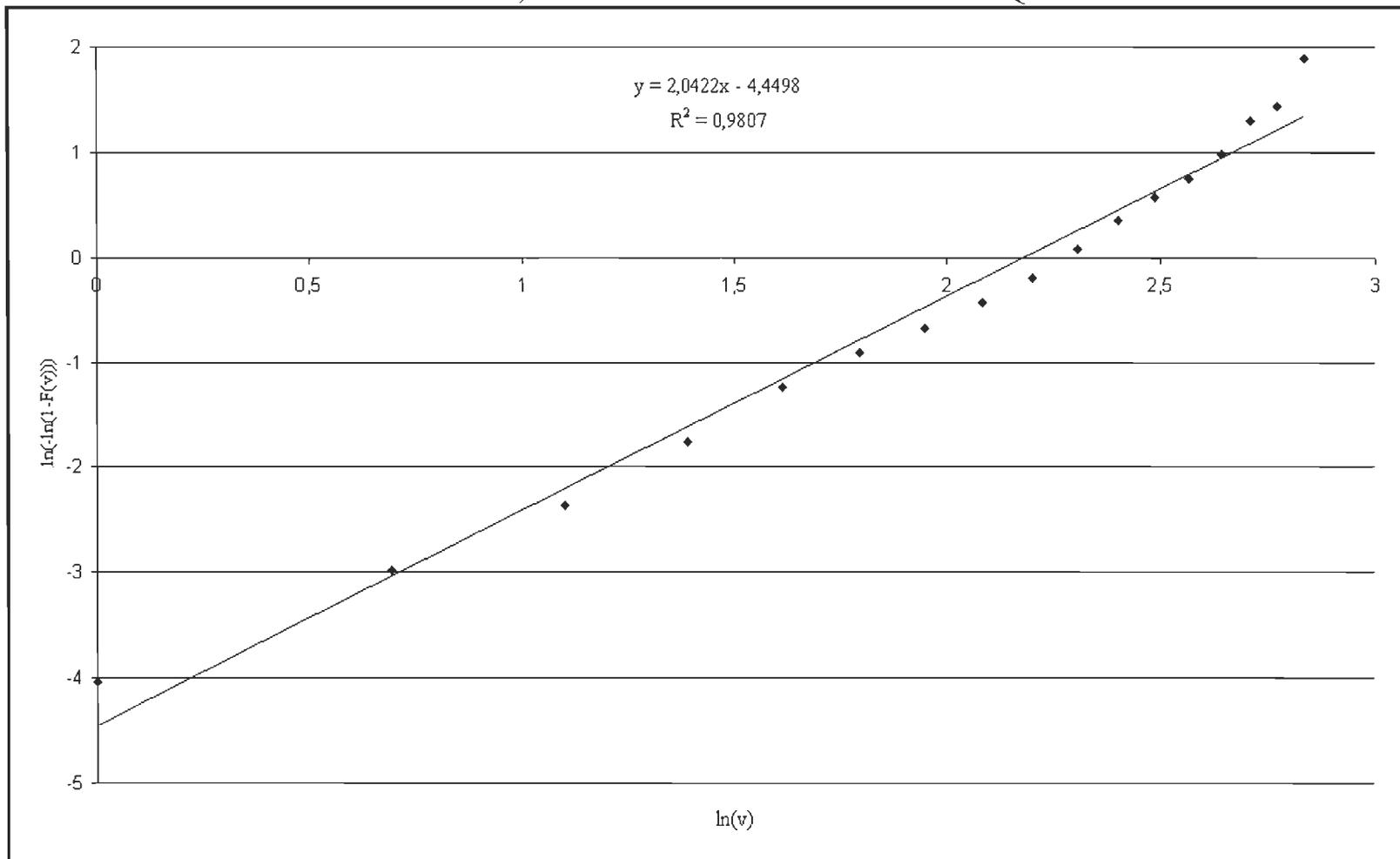


Figure 81 : Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. Données de décembre 2001 à 40 m de hauteur, du Ministère des Ressources naturelles du Québec

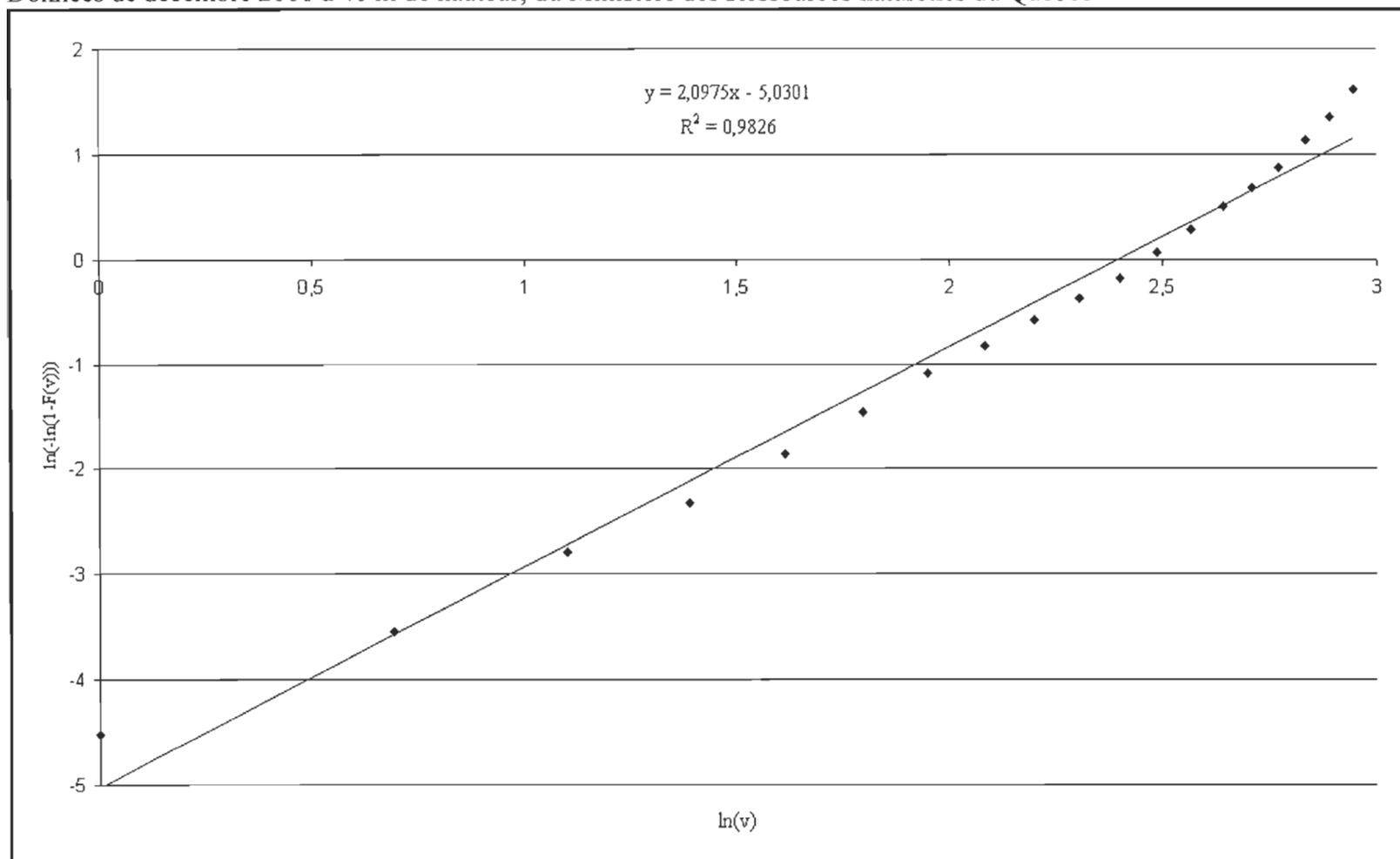


Figure 82 : Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. À partir des données de juin 2003 de la station du Gros-Cap

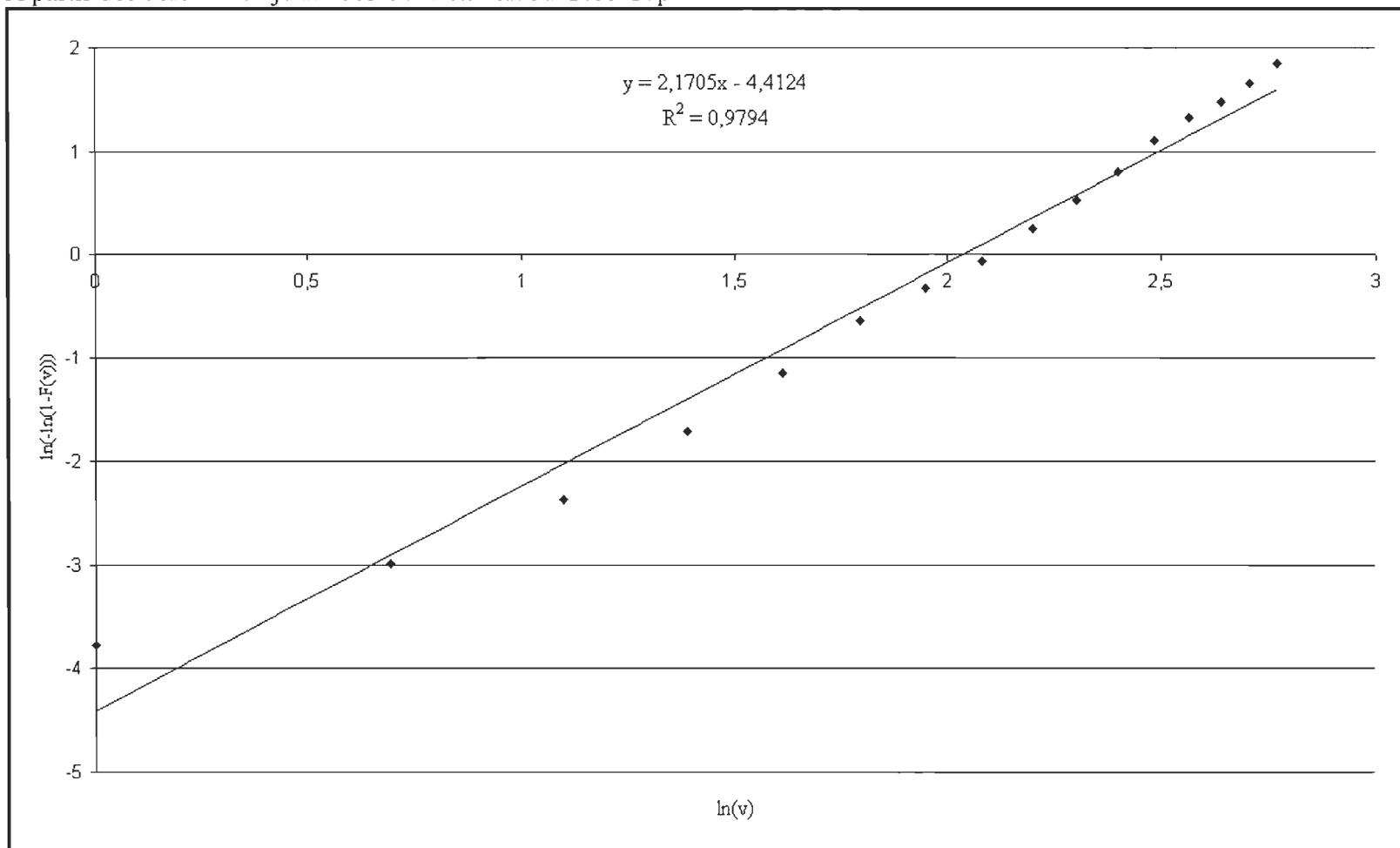


Figure 83 : Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. À partir des données de juillet 2003 de la station du Gros-Cap

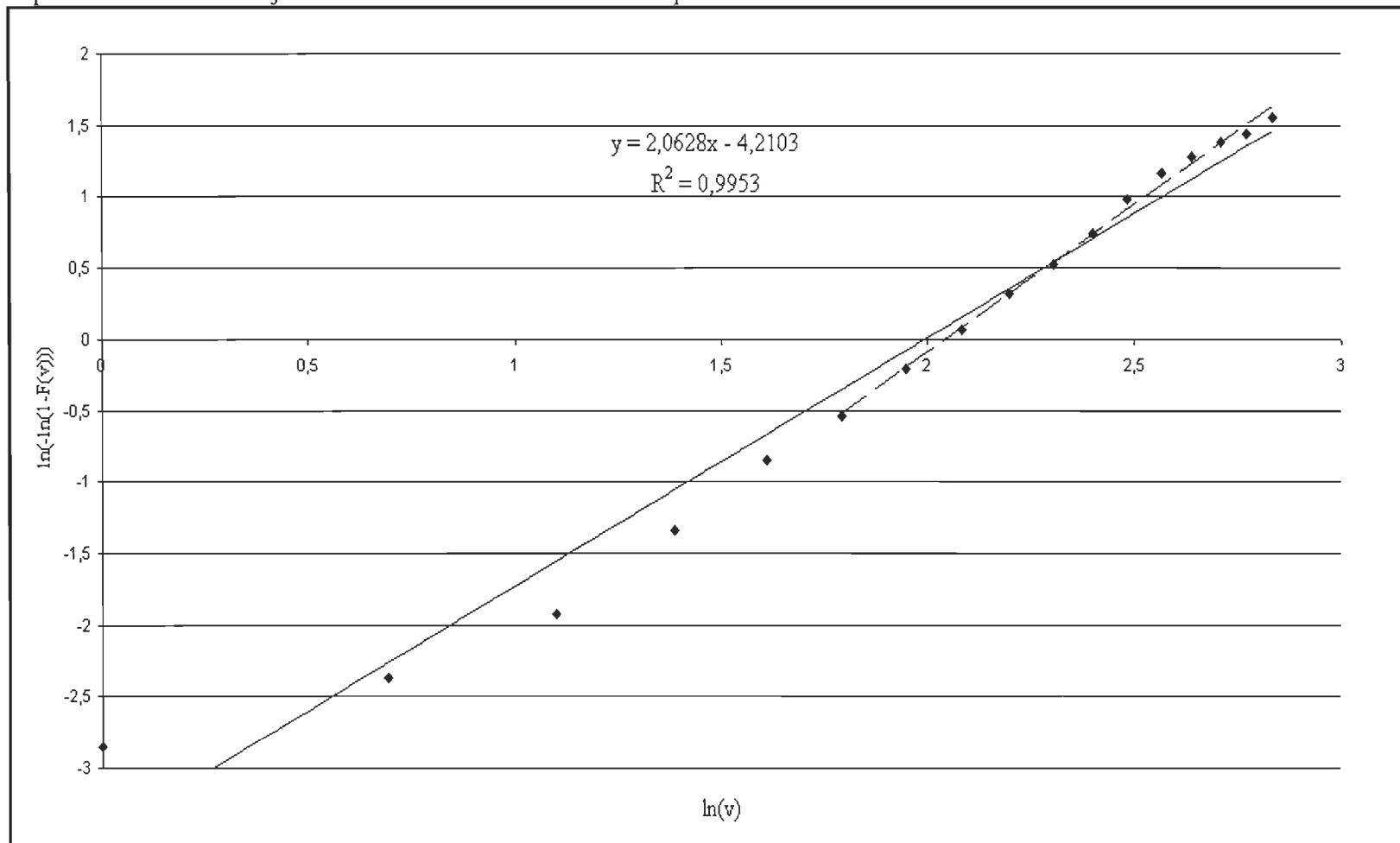


Figure 84 : Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulée de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. À partir des données d'août 2003 de la station du Gros-Cap.

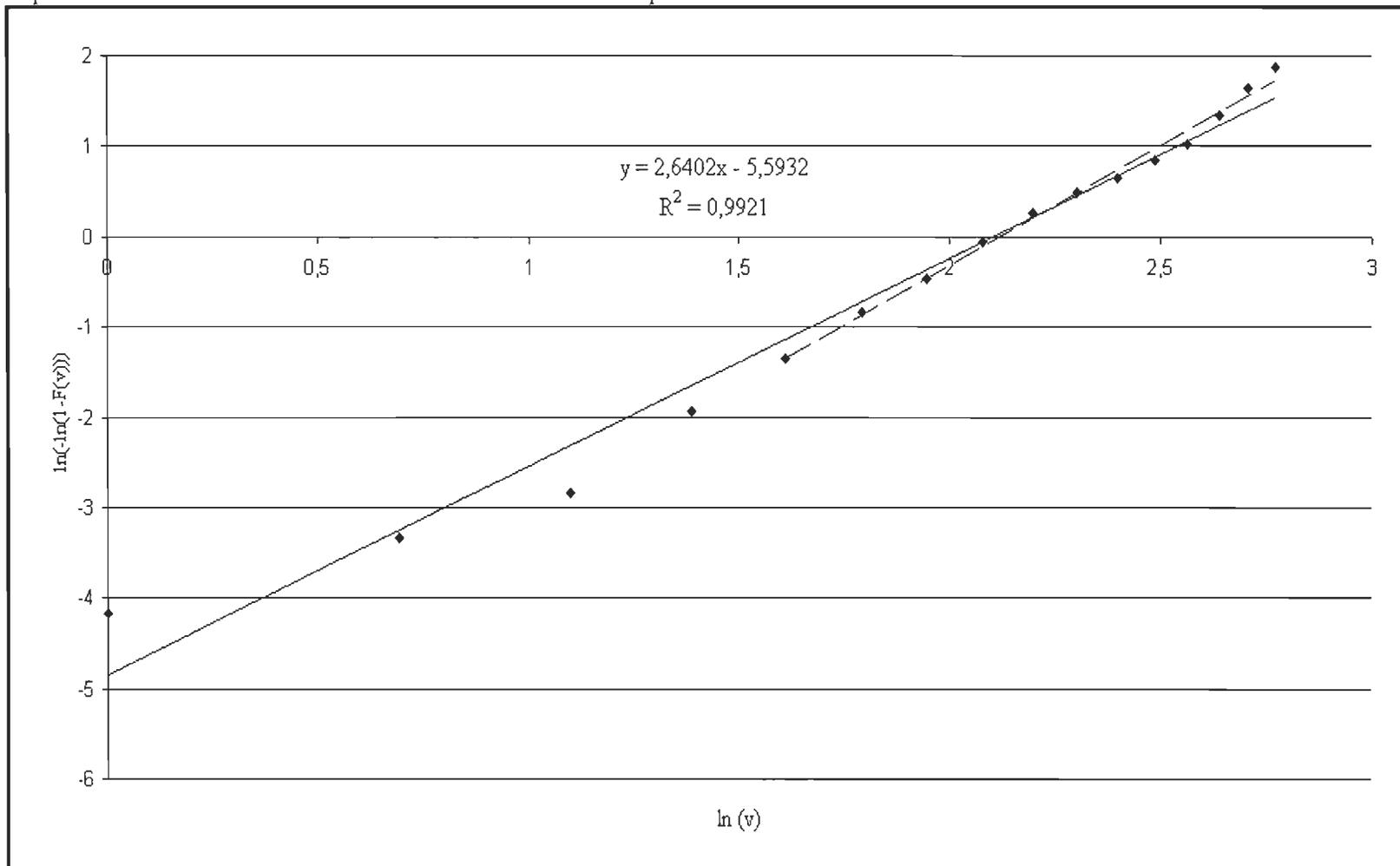


Figure 85 : Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. À partir des données de mars 2003 de la station La Méduse

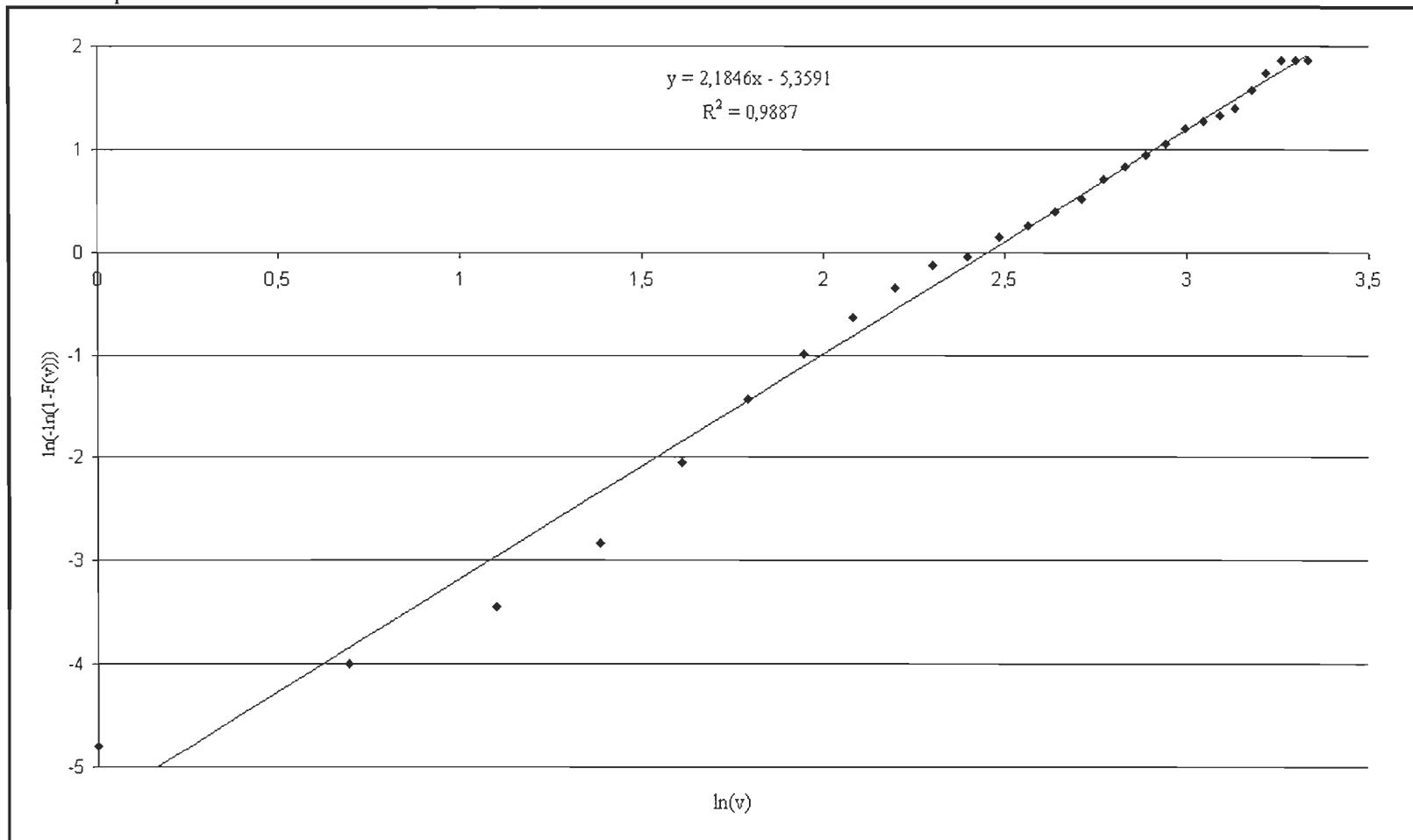
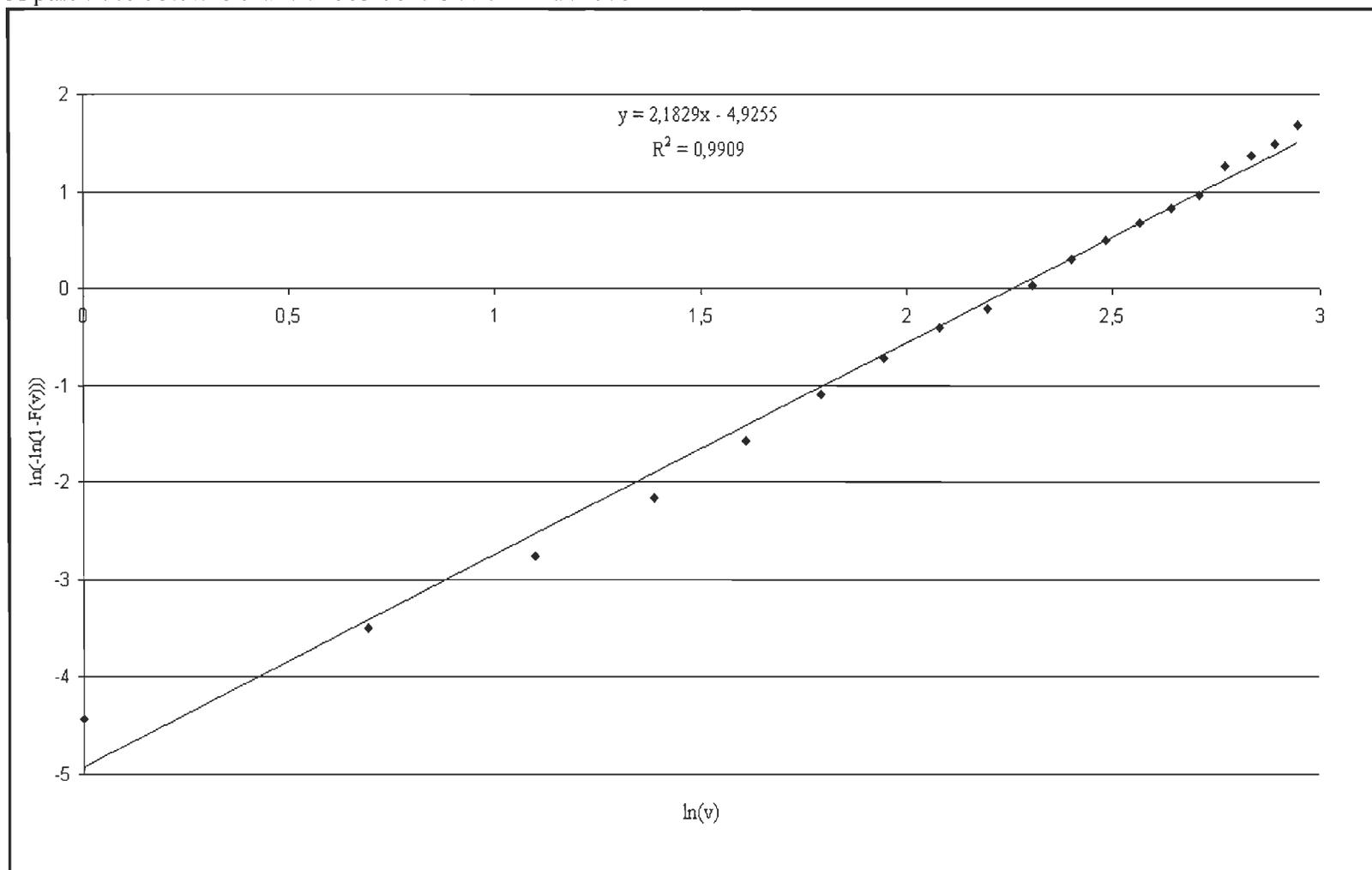


Figure 86 : Représentation graphique du logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent pour le calcul des paramètres de formes  $k$  et d'échelle  $c$  par la méthode des moindres carrés. À partir des données d'avril 2003 de la station La Méduse



## ANNEXE E ESTIMATION DE LA PRODUCTION ANNUELLE D'ÉLECTRICITÉ

Le calcul des paramètres de forme  $k$  et d'échelle  $c$  permettent de caractériser la distribution fréquentielle des vents à l'aide de la loi de Weibull. À partir de cette distribution de fréquence, nous pouvons déterminer le nombre d'heures par année durant lesquelles le vent souffle à la vitesse  $v$ . Rappelons-nous que la distribution de fréquence est établie à partir des moyennes horaires de la vitesse du vent. Muni du nombre d'heures par année durant lesquelles le vent souffle à une vitesse  $v$ , nous pouvons calculer l'énergie produite par la turbine pour cette vitesse de vent en multipliant ce nombre d'heures par la puissance électrique générée par la turbine éolienne à cette vitesse. Cette information nous est donnée par la courbe de puissance de la turbine. Pour estimer l'énergie produite annuellement, il suffit de faire la somme des productions pour l'ensemble des vitesses du vent, vitesses se situant entre la vitesse de démarrage de la turbine et la vitesse de coupure, généralement situées entre 4 et 20 m/s. Le calcul de cette production annuelle est représenté par la relation suivante.

$$E_{an} = \int_0^v 8760 * f(v) * P(v) dv \quad (20)$$

Nous remarquons que l'intégrale a comme borne inférieure la valeur zéro. Ceci ne pose pas de problème puisque la puissance générée par la turbine à des vitesses de vents inférieures à la vitesse de démarrage, c'est-à-dire moins de 4 m/s, est nulle.  $P(v)$  représente la puissance générée par la turbine pour une vitesse de vent  $v$  et  $f(v)$ , la densité de

probabilité d'avoir des vents à cette même vitesse  $v$ . Le nombre d'heures total dans une année est de 8 760.

L'estimation de la production est donc établie à partir des courbes de puissance connues ou générées pour la turbine éolienne que l'on désire installer. Dans le cas de la centrale installée chez Pêcheries Gros-Cap, les courbes de puissance sont calculées pour différents angles de calage des pales de l'éolienne. Ces courbes ont été générées par le Groupe éolien à l'aide du programme PROPID (figure 19, section 2.8.2). Donc, pour chacun des angles de calage, une courbe de puissance est établie et c'est avec ces courbes de puissance que nous allons calculer la production mensuelle de la turbine. Pour chacun des mois de la campagne de mesures effectuées sur le site de Pêcheries Gros-Cap, nous avons la distribution de fréquence des vents (figures 16 à 18, section 2.8.1). Le tableau 25 présente l'estimation de la production d'électricité pour le mois de juin 2003. Par classe de vitesse du vent, valeurs discrètes de 1 à 20 m/s (première colonne du tableau), la distribution de fréquence du vents pour le mois de juin 2003 est illustrée à la colonne *Fréquence (%)*. Puis successivement, la production d'électricité (en kWh) pour le mois est calculée en fonction des angles de calage des pales. Nous retrouvons donc, de la troisième à la sixième colonne du tableau, la production mensuelle d'électricité évaluée à partir des courbes de puissance générée par le programme PORPID pour chacun des angles de calage, soit 12°, 10°, 8° et 6° (figure 19, section 2.8.2). Ces angles correspondent au fonctionnement usuel d'une turbine. La production pour le mois de juin est établie par la moyenne des productions estimées pour chacun des angles. Ainsi, pour les mois de juin,

juillet et août 2003, nous estimons les moyennes mensuelles de production d'électricité à 5 429 kWh, 5 759 kWh et 6 609 kWh respectivement.

Tableau 25 : Estimation de l'énergie produite par la turbine éolienne selon l'angle de calage. La production est estimée pour la distribution fréquentielle (du vent) de juin 2003

Distribution fréquentielle de juin 2003		Angle de calage : 12°	Angle de calage : 10°	Angle de calage : 8°	Angle de calage : 6°
Vitesse du vent (m/s)	Fréquence (%)	Production (kWh)	Production (kWh)	Production (kWh)	Production (kWh)
1	2,6	0,0	0,0	0,0	0,0
2	5,6	0,0	0,0	0,0	0,0
3	8,4	0,0	0,0	0,0	0,0
4	10,4	0,0	0,0	39,0	48,3
5	11,6	23,3	119,1	176,5	186,7
6	11,9	200,9	303,4	367,9	387,9
7	11,2	401,1	503,7	572,5	605,3
8	9,9	573,7	670,5	737,5	775,5
9	8,3	682,1	761,5	816,0	846,1
10	6,5	704,0	760,4	796,4	809,5
11	4,8	646,2	680,0	695,1	691,4
12	3,4	536,7	551,8	550,1	532,6
13	2,2	407,2	407,9	397,1	372,5
14	1,4	283,2	277,5	262,6	236,9
15	0,8	182,2	174,1	159,2	140,2
16	0,5	108,1	100,4	89,4	78,3
17	0,2	59,7	53,7	47,4	41,3
18	0,1	30,4	27,0	23,7	20,6
19	0,1	14,5	12,9	11,2	9,7
20	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total :		4 863	5 369	5 715	5 768
Moyenne mensuelle :		5 429 kWh			

Tableau 26 : Estimation de l'énergie produite par la turbine éolienne selon l'angle de calage. La production est estimée pour la distribution fréquentielle (du vent) de juillet 2003

Distribution fréquentielle de juillet 2003		Angle de calage : 12°	Angle de calage : 10°	Angle de calage : 8°	Angle de calage : 6°
Vitesse du vent (m/s)	Fréquence (%)	Production (kWh)	Production (kWh)	Production (kWh)	Production (kWh)
1	2,6	0,0	0,0	0,0	0,0
2	5,6	0,0	0,0	0,0	0,0
3	8,4	0,0	0,0	0,0	0,0
4	10,4	0,0	0,0	39,9	49,3
5	11,6	23,3	119,0	176,4	186,6
6	11,9	198,0	299,1	362,6	382,4
7	11,2	393,4	494,0	561,5	593,6
8	9,9	564,5	659,9	725,8	763,2
9	8,3	679,3	758,3	812,7	842,6
10	6,5	715,8	773,0	809,7	823,0
11	4,8	676,8	712,3	728,1	724,1
12	3,4	584,6	601,0	599,3	580,2
13	2,2	645,8	466,7	454,3	426,2
14	1,4	343,7	336,8	318,7	287,5
15	0,8	237,1	226,5	207,1	182,4
16	0,5	152,5	141,6	126,0	110,4
17	0,2	92,3	82,9	73,1	63,8
18	0,1	52,1	46,3	40,6	35,3
19	0,1	27,9	24,7	21,6	18,6
20	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total :		5 231	5 712	6 035	6 059
Moyenne mensuelle :		5 759 kWh			

Tableau 27 : Estimation de l'énergie produite par la turbine éolienne selon l'angle de calage. La production est estimée pour la distribution fréquentielle (du vent) en août 2003

Distribution fréquentielle d'août 2003		Angle de calage : 12°	Angle de calage : 10°	Angle de calage : 8°	Angle de calage : 6°
Vitesse du vent (m/s)	Fréquence (%)	Production (kWh)	Production (kWh)	Production (kWh)	Production (kWh)
1	2,6	0,0	0,0	0,0	0,0
2	5,6	0,0	0,0	0,0	0,0
3	8,4	0,0	0,0	0,0	0,0
4	10,4	0,0	0,0	32,0	39,5
5	11,6	22,0	112,4	166,6	176,2
6	11,9	213,3	322,2	390,6	411,9
7	11,2	468,8	588,6	669,0	707,3
8	9,9	721,2	842,9	927,1	975,0
9	8,3	900,2	1 004,9	1 076,9	1 116,6
10	6,5	949,5	1 025,5	1 074,1	1 091,8
11	4,8	864,7	910,0	930,3	925,2
12	3,4	689,9	709,3	707,2	684,7
13	2,2	485,4	486,3	473,4	444,1
14	1,4	301,3	295,2	279,4	252,0
15	0,8	166,0	158,6	145,0	127,7
16	0,5	80,7	74,9	66,7	58,4
17	0,2	34,8	31,3	27,6	24,0
18	0,1	13,2	11,7	10,3	8,9
19	0,1	4,4	3,9	3,4	3,0
20	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total :		5 896	6 549	6 958	7 034
Moyenne mensuelle :		6 609 kWh			

Enfin, tout comme nous l'avons fait pour le calcul des moyennes mensuelles et de la moyenne annuelle de la vitesse du vent sur le site du Gros-Cap, nous allons procéder au calcul de la production d'électricité pour tous les mois de l'année ainsi qu'à l'estimation de la production annuelle d'électricité pour le site du Gros-Cap à l'aide de ratios mensuels.

Au mois de juin par exemple, on peut lire que la moyenne des productions estimées pour chacun des angles de calage est de 5 429 kWh. Prenons comme référence cette production moyenne de juin 2003 (tableau 28) et le ratio entre la vitesse moyenne du vent en juin et la moyenne annuelle de la vitesse du vent, ratio calculé à partir des données historiques d'Environnement Canada (section 2.2.3). Ce ratio pour juin est de 0,86. Notons par ailleurs que la densité d'énergie disponible dans le vent est proportionnelle au cube de la vitesse du vent. On la représente par la relation suivante :

$$\frac{dE}{dt} = 0,5\rho V^3 \quad (21)$$

Dans cette relation, l'énergie E est en Wh/m<sup>2</sup>, ρ représente la densité de l'air et V, la vitesse du vent. Comme nous traitons l'énergie et non la vitesse, notre ratio sera donc le cube de la valeur calculée à partir des données historiques de la vitesse du vent d'Environnement Canada. Ainsi pour le mois de juin, ce ratio (des énergies) sera de (0,86)<sup>3</sup>, c'est-à-dire égal à 0,64. Nous sommes donc en mesure de calculer une moyenne mensuelle (kWh/mois) de la production d'électricité à partir de la valeur référence de juin 2003 qui est de 5 429 kWh. Cette "moyenne mensuelle de référence" qui est égale à 8 483 kWh /mois (5 429 kWh/0,64) sera utilisée dans le calcul de la production d'électricité pour chacun des autres mois de l'année 2003, en multipliant cette "moyenne mensuelle de référence" à chacun des ratios mensuels correspondants. Ainsi pour le mois de janvier (avec un ratio de 1,64) nous obtenons une production 13 912 kWh. En utilisant le mois de juin comme

référence, nous calculons donc une production annuelle de 106 971 kWh. Elle est de 127 412 kWh en utilisant le mois de juillet 2003 comme référence et de 136 618 kWh, en utilisant le mois d'août 2003 comme référence. La production annuelle moyenne d'électricité correspond donc à la moyenne de ces trois valeurs. Cette moyenne annuelle est estimée à 123 667 kWh. Le tableau 28 résume les résultats obtenus. Dans ce tableau nous retrouvons pour chaque mois de l'année, la vitesse moyenne de référence ( $V_{\text{moy.}}$ ) en m/s et le ratio calculée à partir des données historiques d'Environnement Canada. Puis à la colonne suivante, la valeur de ce ratio au cube, valeur utilisée pour le calcul de la production énergétique. À chacune des colonnes associées à l'un des mois de la campagne de mesure, on peut lire l'estimation de la production énergétique pour chaque mois de l'année. Nous retrouvons aussi dans ce tableau les moyennes suivantes : la vitesse du vent (telle que calculé à la section 2.2.3), puis la moyenne par mois de la production estimée et ce, pour chacun des mois de référence. Ces moyennes diffèrent de nos "moyennes mensuelles de référence" car ces dernières sont évaluées à partir de ratios correspondants aux mois ayant les vitesses de vent les plus faibles dans l'année. Enfin, on retrouve l'estimation de la production moyenne annuelle d'électricité. Elle est de 123 667 kWh soit un écart d'environ 0,4 % par rapport à la valeur calculée à l'aide du logiciel d'analyse RETScreen<sup>®</sup> (section 2.9).

Tableau 28 : Estimation de la production annuelle d'électricité pour le site de Pêcheries Gros-Cap

Données : Environnement Canada (68-76)				Estimations de la production, données 2003. Site de Pêcheries Gros-Cap		
Mois	V moy. (m/s)	Ratio	Ratio au cube	Juin 03 (kWh)	Juillet 03 (kWh)	Août 03 (kWh)
Janvier	10,19	1,18	1,64	13 912	16 571	17 768
Février	9,36	1,08	1,26	10 689	12 731	13 651
Mars	9,33	1,08	1,26	10 689	12 731	13 651
Avril	8,06	0,93	0,80	6 786	8 083	8 667
Mai	7,78	0,90	0,73	6 193	7 376	7 909
Juin	7,47	0,86	0,64	5 429	6 467	6 934
Juillet	7,14	0,83	0,57	4 835	5 759	6 175
Août	7,36	0,85	0,61	5 175	6 163	6 609
Septembre	7,72	0,89	0,70	5 938	7 073	7 584
Octobre	9,22	1,07	1,23	10 434	12 428	13 326
Novembre	9,69	1,12	1,40	11 876	14 146	15 168
Décembre	10,31	1,21	1,77	15 015	17 884	19 176
Moyenne	8,64	----	----	8 914	10 618	11 385
Moyenne mensuelle de référence (kWh/m)				8 483	10 104	10 834
Production annuelle établie par mois de référence (kWh)				106 971	127 412	136 618
Production annuelle (kWh)						123 667

## ANNEXE F TARIFICATION MOYENNE PUISSANCE (TARIF M) D'HYDRO-QUÉBEC<sup>94</sup>

La tarification *Moyenne puissance* (Tarif M) est un tarif mensuel sur la base de 30 jours qui s'applique à toute entreprise dont la puissance à facturer se situe entre 100 et 5 000 kW. Ce tarif est constitué d'un prix de base pour l'appel de puissance maximale durant la période facturée et d'une prime pour tout dépassement au-delà de 133,33 % de la puissance souscrite annuellement. Cette prime s'applique en période hivernale seulement, c'est-à-dire entre le 1 décembre et le 31 mars. À ce tarif s'ajoute la consommation d'énergie dont le tarif est constitué d'un prix pour une première tranche de 210 000 kWh consommée et d'un tarif réduit de 34,76% pour le reste de l'énergie consommée. Le tableau 29 illustre le Tarif M (actualisé) appliqué aux clients *Moyenne puissance* d'Hydro-Québec.

Tableau 29 : Tarif M d'Hydro-Québec en vigueur depuis le 1er avril 2006

Les premiers 210 000 kWh	4,20 ¢/kWh
Le reste de l'énergie consommée	2,74 ¢/kWh
La puissance appelée (facturée)	13,08 \$/kW
Prime pour l'excédent, au-delà du 133,33% de la puissance souscrite	14,01 \$/kW

Comme on peut le constater dans l'historique de consommation (tableaux 11 à 13, section 2.8.3), les activités de Pêcheries Gros-Cap se déroulent principalement l'été, soit

<sup>94</sup> [http://www.hydroquebec.com/affaires/moyen/sac/sac\\_facture\\_moypuis.shtml](http://www.hydroquebec.com/affaires/moyen/sac/sac_facture_moypuis.shtml). 24 septembre 2006.

d'avril à octobre. Notre client d'affaire n'est donc pas assujéti à la prime pour dépassement de la puissance souscrite. La puissance facturée sera alors calculée en fonction de la plus élevée des variables suivantes : puissance maximale appelée, qui correspond au maximum de la puissance réelle (en kW) ou à 90% de la puissance apparente (en kVA). De plus, notre client a une consommation inférieure à 210 000 kWh/mois. Deux exemples de calcul sont illustrés aux tableaux 30 et 31. L'exemple 1 illustre une facturation durant le fonctionnement de l'usine en période estivale. L'exemple 2 illustre une facturation en période hivernale alors que les opérations en usine sont en arrêt. Notons enfin, que la part de la consommation d'énergie versus l'appel de puissance est de 47 % sur le montant total de la facture.

Tableau 30 : Exemple de calcul d'une facture au tarif affaires – *Moyenne puissance* (tarif M) durant la période estivale

Exemple 1		
Données de facturation pour une période de 30 jours, du 22 juillet au 21 septembre 2001.		
Consommation	102 420 kWh	
Puissance souscrite de l'abonnement annuel	100 kW	
Puissance réelle	289,9 kW	
Puissance apparente	307,6 kVA	
Calcul des frais de puissance		
La puissance à facturer est établie en fonction de la puissance réelle, car elle est supérieure à 90 % de la puissance apparente (276,8 kVA) et à la puissance souscrite (100 kW).		
Prix de la puissance	13,08 \$/kW	
Frais de puissance (289,9 kW x 13,08 \$/kW)	3 791,89 \$	
% sur le montant total de la facture	46,9 %	
Calcul des frais d'énergie		
Prix de l'énergie consommée	4,20 ¢/kWh	
Frais d'énergie (102 420 kWh x 0,042\$/kWh)	4 301,64 \$	
% sur le montant total de la facture	53,1 %	
Montant total de la facture (taxes en sus)		
Frais de puissance	3 791,89 \$	
Frais d'énergie	4 301,64 \$	
Prime de dépassement	0 \$	
Montant total de la facture	8 093,53 \$	

Tableau 31 : Exemple de calcul d'une facture au tarif affaires – *Moyenne puissance* (Tarif M) durant la période hivernale

Exemple 2		
Données de facturation pour une période de 36 jours, en décembre et janvier.		
Consommation	41 760	kWh
Puissance souscrite de l'abonnement annuel	100	kW
Puissance réelle	95,0	kW
Puissance apparente	108,1	kVA
Calcul des frais de puissance		
La puissance à facturer est établie en fonction de la puissance souscrite, car elle est supérieure à 90 % de la puissance apparente (97,2 kVA) et à la puissance réelle (95 kW).		
Au prorata du nombre de jours de la période	36/30	
Prix de la puissance	13,08	\$/kW
Frais de puissance (100 kW x 36/30 x 13,08 \$/kW)	1 569,60	\$
% sur le montant total de la facture	47,2	%
Calcul des frais d'énergie		
Prix de l'énergie consommée	4,20	¢/kWh
Frais d'énergie (41 760 kWh x 0,042\$/kWh)	1 753,92	\$
% sur le montant total de la facture	52,8	%
Montant total de la facture (taxes en sus)		
Frais de puissance	1 569,60	\$
Frais d'énergie	1 753,92	\$
Prime de dépassement	0	\$
Montant total de la facture	3 323,52	\$

## ANNEXE G FEUILLE D'ANALYSE DE PROJET (RETSCREEN®) : CENTRALE ÉOLIENNE CHEZ PÊCHERIES GROS-CAP

RETScreen® est un logiciel normalisé développé à l'aide d'un classeur Microsoft® Excel comprenant six feuilles de calcul : l'introduction, le *modèle énergétique*, l'*Équipement*, l'*Analyse des coûts*, l'*Analyse des GES* et le *Sommaire financier*. L'estimation de la production énergétique de la centrale éolienne de Pêcheries Gros-Cap par le logiciel d'analyse RETScreen® est présentée dans à la feuille *modèle énergétique* (figure 87). On y remarque un tableau portant sur les *caractéristiques du site*, un tableau caractérisant les *paramètres du système* et le tableau de la *production annuelle d'énergie*. Plusieurs cases de ce tableau sont automatisées et le calcul de leur paramètre dépend de la feuille de calcul intitulée *Équipement* (figure 88). Sur cette feuille on retrouve le tableau des *caractéristiques de l'éolienne* et les courbes de *production éolienne*. C'est à cette étape que nous "personnalisons" notre feuille d'analyse en notant la valeur du facteur de forme dans le tableau des *caractéristiques de l'éolienne* (section 2.7, tableau 10) et les valeurs correspondantes à la courbe de puissance de la turbine éolienne (figure 89) dans le tableau des *données de la production éolienne*. À partir des données de ce dernier tableau, le logiciel illustre les *courbes de puissance et d'énergie* de la centrale éolienne (figure 90).

Comme nous l'avons déjà mentionné, l'un des grands intérêts de l'utilisation du logiciel d'analyse RETScreen<sup>®</sup> ce sont ses feuilles automatisées. L'*Analyse des GES* (figure 91), l'*Analyse des coûts* et le *Sommaire financier*. Malheureusement, pour ces deux dernières feuilles, il nous est impossible de faire une quelconque analyse puisque certains paramètres financiers nous sont inconnus. Disons simplement que dans une telle configuration, c'est-à-dire hors réseau et sans stockage d'énergie, le projet est déficitaire.

Figure 87 : Feuille du Modèle énergétique du projet Pêcheries Gros-Cap dans RETScreen®

Microsoft Excel - IM_RETSscreen 6,4.xls				
Fichier Edition Affichage Insertion Format Outils Données Fenêtre ? RETScreen				
Modèle énergétique RETScreen® - Projet de centrale éolienne				
Caractéristiques du site		Données	Notes/Plage	
Nom du projet		Pêcheries Gros Cap		
Lieu du projet		Iles de la Madeleine		
Station météorologique la plus proche du projet		Aéroport Iles de la Mac	<i>voir la base de données météorologiques</i>	
Vitesse moyenne annuelle du vent	m/s	8,3		
Hauteur de mesure du vent	m	12,0	3,0 à 100,0	
Coefficient de cisaillement du vent	-	0,21	0,10 à 0,25	
Vitesse du vent à 10 m	m/s	7,9		
Pression atmosphérique moyenne	kPa	103,0	60,0 à 103,0	
Température moyenne annuelle	°C	6	-20 à 30	
Paramètres du système		Données	Notes/Plage	
Type de réseau électrique	-	Réseau central		
Puissance nominale par éolienne	kW	35	<i>compléter la feuille Équipements</i>	
Nombre d'éoliennes	-	1		
Puissance éolienne installée	kW	35		
Hauteur du moyeu	m	15,0	6,0 à 100,0	
Vitesse du vent à hauteur du moyeu	m/s	8,7	3,0 à 15,0	
Pertes par effet de sillage	%	5%	0% à 20%	
Pertes par encrassement des pales et/ou verglas	%	2%	1% à 10%	
Autres pertes et causes d'arrêts	%	3%	2% à 7%	
Pertes diverses	%	2%	2% à 6%	
Production annuelle d'énergie		Données par éolienne	Données totales	Notes/Plage
Puissance éolienne installée	kW	35	35	
	MW	0,035	0,035	
Production énergétique non corrigée	MWh	132	132	
Coefficient de correction barométrique	-	1,02	1,02	0,59 à 1,02
Coefficient de correction thermique	-	1,04	1,04	0,98 à 1,15
Production énergétique brute	MWh	140	140	
Coefficient de pertes	-	0,89	0,89	0,75 à 1,00
Rendement spécifique	kWh/m²	1 301	1 301	150 à 1 500
Facteur de puissance de la centrale éolienne	%	40%	40%	20% à 40%
Énergie renouvelable fournie	MWh	124	124	
	kWh	123620	123620	<i>compléter la feuille Analyse des coûts</i>
Intro Modèle énergétique Équipements Analyse des coûts Analyse des GES Sommaire financier Feuille1 Feu				

Figure 88 : Feuille Équipements du projet Pêcheries Gros-Cap dans RETScreen®

Caractéristiques des équipements RETScreen® - Projet de centrale éolienne			
Caractéristiques des éoliennes		Données	Notes/Piège
Puissance nominale par éolienne	kW	35	<i>voir la base de données de produits</i>
Hauteur du moyeu	m	15,0	6,0 à 100,0
Diamètre du rotor	m	11	7 à 72
Surface balayée	m <sup>2</sup>	95	35 à 4 075
Manufacturier d'éoliennes		PGI	
Modèle d'éolienne		PGI 35	
Source de la courbe d'énergie	-	Personnalisée	distribution de Weibull
Facteur de forme	-	2,3	1,0 à 3,0

Vitesse du vent (m/s)	Courbe de puissance (kW)	Courbe d'énergie (MWh/an)
0	0,0	-
1	0,0	-
2	0,0	-
3	0,4	11,4
4	2,0	27,6
5	4,5	48,4
6	7,0	72,0
7	10,0	96,5
8	13,5	119,5
9	16,7	138,1
10	19,7	150,7
11	23,0	157,0
12	26,8	158,0
13	30,8	154,9
14	32,3	149,1
15	32,8	141,5
16	33,0	-
17	32,8	-
18	32,6	-
19	0,0	-
20	0,0	-
21	0,0	-
22	0,0	-
23	0,0	-
24	0,0	-
25	0,0	-

Figure 89 : Courbe de puissance de la turbine éolienne. Valeurs certifiées par le Groupe éolien de l'UQAR

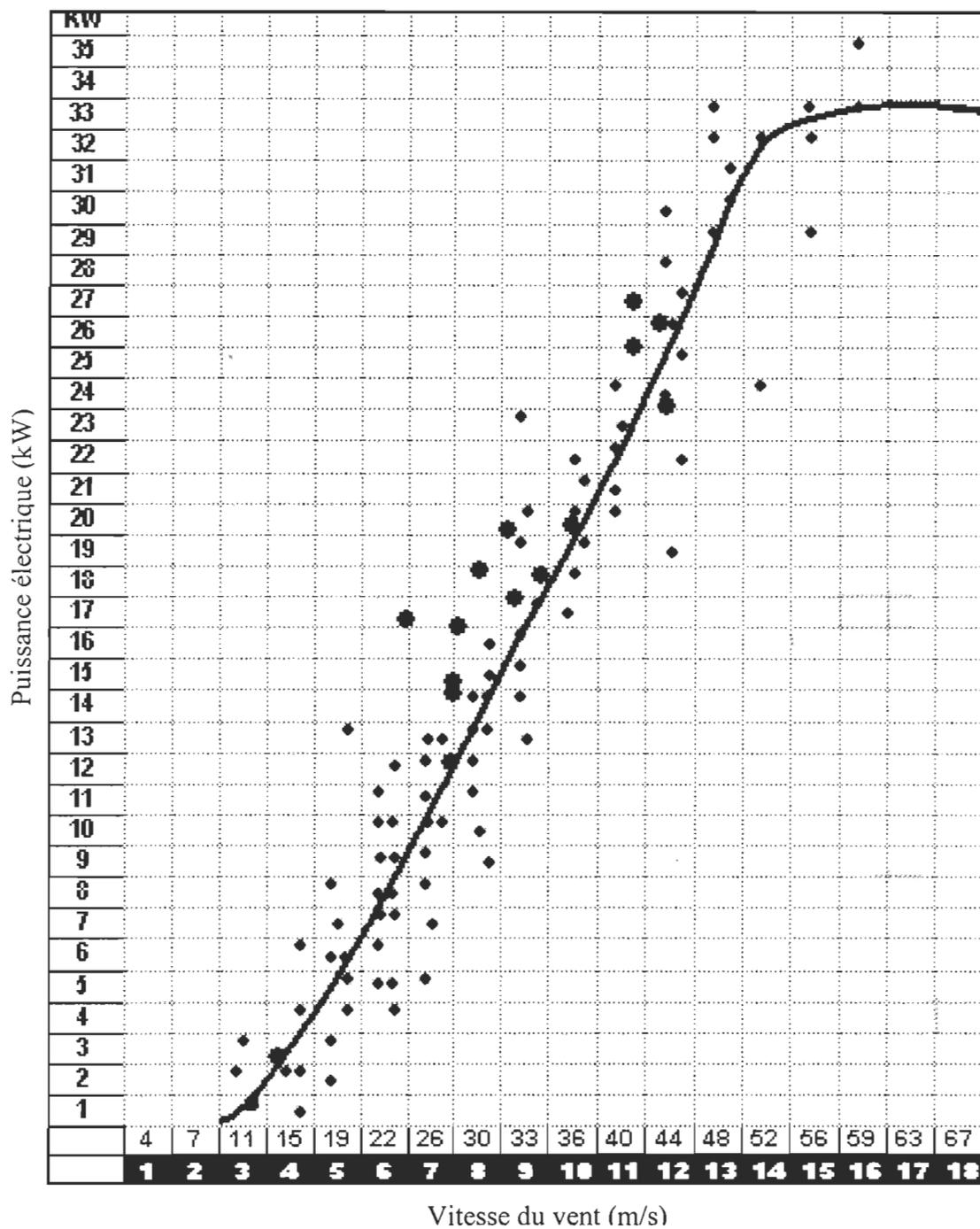


Figure 90 : Feuille Équipements : courbes de puissance et d'énergie produite par la centrale éolienne du projet Pêcheries Gros-Cap dans RETScreen®

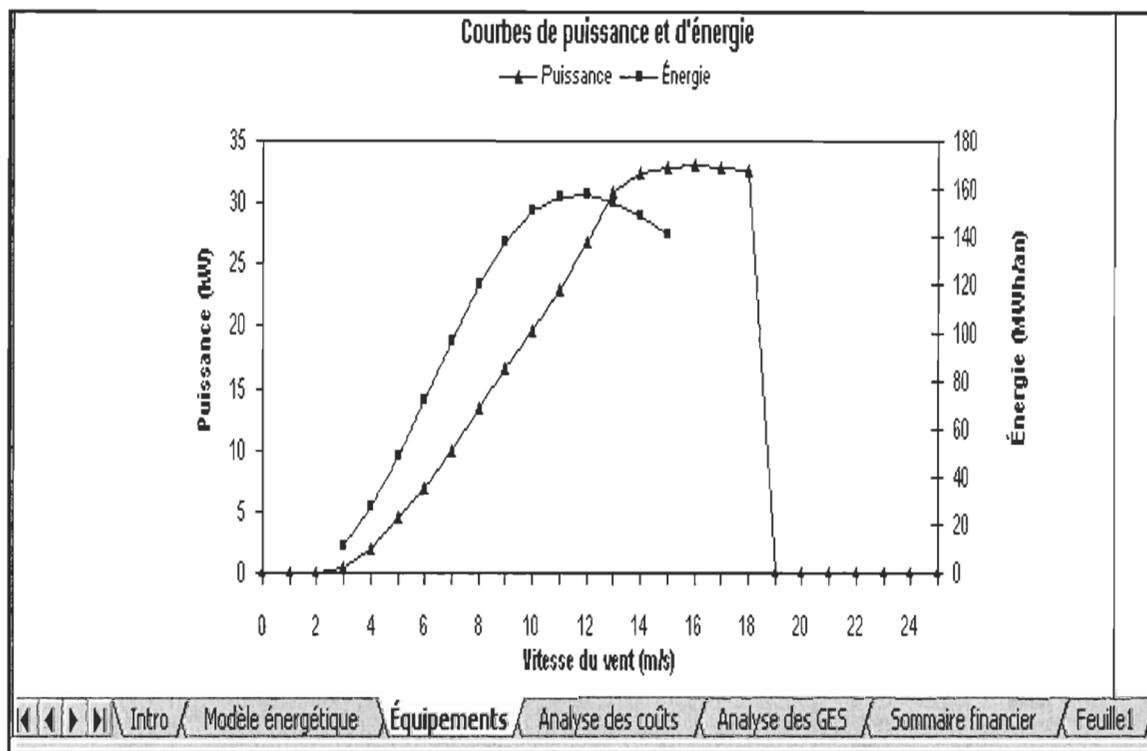


Figure 91 : Feuille d'Analyse des GES du projet Pêcheries Gros-Cap dans RETScreen®

Microsoft Excel - IlesMadelaine.xls

Echier Edition Affichage Insertion Format Outils Données Fenêtre ? RETScreen

Analyse des réductions d'émissions de gaz à effet de serre (GES) RETScreen® - Projet de centrale éolienne

Utiliser la feuille Analyse GES?  Type d'analyse

### Informations générales

**Informations sur le projet**

Nom du projet	Pêcheries Gros Cap	<b>Potentiel de réchauffement planétaire des GES</b>	
Lieu du projet	Iles de la Madeleine	1 tonne CH <sub>4</sub> =	21 tonnes CO <sub>2</sub> (IPCC 1996)
		1 tonne N <sub>2</sub> O =	310 tonnes CO <sub>2</sub> (IPCC 1996)

### Réseau électrique de référence

Mode de production	Proportion des modes (%)	Facteur d'émissions CO <sub>2</sub> (kg/GJ)	Facteur d'émissions CH <sub>4</sub> (kg/GJ)	Facteur d'émissions N <sub>2</sub> O (kg/GJ)	Rend. de conversion de l'énergie (%)	Pertes de transport et de distribution (%)	Facteur d'émissions GES (t <sub>CO2e</sub> /MWh)
Mazout #6	100,0%	77,4	0,0030	0,0020	30,0%	8,0%	1,018
Mélange d'électricité	100%	280,4	0,0109	0,0072		8,0%	1,018

### Centrale électrique proposée (atténuation)

Mode de production	Proportion des modes (%)	Facteur d'émissions CO <sub>2</sub> (kg/GJ)	Facteur d'émissions CH <sub>4</sub> (kg/GJ)	Facteur d'émissions N <sub>2</sub> O (kg/GJ)	Rend. de conversion de l'énergie (%)	Pertes de transport et de distribution (%)	Facteur d'émissions GES (t <sub>CO2e</sub> /MWh)
Centrale électrique Éolien	100,0%	0,0	0,0000	0,0000	100,0%	<input type="text" value="8,0%"/>	0,000

### Sommaire des réductions d'émissions de GES

	Facteur d'émissions de GES du cas de référence (t <sub>CO2e</sub> /MWh)	Facteur d'émissions de GES du cas proposé (t <sub>CO2e</sub> /MWh)	Énergie annuelle utile fournie (MWh)	Réduction annuelle d'émissions de GES (t <sub>CO2e</sub> /an)
Centrale électrique	1,018	0,000	114	116
			Réduction nette d'émissions de GES	t <sub>CO2e</sub> /an 116

compléter la feuille Sommaire financier

Intro / Modèle énergétique / Équipements / Analyse des coûts / Analyse des GES / Sommaire financier / Feuille1 / Feuille2 / Feuill