

# RECONSTITUTION DE SERIES HISTORIQUES DE PRODUCTION EOLIENNE

## Appel d'offres pour 2000 MW

Préparé pour  
Hydro-Québec Distribution

Par  
Hélimax Énergie inc.

Juin 2009



## IDENTIFICATION DU DOCUMENT

Numéro du projet :	643
Date d'émission :	18 Juin 2009
Version :	Finale
Statut du document :	Strictement confidentiel
Liste de circulation :	Hydro-Québec Distribution, copie interne d'Hélimax
Historique des révisions :	18 juin 2009 – Révision 2 (version publique purgée des données confidentielles) 18 juin 2009 – Révision 1 (modifications mineures au texte) 5 juin 2009 – Première publication

## CLAUSE D'EXONERATION DE RESPONSABILITE

Le présent rapport a été rédigé par Hélimax Énergie inc. (« Hélimax ») conformément à sa proposition et aux directives fournies par le « Client ». Les renseignements et l'analyse figurant aux présentes bénéficient uniquement au Client et aucune autre personne ne pourra s'y fier. Hélimax s'est strictement fondée sur les données actuellement disponibles et a exécuté les services conformément aux normes de diligence actuellement suivies par les cabinets d'experts conseils qui rendent des services de nature semblable. Malgré ce qui précède, ni Hélimax, ni les personnes agissant pour son compte ne font quelque déclaration ni ne donnent quelque garantie que ce soit, expresse ou tacite, i) ayant trait à la véracité, à l'exactitude ou à l'exhaustivité des renseignements figurant aux présentes élaborés par des tiers ou obtenus de ceux-ci, y compris du Client, ou ii) que l'utilisation des renseignements figurant aux présentes par le Client ne portera pas atteinte aux droits de propriété privée, notamment aux droits de propriété intellectuelle de quiconque. Le Client est seul responsable de l'interprétation et de l'utilisation des renseignements figurant aux présentes et de leur adaptation à sa situation particulière. Par conséquent, Hélimax n'assume aucune responsabilité quelle qu'elle soit ayant trait à tout dommage direct ou indirect ou toute autre obligation découlant de l'utilisation par le Client, des renseignements, des résultats, des conclusions ou de l'analyse figurant dans le présent rapport.

## TABLE DES MATIERES

1	INTRODUCTION .....	1
2	METHODOLOGIE DE LA RECONSTRUCTION DE DONNÉES SUR UN SITE DE PRODUCTION.....	2
3	LE MODELE CALMET .....	4
4	MESURES SUR LES SITES DE PRODUCTION.....	21
5	RESULTATS DES SIMULATIONS ET DE L'EXTRAPOLATION VERTICALE.....	23
6	METHODOLOGIE DE L'ESTIMATION DE LA PRODUCTION HORAIRE.....	34
7	RESULTATS .....	36
ANNEXE A	METHODOLOGIE D'ESTIMATION DES PERTES.....	39
ANNEXE B	DESCRIPTION DES PARAMETRES DE SIMULATION DES PERTES.....	41
ANNEXE C	COURBES DE PUISSANCE ET DE TRAINEE .....	42
ANNEXE D	CONFIGURATION DU PARC EOLIEN AGUANISH.....	46
ANNEXE E	CONFIGURATION DU PARC EOLIEN CLERMONT.....	47
ANNEXE F	CONFIGURATION DU PARC EOLIEN DE L'ÉRABLE .....	48
ANNEXE G	CONFIGURATION DU PARC EOLIEN DES MOULINS .....	49
ANNEXE H	CONFIGURATION DU PARC EOLIEN LAC ALFRED.....	50
ANNEXE I	CONFIGURATION DU PARC EOLIEN LE PLATEAU.....	52
ANNEXE J	CONFIGURATION DU PARC EOLIEN MASSIF DU SUD.....	53
ANNEXE K	CONFIGURATION DU PARC EOLIEN NEW-RICHMOND.....	54
ANNEXE L	CONFIGURATION DU PARC EOLIEN RIVIERE DU MOULIN.....	55
ANNEXE M	CONFIGURATION DU PARC EOLIEN SEIGNEURIE DE BEAUPRE 2 .....	57
ANNEXE N	CONFIGURATION DU PARC EOLIEN SEIGNEURIE DE BEAUPRE 3 .....	58
ANNEXE O	CONFIGURATION DU PARC EOLIEN STE-LUCE.....	59
ANNEXE P	CONFIGURATION DU PARC EOLIEN ST-RÉMI.....	60
ANNEXE Q	CONFIGURATION DU PARC EOLIEN ST-VALENTIN.....	61
ANNEXE R	CONFIGURATION DU PARC EOLIEN VENTS DU KEMPT.....	62
ANNEXE S	CHOIX FINAUX POUR LES CORRECTIONS DES SERIES.....	63

ANNEXE T	DESCRIPTION DES FICHIERS RESULTATS .....	67
ANNEXE U	PERTES DE CHAUFFAGE DES ENERCON : .....	68
ANNEXE V	PERTES TEMPERATURES FROIDES DES ENERCON .....	72
ANNEXE W	PERTES TEMPERATURES FROIDES DES REPOWER.....	73

## LISTE DES FIGURES

Figure 3-1 : Localisation des stations météorologiques d'EC, des radiosondes et du point NCEP dans la région de la Gaspésie.....	9
Figure 3-2 : Localisation des stations météorologiques d'EC, des radiosondes et du point NCEP dans la région de la Côte-Nord (Aguanish).....	10
Figure 3-3 : Localisation des stations météorologiques d'EC et du point NCEP dans la région du Centre-du-Québec.....	11
Figure 3-4 : Localisation des stations météorologiques d'EC et du point NCEP dans la région de la Montérégie.....	12
Figure 3-5 : Localisation des radiosondes dans la région du Centre-du-Québec et dans la région de la Montérégie.....	13
Figure 3-6 : Moyennes annuelles de la vitesse du vent (m/s) pour les stations de Port-Menier, Cape Whittle, Chevery, Havre-Saint-Pierre A, Heath Point, Île-aux-Perroquets et Natashquan A.....	14
Figure 3-7 : Moyennes annuelles de la vitesse du vent (m/s) pour les stations de Baie-Comeau A, Mont-Joli A, Pointe-des-Monts, Cap-Chat et Sept-Îles A.....	14
Figure 3-8 : Moyennes annuelles de la vitesse du vent (m/s) pour les stations de Miscou Island, Charlo A, Cap-d'Espoir, Cap-Madeleine et New-Carlisle.....	15
Figure 3-9 : Moyennes annuelles de la vitesse du vent (m/s) pour les stations de Québec Int'l A, Île d'Orléans, L'Étape, Cap Tourmente, La Tuque et Charlevoix MRC.....	15
Figure 3-10 : Moyennes annuelles de la vitesse du vent (m/s) pour les stations de Île Rouge, Pointe-Claveau, Rivière-du-Loup, Pointe-de-l'Islet et La Pocatière.....	16
Figure 3-11 : Moyennes annuelles de la vitesse du vent (m/s) pour les stations de Bagotville A, Cap-Rouge, Jonquière et La Baie.....	16
Figure 3-12 : Moyennes annuelles de la vitesse du vent (m/s) pour les stations de Roberval A, Mistook, Normandin et Onatchiway.....	17
Figure 3-13 : Moyennes annuelles de la vitesse du vent pour (m/s) les stations de Trois-Rivières, Beauceville, Lac Saint-Pierre, Nicolet, Deschambault et Lemieux.....	17
Figure 3-14 : Moyennes annuelles de la vitesse du vent (m/s) pour les stations de l'Île Charron, St-Jovite, L'Assomption, Varennes et Ste-Agathe-des-Monts.....	18
Figure 3-15 : Moyennes annuelles de la vitesse du vent (m/s) pour les stations de Frelighsburg, Mont-Orford, Sherbrooke A, Lac Memphrémagog et Lennoxville.....	18
Figure 3-16 : Moyennes annuelles de la vitesse du vent (m/s) pour les stations de McTavish, Montréal Int'l A, St-Hubert A, Ste-Anne-de-Bellevue, St-Anicet et L'Acadie.....	19
Figure 5-1 : Moyenne annuelle de la vitesse du vent (m/s) pour les 38 ans de simulation pour la région de la Gaspésie.....	26
Figure 5-2 : Moyenne annuelle de la vitesse du vent (m/s) pour les 38 ans de simulation pour la région d'Aguanish.....	27
Figure 5-3 : Moyenne annuelle de la vitesse du vent (m/s) pour les 38 ans de simulation pour la région du Centre du Québec.....	28
Figure 5-4 : Moyenne annuelle de la vitesse du vent (m/s) pour les 38 ans de simulation pour la région de la Montérégie.....	29
Figure 5-5 : Moyenne annuelle de la température (°C) pour les 38 ans de simulation pour la région de la Gaspésie.....	30
Figure 5-6 : Moyenne annuelle de la température (°C) pour les 38 ans de simulation pour la région d'Aguanish.....	31
Figure 5-7 : Moyenne annuelle de la température (°C) pour les 38 ans de simulation pour la région du Centre du Québec.....	32
Figure 5-8 : Moyenne annuelle de la température (°C) pour les 38 ans de simulation pour la région de la Montérégie.....	33

Figure 7-1 : Productions annuelles des parcs éoliens ..... 38

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau 3-1 : Données d'entrée du modèle CALMET pour chaque période de simulation pour la Gaspésie .....	5
Tableau 3-2 : Données d'entrée du modèle CALMET pour chaque période de simulation pour Aguanish .....	5
Tableau 3-3 : Données d'entrée du modèle CALMET pour chaque période de simulation pour le Centre-du-Québec .....	6
Tableau 3-4 : Données d'entrée du modèle CALMET pour chaque période de simulation pour la Montérégie.....	7
Tableau 4-1 : Période de comparaison entre les mesures et les simulations pour chaque site de production ....	22
Tableau 5-1 : Coefficients de détermination entre les simulations et les mesures .....	24
Tableau A-1 : Tirage aléatoire du nombre annuel de jours de gel .....	40

## 1 INTRODUCTION

Dans ses analyses sur l'intégration de la production éolienne, Hydro-Québec Distribution (« HQD » ou « Client ») requiert des données horaires lui permettant de reconstituer les puissances productibles dans son réseau électrique. Il est important pour HQD d'être en mesure d'estimer la production d'électricité provenant des 15 projets sous contrat, signés avec les promoteurs qui exploiteront les parcs éoliens dans les régions de la Gaspésie, Montérégie, Côte-Nord, Capitale Nationale, Centre-du-Québec, Chaudière-Appalaches et Bas-St-Laurent, de même que les variations horaires de cette production. Les données produites dans le cadre de ce mandat pourront être utilisées par le Client afin de mener des études sur les stratégies d'approvisionnement et les coûts d'intégration de la production éolienne.

Des modélisations ont été effectuées pour simuler la production en puissance des 2000 MW de parcs éoliens planifiés durant une période climatique rétrospective de 38 ans. L'intérêt du Client d'obtenir de telles données est lié à l'existence d'une information comparable pour la charge du réseau. Ainsi, il lui est possible de tenir compte de la coïncidence entre la charge et la production éolienne. La période de 38 ans, couvrant de décembre 1970 à décembre 2008 inclusivement, a été choisie afin de respecter l'historique climatique de référence, utilisé par Hydro-Québec Distribution, pour les fins de la prévision des besoins et de la planification des approvisionnements.

Les méthodes utilisées pour reconstituer des données avec un pas de temps horaire sur une période aussi longue que 38 ans ont fait appel à des méthodes originales proposées par Hélimax dans une précédente étude effectuée pour le compte du Client. La nature de la ressource éolienne, variable dans le temps et dans l'espace, ainsi que la qualité souvent variable des données de base ont posé des défis importants. Le produit de l'exercice ne représente donc pas un niveau de fiabilité équivalent à celui de la production mesurée ou à celui qui découlerait de mesures directes de vent sur les sites de production. Par ailleurs, les résultats des premières années sont moins fiables, puisque le nombre de stations météorologiques en exploitation dans les régions mentionnées ci-haut était plus faible et que les données recueillies ont fréquemment posé des problèmes de validité.

Ce document donne l'essentiel de la méthodologie et le résumé des résultats obtenus. Le document est constitué de deux parties. Dans un premier temps, la génération des données météorologiques en l'occurrence les vitesses, les directions du vent et la température ambiante est exposée dans les sections 2 à 5. Le calcul de la production en puissance des parcs éoliens sur la base des données météorologiques est ensuite présenté dans la section 6. Des graphiques résumant les résultats des simulations sont présentées dans la section 7. Les données ont quant à elles été fournies au Client sur un support numérique.



## 2 METHODOLOGIE DE LA RECONSTRUCTION DE DONNÉES SUR UN SITE DE PRODUCTION

Actuellement, il n'existe pas de méthodologie standard dans l'industrie éolienne qui permette de reconstruire, de manière précise et infaillible, un historique de production d'un parc éolien. Les méthodes utilisées s'appuient généralement sur des données recueillies par des stations météorologiques ayant un long historique de données.

Une des méthodes envisagées pour reconstituer un historique de production pour un parc éolien s'appuie sur l'utilisation conjointe des données mesurées sur site de production, à des hauteurs de 40 m et plus, et des données mesurées par les stations météorologiques d'Environnement Canada (« EC »), à une hauteur standard de 10 m. L'extrapolation des vitesses du vent sur le site de production est établie à partir du résultat de régressions linéaires entre les données mesurées sur le site de production et les données mesurées par les stations d'EC. Cette solution permet alors de reproduire un profil annuel des données climatologiques, avec l'inconvénient de voir le même profil annuel se reproduire sur 38 ans.

Dans le souci de reconstituer des séries chronologiques réalistes pour chacune des 38 années visées par l'étude, il est intéressant de se pencher sur des méthodes alternatives permettant d'extrapoler des données de stations météorologiques vers les sites de production à l'étude, par l'entremise de modèles physiques. Ainsi, les données générées par le modèle physique pourraient représenter une assez bonne approximation des conditions s'étant réellement produites, à chacune des heures, sur les sites de production. Cette approche a été déjà utilisée par HéliMAX dans le cadre d'un projet de reconstruction des données sur plusieurs sites de production en Gaspésie<sup>1</sup>.

La méthode appliquée repose sur le module météorologique CALMET<sup>2</sup> (ci-après « le modèle CALMET ») qui est utilisé pour générer des séries temporelles sur un site de production, à l'endroit d'un mât de mesure. Le modèle CALMET utilise les données d'entrée suivantes : les données de surface provenant de stations météorologiques (Environnement Canada ou autres) ayant un long historique de données (38 ans), les données de radiosondes recueillant de l'information de nature météorologique en altitude, les résultats de ré-analyses de NCEP et une carte de topographie et de rugosité. Le modèle CALMET est ainsi utilisé pour reproduire des séries chronologiques de données météorologiques sur un site de production à une hauteur de 10 m au dessus du sol et à une position géographique correspondante au mât de mesure représentatif des conditions de production sur un parc éolien. Les données météorologiques générées par le modèle CALMET sont : la vitesse du vent, la direction du vent et la température, à une résolution de 1,5 km. Si l'on compare avec la première étude menée pour la Gaspésie, on constate que la résolution utilisée pour la simulation n'est pas la même, car elle était autrefois de 200 m. Dans l'ancien projet, beaucoup moins de sites étaient à l'étude et ne couvraient qu'une petite partie du Québec. Les simulations pouvaient donc être faites sur des grilles plus petites avec des résolutions plus grandes. Par contre, pour la présente étude, un plus grand nombre de sites est à évaluer et ces derniers sont répartis sur un territoire beaucoup plus grand. Afin de limiter le temps de calcul, il a été décidé de prendre des domaines de simulation plus grands, avec une résolution plus faible et ainsi couvrir un plus grand nombre de parcs éoliens par simulation. L'impact que peut avoir une grille à plus faible résolution sur les résultats de la simulation a été contrôlé et minimisé par le fait que le modèle CALMET a été calibré par les données mesurées aux mâts météorologiques sur les sites de production.

---

<sup>1</sup> Rapport HéliMAX intitulé *Reconstitution de séries historiques 990MW*, révision 2 datée du 17 décembre 2008.

<sup>2</sup> CALMET est le module météorologique du modèle CALPUFF, ce dernier étant utilisé par la communauté scientifique pour l'analyse de la dispersion des polluants atmosphériques.

Ainsi, les 38 ans de données chronologiques sont générés par le modèle CALMET et ce pour les quinze parcs éoliens situés dans les différentes régions du Québec. Ces données sont ensuite corrigées et extrapolées à la hauteur du moyeu des éoliennes, qui est variable en fonction du parc éolien où se situent les turbines.

L'extrapolation verticale des vitesses de vent est obtenue en utilisant le profil logarithmique du vent défini par l'équation ci-dessous. Aucune hauteur de déplacement n'a été prise en compte dans les calculs.

$$U_z = \frac{u_*}{k} \operatorname{Ln}\left(\frac{Z-d}{z_0}\right)$$

où :

$U_z$ :	vitesse du vent horizontal à la hauteur $Z$ (m/s)
$u_*$ :	vitesse de friction (m/s)
$Z$ :	hauteur d'observation (m)
$z_0$ :	longueur de rugosité de la surface (m)
$k$ :	constante de von Karman ( $\approx 0,4$ )
$d$ :	déplacement au-dessus du sol (m)

Afin de reproduire le profil journalier et saisonnier des vitesses de vent au plus haut niveau de mesure, des coefficients d'extrapolation verticale différents sont calculés pour chacune des heures de la journée, chacun des mois de l'année, ainsi que pour chaque mât de mesure. Ainsi, le coefficient d'extrapolation verticale est présumé fixe d'une journée à l'autre à l'intérieur d'un même mois à une heure donnée, ainsi que d'une année à l'autre pour le même mois et la même heure de la journée. Il faut cependant noter que des filtres sont appliqués sur les données extrapolées, pour la majorité des sites, afin de mieux reproduire les vitesses du vent extrêmes et d'éviter la surestimation de ces dernières. Deux filtres distincts sont donc appliqués et celui qui donne de meilleurs résultats est retenu pour chaque site. Ces filtres sont détaillés en ANNEXE S.

Pour la majorité des sites, le résultat est d'abord corrigé en se basant sur les températures observées aux mâts de mesure. L'extrapolation verticale des données de température est ensuite réalisée en utilisant le gradient vertical de la température dans l'atmosphère standard<sup>3</sup>. La procédure de correction des températures est expliquée dans l'ANNEXE S. Ainsi, le tableau qui y est représenté permet d'identifier le choix du filtre qui a été retenu pour créer la série finale des vitesses du vent de chaque site. Il y est également mentionné si une correction de température a été réalisée ou non.

Par ailleurs, les variations de la direction du vent entre la hauteur de simulation (10 m) et la hauteur des moyeux (80 à 98 m) sont considérées non significatives. Par conséquent, les résultats générés au niveau de 10 m, par le modèle CALMET, ne sont pas corrigés et sont utilisés tels quels pour la représentation des directions du vent à hauteur des moyeux.

Dans le but de calculer la production du parc éolien, les nouvelles séries chronologiques ainsi obtenues sont insérées dans une fonction de transfert représentative de chacun des parcs éoliens. Chacun des parcs a été modélisé en tenant compte des effets de topographie, de la rugosité, de l'effet de sillage des éoliennes les unes sur les autres et de la variation de la densité de l'air en fonction de la température. Cette modélisation s'appuie sur l'utilisation du logiciel WindFarm. Finalement, les pertes typiques de production sont évaluées de manière détaillée et calculées indépendamment en fonction du type de perte et pour chaque site de production. Enfin, notons que selon la taille et la complexité topographique de chaque parc, de un à quatre mâts virtuels ont été simulés et ont été utilisés pour modéliser la production énergétique selon un moyennage par l'inverse des distances. Davantage de détails sont fournis sur la méthodologie utilisée dans la section 6.

<sup>3</sup> Le gradient vertical de la température est défini comme la variation de la température en fonction de la hauteur. La valeur du gradient vertical de la température dans l'atmosphère standard est 0,65 °C par 100 m.

### 3 LE MODELE CALMET

#### 3.1 Données d'entrées du modèle CALMET

Les données d'entrée utilisées pour exécuter le modèle CALMET sont les suivantes :

- Données météorologiques :
- Les données de surface provenant de stations météorologiques d'EC et de résultats de ré-analyses NCEP/NCAR en surface;
- Les mesures en altitude de radiosondes;
- Les données de mâts de mesures recueillies sur site ; et
- Une carte topographique et de rugosité à une résolution de 1 km.

Les mesures manquantes aux stations d'EC, telles que la couverture nuageuse, la hauteur du plafond nuageux et parfois la température, la pression atmosphérique et l'humidité ont été comblées avec des données provenant des résultats de ré-analyses de NCEP/NCAR.

Afin de maximiser le nombre de stations d'EC utilisées, trois périodes de simulation ont été définies pour chaque région :

Pour la région de la Gaspésie, les trois périodes distinctes sont de 1970 à 1984, de 1985 à 1995 et de 1996 à 2008.

Pour ce qui est de la région d'Aguanish, les périodes sont de 1970 à 1983, de 1984 à 1993 et de 1994 à 2008.

En ce qui concerne la région du Centre-du-Québec, les différentes périodes s'étalent de 1970 à 1993, de 1994 à 1997 et de 1998 à 2008.

Finalement, pour la région de la Montérégie, ces trois périodes sont de 1970 à 1993, de 1994 à 1998 et de 1999 à 2008.

Tel que présenté du Tableau 3-1 au Tableau 3-4, le nombre de stations météorologiques d'EC pour lesquelles des données sont disponibles est plus faible dans les années 70, 80 et début 90. En plus, les données alors recueillies sont de moins bonne qualité que celles couvrant la portion plus contemporaine de l'historique. Ainsi, les résultats obtenus pour la première portion de l'historique ne pourront être aussi fiables que ceux obtenus pour les années postérieures à 1993.

La Figure 3-1, la Figure 3-2, la Figure 3-3, la Figure 3-4 et la Figure 3-5 présentent la localisation des stations météorologiques d'EC, du point NCEP et des radiosondes utilisées dans cette étude.

À titre d'information, les moyennes annuelles des vitesses du vent enregistrées à chaque station d'Environnement Canada sont présentées aux Figures 3-2 à 3-16.

**Tableau 3-1 : Données d'entrée du modèle CALMET pour chaque période de simulation pour la Gaspésie**

Période de simulation	1970-1984	1985-1995	1996-2008
Stations EC	Baie-Comeau Mont-Joli Miscou Island Charlo	Baie-Comeau Mont-Joli Miscou Island Charlo Pointe-des-Monts Cap d'Espoir Cap Madeleine Port Menier	Baie-Comeau Mont-Joli Miscou Island Charlo Pointe-des-Monts Cap d'Espoir Cap Madeleine Port Menier New Carlisle Cap Chat
Point NCEP/NCAR données de surface	47,5 N, 67,5 O	47,5 N, 67,5 O	47,5 N, 67,5 O
Radiosondes	Caribou (USA)	Caribou (USA)	Caribou (USA) Sept-Îles

**Tableau 3-2 : Données d'entrée du modèle CALMET pour chaque période de simulation pour Aguanish**

Période de simulation	1970-1983	1984-1993	1994-2008
Stations EC	Natashquan Port-Menier Sept-Îles A	Havre-Saint-Pierre A Natashquan Port-Menier Sept-Îles A	Cape Whittle Chevery Havre-Saint-Pierre A Heath Point Île aux Perroquets Natashquan Port-Menier Sept-Îles A
Point NCEP/NCAR données de surface	50,0 N, 62,5 O	50,0 N, 62,5 O	50,0 N, 62,5 O
Radiosondes	Sept-Îles Goose Bay	Sept-Îles Goose Bay	Sept-Îles Goose Bay

**Tableau 3-3 : Données d'entrée du modèle CALMET pour chaque période de simulation pour le Centre-du-Québec**

Période de simulation	1970-1993	1994-1997	1998-2008
<b>Stations EC</b>	Québec Int'l A Bagotville A Roberval A	Québec Int'l A Bagotville A Roberval A Île d'Orléans L'Étape Cap-Rouge Cap-Tourmente Île Rouge Pointe Claveau Rivière-du-Loup Jonquière Mistook Normandin La Tuque	Québec Int'l A Bagotville A Roberval A Île d'Orléans L'Étape Cap-Rouge Cap-Tourmente Île Rouge Pointe Claveau Rivière-du-Loup Jonquière Mistook Normandin La Tuque Charlevoix (MRC) Pointe-de-l'Islet La Pocatière Onatchiway La Baie
<b>Point NCEP/NCAR données de surface</b>	47,5 N, 72,5 O	47,5 N, 72,5 O	47,5 N, 72,5 O
<b>Radiosondes</b>	Maniwaki	Gray (USA)	Gray (USA)

**Tableau 3-4 : Données d'entrée du modèle CALMET pour chaque période de simulation pour la Montérégie**

Période de simulation	1970-1993	1994-1998	1999-2008
<b>Stations EC</b>	Québec Int'l A Montréal Int'l A St-Hubert A Sherbrooke A Ste-Agathe-des-Monts	Île d'Orléans Québec Int'l A Trois-Rivières Beauceville Lac Saint-Pierre Frelighsburg Île Charron McTavish Mont-Orford Montréal Int'l A Nicolet St-Hubert A Sherbrooke A Lac Memphrémagog Ste-Anne-de-Bellevue St-Anicet L'Acadie St-Jovite Cap Rouge L'Assomption	Île d'Orléans Québec Int'l A Trois-Rivières Beauceville Lac Saint-Pierre Frelighsburg Île Charron McTavish Mont-Orford Montréal Int'l A Nicolet St-Hubert A Sherbrooke A Lac Memphrémagog Ste-Anne-de-Bellevue St-Anicet L'Acadie St-Jovite Cap Rouge L'Assomption Deschambault Lemieux Varennes Lennoxville
<b>Point NCEP/NCAR données de surface</b>	45,0 N, 72,5 O	45,0 N, 72,5 O	45,0 N, 72,5 O
<b>Radiosondes</b>	Maniwaki	Gray (USA)	Gray (USA)

Notes sur les données des stations météorologiques d'EC :

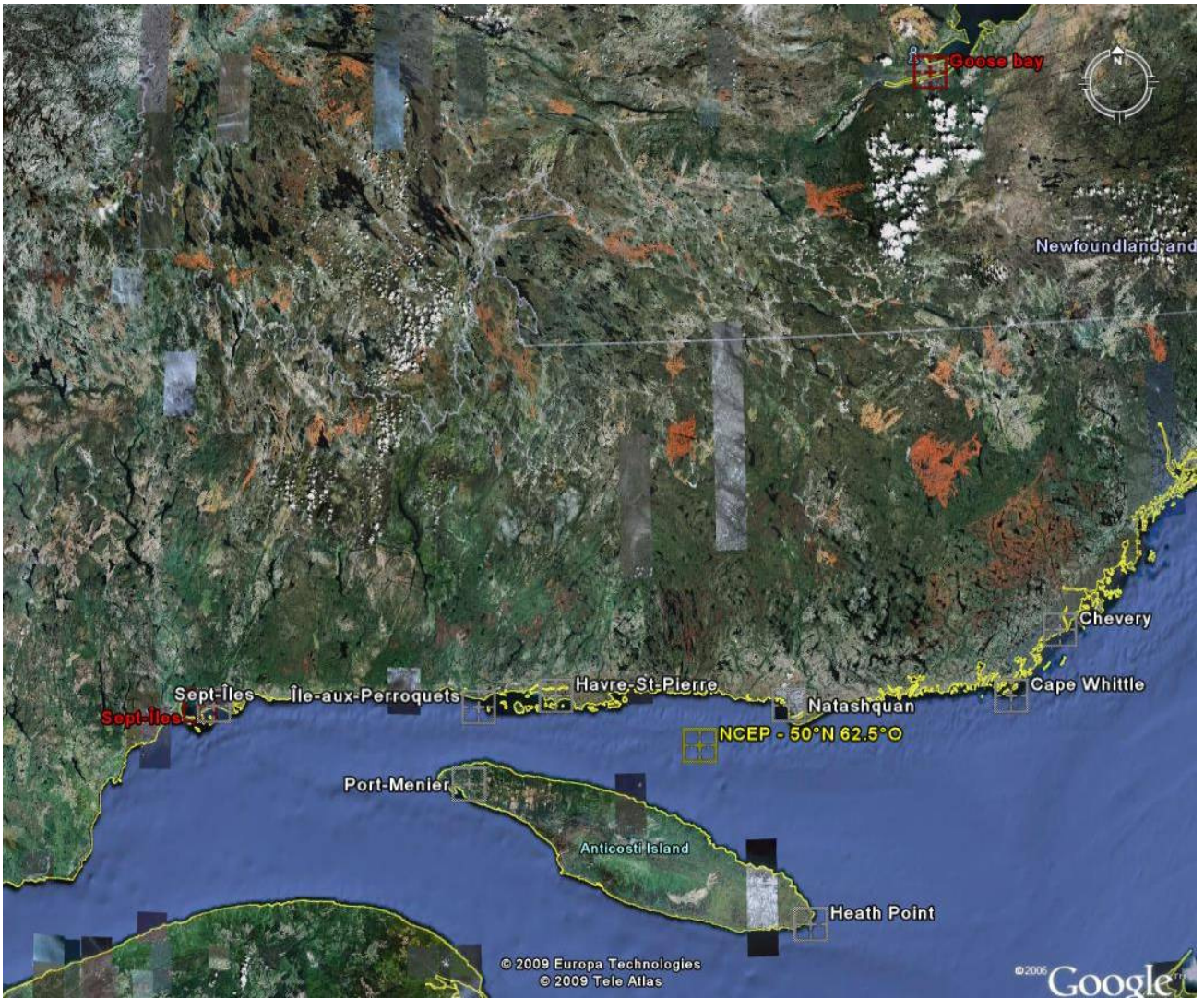
- Charlo :
  - mesures manquantes la nuit, entre 23 h et 5 h, entre 1991 et 2002;
  - la station arrête de fonctionner en mars 2003; aucune donnée à partir de cette date
  - elle est remplacée par une autre station en janvier 2004.
- Cap d'Espoir :
  - mauvais recouvrement pour l'année 1985;
  - données manquantes pour l'année 1987;
  - mauvais recouvrement pour l'année 1994
  - mauvais recouvrement pour les années 1995 et 2001;
- Port-Menier :
  - mesures manquantes la nuit entre 20 h et 6 h, entre 1970 et 1980;
  - mauvais recouvrement pour l'année 1998;
- New-Carlisle :
  - mauvais recouvrement pour l'année 2004;

- Cap-Madeleine :
  - mauvais recouvrement pour l'année 1985;
- Cape Whittle :
  - mauvais recouvrement pour les années 1996 à 1999 et 2007;
- Chevery :
  - mauvais recouvrement pour les années 1994, 1998 et 2006;
  - données manquantes pour les années 2007 et 2008 ;
- Heath Point :
  - mauvais recouvrement pour les années 2002 et 2004;
- Île-aux-Perroquets :
  - mauvais recouvrement pour l'année 1999;
- Natashquan A :
  - mesures manquantes la nuit entre 18 h et 4 h, entre 1970 et 1980;
- L'Étape :
  - mauvais recouvrement pour l'année 2006;
- Île Rouge :
  - mauvais recouvrement pour l'année 2004;
- Mistook :
  - mauvais recouvrement pour l'année 2001;
- Pointe-de-l'Islet :
  - mauvais recouvrement pour les années 1995 et 1998 à 2000;
- Lac Saint-Pierre :
  - mauvais recouvrement pour les années 1994 à 1999;
- Île Charron :
  - mauvais recouvrement pour les années 2005 à 2007;
  - données manquantes pour l'année 2008
- Mont-Orford :
  - mauvais recouvrement pour les années 1996 et 2007
  - données manquantes pour l'année 2008
- Lac Memphrémagog :
  - mauvais recouvrement pour les années 1998, 1999, 2003 et 2006;
- La Tuque :
  - données manquantes pour les années 1995 à 1999;
- Ste-Anne-de-Bellevue :
  - mauvais recouvrement pour les années 1996 à 1999 et 2007.

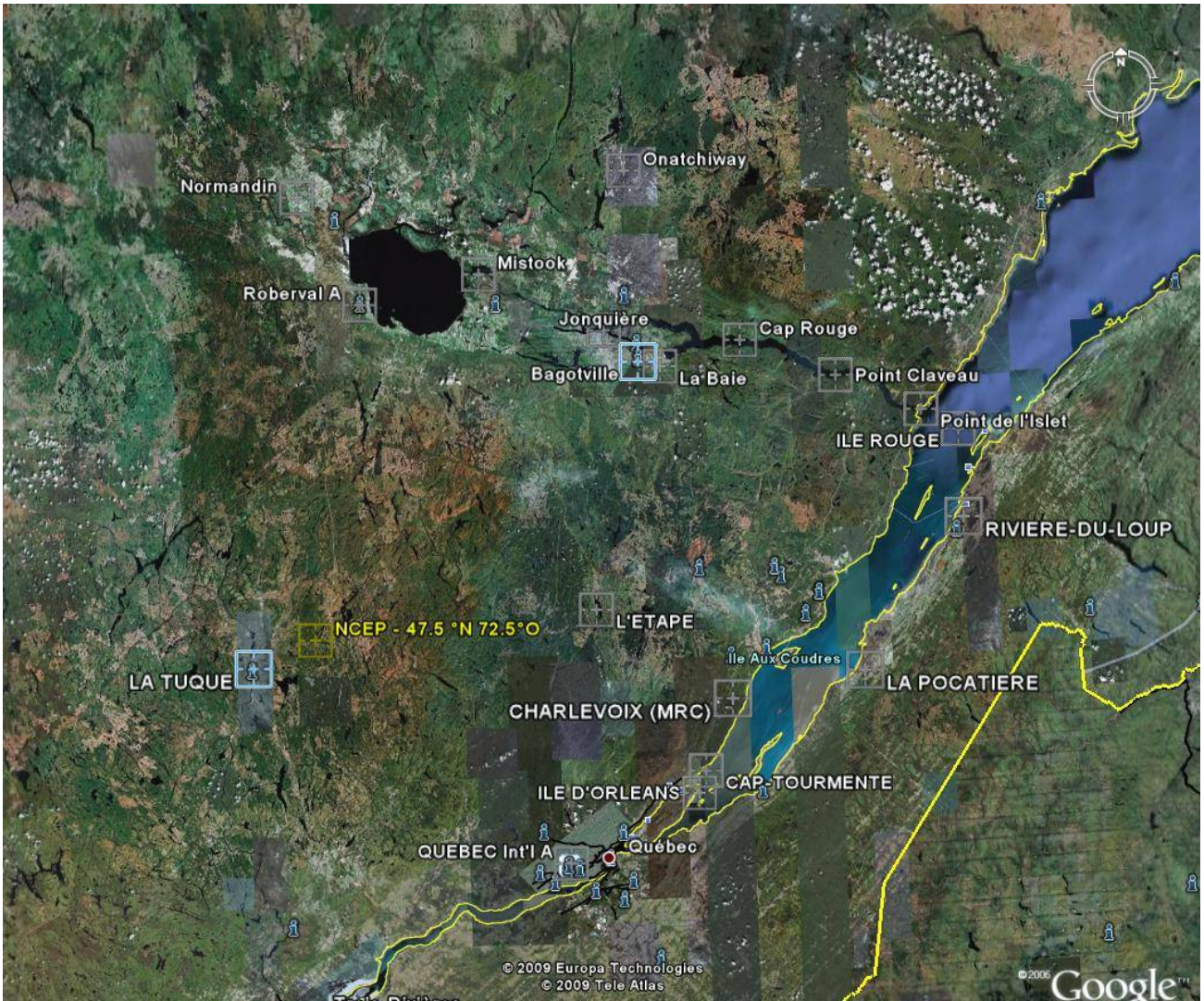


Figure 3-1 : Localisation des stations météorologiques d'EC, des radiosondes et du point NCEP dans la région de la Gaspésie





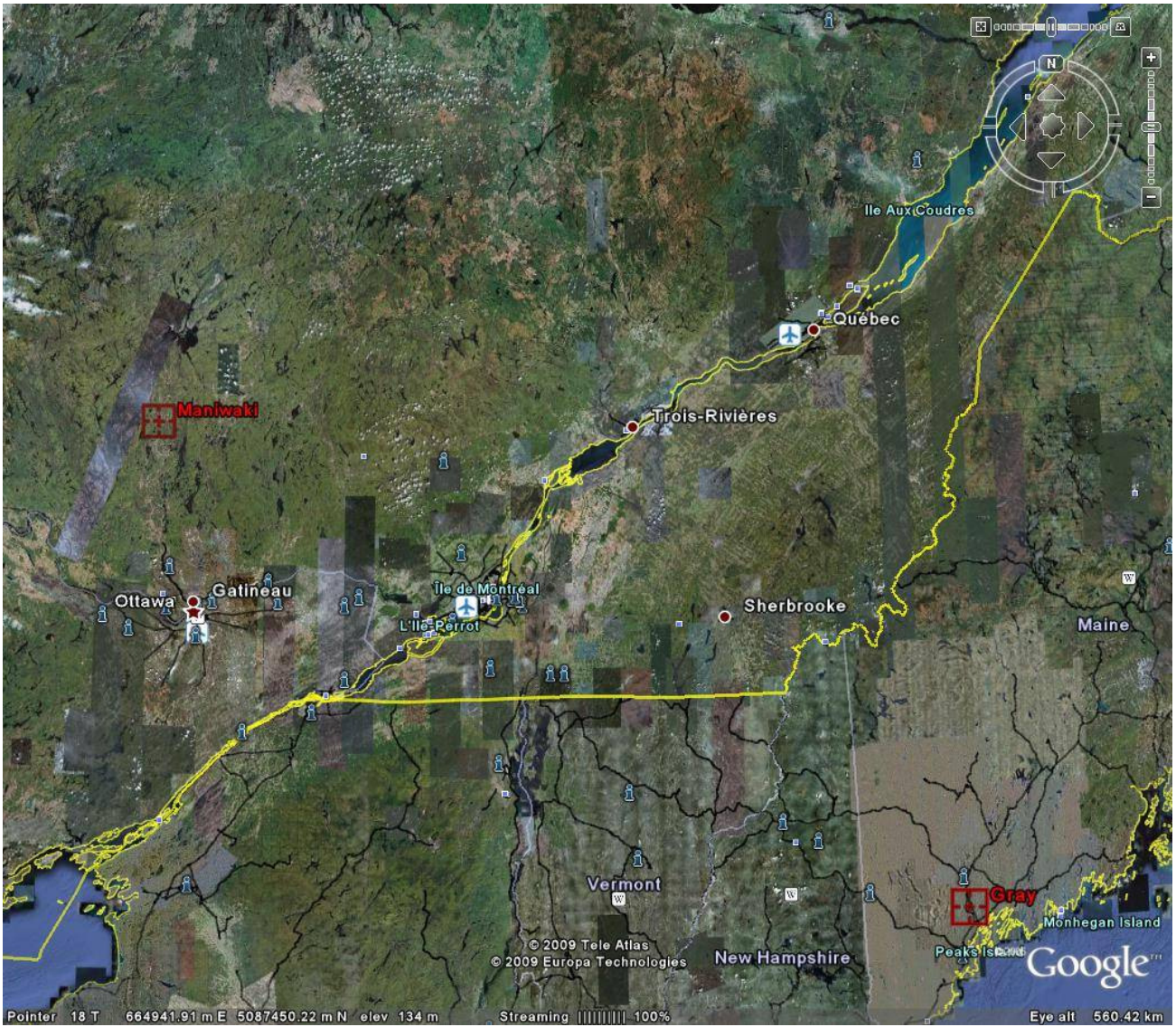
**Figure 3-2 : Localisation des stations météorologiques d'EC, des radiosondes et du point NCEP dans la région de la Côte-Nord (Aguanish)**



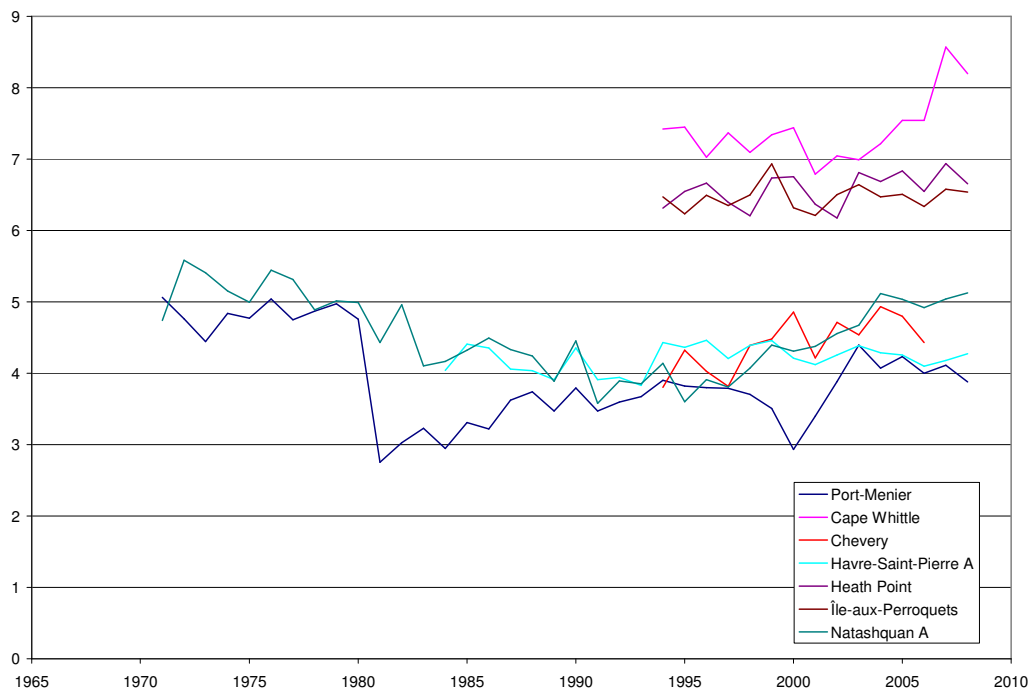
**Figure 3-3 : Localisation des stations météorologiques d'EC et du point NCEP dans la région du Centre-du-Québec**



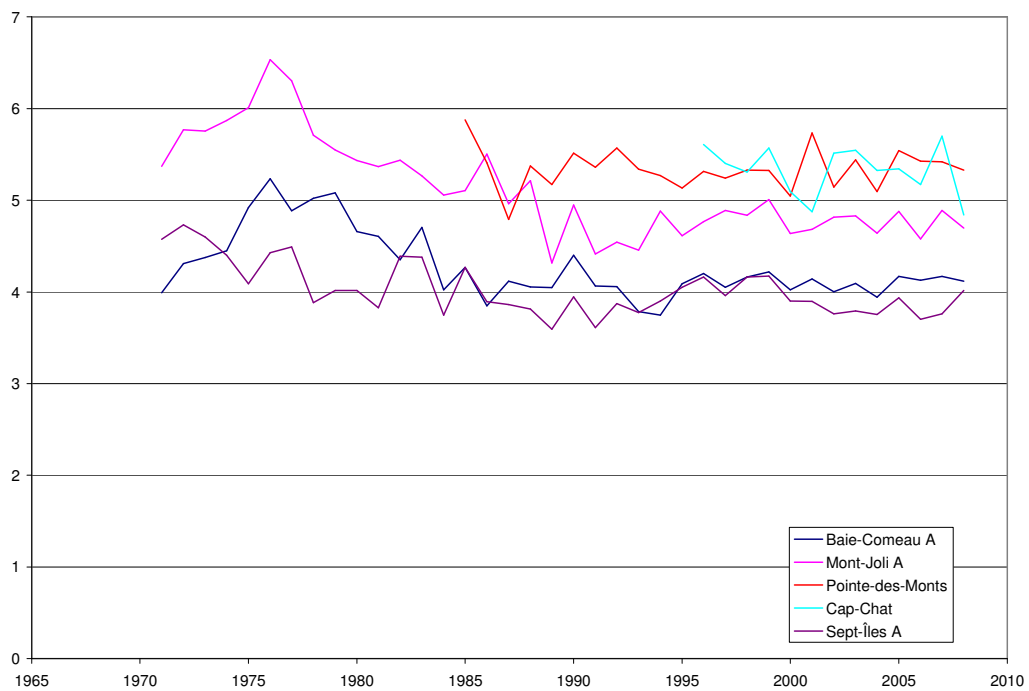
**Figure 3-4 : Localisation des stations météorologiques d'EC et du point NCEP dans la région de la Montérégie**



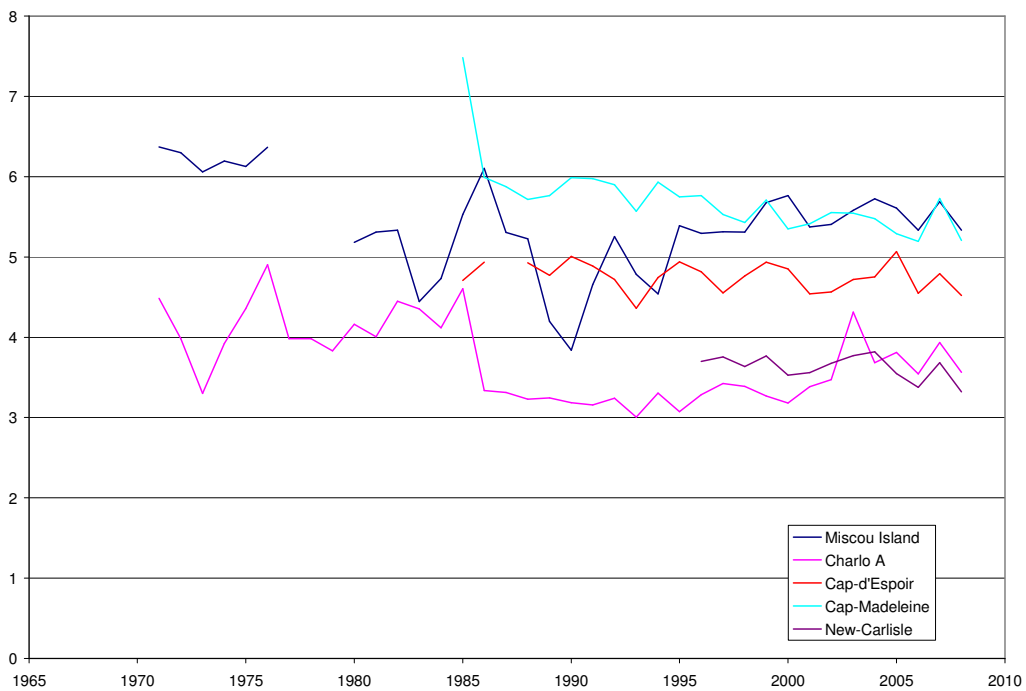
**Figure 3-5 : Localisation des radiosondes dans la région du Centre-du-Québec et dans la région de la Montérégie**



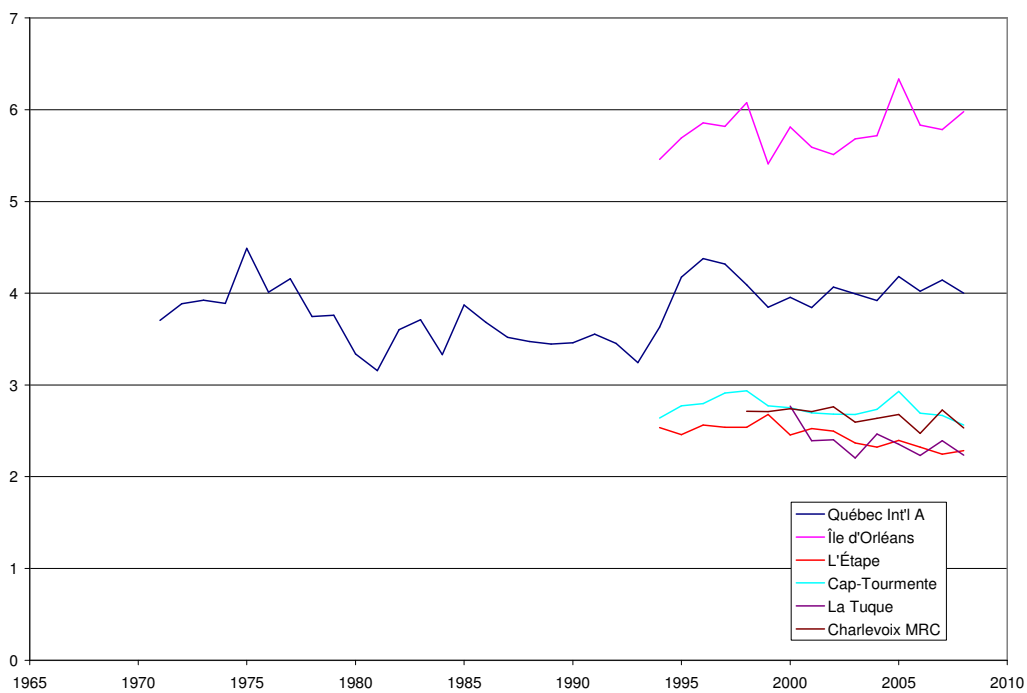
**Figure 3-6 : Moyennes annuelles de la vitesse du vent (m/s) pour les stations de Port-Menier, Cape Whittle, Chevery, Havre-Saint-Pierre A, Heath Point, Île-aux-Perroquets et Natashquan A**



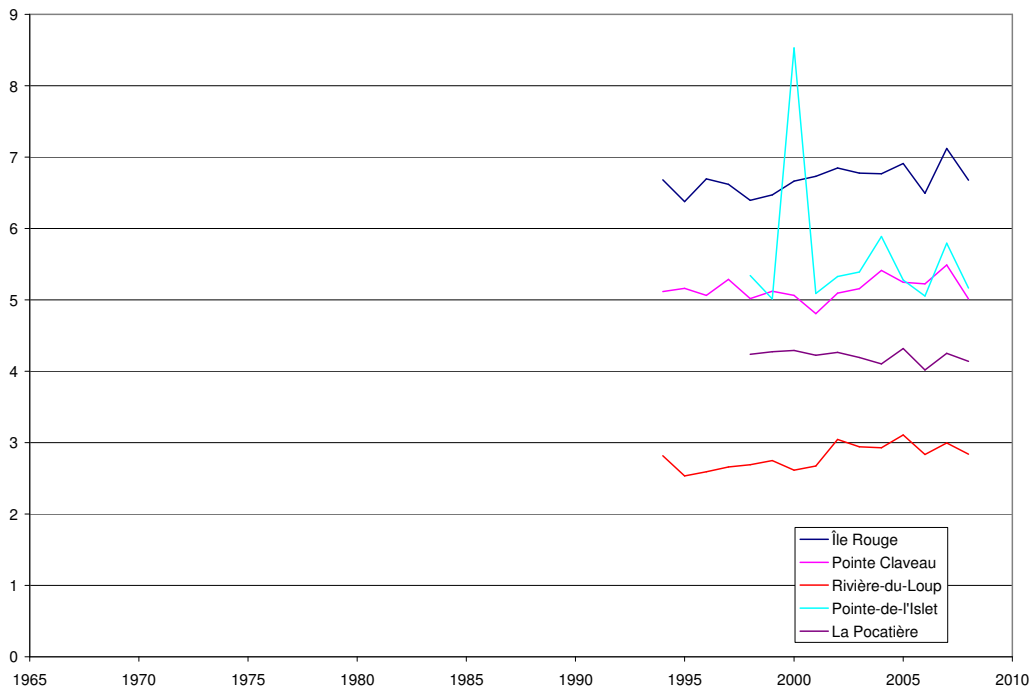
**Figure 3-7 : Moyennes annuelles de la vitesse du vent (m/s) pour les stations de Baie-Comeau A, Mont-Joli A, Pointe-des-Monts, Cap-Chat et Sept-Îles A**



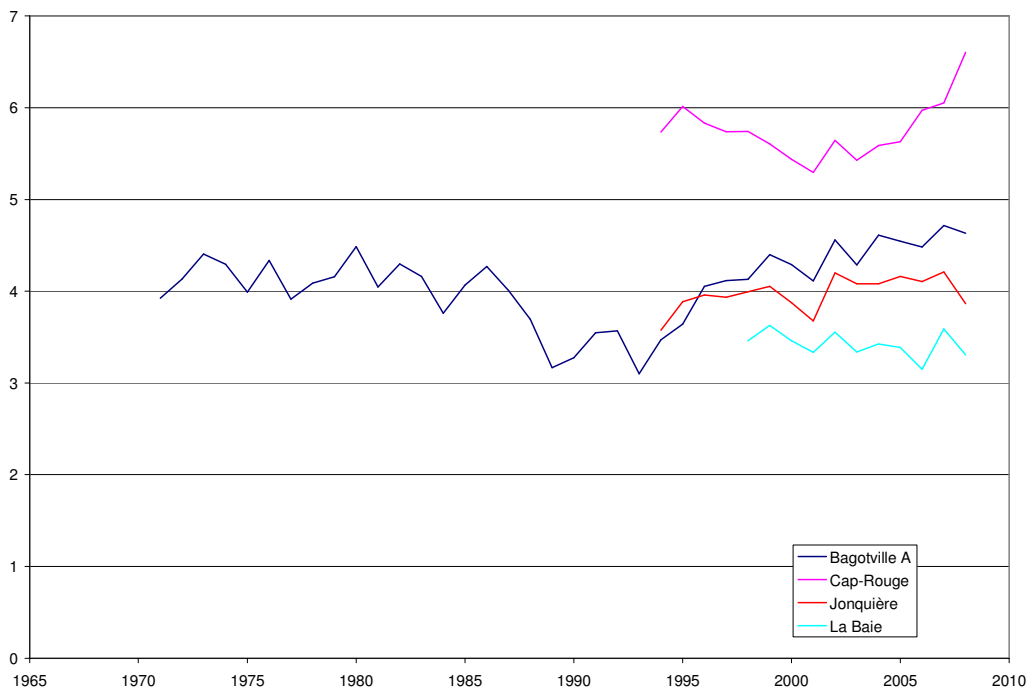
**Figure 3-8 : Moyennes annuelles de la vitesse du vent (m/s) pour les stations de Miscou Island, Charlo A, Cap-d'Espoir, Cap-Madeleine et New-Carlisle**



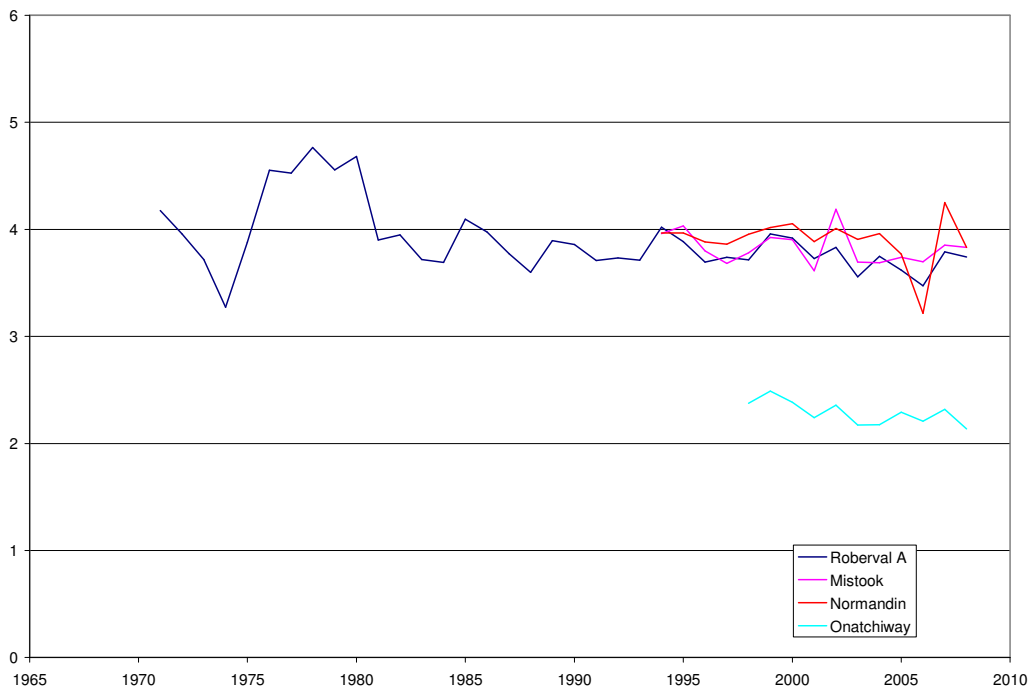
**Figure 3-9 : Moyennes annuelles de la vitesse du vent (m/s) pour les stations de Québec Int'l A, Île d'Orléans, L'Étape, Cap Tourmente, La Tuque et Charlevoix MRC**



**Figure 3-10 : Moyennes annuelles de la vitesse du vent (m/s) pour les stations de Île Rouge, Pointe-Claveau, Rivière-du-Loup, Pointe-de-l'Islet et La Pocatière**



**Figure 3-11 : Moyennes annuelles de la vitesse du vent (m/s) pour les stations de Bagotville A, Cap-Rouge, Jonquière et La Baie**

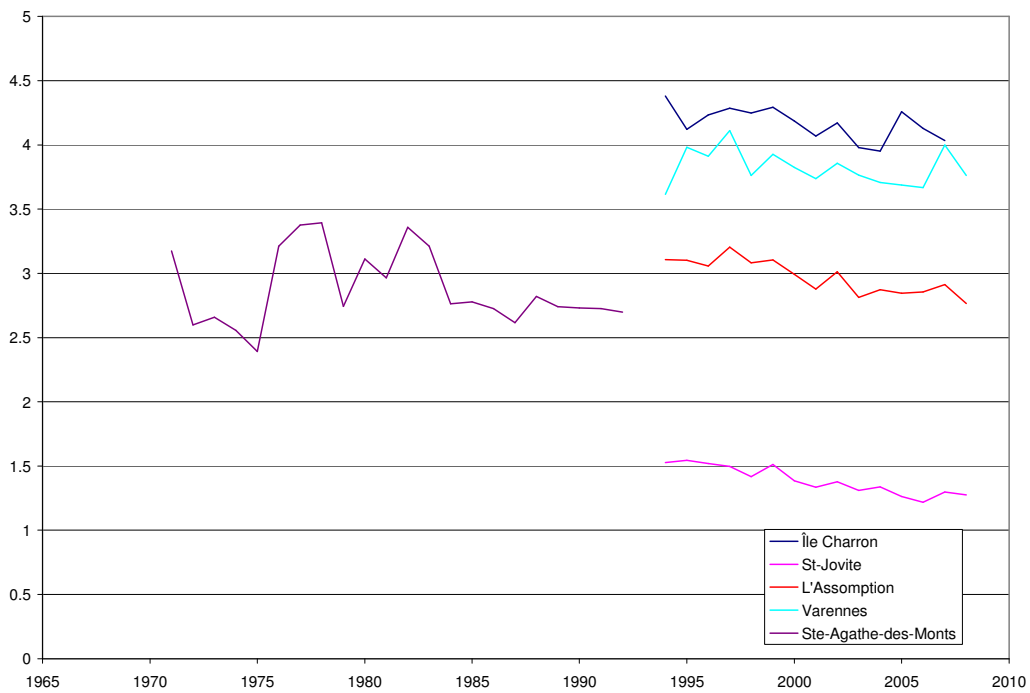


**Figure 3-12 : Moyennes annuelles de la vitesse du vent (m/s) pour les stations de Roberval A, Mistook, Normandin et Onatchiway**



**Figure 3-13 : Moyennes annuelles de la vitesse du vent pour (m/s) les stations de Trois-Rivières, Beauceville, Lac Saint-Pierre, Nicolet, Deschambault et Lemieux**

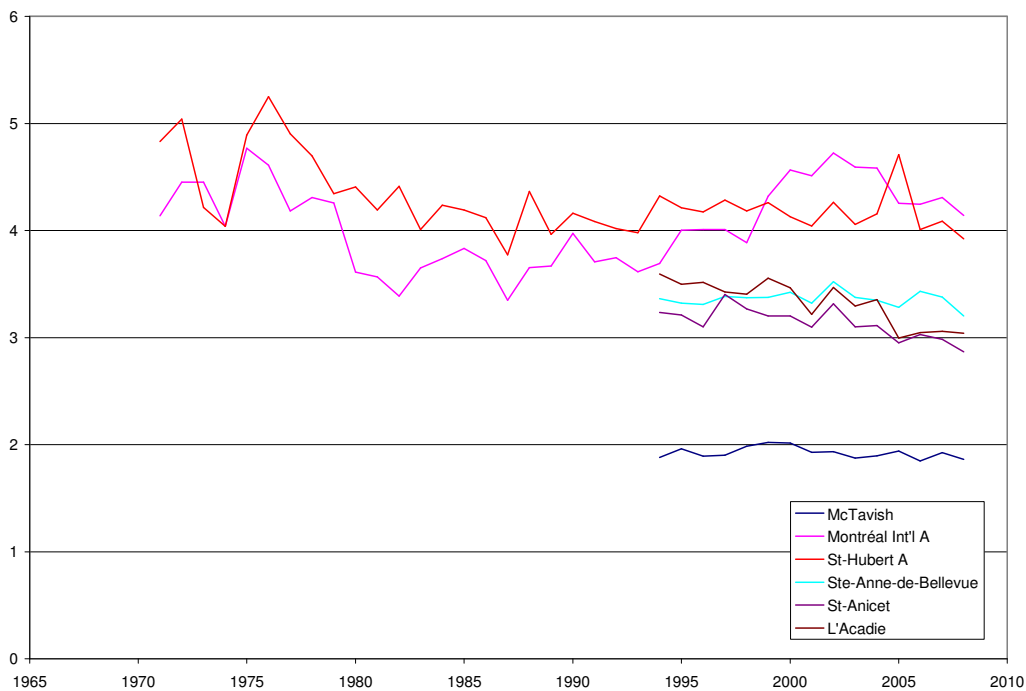




**Figure 3-14 : Moyennes annuelles de la vitesse du vent (m/s) pour les stations de l'Île Charron, St-Jovite, L'Assomption, Varennes et Ste-Agathe-des-Monts**



**Figure 3-15 : Moyennes annuelles de la vitesse du vent (m/s) pour les stations de Frelighsburg, Mont-Orford, Sherbrooke A, Lac Memphrémagog et Lennoxville**



**Figure 3-16 : Moyennes annuelles de la vitesse du vent (m/s) pour les stations de McTavish, Montréal Int'l A, St-Hubert A, Ste-Anne-de-Bellevue, St-Anicet et L'Acadie**

Dans les graphiques présentés ci-haut, il y a trois stations pour lesquelles on observe des pics anormaux de la vitesse du vent. En effet, ces pics sont observés en 1985 pour Cap-Madeleine, 1998 pour Lac Saint-Pierre et 2000 pour Pointe-de-l'Islet. Ils sont simplement dus au faible taux de recouvrement des données pour ces années bien précises.

Pour certaines autres stations, il y a parfois des années manquantes à l'intérieur des périodes de simulation. Les courbes de ces stations possèdent donc des trous de données à l'intérieur des graphiques. C'est justement le cas pour les stations de La Tuque entre 1995 et 1999, Chevery en 2007 et 2008, l'île Charron en 2008 et Mont-Orford en 2008.

Pour ce qui est de la station de Port-Menier, il faut mentionner qu'elle est été utilisée pour deux domaines de simulation, soit Aguanish et la Gaspésie. Or, elle est été utilisée à partir de 1970 pour Aguanish et 1985 pour la Gaspésie. Il faut savoir que cette station météorologique ne possède pas de données pendant le soir et la nuit entre 1970 et 1980. Étant donné que les stations météorologiques qui sont près d'Aguanish et qui ont des données à partir de 1970 sont très rares, on utilise tout de même la station de Port Menier pour ce domaine de simulation, à partir de 1970. Ainsi, les résultats obtenus de la simulation sont plus précis. Inversement pour la Gaspésie, comme il y a suffisamment de tours météorologiques dans la région qui ont des données à partir de 1970, on utilise la station de Port-Menier uniquement au moment où elle est en fonction toute la journée, donc dans la deuxième période de simulation, commençant en 1985. Dans la Figure 3-6, il y a d'ailleurs une différence dans la vitesse du vent, entre les périodes 1970 à 1980 et 1980 à 2008, qui est due à l'absence de données de nuit pour la première période, le vent soufflant généralement plus fort le jour que la nuit.

Finalement, la station du Lac Memphrémagog montre une chute de la vitesse du vent aux alentours de l'année 2002. À pareille date, les instruments de cette station météorologique ont été changés, ce qui explique probablement le comportement observé. Cette station météorologique a été utilisée dans les simulations de la Montérégie, mais étant relativement loin de tous les sites de production, l'impact qu'elle peut avoir sur les résultats des simulations est minime. Elle est utilisée uniquement dans le cas où les stations les plus proches

des sites de production n'ont pas de données valides, chose très rare après l'année 1994, les taux de recouvrement étant très bons sur la majorité des stations météorologiques.

## 4 MESURES SUR LES SITES DE PRODUCTION

Pour chaque site, un ou plusieurs mâts de mesure ont été sélectionnés comme étant représentatif du site de production. Une période d'un an ou deux, ayant le taux de recouvrement le plus élevé a été choisie pour calibrer le modèle CALMET, corriger les résultats portant sur la température, ainsi que pour calculer les coefficients d'extrapolation verticale.

Le Tableau 4-1 présente la liste des mâts de mesure utilisés et la période de comparaison correspondante. Il est à noter que pour la tour du Plateau IN21166, le recouvrement est très faible pour les mois de mars à juillet 2007. Ces mois ont donc été remplacés par ceux de 2008. En ce qui concerne le mât de Massif du Sud HQDM320, les mois de novembre et de décembre 2007 ont également un faible taux de recouvrement et ont été remplacés par les mois de novembre et décembre 2008.

Tableau 4-1 : Période de comparaison entre les mesures et les simulations pour chaque site de production

**CONFIDENTIEL**

## 5 RESULTATS DES SIMULATIONS ET DE L'EXTRAPOLATION VERTICALE

Pour chaque site de production, les simulations CALMET ont été réalisées sur des grilles d'une résolution de 1,5 km. À partir des simulations, les séries temporelles au point de grille le plus proche du mât sélectionné pour chaque site (voir le Tableau 3-1) ont par la suite été extraites.

Tel qu'expliqué à la section 2, les résultats du modèle CALMET à 10 m ont été extrapolés verticalement, afin de représenter les conditions prévalant à la hauteur du moyeu des éoliennes, conformément à la méthode exposée à la section 2.

Le Tableau 5-1 présente les coefficients de détermination  $R^2$  entre les séries chronologiques ajustées à la hauteur du moyeu des éoliennes et les mesures recueillies aux plus hauts niveaux des mâts météorologiques pour chaque site de production. Les coefficients de détermination ont été estimés à partir des données horaires.

**Tableau 5-1 : Coefficients de détermination entre les simulations et les mesures**

Site	R <sup>2</sup> vitesse de vent	R <sup>2</sup> direction	R <sup>2</sup> température
New-Richmond (H_Q9577)	0,54	0,75	0,97
Ste-Luce (H_Q0105)	0,72	0,84	0,99
Vents du Kempt (H_Q1157)	0,37	0,69	0,96
Le Plateau (H_Q1127)	0,37	0,69	0,94
Le Plateau (H_Q1166)	0,45	0,68	0,95
Lac Alfred (H_Q0006)	0,44	0,68	0,95
Lac Alfred (H_Q0007)	0,38	0,65	0,96
Lac Alfred (H_Q0008)	0,40	0,66	0,96
Lac Alfred (H_Q0015)	0,46	0,74	0,96
Aguanish (H_Q0001)	0,72	0,91	0,96
Clermont (H_QM321)	0,28	0,73	0,95
Seigneurie de Beauré 2 (H_Q1AII)	0,35	0,60	0,94
Seigneurie de Beauré 2 (H_QT25A)	0,35	0,66	0,95
Seigneurie de Beauré 3 (H_QT21A)	0,41	0,68	0,94
Seigneurie de Beauré 3 (H_QT22C)	0,40	0,64	0,96
Rivière du Moulin (H_Q0021)	0,34	0,77	0,96
Rivière du Moulin (H_Q0022)	0,42	0,80	0,97
Rivière du Moulin (H_Q0023)	0,29	0,73	N/A
Rivière du Moulin (H_Q0024)	0,34	0,74	0,96
Des Moulins (H_Q0731)	0,34	0,75	0,96
St-Rémi (H_Q1175)	0,69	0,90	0,99
St-Valentin (H_Q0034)	0,65	0,79	0,99
De l'Érable (H_Q1193)	0,40	0,75	0,96
Massif du Sud (H_QM319)	0,25	0,71	0,96
Massif du Sud (H_QM320)	0,34	0,70	0,96

Les figures 5-1 à 5-8 présentent les moyennes annuelles des séries chronologiques reconstituées de vent et de température pour l'ensemble de la période de 1971 à 2008.



**CONFIDENTIEL**

Figure 5-1 : Moyenne annuelle de la vitesse du vent (m/s) pour les 38 ans de simulation pour la région de la Gaspésie

**CONFIDENTIEL**

Figure 5-2 : Moyenne annuelle de la vitesse du vent (m/s) pour les 38 ans de simulation pour la région d'Aganish

**CONFIDENTIEL**

Figure 5-3 : Moyenne annuelle de la vitesse du vent (m/s) pour les 38 ans de simulation pour la région du Centre du Québec

**CONFIDENTIEL**

Figure 5-4 : Moyenne annuelle de la vitesse du vent (m/s) pour les 38 ans de simulation pour la région de la Montérégie

**CONFIDENTIEL**

Figure 5-5 : Moyenne annuelle de la température ( $^{\circ}\text{C}$ ) pour les 38 ans de simulation pour la région de la Gaspésie

**CONFIDENTIEL**

Figure 5-6 : Moyenne annuelle de la température (°C) pour les 38 ans de simulation pour la région d'Aganish

**CONFIDENTIEL**

Figure 5-7 : Moyenne annuelle de la température (°C) pour les 38 ans de simulation pour la région du Centre du Québec

**CONFIDENTIEL**

Figure 5-8 : Moyenne annuelle de la température (°C) pour les 38 ans de simulation pour la région de la Montérégie



## 6 METHODOLOGIE DE L'ESTIMATION DE LA PRODUCTION HORAIRE

### 6.1 Estimation de la production brute

Chacun des parcs a été modélisé par une table de puissance tenant compte de l'emplacement des éoliennes sur le site de production, des effets de topographie, de la rugosité, de sillage turbulent et de la variation de la densité de l'air en fonction de la température. Cette modélisation s'appuie sur l'utilisation du logiciel WindFarm. Les courbes de puissance sont fournies en annexe C, et les configurations de parcs utilisées sont listées à partir de l'annexe D jusqu'à l'annexe R.

Pour chaque parc, une table de puissance est déterminée pour chaque mat de référence utilisé dans le calcul de la production. Elle se présente comme un tableau à trois entrées correspondant à la vitesse et la direction du vent au mât extrapolées à la hauteur du moyeu, ainsi qu'à la température du site, supposée uniforme sur l'étendue d'un site de production.

Les données horaires météorologiques reconstituées fournies par les simulations pour chaque parc conduisent alors à des estimations de la puissance brute du parc en moyenne horaire  $P_B$ .

Lorsque plusieurs mâts de référence ont été utilisés pour le calcul du productible d'un parc donné, la production est calculée pour chacun des mâts puis pondérée pour chaque éolienne par la méthode de l'inverse des distances.

La production horaire brute  $E_B$  est ensuite estimée par un simple produit à partir de  $P_B$  :

$$E_B = P_B \times 1 \text{ heure}$$

À la demande du Client, ce calcul a été effectué pour tous les parcs et pour chaque heure du 1<sup>er</sup> décembre 1970 au 31 décembre 2008.

### 6.2 Estimation de la production nette

La production horaire nette  $E_N$  est calculée pour chaque heure du 1<sup>er</sup> décembre 1970 au 31 décembre 2008 à partir de la production brute  $E_B$  en considérant les pertes suivantes :

- $E_0$  : Pertes de chauffage (kWh) ;
- $P_1$  : Pertes électriques (%);
- $P_2$  : Pertes pour gel et glace (icing) (%);
- $P_3$  : Pertes pour températures froides (%);
- $P_4$  : Pertes pour températures chaudes (%);

selon la formule :

$$E_N = E_B \times \eta_1 \times \eta_2 \times \eta_3 \times \eta_4 - E_0$$

où :

$$\eta_i = 1 - P_i / 100 : \text{ Facteur de conversion brut/net pour les diverses pertes décrites ci-dessus}$$

La méthode de simulation des pertes est décrite en Annexe A.

Il est à noter que, à la demande du Client, les pertes dues, la non-disponibilité du réseau électrique de transport et de distribution d'Hydro-Québec n'ont pas été considérées.

En plus, les pertes dues, à la contamination des pales, à la dégradation des pales, aux pannes et à la maintenance des parcs éoliens n'ont pas fait l'objet d'une évaluation spécifique dans le cadre de la reconstitution des séries des parcs de l'appel d'offres de 2000 MW. Le Client a préféré appliquer lui-même les balises et paramètres que Hélimax a définis dans le rapport portant sur les parcs éoliens du 1<sup>er</sup> Appel d'offres. Le Client sera ainsi en mesure de tenir compte de l'âge qu'auront les parcs éoliens à certains horizons spécifiques qu'il définira pour les besoins de ses propres études.

L'information contenue dans le rapport sur la reconstitution des séries historiques portant sur les parcs éoliens du 1<sup>er</sup> Appel d'offres et la structure des fichiers fournis par Hélimax permettent au Client de recalculer ces pertes et de tenir compte du contexte dans lequel les données seront utilisées.

## 7 RESULTATS

Les résultats présentés dans cette section constituent un résumé succinct de l'ensemble des données fournies au Client sous format électronique. Les figures qui suivent présentent les moyennes annuelles des productions brutes et nettes. Il est à noter que les simulations sont initiées le 1<sup>er</sup> décembre 1970. Les productions présentées sur les figures qui suivent pour l'année 1970 correspondent donc à un seul mois et explique leur faible niveau relativement aux années suivantes.

Il est important de noter les éléments suivants lors de l'interprétation des résultats :

- Les productibles calculés dépendent fortement de la qualité des données météorologiques reconstituées. L'ensemble des incertitudes concernant les données historiques, en particulier entre 1970 et 1993, affectent fortement la précision des estimations de production.
- Les configurations de parcs utilisées dans cette étude (voir annexe) correspondent aux dernières données disponibles fournies par le client.
- Les courbes de puissances (Annexe C) et de traînée utilisées pour les modélisations sont des courbes transmises par le Client. Les courbes réelles des éoliennes après leur mise en service pourraient avoir des caractéristiques différentes.
- Les pertes utilisées pour l'estimation des productibles nets sont fournies à titre indicatif et ne sauraient remplacer une étude exhaustive et plus poussée. Aussi, conformément à ce qui est mentionné à la section 6.2, le Client doit appliquer lui-même les pertes associées à la contamination des pales, à la dégradation des pales, aux pannes et à la maintenance des parcs éoliens.

**CONFIDENTIEL**



**Figure 7-1 : Productions annuelles des parcs éoliens**

## ANNEXE A METHODOLOGIE D'ESTIMATION DES PERTES

Cette section fournit les éléments nécessaires à la simulation des pertes énergétiques. Les paramètres de simulation sont résumés à l'Annexe B.

### Pertes de chauffage

Les pertes de chauffage sont calculées en kWh pour chaque éolienne en fonction de la vitesse du vent et de la température du site. Les calculs sont effectués selon le modèle des turbines installées dans les sites.

Pour les Enercon :

Les pertes sont de -10kW par éolienne lorsque les deux conditions suivantes sont simultanément remplies :

- Les températures se situent entre -40 °C et 5 °C (voir Annexe U).
- Les vitesses sont inférieures à 2.5 m/s et supérieure au 25 m/s.

Pour les REpower

Les pertes sont calculées pour les MM82 et MM92 différemment selon les valeurs de la vitesse de démarrage et d'arrêt de chacune. On a distingué 4 cas de pertes par chauffage :

Cas 1 lorsque les températures sont comprises entre -32 °C et 0 °C et lorsque les vitesses sont inférieures à 3m/s pour les MM82 et 3.5m/s pour MM92.

Cas 2 lorsque les températures sont comprises entre -32 °C et 0 °C et lorsque les vitesses sont supérieures à 24m/s pour les MM82 et 25 m/s pour MM92.

Cas 3 lorsque les températures sont comprises entre -40 °C et -32 °C.

Cas 4 lorsque les températures atteignent -32 °C (qui représente la température d'arrêt des éoliennes) les pertes sont ajoutées jusqu'à ce que la température atteigne -30 °C (qui représente la température de démarrage des REpower MM82 et MM92)

Contrairement à tous les autres types de pertes, les pertes de chauffage sont calculées de façon absolue et ne sont pas exprimées en pourcentage de la production. Par conséquent, il est possible, dans des cas extrêmes de faibles vitesses et de basses températures, que la production nette du parc éolien soit négative.

### Pertes électriques

Les pertes électriques globales sont supposées constantes et égales à 2,50 % de la production instantanée.

### Pertes liées aux périodes de gel et à la glace (icing)

Les périodes de gel sont déterminées par tirages aléatoires de journées entières durant les mois de décembre, janvier, février et mars de chaque année et en accord avec les conditions propices à l'apparition de gel (voir référence au Tableau A-1). Ce nombre d'occurrences est ajusté de manière à produire les pourcentages des pertes fournies par le Client (Voir Tableau A-1).

**Tableau A-1 : Tirage aléatoire du nombre annuel de jours de gel**

Parc éolien	Loi tirage aléatoire	Moyenne annuelle de jours de gel	Pertes annuelles de glace/gel <sup>4</sup> [%]
Aguanish	Gaussienne	11.5	2.0
Clermont	Gaussienne	31.5	5.5
De L'Érable	Gaussienne	7.5	1.3
Des Moulins	Gaussienne	11.5	2.0
Lac Alfred	Gaussienne	20.0	3.5
Le Plateau	Gaussienne	17.3	3.0
Massif Du Sud	Gaussienne	26.0	4.5
New Richmond	Gaussienne	13.1	2.3
Rivière Du Moulin	Gaussienne	32.0	5.5
Seigneurie de Beaupré 2	Gaussienne	25.0	4.3
Seigneurie de Beaupré 3	Gaussienne	24.0	4.3
Sainte-Luce	Gaussienne	10.0	1.8
Saint-Rémi	Gaussienne	0.5	0.1
Saint-Valentin	Gaussienne	8.7	1.5
Vent Du Kempt	Gaussienne	7.5	1.3

Durant les périodes de gel, on considère une perte totale pour la moitié des éoliennes et une dégradation de 25 % des performances des éoliennes restantes; soit une perte globale de 62,5 %.

### Pertes liées aux températures trop basses

Les pertes liées aux températures froides ont été estimées selon le modèle de l'éolienne comme suit :

Pour les Enercon (E74-E4 et E82) :

Le taux de pertes est de 95% lorsque les températures sont comprises entre -30°C et -40°C, et le taux devient 100% lorsque les températures se trouvent en dessous de -40°C.

Pour les REpower (MM82 et MM92) :

La machine s'arrête lorsque les températures atteignent -32°C et elles reprennent lorsque les températures augmentent à -30°C, le taux de perte pour ce cas est de 100%

### Pertes liées aux températures trop élevées

Les éoliennes sont à l'arrêt à des températures supérieures à +40°C pour les Enercon (E74-E4 et E82) et +35°C pour les REpower (MM82 et MM92). Lorsque ce type d'événement survient le taux de perte est de 100%.

<sup>4</sup> Les données des pourcentages des pertes de glace/gel sont fournies par le client.

## ANNEXE B DESCRIPTION DES PARAMETRES DE SIMULATION DES PERTES

Description des paramètres de simulation des pertes

Type de perte	Valeur relative	Distribution annuelle	Références
Électrique (lignes, transformateurs, etc.)	2,5 %	Uniforme	Expérience d'Hélimax
Chauffage	Voir Annexes U et W	Selon vitesses et températures	Documents publics et fournis par le Client "Auxiliary consumption of ENERCON, WECs E-70 and E-82 at low temperatures" (Voir Annexe U et Annexe W).
Glace (Icing) (arrêts, pertes de performances)	62,5 %	Aléatoire de décembre à mars de chaque année	<i>Estimating the hazard of ice accretion in Canada from climatological data</i> , McKay & Thomson, Journal of Applied Meteorology, 1969, Vol. 8, pp. 927-935. <i>Cold Weather Wind Turbine Operation</i> , Présentation GE Wind Energy. Natural Resources Canada, 12 fév. 2004
Températures (Arrêt total ou réduction de production pour températures extrêmes)	95% à 100 %	Selon température et modèles des éoliennes	Documents fournis par le Client pour les Enercon "ENERCON Cold Climate Characteristics" (Voir Annexe V) et communications et correspondances par email pour les REpower (voir Annexe W)



## ANNEXE C COURBES DE PUISSANCE ET DE TRAÎNÉE

Courbes de puissance et de traînée de l'Enercon E70 E4<sup>5</sup>

VITESSE DU VENT (m/s)	PUISSANCE (kW)	COEFFICIENT DE TRAÎNÉE
1	0	0.000
2	2	0.764
3	18	0.763
4	56	0.768
5	127	0.767
6	240	0.768
7	400	0.772
8	626	0.771
9	892	0.767
10	1223	0.766
11	1590	0.760
12	1900	0.744
13	2080	0.688
14	2230	0.479
15	2300	0.371
16	2310	0.299
17	2310	0.245
18	2310	0.205
19	2310	0.173
20	2310	0.148
21	2310	0.129
22	2310	0.113
23	2310	0.100
24	2310	0.089
25	2310	0.080

<sup>5</sup> Le tableau est fourni par le fabricant pour une densité de l'air de 1,225 kg/m<sup>3</sup>.

**Courbes de puissance et de traînée de l'Enercon E82<sup>6</sup>**

VITESSE DU VENT (m/s)	PUISSANCE (kW)	COEFFICIENT DE TRAÎNÉE
1	0	0.000
2	3	0.786
3	25	0.782
4	82	0.781
5	174	0.782
6	321	0.781
7	532	0.778
8	815	0.777
9	1180	0.777
10	1612	0.778
11	1890	0.779
12	2000	0.777
13	2050	0.675
14	2050	0.473
15	2050	0.366
16	2050	0.294
17	2050	0.242
18	2050	0.202
19	2050	0.171
20	2050	0.146
21	2050	0.126
22	2050	0.110
23	2050	0.097
24	2050	0.086
25	2050	0.077

<sup>6</sup> Le tableau est fourni par le fabricant pour une densité de l'air de 1,225 kg/m<sup>3</sup>.

**Courbes de puissance et de traînée du REpower MM82<sup>7</sup>**

VITESSE DU VENT (m/s)	PUISSANCE (kW)	COEFFICIENT DE TRAÎNÉE
2	0	0.00
3	0	0.00
4	64	0.87
5	159	0.79
6	314	0.79
7	511	0.79
8	767	0.79
9	1096	0.78
10	1439	0.72
11	1700	0.63
12	1912	0.51
13	2000	0.38
14	2000	0.30
15	2000	0.24
16	2000	0.19
17	2000	0.16
18	2000	0.13
19	2000	0.11
20	2000	0.10
21	2000	0.09
22	2000	0.08
23	2000	0.07
24	2000	0.06
25	2000	0.05

<sup>7</sup> Le tableau est fourni par le fabricant pour une densité de l'air de 1,225 kg/m<sup>3</sup>.

**Courbes de puissance et de traînée du REpower MM92<sup>8</sup>**

VITESSE DU VENT (m/s)	PUISSANCE (kW)	COEFFICIENT DE TRAÎNÉE
2	0	0.00
3	20	0.98
4	94	0.87
5	205	0.79
6	391	0.79
7	645	0.79
8	979	0.79
9	1375	0.74
10	1795	0.69
11	2000	0.54
12	2000	0.39
13	2000	0.29
14	2000	0.23
15	2000	0.19
16	2000	0.15
17	2000	0.13
18	2000	0.11
19	2000	0.09
20	2000	0.08
21	2000	0.07
22	2000	0.06
23	2000	0.06
24	2000	0.05

<sup>8</sup> Le tableau est fourni par le fabricant pour une densité de l'air de 1,225 kg/m<sup>3</sup>.

## ANNEXE D CONFIGURATION DU PARC EOLIEN AGUANISH

Les coordonnées des éoliennes<sup>9</sup> sont présentées dans le système de coordonnées UTM Zone 20, Nad83.

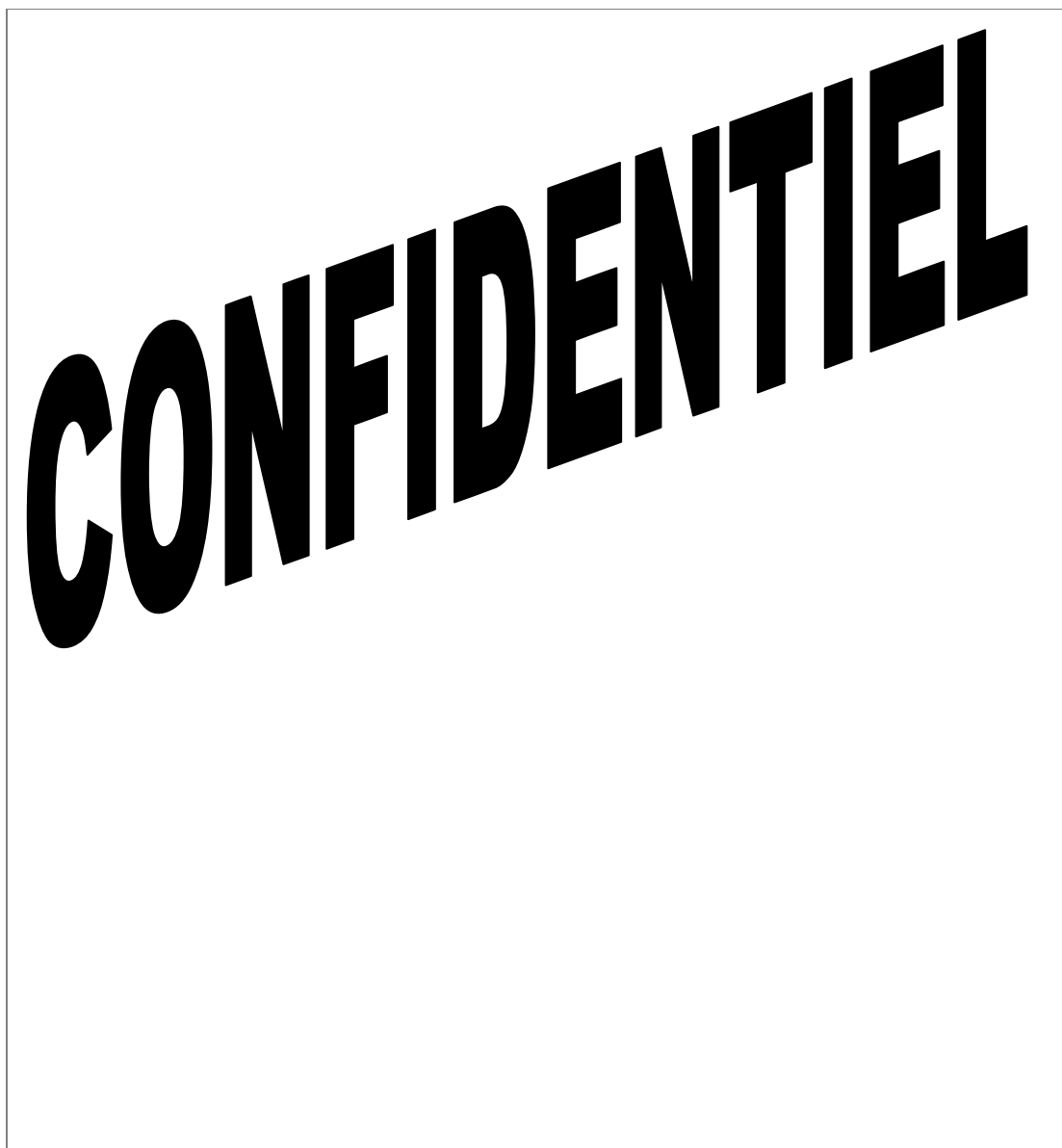


---

<sup>9</sup> Référence: document interne Hélimax, Configuration no. L01-643(HQDA001)-20090220-AE.WFL.

## ANNEXE E CONFIGURATION DU PARC EOLIEN CLERMONT

Les coordonnées des éoliennes<sup>10</sup> sont présentées dans le système de coordonnées UTM Zone 19, Nad83.



---

<sup>10</sup> Référence: document interne Hélimax, Configuration no : L01-643CLE(HQDM321)-20090210-AE.WFL.

## ANNEXE F CONFIGURATION DU PARC EOLIEN DE L'ÉRABLE

Les coordonnées des éoliennes<sup>11</sup> sont présentées dans le système de coordonnées UTM Zone 19, Nad83.



---

<sup>11</sup> Référence: document interne Hélimax, Configuration no. L01-643DLE(HQD1193)-20090213-AE.WFL.

## ANNEXE G CONFIGURATION DU PARC EOLIEN DES MOULINS

Les coordonnées des éoliennes<sup>12</sup> sont présentées dans le système de coordonnées UTM Zone 20, Nad83.



---

<sup>12</sup> Référence: document interne Hélimax, Configuration no. L01-643DMO(HQD0731)-20090212-AE.WFL.



## ANNEXE H CONFIGURATION DU PARC EOLIEN LAC ALFRED

Les coordonnées des éoliennes<sup>13</sup> sont présentées dans le système de coordonnées UTM Zone 19, Nad83.



<sup>13</sup> Référence: document interne Hélimax, Configurations no. L01-643LAL(HQD0007)-20090305-AE.WFL, L02-643LAL(HQD0015)-20090305-AE.WFL, L03-643LAL(HQD0006)-20090306-AE.WFL, L04-643LAL(HQD0008)-20090306-AE.WFL.



## ANNEXE I CONFIGURATION DU PARC EOLIEN LE PLATEAU

Les coordonnées des éoliennes<sup>14</sup> sont présentées dans le système de coordonnées UTM Zone 19, Nad83.



<sup>14</sup> Référence: document interne Hélimax, Configuration no. L01-643LPL(IN21127)MTM-20090224-AE.WFL, L02-643LPL(IN21166)MTM-20090303-AE.WFL.

## ANNEXE J CONFIGURATION DU PARC EOLIEN MASSIF DU SUD

Les coordonnées des éoliennes<sup>15</sup> sont présentées dans le système de coordonnées UTM Zone 19, Nad83.



<sup>15</sup> Référence: document interne Hélimax, Configuration no. L01-643MDS(HQDM319)-20090220-AE.WFL, L02-643MDS(HQDM320)-20090220-AE.WFL.

## ANNEXE K CONFIGURATION DU PARC EOLIEN NEW-RICHMOND

Les coordonnées des éoliennes<sup>16</sup> sont présentées dans le système de coordonnées UTM Zone 20 NAD83.



---

<sup>16</sup> Référence: document interne Hélimax, Configuration no. L01-643NRI(TI29577)-20090206-AE.WFL.

## ANNEXE L CONFIGURATION DU PARC EOLIEN RIVIERE DU MOULIN

Les coordonnées des éoliennes<sup>17</sup> sont présentées dans le système de coordonnées UTM Zone 19 NAD83.



<sup>17</sup> Référence: document interne Hélimax, Configuration no. L01-643RDM1(HQD2121)-20090226-AE.WFL, L02-643RDM2(HQD2122)-20090226-AE.WFL, L03-643RDM3(HQD2123)-20090226-AE.WFL, L04-643RDM4(HQD2124)-20090226-AE.WFL.



## ANNEXE M CONFIGURATION DU PARC EOLIEN SEIGNEURIE DE BEAUPRE 2

Les coordonnées des éoliennes<sup>18</sup> sont présentées dans le système de coordonnées UTM Zone 19, NAD 83.



<sup>18</sup> Référence: document interne Hélimax, Configuration no. L01-643SB2(HQD1AII)-20090213-AE.WFL, L02-643SB2(HQDT25A)-20090213-AE.WFL.



## ANNEXE N CONFIGURATION DU PARC EOLIEN SEIGNEURIE DE BEAUPRE 3

Les coordonnées des éoliennes<sup>19</sup> sont présentées dans le système de coordonnées MTM Zone 19, Nad83.



---

<sup>19</sup> Référence: document interne Hélimax, Configuration no. L01-643SB3(HQDT21A)-20090217-AE.WFL, L02-643SB3((HQDT22C)-20090217-AE.WFL.

## ANNEXE O CONFIGURATION DU PARC EOLIEN STE-LUCE

Les coordonnées des éoliennes<sup>20</sup> sont présentées dans le système de coordonnées UTM Zone 19, Nad83.



---

<sup>20</sup> Référence: document interne Hélimax, Configuration no. L01-643STL(KG20105)-20090129-AE.WFL.

## ANNEXE P CONFIGURATION DU PARC EOLIEN ST-RÉMI

Les coordonnées des éoliennes<sup>21</sup> sont présentées dans le système de coordonnées UTM Zone 18, Nad83.



---

<sup>21</sup> Référence: document interne Hélimax, Configuration no. L01-643SRE(KG21175)-20090202-AK.WFL.

## ANNEXE Q CONFIGURATION DU PARC EOLIEN ST-VALENTIN

Les coordonnées des éoliennes<sup>22</sup> sont présentées dans le système de coordonnées UTM Zone 18, Nad83.



---

<sup>22</sup> Référence: document interne Hélimax, Configuration no. L01-643SVA(TI20034)-20090204-AK.WFL.

## ANNEXE R CONFIGURATION DU PARC EOLIEN VENTS DU KEMPT

Les coordonnées des éoliennes<sup>23</sup> sont présentées dans le système de coordonnées MTM Zone 19, Nad83.



---

<sup>23</sup> Référence: document interne Hélimax, Configuration no. L01-643VDK(HQD1157)-20090206-AE.WFL.

## ANNEXE S CHOIX FINAUX POUR LES CORRECTIONS DES SERIES

Filtres sur les vitesses simulées extrapolées:

L'évaluation de l'extrapolation verticale s'appuie sur l'application de l'équation définie à la Section 2. Les filtres 1 et 2 fixent, dans certaines circonstances, une valeur pour le paramètre Z0 de l'équation. Les deux filtres procèdent d'abord par l'estimation, pour chacune des périodes de simulation, d'une valeur moyenne de Z0, lors des périodes de grandes vitesses de vent.

Dans le cas du filtre 1, l'extrapolation verticale des données simulées est refaite, à l'aide de la valeur moyenne de Z0 ainsi recalculée, lorsque les vitesses du vent simulées sont élevées et que la différence entre la vitesse du vent simulée extrapolée à hauteur de moyeu et la vitesse simulée à 10 m est grande.

Dans le cas du filtre 2, la valeur moyenne de Z0 recalculée est toujours utilisée, lorsque les vitesses de vent simulées sont élevées.

Correction des températures :

Pour ce qui est de la température, les données sont corrigées en se basant sur les observations aux mâts de mesure. En effet, des graphiques de la température simulée en fonction de la température observée aux mâts de mesure sont tracés. Ainsi, les écarts entre les deux séries de données sont très visibles. C'est lorsque des écarts sont observés que la correction de température est nécessaire. En général, les écarts surviennent lorsque la température est élevée en été ou basse en hiver. De plus, les écarts ont tendance à s'agrandir à mesure que les températures évoluent vers des valeurs extrêmes. Il y a donc deux corrections à appliquer, soit une pour les températures basses et une autre pour les températures élevées. Un facteur de correction défini comme une fonction linéaire de la température simulée est donc utilisé :  $a = f(T_{sim})$ .

Pour les températures basses, la fonction est définie comme étant la droite qui passe par deux points précis, soit le dernier point vers les températures basses qui n'a pas besoin de correction ( $T_0 \text{ obs}, 0$ ) et le point minimal dans les températures basses ( $T_{min \text{ obs}}, |T_{min \text{ sim}} - T_{min \text{ obs}}|$ ), qui représente la correction maximale.

$$\text{Donc } a(T_{sim}) = (|T_{min \text{ sim}} - T_{min \text{ obs}}| / |T_{min \text{ obs}} - T_0 \text{ obs}|) * (T_0 \text{ obs} - T_{sim})$$

$$\text{Et } T \text{ corrigée} = T_{sim} - a(T_{sim}) \text{ pour } T_{sim} < T_0 \text{ obs}$$

Où

T corrigée : représente la température simulée corrigée ;

Tsim : représente la température simulée ;

T0 obs : représente la température la plus basse observée au mât de mesure et qui est encore bien corrélée avec la température simulée ;

Tmin obs : représente la température minimale observée au mât de mesure ;

Tmin sim : représente la température simulée correspondant à la température minimale observée au mât de mesure (Tmin obs).

Pour les températures élevées, la fonction est définie comme étant la droite qui passe par deux points précis, soit le dernier point vers les températures élevées qui n'a pas besoin de correction ( $T_0 \text{ obs}, 0$ ) et le point maximal dans les températures élevées ( $T_{max \text{ obs}}, |T_{max \text{ sim}} - T_{max \text{ obs}}|$ ), qui représente la correction maximale.

$$\text{Donc } a(T_{sim}) = (|T_{max \text{ sim}} - T_{max \text{ obs}}| / |T_{max \text{ obs}} - T_0 \text{ obs}|) * (T_{sim} - T_0 \text{ obs})$$

Et  $T$  corrigée =  $T_{sim} + a(T_{sim})$  pour  $T_{sim} > T_0$  obs

Où

$T$  corrigée : représente la température simulée corrigée ;

$T_{sim}$  : représente la température simulée ;

$T_0$  obs : représente la température la plus élevée observée au mât de mesure et qui est encore bien corrélée avec la température simulée ;

$T_{max}$  obs : représente la température maximale observée au mât de mesure ;

$T_{max}$  sim : représente la température simulée correspondant à la température maximale observée au mât de mesure ( $T_{max}$  obs).

Le tableau suivant montre le choix du filtre qui a été fait pour chaque site, le seuil de vitesse élevée choisi pour calculer le nouveau  $Z_0$  et la différence choisie entre la vitesse simulée extrapolée et la vitesse simulée à 10 m pour appliquer le filtre 1. Il indique également si une correction a été faite sur les températures.

Site	Vitesse	Température
New-Richmond (H_Q9577)	Aucun filtre	Corrigée
Ste-Luce (H_Q0105)	Filtre 1 Vitesse élevée > 10 m/s Vit_extrapolée – Vit_10m > 10	Corrigée
Vents du Kempt (H_Q1157)	Filtre 1 Vitesse élevée > 10 m/s Vit_extrapolée – Vit_10m > 10	Corrigée
Le Plateau (H_Q1127)	Filtre 2 Vitesse élevée > 10 m/s	Corrigée
Le Plateau (H_Q1166)	Filtre 2 Vitesse élevée > 10 m/s	Corrigée
Lac Alfred (H_Q0006)	Filtre 1 Vitesse élevée > 8 m/s Vit_extrapolée – Vit_10m > 10	Corrigée
Lac Alfred (H_Q0007)	Filtre 1 Vitesse élevée > 8 m/s Vit_extrapolée – Vit_10m > 10	Corrigée
Lac Alfred (H_Q0008)	Filtre 1 Vitesse élevée > 10 m/s Vit_extrapolée – Vit_10m > 9	Corrigée
Lac Alfred (H_Q0015)	Filtre 1 Vitesse élevée > 8 m/s Vit_extrapolée – Vit_10m > 9	Corrigée
Aguanish (H_Q0001)	Filtre 1 Vitesse élevée > 14 m/s Vit_extrapolée – Vit_10m > 10	Corrigée
Clermont (H_QM321)	Filtre 1 Vitesse élevée > 8 m/s Vit_extrapolée – Vit_10m > 10	Corrigée
Seigneurie de Beaupré 2 (H_Q1AII)	Filtre 1 Vitesse élevée > 10 m/s Vit_extrapolée – Vit_10m > 18	Corrigée
Seigneurie de Beaupré 2 (H_QT25A)	Filtre 1 Vitesse élevée > 10 m/s Vit_extrapolée – Vit_10m > 10	Corrigée
Seigneurie de Beaupré 3 (H_QT21A)	Filtre 1 Vitesse élevée > 10 m/s Vit_extrapolée – Vit_10m > 10	Corrigée
Seigneurie de Beaupré 3 (H_QT22C)	Filtre 1 Vitesse élevée > 10 m/s Vit_extrapolée – Vit_10m > 15	Corrigée
Rivière du Moulin (H_Q0021)	Filtre 1 Vitesse élevée > 8 m/s Vit_extrapolée – Vit_10m > 10	Corrigée
Rivière du Moulin (H_Q0022)	Filtre 1 Vitesse élevée > 8 m/s Vit_extrapolée – Vit_10m > 10	Corrigée
Rivière du Moulin (H_Q0023)	Filtre 1 Vitesse élevée > 8 m/s Vit_extrapolée – Vit_10m > 10	Corrigée



Rivière du Moulin (H_Q0024)	Filtre 1 Vitesse élevée > 8 m/s Vit_extrapolée – Vit_10m > 10	Corrigée
Des Moulins (H_Q0731)	Filtre 1 Vitesse élevée > 7 m/s Vit_extrapolée – Vit_10m > 22	Corrigée
St-Rémi (H_Q1175)	Filtre 1 Vitesse élevée > 7 m/s Vit_extrapolée – Vit_10m > 10	Corrigée
St-Valentin (H_Q0034)	Filtre 1 Vitesse élevée 8 m/s Vit_extrapolée – Vit_10m > 10	Non corrigée
De l'Érable (H_Q1193)	Filtre 1 Vitesse élevée > 7 m/s Vit_extrapolée – Vit_10m > 10	Non corrigée
Massif du Sud (H_QM319)	Filtre 1 Vitesse élevée > 8 m/s Vit_extrapolée – Vit_10m > 10	Corrigée
Massif du Sud (H_QM320)	Filtre 1 Vitesse élevée > 8 m/s Vit_extrapolée – Vit_10m > 10	Corrigée

## ANNEXE T DESCRIPTION DES FICHIERS RESULTATS

Les fichiers numériques résultats se présentent sous forme de tableaux de 16 colonnes pour un seul mât de mesure, ou de 16 colonnes plus 4 colonnes multipliées par le nombre des mâts supplémentaires. La première ligne comporte les en-têtes des colonnes. Les lignes suivantes correspondent à chaque heure entre le 1<sup>er</sup> décembre 1970 minuit et le 31 décembre 2008 minuit. Les colonnes correspondent respectivement à :

- Colonnes 1 à 4 : année, mois, jour, heure;
- Colonnes 5 à 7 : Puissance brute (kW), Puissance nette (kW), Pertes totales (kWh) ;
- Colonnes 8 : Pertes pour chauffage des éoliennes (kW). Il s'agit de la seule perte calculée de façon absolue en fonction de la température et de la vitesse et indépendamment de la production ;
- Colonnes 9 à 12 : Les autres types de pertes estimées comme une fraction de la production brute. Chaque colonne exprime les pertes en pourcentage arrondies à 2 chiffres après la virgule :
- P1 : Pertes électriques (%)
- P2 : Pertes pour gel et glace (icing) (%)
- P3 : Pertes pour températures froides (%)
- P4 : Pertes pour températures chaudes (%)
- Colonnes 13 à 16 : Direction vent à hauteur de moyeu (degrés), vitesse vent à hauteur de moyeu (m/s), vitesse vent à 10m (m/s), température à hauteur de moyeu (degrés Celsius) à la verticale du mât de mesure, le titre de ces colonnes porte le nom du mât de mesure sur laquelle les mesures ont été collectées.

Il est à noter que le nombre des colonnes des données des directions, vitesses et températures se multiplie par le nombre des mâts de mesures utilisés dans les calculs.



## **Auxiliary consumption of ENERCON WECs E-70 and E-82 at low temperatures**

**Imprint**

Editor: ENERCON GmbH • Dreekamp 5 • 26605 Aurich • Germany  
Phone: 04941-927-0  
Fax: 04941-927-109

Copyright: The entire content of this description (texts, tables, photos, graphics, logos) is protected by copyright. Unless otherwise indicated, the contents are property of ENERCON GmbH. Any form of reproduction, distribution on data storage devices and inclusion in databases, online services and websites is strictly prohibited without prior written consent from ENERCON GmbH.

**Subject to change and restrictions of liability**

ENERCON GmbH reserves the right to change, improve and expand this document and the subject matter described herein at any time without prior notice.  
ENERCON GmbH will correct any errors as soon as they are brought to the company's attention. ENERCON GmbH does not accept any claims above and beyond legal claims.

**Document information**

Document:	Index:	Date:	Original (X) or translation of document number:
D0133798	0	19.03.2009	X

**Revisions**

Index:	Date:	Change
0	19.03.2009	Created the document

## 1 General

In active operation mode, the wind energy converter (WEC) covers all of its auxiliary loads from the gross production. Only during periods when there is no electrical power production, auxiliary loads in the WEC need to be supplied by the grid.

The amount of power needed depends mainly on the temperature and relative humidity. For the purposes of forecasting, temperature-dependent loads can be assumed to be active at temperatures below 5°C.

Parameter	Value	Unit
Permanent load, approx.	3	kW
Temperature-dependent loads, approx.	10	kW
If additionally, humidity is detected, approx.	+ 5	kW
<b>Or:</b> if additionally, humidity is detected <u>and</u> there is enough wind to start the WEC (> 2.5 m/s), approx.	<b>or</b> +9	kW

- The blade de-icing system is not considered because of its high adjustability.
- Short-term peak demands are not considered (e.g. yaw drives).


## 2 Generator Heating Modes

Generally, if the turbine is not generating power during cold or humid weather conditions, it is heated to prevent condensation from forming on the generator. Heating of the generator starts with a maximum heating power of 8 kW at generator temperatures below 5°C or if the generator temperature is less than 3°C above the outside temperature.

In special situations, e.g. if auxiliary supply was not maintained by the grid, condensation may occur inside the WEC. In case humidity is detected by the sensors during the start-up procedure, wind energy is used for an intensive heating stage. The WEC continues to idle and the excitation is supplied by the grid. All energy produced is used to heat the entire generator system in order to dry its components. During this type of generator heating mode, 12 kW (i.e. 4 kW more than during standstill times) are consumed from the grid.

- Heating times**
- Humidity outside the generator, e.g. in one of the cabinets, results in a heating period that lasts until no more humidity is detected, plus 15 minutes.
  - Humidity detected at the generator results in a fixed heating period of at least 4 hours.

## ANNEXE V PERTES TEMPERATURES FROIDES DES ENERCON

	Cold Climate	
---	--------------	--

### ENERCON Cold Climate Characteristics

#### Cold Weather Experience

ENERCON has substantial experience operating and maintaining its wind turbines in a cold weather environment. The installed capacity of ENERCON turbines in counties with cold climates is summarized as follows:

Antarctica – 0.6 MW (2xE-30 in Mawson Base)  
Canada – 107 MW and 76 MW in construction  
Finland – 20.7MW  
Norway – 17 MW  
Sweden – 164 MW  
Total: 309 MW (as of July 1<sup>st</sup>, 2007)

#### Operating Characteristics

ENERCON wind turbines contain many innovative design elements that lend itself well for operation in cold climates. With a conventional wind turbine, the gear box and the associated gear oil are required to be pre-heated prior to commencing operation after a zero-wind event. The ENERCON design, having neither of these components, does not require pre-heating of the gearbox prior to start-up during cold weather operation. In addition, it does not suffer parasitic losses due to the additional friction induced by viscous lubricants. The lack of any hydraulic system used for the operation of the turbine means that there are no problems due to cold-weather malfunctioning of the hydraulic pumps, valves and cylinders. The novel idea of incorporating the transformer into the bottom of the tower allows the use of its waste heat to warm the power electronics and control cabinets also contained inside the tower similarly improves the suitability of the ENERCON design for cold climate operation. Finally, ENERCON's blade heating system may be installed at the customer's request to reduce down time suffered as a result of icing events.

For the Hydro Quebec call for tenders, the ENERCON turbines will operate as follows:

- For temperatures above -30 degrees Celsius, the turbine will operate at 100% of nominal capacity.
- For temperatures below -30 degrees Celsius, the turbine will operate at 5% of nominal capacity, to keep the components moving and to generate some heat to keep the turbines warm.
- The turbines will restart at -30 degrees Celsius at full power, eliminating the cold weather hysteresis suffered by conventional gear-box machines.
- The turbines and towers will have a survival temperature of -40 degrees Celsius.

## ANNEXE W PERTES TEMPERATURES FROIDES DES REPOWER

Correspondance avec le Client par courriel.

1) Point C) "Self energy consumption related to the cold package".

The section 1.3 "CCV improvement" of the product description document *PD-2 10-WT WT 01-A-A-EN\_MM82\_CCV\_50Hz.pdf* mentions that additional and reinforced heaters are installed in the cold climate version of the WEC.

Can you provide us with additional information about the self consumption of the WEC related to cold weather condition, in order to correctly model the power curves in regards to the temperature (and the wind speed)? Also, is it possible to provide us with the correction factors to be applied to the power curves?

REpower states information in the document *PD-2 10-WT WT 01-A-A-EN\_MM82\_CCV\_50Hz.pdf* (please refer also to my last email below). REpower does not suggest to apply any correction factor directly to the values (kW) of the power curve. The guaranteed power curve provided by REpower does already include losses such as heaters etc. by considering the consumption of these on a energy yield base (kWh). The reason for this is that not all heaters and devices are working full time and at 100% but are used in function of the operation conditions and in combination with extensive temperature measurements inside the turbine and a separate control.

3) Cut-in / Cut out strategy for the MM92 WEC model

Can you provide us with the cut-out wind speed thresholds on 30 seconds average and within 1 second for the MM92 model?

The design parameters for operation are within the following range of 10min average wind speeds:

Technical Data Cut-In /Cut-Out Strategy (MM92)	
Cut-in wind speed:	3.0 m/s
Rated wind speed:	11.2 m/s
Cut-out wind speed:	24.0 m/s

The Cut-Out procedure will be initiated if the wind speed is above the given Cut-Out wind speed within the 10 min average. However to cope with extreme gusts, the WEC will also start the Cut-Out procedure if the wind speed is higher than 30 m/s within the 30s average and higher than 35 m/s within 1s. The stopping procedure will pitch the blades into the feathering position and bring the WEC to a safe stop.

2) MM 82 "recut" in wind speed

Can you provide us with the operational criteria for a wind turbine to cut-in again (after a cut-out for excess wind speed)?

The Cut-In procedure will be initiated if all operational systems are ready to operate and the Cut-In wind speed within 60 seconds is reached or exceeded. If the conditions are complied for the automatic start and in dependence of the type of stopping procedure that has occurred previously, the rotor will be accelerated by pitching the blades.

For a re-cut in after the cut out for excessive wind speed the wind speed needs to be (cut-out wind speed - 2 m/s) for at least 10 minutes. For the MM82 this would be  $25-2 = 23$  m/s and for the MM92 then  $24-2$

4) Cold Wind turbine control when the temperature goes below -30 Celsius degrees:



We didn't find details on the wind turbine control when the temperature goes below -30 Celsius degrees. We understand that the turbine stops if the temperature reaches -30 Celsius degrees and that the wind turbine will become again available to generate as soon as the ambient temperature goes above -30 Celsius degrees.

Is this interpretation correct? and if not, can you describe the control system algorithm?

Over which period of time the threshold temperature is computed (instantaneous temperature, mean temperature over 60 seconds, ...)?

Yes, that is correct. In fact the WEC in order to avoid tripping uses a hysteresis, so it stops at - 32 degrees and starts at temperatures above -30 degrees.