GL Garrad Hassan

ANALYSE ÉNERGÉTIQUE DU PARC ÉOLIEN PIERRE-DE SAUREL

Client	La société Parc éolien Pierre-De Saurel, S.E.C.
Contact	Marcel Fafard, Catherine Tétreault
Numéro du document	800437-CAMO-R-01
Émission	C
Statut	Ébauche
Statut du document	Discrétion du Client
Date d'émission	21 janvier 2015
Auteur	E. Desrosiers, X. Ithurralde
Vérifié par	M. Elkinton, A. Head
Approuvé par	T. Geer

Garrad Hassan Canada, Inc..
151, rue Slater, suite 806, Ottawa, Ontario K1P 5H3 Canada

CLAUSE D'EXONÉRATION DE RESPONSABILITÉ

1 Le présent rapport a été préparé par GL Garrad Hassan Canada, Inc. (ci-après, « GL GH »), un membre du groupe GL opérant sous la bannière GL Garrad Hassan, conformément à sa proposition et aux directives fournies par le « Client ». Les renseignements et l'analyse figurant aux présentes sont uniquement destinés au Client. GL GH s'est strictement fondée sur les données disponibles au moment de la préparation du présent document 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 GL GH, 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, GL GH 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.

2 Ce rapport est protégé par des droits d'auteur et ne peut être reproduit ou distribué qu'en accord avec la classification attribuée à ce rapport, et les conditions qui s'y rapportent, et/ou accord entre GL GH et le Client. Ce Rapport ne peut être utilisé, en totalité ou partiellement et par quelque moyen que ce soit, pour tout mémorandum d'offre publique, prospectus, document ou communiqué d'introduction en bourse sans l'accord express écrit et préalable de GL GH. Une classification de document autorisant le Client à distribuer ce rapport n'implique aucune responsabilité de GL GH vis-à-vis des destinataires.

3 Ce rapport a été préparé à partir d'informations et données valables aux dates et périodes auxquelles il est fait référence dans ce rapport. Ce rapport n'implique pas que ces informations et données ne sont pas susceptibles de changer. Sauf et dans la mesure où le contrôle ou la vérification des informations ou des données est expressément convenu dans le cadre écrite de ses services, GL GH ne sera pas responsable de quelque manière que ce soit en relation avec des informations erronées ou des données qui lui sont fournies par le client ou par un tiers, ou les conséquences de telles informations ou données erronées contenues ou non ou mentionnées dans le présent rapport.

4 Toutes prédictions ou estimations de la ressource éolienne ou de la production énergétique sont soumises à des facteurs lesquels ne sont pas tous dans la portée de la probabilité et des incertitudes contenues ou mentionnées dans le présent rapport et rien dans ce rapport ne garantit une vitesse de vent ou une production d'énergie particulière.

STATUT DU DOCUMENT

Strictement confidentiel	:	Ne doit être divulgué qu'aux individus nommés faisant partie de l'organisation du Client
Privé et confidentiel	:	Ne doit être divulgué qu'aux individus qui sont directement concernés par la matière du rapport et qui font partie de l'organisme du Client
Commercial confidentiel	:	Ne doit pas être divulgué à des personnes en dehors de l'organisme du Client
GL GH seulement	:	Ne doit pas être divulgué à des personnes en dehors de la société GL GH
Discrétion du Client	:	Distribution à titre d'information seulement à la discrétion du Client (sous réserve de la clause d'exonération de responsabilité ci-dessus)
Publié	:	Mise à la disposition du public à titre d'information seulement (sous réserve de la clause d'exonération de responsabilité ci-dessus)

© 2015 Garrad Hassan Canada, Inc.

HISTORIQUE DES RÉVISIONS

Émission	Date d'émission	Résumé
A	27 septembre 2013	Version originale (en format électronique)
B	22 novembre 2013	Changements mineurs apportés au texte
C	21 janvier 2015	Changements mineurs apportés au texte

TABLE DES MATIÈRES

SOMMAIRE EXÉCUTIF **6**

1 INTRODUCTION **8**

2 DESCRIPTION DU PARC ÉOLIEN **10**
2.1 Description du site 10
2.2 Technologie d'éoliennes proposée 12
2.3 Configuration du parc éolien proposé 13
2.4 Parc éoliens avoisinants 13

3 DESCRIPTION DE LA CAMPAGNE DE MESURE DE VENT ET DES DONNÉES **14**
3.1 Équipement et mât de mesure 14
3.2 Contrôle de qualité et traitement des données 14
3.3 Validation et traitement des données du lidar 15

4 DESCRIPTION DES DONNÉES ET STATIONS DE RÉFÉRENCE **17**
4.1 Données de stations de référence considérées 17
4.1.1 Stations d'Environnement Canada 18
4.1.2 Points de données MERRA 18
4.2 Sélection des données de référence 19
4.2.1 Consistance des stations de référence 19
4.2.2 Niveau de corrélation 20
4.2.3 Conclusions 20

5 RÉSULTATS DE L'ANALYSE **21**
5.1 Régime du vent au mât à hauteur de mesure 21
5.1.1 Analyse des données mesurées au mât 21
5.1.2 Extension de la période de mesure du site à la période des stations de référence 21
5.2 Régime du vent au mât à hauteur de moyeu 22
5.2.1 Vitesse du vent à hauteur de moyeu 22
5.2.2 Vitesse du vent à hauteur de moyeu et distribution de fréquence directionnelle du vent 23
5.3 Régime de vent long-terme sur le site 24
5.3.1 Modèle d'écoulement WAsP 24
5.3.2 Modèle avancé d'écoulement du vent 24
5.3.3 Conclusions 24
5.4 Prévision de la production énergétique à long-terme 25
5.5 Variation saisonnière et diurne 27
5.6 Analyse d'incertitude 27

6 CONCLUSIONS ET RECOMMENDATIONS **30**

REFERENCES **32**

ANNEXE A VUE PANORAMIQUE DU SITE **33**

ANNEXE B CARACTÉRISTIQUES DE L'ÉOLIENNE – REPOWER MM92 2,05 MW 34

ANNEXE C DONNÉES DE VENT 35

ANNEXE D RÉSULTATS D'ANALYSE DU PARC ÉOLIEN 46

ANNEXE E MÉTHODOLOGIE DE L'ANALYSE 56

LISTE DES TABLES

Table 2-1: Résumé des principaux paramètres d'entrée de l'analyse 12

Table 2-2: Caractéristiques de l'éolienne proposée 12

Table 3-1: Résumé des données recueillies sur site 14

Table 3-2: Résumé des recouvrements de données du site 15

Table 3-3: Biais de mesure entre les vitesses concourantes au lidar Z300 et au Mât 0091 16

Table 4-1: Résumé des stations de référence considérée 17

Table 4-2: Résumé des niveaux de corrélation aux données du site 20

Table 5-1: Résumé de la vitesse moyenne long-terme au mât de mesure 22

Table 5-2: Résumé des moyennes de vitesse de vent long-terme au mât de mesure à hauteur de moyeu 23

Table 5-3: Production nette d'énergie prévue et facteurs de perte 26

Table 5-4: Probabilité de dépassement pour la vitesse de vent moyenne prévue au Mât 0091 27

Table 5-5: Incertitude de la prévision d'énergie à 100 m pour le parc éolien Pierre-De Saurel 28

LISTE DES FIGURES

Figure 1-1: Localisation du parc éolien Pierre-De Saurel 8

Figure 2-1: Localisation des éoliennes pour le projet éolien Pierre-De Saurel 10

Figure 2-2: Vue panoramique du site Pierre-De Saurel (N, NE, E, SE et S, SO, O, NO) 11

Figure 4-1: Localisation du mât de Pierre-De Saurel et des stations de références considérées 18

Figure 4-2: Moyenne roulante saisonnière et normalisée sur 12 mois des vitesses de vent aux stations de référence 19

Figure 5-1: Vitesse moyenne du vent et distribution de fréquence directionnelle long-terme – Mât 0091 à 100 m 24

SOMMAIRE EXÉCUTIF

La société Parc éolien Pierre-De Saurel, S.E.C. (Parc Éolien) développe le parc éolien Pierre-De Saurel au Québec (Projet). Parc Éolien a mandaté Garrad Hassan Canada, Inc. (GL GH) afin de lui fournir une analyse indépendante de la ressource éolienne ainsi que de la production énergétique sur le projet éolien proposé. Les résultats de ce travail sont rapportés dans ce rapport.

Le site est situé à environ 15 km à l'est-sud-est de la ville de Sorel-Tracy, dans la MRC Pierre-De Saurel, au Québec. Le terrain du Projet proposé est relativement simple, situé sur des terres agricoles, avec des élévations aux positionnements des éoliennes proposées variant de 18 m à 23 m approximativement.

Parc Éolien a fourni à GL GH les données enregistrées sur le site de Pierre-De Saurel depuis Septembre 2009 à partir d'une tour anémométrique mesurant jusqu'à une hauteur de 59 m. La configuration du parc éolien proposé, fournit par Parc Éolien, comprend 12 éoliennes REpower MM92 de 2,05 MW avec une hauteur de moyeu de 100 m.

Ces aspects ont été considérés ici pour prédire la capacité énergétique à long-terme du parc éolien proposé. Les principaux résultats sont présentés ci-dessous:

- La vitesse du vent à long-terme moyennée à la position de toutes les éoliennes sur le site de Pierre-De Saurel et à hauteur de moyeu est estimée à 6,4 m/s à 100 m.
- La production d'énergie prévue pour le parc éolien Pierre-De Saurel sur les 20 premières années d'exploitation est présentée dans le tableau ci-dessous. Celles-ci incluent les calculs de sillage entre éoliennes et les effets de la densité de l'air, ainsi que les hypothèses ou estimations des facteurs de perte dues à la disponibilité des éoliennes, aux pertes électriques, à la performance des éoliennes, aux pertes environnementales et aux pertes par délestage.

Hauteur de moyeu	**100**	**m**
Puissance totale	**24,6**	**MW**
Énergie brute	72,8	**GWh/année**
Pertes par sillages	95,5	%
Disponibilité technique	95,3	%
Pertes électriques	97,0	%
Performance des éoliennes	95,0	%
Pertes environnementales	97,3	%
Délestages	100,0	%
Énergie nette	**59,4**	**GWh/année**
Facteur d'utilisation	**27,6**	**%**

- Les niveaux de confiance des prédictions ont été calculés et sont présentés ci-dessous:

Probabilité de dépassement (%)	Énergie nette produite (GWh/année) à 100 m		
	Moyenne sur 1 an	Moyenne sur 10 ans	Moyenne sur 20 ans
99	39,0	45,2	45,6
95	45,0	49,4	49,7
90	48,2	51,6	51,8
75	53,5	55,3	55,4
50	59,4	59,4	59,4

- Sur un terrain comme celui du parc éolien Pierre-De Saurel, GL GH recommande généralement que tous les emplacements d'éoliennes proposées soient à moins de 2 km d'un mât de mesure, d'une hauteur d'au moins trois-quarts de la hauteur du moyeu proposée. La distance est globalement respectée sur site, mais les conditions de hauteur ne sont pas remplies pour la hauteur de moyeu proposée de 100 m. Il est à noter que la campagne de mesure Lidar effectuée sur le site de Pierre-De Saurel a été utilisée en tant que support dans l'analyse de l'extrapolation verticale à 100 m sur site. Ceci a été pris en compte dans les incertitudes de la présente analyse. Des mesures supplémentaires effectuées sur le site, idéalement à hauteur du moyeu, telles que celles recueillies par le lidar, et/ou à une autre localisation sur le site serviraient à réduire davantage ces incertitudes. Il est entendu que le client prévoit d'installer un mât de mesure d'une hauteur de 100 m sur le site de Pierre-De Saurel. Il est recommandé que la localisation du nouveau mât de mesure permette de réduire au mieux l'incertitude liée à l'extrapolation horizontale du site. GL GH recommande qu'une mise à jour de cette étude soit effectuée dès que suffisamment de données sont disponibles sur le nouveau mât de mesure.

1 INTRODUCTION

Ce rapport est émis à La société Parc éolien Pierre-De Saurel, S.E.C. (Parc Éolien) en vertu de l'entente écrite 800437-CAMO-P-01-A Parc Eolien Pierre-De Saurel - AO-1302-001, en date du 14 février 2013. Le client a mandaté Garrad Hassan Canada, Inc. (**GL GH**) afin de lui fournir une analyse indépendante de la ressource éolienne ainsi que de la production énergétique sur le projet éolien Pierre-De Saurel (**Projet**) située au Québec. Les résultats de ce travail sont rapportés dans ce rapport.

Le projet éolien proposé est situé dans la province du Québec, Canada, à environ 15 km à l'est-sud-est de la ville de Sorel-Tracy, comme présenté dans la Figure 1-1.

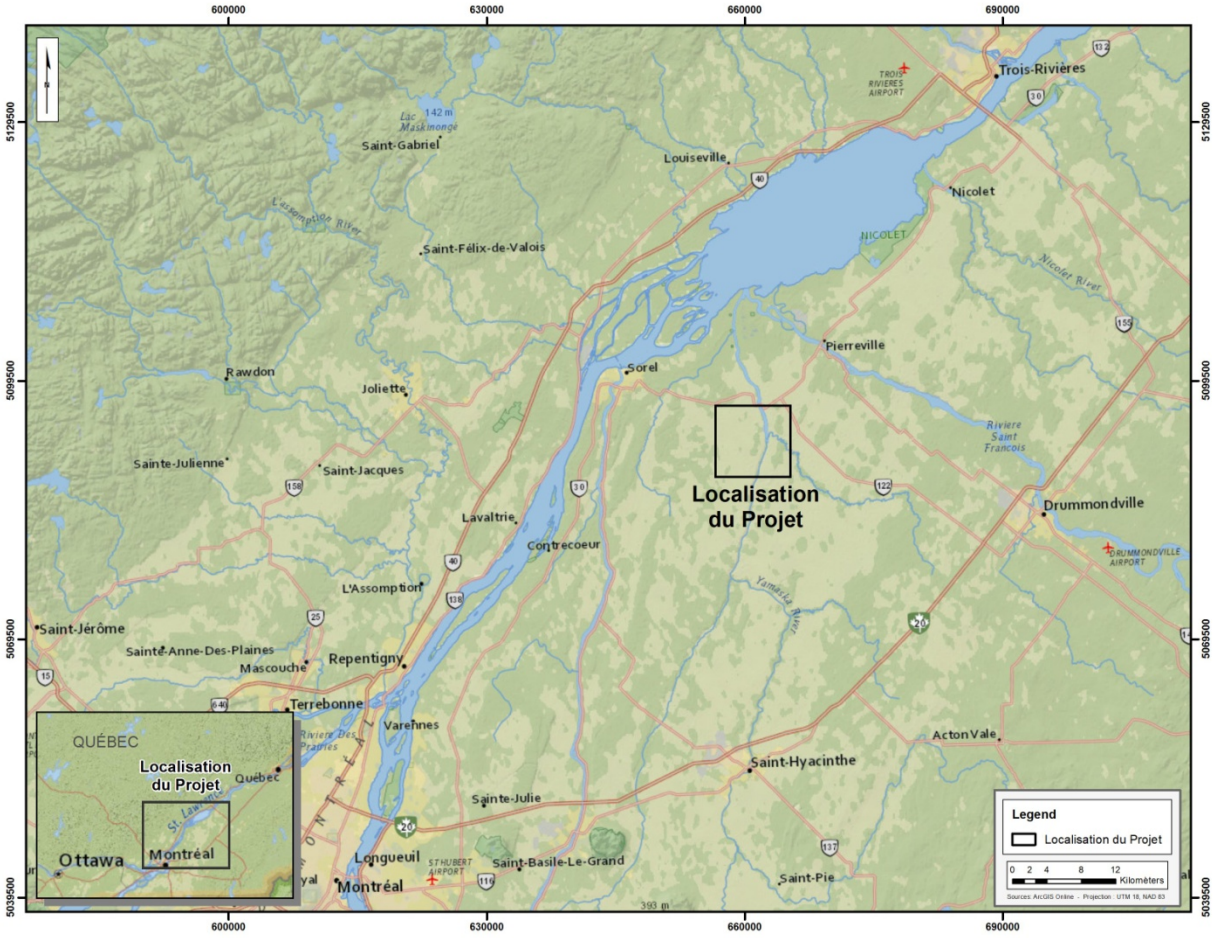


Figure 1-1: Localisation du parc éolien Pierre-De Saurel

Afin de mieux déterminer la ressource éolienne long-terme sur un parc éolien donné, il est préférable d'utiliser les données de vent enregistrées sur le site. Parc Éolien a fourni à GL GH des données météorologiques recueillies à partir d'un mât de mesure de 60 m installé sur le site de Pierre-De Saurel depuis septembre 2009. Les données d'une unité lidar ZephIR Z300 ont aussi été disponibles depuis avril 2013 avec des niveaux de mesure allant de 38 m à 100 m de hauteurs. Le personnel de GL GH a inspecté le site ainsi que le mât de 60 m lors d'une visite réalisée en février 2013. De plus, l'unité lidar ZephIR Z300 a été déployée sur le site, à proximité du mât de mesure, par GL GH en avril 2013.

Lorsque seulement une courte période de données est disponible sur le site, il est fréquent de combiner les mesures prisent sur le site avec des mesures à long-terme provenant de stations météorologiques locales. GL GH a obtenu et analysé les données de stations de référence d'Environnement Canada (EC) et les données du modèle méso-échelle "Modern Era Retrospective-analysis for Research and Applications" (MERRA) provenant de la "National Aeronautics and Space Administration" (NASA). GL GH a identifié ces ensembles de données comme stations de référence potentielles.

Parc Éolien a fourni la configuration de la position des éoliennes pour le parc éolien proposé comprenant douze (12) REpower MM92 de 2,05 MW pour une hauteur de moyeu de 100 m. Les spécifications des éoliennes ont également été fournies par Parc Éolien. Celles-ci ont été analysées ici en conjonction avec les résultats de l'analyse de la ressource éolienne afin de prévoir la production énergétique à long-terme du Projet.

2 DESCRIPTION DU PARC ÉOLIEN

2.1 Description du site

Le projet Pierre-De Saurel proposé est situé dans la province de Québec, Canada, à environ 15 km à l'est-sud-est de la ville de Sorel-Tracy. Il fait partie de la MRC Pierre-De Saurel et chevauche trois municipalités : Yamaska au nord, St-Robert à l'ouest et St-Aimé au sud.

Le mât ainsi que le lidar sont situés sur un terrain agricole privé, entre deux bâtiments, l'un situé à environ 20 m vers l'est et l'autre à environ 50 m vers l'ouest-sud-ouest. La couverture au sol près du mât de mesure est de l'herbe, tandis que les champs avoisinants se composent principalement de cultures de maïs. Le terrain entourant le mât, ainsi que pour l'ensemble du site, est plat. Les élévations aux positionnements des éoliennes proposées varient de 18 m à 23 m approximativement tandis que l'élévation moyenne du site est de 21 m au dessus du niveau de la mer.

Une carte du site est présentée à la Figure 2-1, montrant les emplacements du mât météorologique, du lidar ainsi que la configuration proposée des éoliennes pour le projet éolien Pierre-De Saurel.

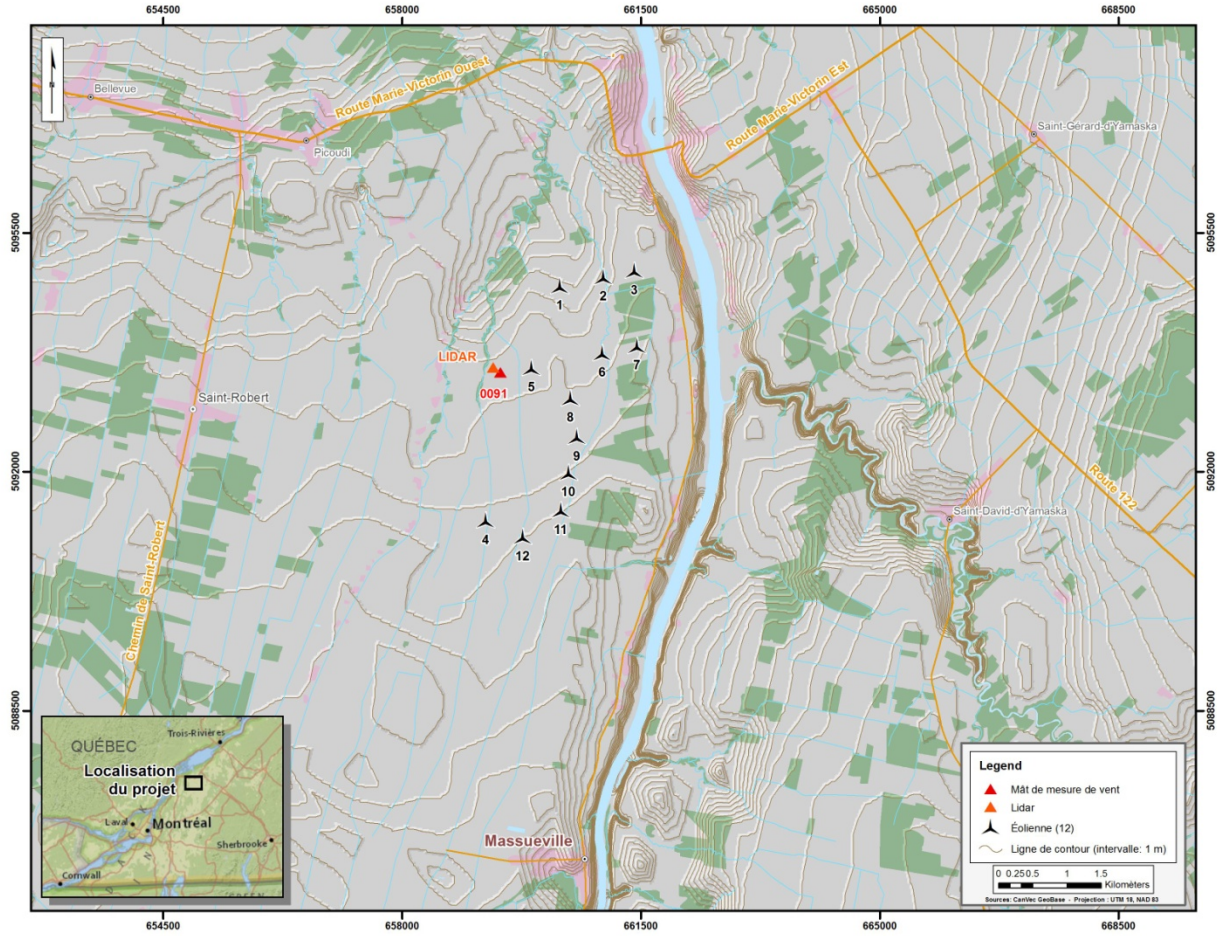


Figure 2-1: Localisation des éoliennes pour le projet éolien Pierre-De Saurel

Une vue panoramique du site montrant la couverture typique du sol et du terrain à l'emplacement du mât de mesure est présenté à la Figure 2-2.

Figure 2-2: Vue panoramique du site Pierre-De Saurel (N, NE, E, SE et S, SO, O, NO)

La rugosité de surface est un paramètre important lors de la modélisation des écoulements atmosphériques. La longueur de rugosité du site et de ses environs a été évaluée au cours de la visite de site effectuée par GL GH en février 2013. Les longueurs de rugosité présentées dans la table suivante ont été considérées comme appropriées pour représenter les caractéristiques du site. Il est à noter que due à la proximité de bâtiments près du mât de mesure, GL GH a pris une hauteur de déplacement au mât de mesure pour tenir compte des effets du bâtiment sur les mesures de vent.

Table 2-1: Résumé des principaux paramètres d'entrée de l'analyse

Caractéristique du site	Paramètres d'entrée de l'analyse	
Topographie	Carte digitale du terrain de 32.2 km par 33.9 km avec iso contours de 2 m d'intervalles [1].	
Rugosité	Carte de rugosité avec les catégories suivantes [2]:	
	Zones boisées	0,5 m
	Villes	0,4 m
	Zones habitées	0,3 m
	Site et environs	0,03 m
	Rivières, lacs	0,0002 m
Densité de l'air	1,251 kg/m^3 à 101 m et 1,249 kg/m^3 à 121 m au-dessus du niveau de la mer	

2.2 Technologie d'éoliennes proposée

La technologie d'éolienne à l'étude pour le projet du parc éolien Pierre-De Saurel est présentée ci-dessous.

Table 2-2: Caractéristiques de l'éolienne proposée

Éolienne	Puissance nominale (MW)	Hauteur de moyeu (m)	Coefficient de puissance nominale (C_p)	Densité de l'air (kg/m^3)	Intensité de turbulence (%)	Option climatique
REpower MM92	2,05	100	0.46	1.225	6 to 12	Opération en température froide

Parc Éolien a fourni les spécifications pour l'éolienne REpower MM92 de 2,05 MW [3], dont les caractéristiques et les données de performance sont présentées à l'Annexe B. La courbe de puissance est basée sur des calculs et présente un coefficient de puissance de crête, Cp, comme indiqué dans le tableau ci-dessus. Le coefficient de puissance de crête est considéré comme normal pour une éolienne moderne. Les performances attendues pour ce modèle d'éolienne sur le site de Pierre-De Saurel et l'impact sur la production d'énergie prévue du parc éolien est examiné plus en détail dans l'Annexe E.

La performance des courbes de puissance mesurées à partir de tests indépendants pour cette éolienne n'a pas été fournie, donc, GL GH n'a pas été en mesure de vérifier que les niveaux de performance de production fournis par le fabricant de turbines sont réalisables. Il est recommandé que les garanties formelles et que les mesures indépendantes des courbes de puissance pour ce modèle de turbine soient obtenues afin de confirmer les performances revendiquées par le manufacturier

GL GH n'a pas examiné si la courbe de puissance utilisée dans l'analyse correspond à la courbe de puissance garantie du site. Il est recommandé que la courbe de puissance garantie pour le modèle d'éolienne proposée pour le site soit obtenue afin de confirmer les niveaux de performance escomptés.

La courbe de puissance utilisée dans cette analyse a été ajustée à la densité de l'air du site en conformité avec les recommandations de la norme IEC [4]. Cet ajustement a été entrepris individuellement pour chaque éolienne.

2.3 Configuration du parc éolien proposé

Parc Éolien a fourni la configuration du parc éolien Pierre-De Saurel [5] qui consiste en 12 éoliennes, selon deux scénarios à hauteur de moyeu de 100 m, pour une capacité nominale totale de 24,6 MW. Une carte du site montrant les positions des éoliennes est présentée à la Figure 2-1. Les coordonnées géographiques des éoliennes sont présentées dans l'Annexe D.

Il est à noter qu'un espacement minimal entre les éoliennes de 5,0 diamètres de rotor est proposé pour le site. Bien que n'étant pas dans le sens des vents dominants, l'augmentation des niveaux de turbulence a pour potentiel d'augmenter les charges de fatigue à ces éoliennes.Il est entendu que le fournisseur de turbines a approuvé cette configuration du parc pour les éoliennes proposées [6].

Aucune stratégie de délestage ou limitation sectorielle due aux conditions du site n'a été fournie, et GL GH n'a pas inclus les pertes qui peuvent y être associés. Selon le manufacturier, il est entendu qu'aucune stratégie de délestage ou de limitation sectorielle ne sera nécessaire sur le site [6]. Il est recommandé qu'un ingénieur indépendant examine les conclusions du fabricant dans le cadre d'un exercice complet de diligence raisonnable (due diligence).

2.4 Parc éoliens avoisinants

Aucun parc éolien existant ou en projection n'a été identifié dans les alentours du Projet par GL GH.

3 DESCRIPTION DE LA CAMPAGNE DE MESURE DE VENT ET DES DONNÉES

3.1 Équipement et mât de mesure

Les mesures de vent ont été menées sur le site du parc éolien Pierre-De Saurel à partir d'un mât tubulaire de 60 m, Mât 0091, ainsi que d'une unité lidar ZephIR Z300. Les données de vent recueillies sur le site de parc éolien Pierre-De Saurel, énumérées ci-dessous, ont été fournies soient par Parc Éolien, soient recueillies par GL GH.

Table 3-1: Résumé des données recueillies sur site

Mât	Hauteur (m)	Type du capteur principal	Période de mesure	Conformité avec la norme IEC[1]
0091	60	NRG #40C	septembre 2009 – août 2013	Consistent
Z300	100	lidar	avril 2013 – août 2013	N/A

1. IEC 61400-12:2005 (E) [4]

Les données de vent au mât de mesure ont été enregistrées en utilisant un enregistreur de données de type NRG Symphonie, programmé pour enregistrer, à dix minutes d'intervalle, la moyenne, l'écart type, le maximum et le minimum de la vitesse du vent, la moyenne et l'écart type de la direction du vent ainsi que la température. La configuration du Mât 0091 consiste à des anémomètres redondants NRG 40C installés à une hauteur de 58,7 m et 49,7 m, à un anémomètre NRG 40C à 39,3 m, deux girouettes NRG 200P à 56,7 m et à 45,9 m, et d'un capteur de température NRG 110S. Les détails et la configuration du Mât 0091, ainsi que des photos directionnelles, sont présentés à l'Annexe C.

Les documents de mise en service et d'installation pour le Mât 0091 ont été fournis par le Client. La documentation est généralement suffisante pour assurer la traçabilité de l'instrumentation. Il est à noter que le Mât 0091 a été inspecté par GL GH lors d'une visite de site en février 2013. La configuration des anémomètres est, de façon générale, consistante avec la norme IEC.

L'unité lidar ZephIR Z300 a été mise en service par GL GH en avril 2013, à la demande du Client. L'unité lidar a été programmée pour enregistrer, à chaque intervalle de 10 minutes, la moyenne des vitesses horizontales et verticales du vent ainsi que la direction du vent aux niveaux de mesure de 38,5 m, 49,5 m, 59 m, 80 m et 100 m.

3.2 Contrôle de qualité et traitement des données

Les données brutes du mât de mesure sur le site de Pierre-De Saurel ont été fournies par Parc Éolien.

Les anémomètres de type NRG #40 installé sur le Mât 0091 ont été individuellement calibré par OTECH Engineering dans leur soufflerie de Davis, Californie. Les rapports de calibration ont été fournis par le Client et peuvent être disponible via le site internet de NRG.

GL GH a appliqué les paramètres de calibrations et facteurs de corrections aux données respectives de chaque capteur ou a confirmé que les paramètres de calibrations ont été bien appliqués par l'enregistreur de données. Un résumé des paramètres de calibrations appliqués est donné en Annexe C.

Les données de vent recueillies au mât de mesure ont été soumises à des procédures de contrôle qualité par GL GH afin d'identifier les enregistrements qui présentent un dysfonctionnement matériel et d'autres anomalies, comme par

exemple le gel. Les périodes de défaillance ou de dégradation des capteurs ont été identifiées au Mât 0091 et ces données ont été exclues de l'analyse.

Dans une note technique publiée au printemps 2008 [7], NRG décrit un problème qui avait surgi avec certains anémomètres de type #40, se manifestant de façon intermittente comme une diminution de la vitesse de révolution ou une friction. Après investigation, NRG a conclu que la dégradation et diminution de la vitesse de révolution était due à un phénomène appelé "dry friction whip" ou dégradation de frottement à sec", et tous les anémomètres fabriqués après le 1er Janvier 2009 ont subis des modifications visant à réduire ou à éliminer l'apparition de ce comportement. Les conclusions de l'investigation de NRG et les modifications de conception ultérieures sont discutés plus en détail dans [8], présenté par NRG lors de la conférence annuelle AWEA au début de mai 2009. GL GH a effectué un examen approfondi des données de vent enregistrées sur ce site et n'a pas identifié de périodes de données touchés par ce comportement erroné.

Dans le but de minimiser les effets d'ombrage du mât de mesure sur les données de vitesse du vent mesurées, une moyenne sélective a été entreprise au mât et à chaque hauteur où étaient disponibles des mesures redondantes de vitesse du vent, comme indiqué à l'Annexe C.

Les données du lidar Z300 ont également fait l'objet d'une procédure de contrôle qualité par GL GH afin d'identifier les enregistrements qui ont présentés un dysfonctionnement matériel et d'autres anomalies. Le système lidar fonctionne par signaux optiques qui détectent par effet Doppler les discontinuités dans l'atmosphère. Le système effectue un premier contrôle de qualité, après l'application d'un algorithme automatique, à chaque lecture de 10 minutes, indiquant ainsi la qualité des données recueillies. Pour améliorer encore la qualité des données, un filtre secondaire a été appliqué pour éliminer les enregistrements erronés, qui ont probablement été causés par des conditions atmosphériques défavorables, y compris, mais sans s'y limiter, les périodes de précipitations.

La durée, les statistiques de base et le recouvrement des données pour le Mât 0091 est résumés dans l'Annexe C. Le tableau suivant résume le taux de recouvrement des données sur le Mât 0091 ainsi que sur le lidar au niveau de mesure de 80 m et 100 m.

Table 3-2: Résumé des recouvrements de données du site

Mât / Lidar	Hauteur de mesure (m)	Données disponibles (années)	Données valides (années)	Taux de recouvrement (%)
Mât 0091	58,7	4,0	3,8	95
Z300	80,0	0,3	0,3	85
Z300	100,0	0,3	0,3	84

3.3 Validation et traitement des données du lidar

Afin de valider les données recueillies sur l'unité lidar ZephIR Z300, GL GH recommande généralement que le lidar soit installé à proximité d'un mât météorologique conventionnel. L'emplacement du lidar Z300, installé à environ 7 m du Mât 0091, répond à ce critère. Dans ce contexte, les données lidar valides, cumulées sur une période de 4 mois, ont été comparées avec les mesures prisent simultanément au Mât 0091.

Basé sur l'analyse de ces données, le lidar Z300 présente un biais pour les niveaux de mesure de 50 m et 60 m, comme le montre le tableau ci-dessous.

Table 3-3: Biais de mesure entre les vitesses concourantes au lidar Z300 et au Mât 0091

Niveau de mesure (m)	Biais de mesure entre le lidar et le Mât 0091 (%)
50	2,1
60	3,1

Étant donné la variation importante du biais aux différents niveaux de mesure et à l'incertitude de mesure associée aux mesures lidar, GL GH estime que l'approche la plus appropriée est d'intégrer les données du lidar de façon qualitative plutôt que de façon quantitative dans la présente évaluation. Par conséquent, les données du lidar Z300 ont été utilisées qualitativement pour informer le profil du cisaillement du vent sur le site.

4 DESCRIPTION DES DONNÉES ET STATIONS DE RÉFÉRENCE

4.1 Données de stations de référence considérées

Lors de l'évaluation du régime de vent d'un site, il est généralement souhaitable de corréler les données enregistrées sur le site avec les données mesurées à une station de référence long-terme à proximité. De telles corrélations sont nécessaires afin de garantir la représentativité à long-terme des estimations de la vitesse du vent et du régime de vent sur site. Lors de la sélection d'une station météorologique de référence, il est important de s'assurer de la bonne exposition du site et de l'homogénéité des mesures au cours de la période de référence considérée.

GL GH a entrepris un examen approfondi des stations météorologiques qui entourent le site Pierre-De Saurel afin de choisir les stations de référence les plus appropriées pour l'évaluation long-terme. Les stations identifiées comme sources potentielles de données de référence à long-terme pour l'analyse sont répertoriées dans le tableau suivant. L'emplacement de chaque source de référence décrit ci-dessous est montré à la Figure 4-1.

Table 4-1: Résumé des stations de référence considérée

Station de référence	Distance du site	Date de début	Date de fin
L'Assomption EC	45 km au sud-ouest	mai 1998	août 2013
Montreal A EC	85 km au sud-ouest	janvier 1994	août 2013
Nicolet EC	35 km au nord-est	janvier 1994	août 2013
Trois-Rivières EC	50 km au nord-est	janvier 1994	août 2013
Varennes EC	45 km au sud-ouest	janvier 1998	août 2013
MERRA 46,0N 73,3O	30 km à l'ouest	janvier 2000	juillet 2013
MERRA 46,0N 72,7O	20 km à l'est	janvier 2000	juillet 2013
MERRA 45,5N 73,3O	60 km au sud-sud-ouest	janvier 2000	juillet 2013

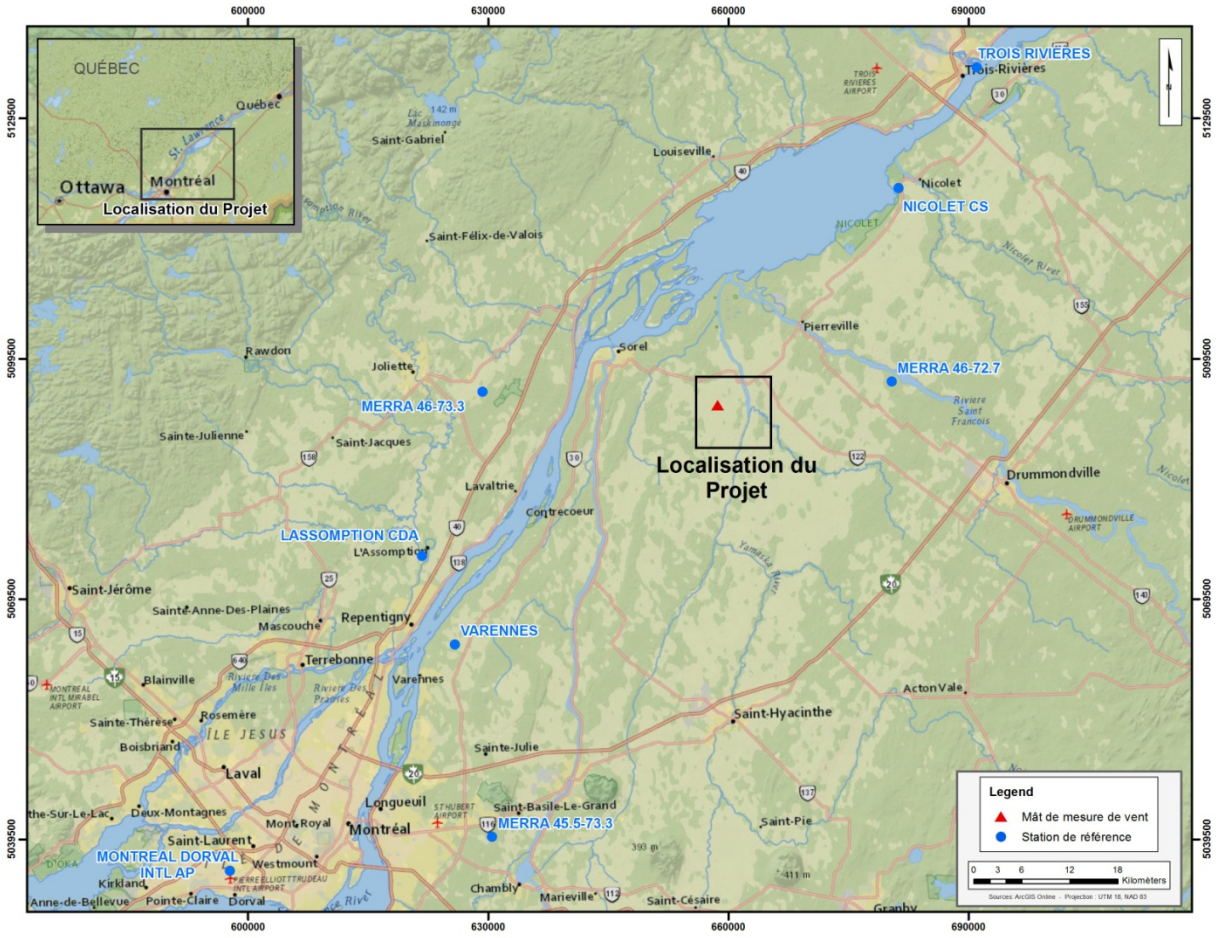


Figure 4-1: Localisation du mât de Pierre-De Saurel et des stations de références considérées

Un examen de la pertinence et de l'utilisation de ces stations dans l'analyse est fourni ci-dessous.

4.1.1 Stations d'Environnement Canada

Les stations météorologiques L'Assomption, Montreal A, Nicolet, Trois-Rivières ainsi que Varennes font partie du réseau de données climatiques nationales et des stations automatiques d'Environnement Canada (EC). Les mesures de vitesses et de direction du vent à ces stations consistent en une moyenne des enregistrements aux 2 minutes à la fin de chaque heure, et ce, à une hauteur de 10 m. Les vitesses de vent sont enregistrées pour des valeurs entières en km/h. GL GH a obtenu les données chronologiques d'Environnement Canada pour les périodes indiquées ci-dessus [9].

4.1.2 Points de données MERRA

Les données MERRA (Modern Era Retrospective-analysis for Research and Applications) correspondent à un ensemble de données atmosphériques fournies par la NASA. Ces données sont produites en utilisant une nouvelle version du système GEOS-5 (Goddard Earth Observing System Data Assimilation System Version 5). NASA Global Modelling and Assimilation Office (GMAO) a utilisé GEOS-5 comme système d'assimilation des données pour synthétiser les observations recueillies par le satellite ERA, en utilisant un système d'assimilation précis afin d'obtenir un ensemble de données cohérent et de bonne qualité. Les données de vent MERRA sont disponibles à une

résolution spatiale de 1/2 ° en latitude et 2/3 ° en longitude et à résolution temporelle horaire. GL GH s'est procuré la vitesse et la direction de vent sur une base horaire pour deux nœuds à proximité du site à une hauteur de 50 m de la surface [10].

4.2 Sélection des données de référence

Lors de la sélection d'une station météorologique, il est important que celle-ci ait une bonne exposition au vent et que les données soient cohérentes durant la période de mesure à l'étude.

4.2.1 Consistance des stations de référence

Chaque source de données de référence a été comparée aux stations de référence avoisinantes de la région dans le but d'identifier des incohérences majeures ou des tendances anormales.

Une tendance anormale est observée à la station Montréal A, Nicolet, Trois-Rivières et l'Assomption.

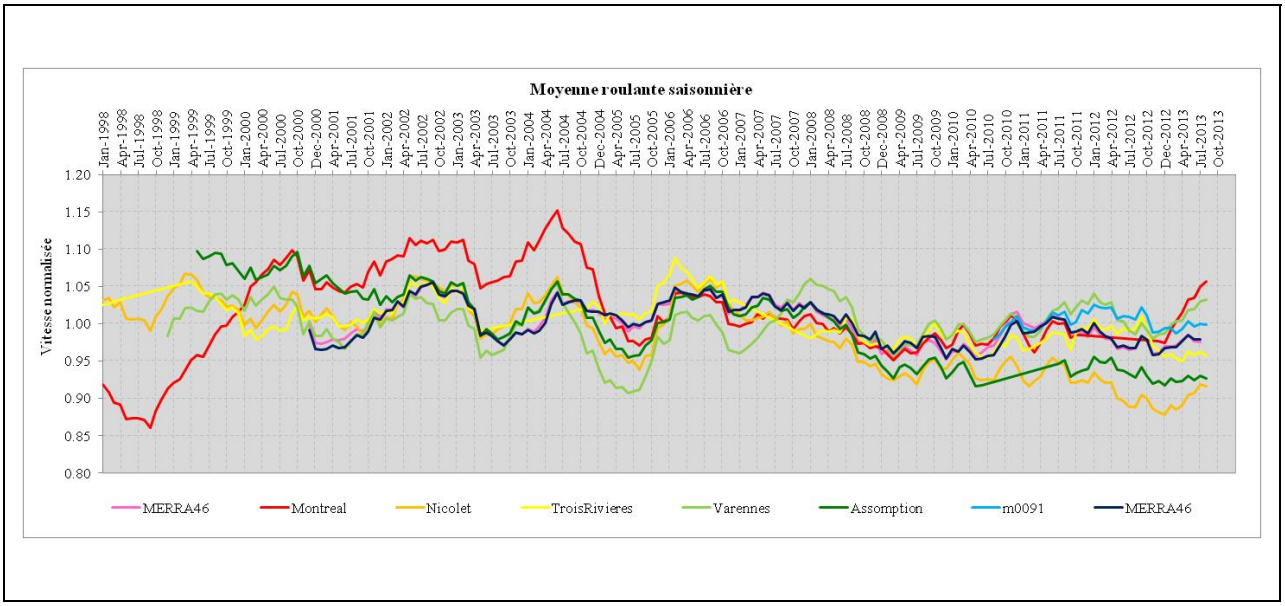


Figure 4-2: Moyenne roulante saisonnière et normalisée sur 12 mois des vitesses de vent aux stations de référence

4.2.2 Niveau de corrélation

Les corrélations, sur une base quotidienne, ont été menées entre les stations d'EC et les points MERRA et le Mât 0091. Les coefficients de détermination (R^2) résultant sont présentés ci-dessous :

Table 4-2: Résumé des niveaux de corrélation aux données du site

Station de référence	Distance du site	Coefficient de détermination R^2 au Mât 0091
L'Assomption EC	45 km sud-ouest	0,84
Montreal A EC	85 km sud-ouest	0,74
Nicole EC	35 km nord-est	0,72
Trois-Rivières EC	50 km nord-est	0,62
Varennes EC	45 km sud-ouest	0,81
MERRA 46,0N 73,3O	30 km à l'ouest	0,77
MERRA 46,0N 72,7O	20 km à l'est	0,77
MERRA 45,5N 73,3O	60 km au sud-sud-ouest	0,73

4.2.3 Conclusions

GL GH a pris en compte le niveau de qualité des corrélations, la consistance de la période de mesure aux stations de référence, la proximité du site, et l'incertitude associée à l'analyse à long-terme de chaque station de référence analysée. En raison de la mauvaise qualité des niveaux de corrélations, les stations Montréal A, Nicolet, Trois-Rivières et MERRA 45,5N 73,3O ne sont pas retenues comme des sources de données de référence à long-terme. Les niveaux de corrélations pour l'Assomption sont acceptables, mais des tendances anormales ont été identifiées dans les données et à travers des comparaisons faites avec des stations de référence proches. Donc, cette station n'a pas été utilisée comme source de données de référence dans cette analyse. Par conséquent, GL GH a déterminé que les sources les plus appropriés de données de référence à long-terme pour le site de Pierre-De Saurel sont les stations Varennes EC et les points MERRA 46,0N 73,3O et MERRA 46,0N 72,7O. Ces données de référence, représentant 15,3 années de données modélisées, ont été utilisées dans l'analyse pour définir la période à long-terme.

L'analyse du régime du vent à long-terme sur le site Pierre-De Saurel est décrite plus en détail à la section 5.1 et l'incertitude liée à l'hypothèse que cette période est représentative de la période à long-terme est considérée à la section 5.6 et décrite plus en détail dans l'Annexe E.

5 RÉSULTATS DE L'ANALYSE

L'analyse du parc éolien Pierre-De Saurel implique plusieurs étapes résumées ci-dessous :

- Les données modélisées aux stations de référence Varennes EC et aux points MERRA ont été corrélés aux données de mesure enregistrées au Mât 0091 sur une base quotidienne. Ces corrélations ont été utilisées pour calculer la vitesse moyenne du vent à long-terme sur le Mât 0091.
- Afin de transposer les données du site à la période long-terme, l'ajustement de la vitesse du vent déterminée entre la vitesse du vent mesurée et les données synthétisées à partir des données de référence modélisées au Mât 0091 ont été moyennées et cette moyenne a été appliquée à la vitesse moyenne du vent mesurée et déterminée au Mât 0091.
- Les données de mesure enregistrées sur le Mât 0091 ont été utilisées pour calculer les coefficients de cisaillement à l'intérieur de la couche limite de l'atmosphère en utilisant la loi de puissance. Ces estimations du cisaillement ont été utilisés pour extrapoler la vitesse du vent long-terme à la hauteur de mesure du Mât 0091 à la hauteur de moyeu proposée de 100 m.
- La vitesse du vent à hauteur de moyeu et la distribution de fréquence directionnelle du vent au Mât 0091 ont été obtenues en extrapolant les données de vitesse du vent mesurées et subséquemment ajustées pour refléter la vitesse moyenne du vent long-terme prévu au Mât 0091.
- La variation de la vitesse du vent sur le site du parc éolien a été prédite en utilisant le modèle d'écoulement WAsP. Ce modèle d'écoulement, initié à partir du Mât 0091, a été utilisé pour prédire le régime du vent long-terme aux positions des éoliennes.
- La production nette d'énergie du parc éolien a été calculée en tenant compte des effets de sillage du parc éolien, de la disponibilité des éoliennes, de l'efficacité électrique, du rendement de la turbine, de l'environnement et des limitations directionnelles de production sur les éoliennes.
- La variation saisonnière et diurne attendue de la production d'énergie du parc éolien a été calculé.
- Une évaluation de l'incertitude de la production d'énergie prévue du parc éolien a été entreprise.

5.1 Régime du vent au mât à hauteur de mesure

5.1.1 Analyse des données mesurées au mât

Les mesures du vent sur le site Pierre-De Saurel sont disponibles depuis septembre 2009 jusqu'à août 2013.

Il est possible d'étendre la période de données disponibles au plus haut niveau de mesure du mât pour la période complète de données disponibles en les synthétisant à partir des niveaux plus bas du mât, en utilisant une corrélation directionnelle des données sur une base de dix minutes sur toute la période, tel que décrit à l'Annexe E. Étant donné les hauts taux de recouvrement sur les niveaux de mesure et le faible bénéfice de synthétiser les données, comparativement à l'incertitude introduite, aucune synthétisation entre les niveaux n'a été faite sur le Mât 0091.

5.1.2 Extension de la période de mesure du site à la période des stations de référence

Afin d'étendre la période de mesure des données disponibles sur le site Pierre-De Saurel à la plus longue période de mesure des stations de référence, l'analyse qui suit a été réalisée.

Les moyennes quotidiennes de vitesse de vent au Mât 0091 ont été indépendamment corrélées aux moyennes quotidiennes de vitesse de vent observées simultanément à la station Varennes EC et à l'emplacement des points MERRA. Afin d'éviter l'introduction d'un biais saisonnier dans les corrélations des moyennes quotidiennes de vitesse de vent, celles-ci ont été regroupées par mois pour obtenir 12 régressions linéaires, comme décrit dans l'Annexe E. Les régressions linéaires ainsi obtenues ont été utilisées pour synthétiser l'historique des données de vitesse de vent au Mât 0091.

La série temporelle des données mesurées et synthétisées au mât a été recréée en combinant, en priorité décroissant, les données mesurées, les données synthétisées sur le site et les données synthétisées à partir de la station de référence. La moyenne des moyennes mensuelles, telle que décrite dans l'Annexe E, a été utilisé pour éviter l'introduction de biais dans la prédiction moyenne du régime de vent annuel due à une couverture des données saisonnières inégale à chaque mât. Les ajustements de la vitesse du vent déterminés entre les vitesses mesurées et les vitesses moyennes prédites à long-terme, fondés sur les données synthétisées à partir de chaque station de référence au Mât 0091, ont été moyennés et cet ajustement moyen a été appliqué à la moyenne de vitesse de vent mesurée et déterminée au niveau de chaque mât.

Par cette méthode, une vitesse moyenne du vent à long-terme est déterminée au Mât 0091, tel que présenté ci-dessous.

Table 5-1: Résumé de la vitesse moyenne long-terme au mât de mesure

Mât	Hauteur (m)	Vitesse de vent mesurée (m/s)	Vitesse de vent à long-terme (m/s)
0091	58,7	5,5	5,6

La vitesse moyenne de vent à long-terme prédite au Mât 0091 est environ 0,2% supérieure à la vitesse annuelle moyenne du vent pour la période de 3,8 années d'enregistrements valides sur le site, indiquant que la période mesurée est moins venteuse que la période de 15,3 années des stations de référence. De plus amples détails sont fournis pour le Mât 0091 dans l'Annexe C et une description générale des méthodes utilisées sont présentées dans l'Annexe E

5.2 Régime du vent au mât à hauteur de moyeu

5.2.1 Vitesse du vent à hauteur de moyeu

Les coefficients de cisaillement à l'intérieur de la couche limite de l'atmosphère au mât ont été obtenus à partir des mesures disponibles. La loi de puissance est la relation du rapport des vitesses du vent mesurées, U_1/U_2, sur le rapport des hauteurs de mesure, z_1/z_2, en utilisant le coefficient de cisaillement du vent, α, comme suit :

$$\frac{U_1}{U_2} = \left(\frac{z_1}{z_2}\right)^{\alpha} \qquad (5.1)$$

où α est le coefficient de cisaillement de la loi de puissance,
$\overline{U}$ est la vitesse moyenne du vent, et
z est la hauteur au-dessus du niveau du sol.

Le coefficient de cisaillement à l'intérieur de la couche limite de l'atmosphère a été dérivé au mât à l'aide du rapport des données de vitesse de vent mesurées simultanément à de multiples hauteurs de mesure. Comme décrit dans la section 3.3, les mesures effectuées au Lidar ont été utilisées afin de supporter le coefficient de cisaillement calculé au mât de mesure. Ceci a été pris en compte dans la détermination de l'incertitude liée à l'extrapolation verticale au

mât de mesure. Le coefficient de cisaillement déterminé au mât de mesure a donc été utilisé pour calculer la vitesse moyenne du vent ainsi que la distribution de fréquence directionnelle du vent long-terme au mât à une hauteur de moyeu proposée de 100 m.

Les moyennes à long-terme des vitesses de vent à hauteur de mesure, les coefficients de cisaillement de la loi de puissance et la moyenne long-terme des vitesses de vent à 100 m au Mât 0091 sont présentés dans le tableau ci-dessous.

Table 5-2: Résumé des moyennes de vitesse de vent long-terme au mât de mesure à hauteur de moyeu

Mât	Hauteur de mesure (m)	Moyenne de vitesse de vent long-terme à hauteur de mesure (m/s)	Coefficient d'extrapolation vertical (α)	Moyenne de vitesse de vent long-terme à 100 m (m/s)
0091	58,7	5,6	0.25	6,4

Le coefficient de cisaillement à l'intérieur de la couche limite de l'atmosphère pour le Mât 0091 est considéré raisonnable étant donné le régime de vent sur le site et la couverture au sol autour du mât. L'incertitude associée, en assumant que ces valeurs de cisaillement sont représentatives du régime de vent à long-terme, est discuté à la Section 5.6.

5.2.2 Vitesse du vent à hauteur de moyeu et distribution de fréquence directionnelle du vent

Les distributions de fréquence directionnelles à hauteur de moyeu sur le mât ont été obtenues en extrapolant, sur une base temporelle, les données de vitesse du vent mesurées. Les coefficients de cisaillement de la loi de puissance, calculées sur une base de dix minutes à partir des données enregistrées sur les anémomètres du Mât 0091, ont été utilisés pour extrapoler les données enregistrées à la hauteur de mesure afin d'obtenir les vitesses de vent à hauteur du moyeu. Celles-ci ont été combinées avec les données directionnelles enregistrées sur la girouette principale du mât pour créer les distributions de fréquences de la vitesse du vent et des directions à hauteur de moyeu. Une procédure a été utilisée pour éviter l'introduction de biais dans la prédiction moyenne du régime de vent annuel due à une couverture des données saisonnières inégale à chaque mât, comme indiqué à l'Annexe E. Les distributions de fréquences directionnelles au mât de mesure ont ensuite été redimensionnées à la vitesse moyenne long-terme à la hauteur de moyeu respective au mât.

Les vitesses de vent et distributions de fréquences directionnelles long-terme résultantes à hauteur de moyeu sont présentées à l'Annexe D pour le Mât 0091. Une vitesse de vent et une distribution de fréquence directionnelle long-terme représentative à hauteur de moyeu au Mât 0091 est illustré sous la forme d'une rose des vents dans la ci-dessous.

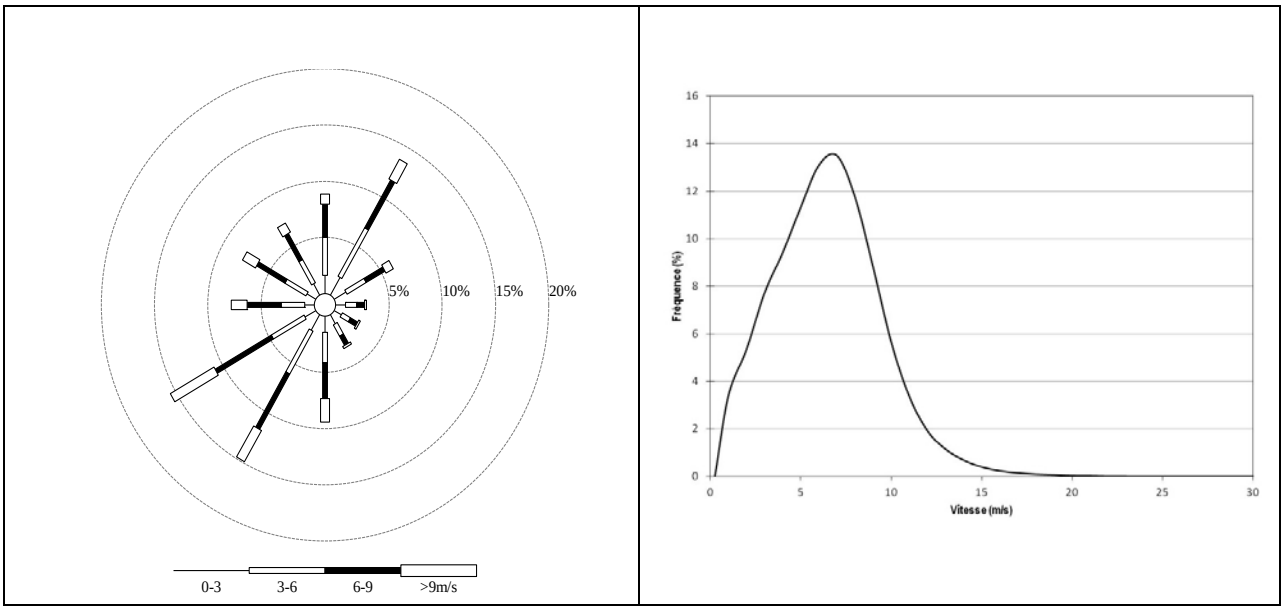


Figure 5-1: Vitesse moyenne du vent et distribution de fréquence directionnelle long-terme – Mât 0091 à 100 m

L'incertitude associée avec l'extrapolation des vitesses de vent à hauteur de moyeu est considérée dans la Section 5.6 et aussi discutée dans l'Annexe E.

5.3 Régime de vent long-terme sur le site

La variation de la vitesse du vent sur le site du parc éolien a surtout été prédite en utilisant le modèle d'écoulement WAsP tel que décrit à l'Annexe E. Les entrants figurant à la Section 2 ont été utilisés pour développer les cartes de topographie et de rugosité pour le site comme entrée dans le modèle d'écoulement.

5.3.1 Modèle d'écoulement WAsP

La variation de la vitesse du vent sur le site du projet éolien a été initialement prédite en utilisant le modèle d'écoulement du vent WAsP, tel que décrit à l'Annexe E. Le modèle d'écoulement WAsP a été lancé à partir du Mât 0091 et a été utilisé pour prédire les régimes de vent à long-terme aux positions des éoliennes proposées.

5.3.2 Modèle avancé d'écoulement du vent

Les principaux résultats sortant du modèle WAsP sont un ensemble de ratios des vitesses de vent entre le ou les mâts initiateurs et les emplacements des éoliennes, et ce, pour chacun des 12 secteurs de 30º de direction. Ces ratios de vitesse du vent, aussi appelés accélérations directionnelles, sont ensuite utilisés pour convertir les régimes de vent à long-terme aux mâts, qui sont déterminés à partir de l'analyse des mesures, aux conditions à long-terme escomptées aux positions des éoliennes.

Pour fin de validation du modèle d'écoulement, une comparaison entre les prédictions provenant des accélérations directionnelles entre mâts et les corrélations mesurées entre les anémomètres de chaque mât est analysée. Une validation du modèle d'écoulement n'a pas été possible en raison de la présence d'un seul mât de mesure sur le site.

5.3.3 Conclusions

Les régimes de vent à long-terme aux emplacements des éoliennes ont été prédits à l'aide du modèle d'écoulement WAsP, initiée par le Mât 0091.

La vitesse du vent à long-terme prévu à chaque éolienne est donnée à l'Annexe D. La vitesse moyenne du vent à long-terme pour le parc éolien dans son ensemble est de 6,4 m/s à la hauteur de moyeu proposée de 100 m.

GL GH recommande généralement que, sur un terrain comme le site Pierre-De Saurel, tous les emplacements d'éoliennes proposées soient à moins de 2 km d'un mât de mesure. Cette condition est en grande majorité rencontrée sur le site. Cependant, des distances d'extrapolation horizontales maximales pouvant atteindre 2,5 km sont présentes pour certains emplacements d'éoliennes. Pour en tenir compte, des incertitudes supplémentaires dans la prédiction de la variation de l'écoulement du vent à travers le site ont été considérées dans cette étude. Des mesures complémentaires réalisées à travers le site, idéalement à hauteur de moyeu, serviraient à réduire davantage ces incertitudes. Il est entendu que le client prévoit d'installer un mât de mesure d'une hauteur de 100 m sur le site de Pierre-De Saurel. Il est recommandé que la localisation du nouveau mât de mesure permette de réduire au mieux l'incertitude liée à l'extrapolation horizontale du site. GL GH recommande qu'une mise à jour de cette étude soit effectuée dès que suffisamment de données sont disponibles sur le nouveau mât de mesure.

5.4 Prévision de la production énergétique à long-terme

La production brute d'énergie à l'emplacement de chaque éolienne a été calculée en utilisant le logiciel WindFarmer et les résultats de la modélisation de l'écoulement du vent, ainsi que les courbes de puissance de l'éolienne présentée à l'Annexe B et à l'Annexe D.

La production nette d'énergie prévue au parc éolien, présentée ci-dessous, a été calculée en appliquant un certain nombre de facteurs de perte d'énergie sur la production d'énergie brute calculée ci-dessus. Les prévisions représentent l'estimation de la production annuelle prévue au cours des 20 premières années d'exploitation, bien que les parcs éoliens subissent généralement une variation dans le temps de la disponibilité et d'autres facteurs de perte avant qu'une maturité d'opération soit atteinte. Une définition détaillée des facteurs de perte est inclus dans l'Annexe E et de toutes dépendances temporelles des facteurs de perte considérés sont détaillées dans l'Annexe D.

Table 5-3: Production nette d'énergie prévue et facteurs de perte

	Hauteur de moyeu	**100**	**m**
	Puissance totale	**24,6**	**MW**
	Énergie brute	72,8	GWh/année
1	**Pertes par sillages**	**95,5**	
1a	Perte par sillage interne	95,5	%
1b	Perte par sillage externe	100,0	%
1c	Perte future par sillage	100,0	%
2	**Disponibilité technique**	**95,3**	
2a	Disponibilité de l'éolienne	96,4	%
2b	Disponibilité des équipements auxiliaires	99,0	%
2c	Disponibilité du réseau	99,8	%
3	**Pertes électriques**	**97,0**	
3a	Pertes électriques opérationnelles	97,0	%
3b	Consommation interne	100,0	%
4	**Performance des éoliennes**	**95,0**	
4a	Ajustement générique	100,0	%
4b	Pertes par hystérésis	100,0	%
4c	Ajustement spécifique de la courbe de puissance	96,0	%
4d	Sous-performance optimale	99,0	%
5	**Pertes environnementales**	**97,3**	
5a	Dégradation de performance	99,3	%
5b	Dégradation de performance – givre	99,3	%
5c	Arrêts – givre	98,8	%
5d	Températures extrêmes	100,0	%
5e	Accès au site	100,0	%
5f	Croissance des arbres	100,0	%
6	**Délestages**	**100,0**	
6a	Limitation directionnelle de production	100,0	%
6b	Délestage du réseau	100,0	%
6c	Bruit, impact visuel et environnemental	100,0	%
	Énergie nette	**59,4**	**GWh/année**
	Facteur d'utilisation	**27,6**	**%**

Le tableau ci-dessus inclut les sources potentielles de perte d'énergie qui ont été calculés, estimée, supposée ou non considérée. Les hypothèses spécifiques faites pour l'analyse sont résumées à l'Annexe E.

Il est recommandé que les différents facteurs de perte ci-dessus soient examinés et considérés avec soin. Plus précisément, les éléments suivants, qui sont nécessaires pour le rendement énergétique du projet, n'ont pas été soumis à un examen détaillé spécifique au projet et sont susceptibles de changer dans le cadre d'un tel examen, normalement entrepris dans le cadre d'un exercice complet de révision diligente (due diligence) :

2a disponibilité de l'éolienne, 2b disponibilité des équipements auxiliaires, 2c disponibilité du réseau.

5.5 Variation saisonnière et diurne

La variation saisonnière et diurne de la production moyenne d'énergie prévue à long-terme a été approximée à partir des données disponibles sur le site de Pierre-De Saurel. La variation saisonnière et diurne moyenne long-terme de la densité de l'air a été basée sur les températures relevées au Mât 0091 et les données de pression de la station de référence Nicolet EC ajustées à la densité de l'air annuelle long-terme prévue sur le site. Les vitesses de vent mesurées et extrapolées à hauteur de moyeu au Mât 0091 ont été ajustées pour refléter les vitesses moyennes du vent prédites à long-terme et les profils mensuels de chaque mât sur le site.

Basé sur la vitesse de vent prévue à long-terme à hauteur de moyeu et sur les distributions de fréquences directionnelles pour chaque mât sur le site, une matrice de performance de la puissance a été développée pour le parc éolien Pierre-De Saurel. En appliquant la série temporelle de la densité, la direction du vent et aux données de vitesse de vent à hauteur de moyeu à cette matrice, une série temporelle simulée des données de production a été produite.

A l'aide de la méthodologie ci-dessus, la variation saisonnière et diurne attendue de la production d'énergie à 100 m est présentée à l'Annexe D sous la forme d'une matrice 12 x 24 (voir page 52). Il est à noter que l'incertitude associée à la prédiction d'un mois donné ou à l'heure de la journée est significativement supérieure à celle associée à la prédiction de la production annuelle d'énergie tel que présenté ci-dessus. Il est aussi important de noter que les résultats présentés incluent seulement les pertes dues à la topographie et à la configuration du parc éolien.

5.6 Analyse d'incertitude

Les principales sources d'écart par rapport aux estimations centrales ont été quantifiées et sont présentées à l'Annexe D pour la hauteur de moyeu de 100 m.

L'erreur type associée à la prédiction de la vitesse moyenne du vent long-terme aux hauteurs de moyeu proposées est présentée dans le tableau ci-dessous. Si une distribution normale est supposée, les niveaux de confiance pour les prévisions sont les suivantes :

Table 5-4: Probabilité de dépassement pour la vitesse de vent moyenne prévue au Mât 0091

Probabilité de dépassement (%)	Vitesse de vent long-terme à 100 m (m/s)
99	5,9
95	6,0
90	6,1
75	6,2
50	6,4
Erreur type (m/s)	0,22

Un résumé des principales catégories d'incertitude considérées dans cette analyse l'incertitude totale résultante est présenté dans les tableaux ci-dessous.

Table 5-5: Incertitude de la prévision d'énergie à 100 m pour le parc éolien Pierre-De Saurel

Source d'incertitude à 100 m	**(% sur l'énergie nette)**			**(GWh/année)**		
Précision de l'anémomètre	4,4			2,6		
Période de la variabilité du vent long-terme (15,3 ans)	2,8			1,7		
Corrélation quotidienne avec les stations de références	2,2			1,3		
Homogénéité des données de station de référence	2,2			1,3		
Extrapolation verticale de 57,8 m à 100 m	4,4			2,6		
Incertitude totale sur la vitesse de vent	**7,4**			**4,4**		
Mesure à la sous-station	0,3			0,2		
Calcul de sillage et effets topographiques	6,0			3,6		
Hypothèses des facteurs de pertes sur l'énergie	1,5			0,9		
Période future considérée	*1 an*	*10 ans*	*20 ans*	*1 an*	*10 ans*	*20 ans*
Variabilité future sur l'énergie	11,2	3,5	2,5	6,6	2,1	1,5
Incertitude totale sur l'énergie	14,8	10,3	10,0	8,8	6,1	5,9

NB: + indique un pourcentage non-nul <0,05%, un espace vide indique un pourcentage nul

Le ratio de sensibilité indique comment la sensibilité de la production d'énergie nette varie en fonction des variations de la vitesse du vent, et, dépend principalement de la distribution de la vitesse du vent et la courbe de puissance de l'éolienne. Par exemple, avec un ratio de sensibilité de 1,50, une réduction de 2,0% de la vitesse du vent à tous les mâts de mesure mènerait à une réduction de 3,0% de la production nette d'énergie. Le ratio de sensibilité moyen pour le projet du parc éolien est de 2,2 pour une hauteur de moyeu de 100 m.

Il existe plusieurs incertitudes pour lesquels seules des hypothèses pragmatiques ont été faites à ce stade, y compris celles énumérées ci-dessous. Il est recommandé que le client considère chacune de ces incertitudes attentivement. Elles peuvent souvent être atténuées dans une certaine mesure, surtout dans les premières années du projet, à travers les clauses de garantie appropriées. Par conséquent, ces incertitudes doivent être examinées en détail en combinaison avec ces dispositions, par exemple dans le cadre d'une de révision technique diligente (due diligence) complète.

- La disponibilité des éoliennes;
- Les pertes électriques;
- La performance des éoliennes;
- Les pertes environnementales;
- Les pertes par délestage.

6 CONCLUSIONS ET RECOMMENDATIONS

Des données de mesure de vent valides ont été recueillies sur le site Pierre-De Saurel pour une période de 3,8 ans. Basé sur les résultats de l'analyse de ces données, parallèlement aux 15,3 années de données des stations de référence, les conclusions suivantes ont été faites à propos du régime de vent sur le site.

1 Les vitesses moyennes de vent à long-terme prédites au Mât 0091 sont:

Mât	Hauteur de mesure (m)	Moyenne de vitesse de vent long-terme à hauteur de mesure (m/s)	Coefficient d'extrapolation vertical (α)	Moyenne de vitesse de vent long-terme à 100 m (m/s)
0091	58,7	5,6	0.25	6,4

Les conclusions suivantes ont été tirées des calculs de l'écoulement du vent sur le site et de l'analyse de la configuration du parc éolien:

2 La vitesse moyenne du vent à long-terme prévues pour le parc éolien dans son ensemble est de 6,4 m/s à la hauteur de moyeu proposée de 100 m.

3 La production d'énergie prévue au cours des 20 premières années d'exploitation pour le parc éolien Pierre-De Saurel est résumée dans le tableau ci-dessous :

Hauteur de moyeu	**100**	**m**
Puissance totale	**24,6**	**MW**
Énergie brute	72,8	**GWh/année**
Pertes par sillages	95,5	%
Disponibilité technique	95,3	%
Pertes électriques	97,0	%
Performance des éoliennes	95,0	%
Pertes environnementales	97,3	%
Délestages	100,0	%
Énergie nette	**59,4**	**GWh/année**
Facteur d'utilisation	**27,6**	**%**

Ces calculs incluent les effets dues à la topographie, au sillage entre éoliennes et à la densité de l'air et aussi les hypothèses ou estimations des pertes dues au transport de l'électricité, à la disponibilité, à l'hystérésis en cas de vent fort, au rendement de l'éolienne, à la maintenance des sous-stations de connexion et à l'effet de l'encrassement ou du givrage des pâles.

Il y a certaines autres pertes qui pourraient affecter la production nette d'énergie du parc éolien, comme indiqué à l'Annexe E, mais celles-ci n'ont pas été prises en compte ici. Il est recommandé que le client considère chacune de ces pertes et l'effet possible qu'elles peuvent avoir sur la production nette d'énergie.

La prévision nette d'énergie présentée ci-dessus représente la moyenne à long-terme, à un niveau de confiance de 50%, pour la production d'énergie annuelle du parc éolien. Cette valeur est la meilleure

estimation de la valeur moyenne à long-terme qui peut être attendu du projet. Il y a donc une probabilité de 50% que, même lorsque considéré sur de très longues périodes, la production moyenne d'énergie puisse être inférieure ou supérieure à la valeur donnée.

4 L'erreur type associée à la prédiction de la production d'énergie a été calculée et les niveaux de confiance pour les prévisions sont présentés dans le tableau suivant:

Probabilité de dépassement (%)	Énergie nette produite (GWh/année) à 100 m		
	Moyenne sur 1 an	Moyenne sur 10 ans	Moyenne sur 20 ans
99	39,0	45,2	45,6
95	45,0	49,4	49,7
90	48,2	51,6	51,8
75	53,5	55,3	55,4
50	59,4	59,4	59,4

Il existe plusieurs incertitudes pour lesquels seules des hypothèses pragmatiques ont été faites à ce stade, tel que décrit à la Section 5.6. Il est recommandé que le client considère chacune de ces incertitudes attentivement. Elles peuvent souvent être atténuées dans une certaine mesure, surtout dans les premières années du projet, à travers les clauses de garantie appropriées. Par conséquent, ces incertitudes doivent être examinées en détail en combinaison avec ces dispositions, par exemple dans le cadre d'une de révision technique diligente (due diligence) complète.

5 Il est à noter que l'espacement minimal proposé entre les éoliennes REpower MM92 est de 5,0 fois le diamètre du rotor pour cette configuration du parc éolien. Bien que n'étant pas dans le sens des vents dominants, l'augmentation des niveaux de turbulence a pour potentiel d'augmenter les charges de fatigue à ces éoliennes. Il est recommandé que le fournisseur d'éoliennes soit consulté à un stade préliminaire afin d'obtenir l'approbation de la configuration du parc éolien proposée.

6 Sur un terrain comme celui du parc éolien Pierre-De Saurel, GL GH recommande généralement que tous les emplacements d'éoliennes proposées soient à moins de 2 km d'un mât de mesure, d'une hauteur d'au moins trois-quarts de la hauteur du moyeu proposée. La distance est globalement respectée sur site, mais les conditions de hauteur ne sont pas remplies pour une hauteur de moyeu proposée de 100 m. Il est à noter que la campagne de mesure Lidar effectuée sur le site de Pierre-De Saurel a été utilisée en tant que support dans l'analyse de l'extrapolation verticale à 100 m sur site. Ceci a été pris en compte dans les incertitudes de la présente analyse. Des mesures supplémentaires effectuées sur le site, idéalement à hauteur du moyeu, telles que celles recueillies par le lidar, et/ou à une autre localisation sur le site serviraient à réduire davantage ces incertitudes. Il est entendu que le client prévoit d'installer un mât de mesure d'une hauteur de 100 m sur le site de Pierre-De Saurel. Il est recommandé que la localisation du nouveau mât de mesure permette de réduire au mieux l'incertitude liée à l'extrapolation horizontale du site. GL GH recommande qu'une mise à jour de cette étude soit effectuée dès que suffisamment de données sont disponibles sur le nouveau mât de mesure.

REFERENCES

[1] Geobase, résolution de 30 m, http://www.geobase.ca/geobase/fr/data/cded/description.html.

[2] ESDU, "Wind speed profiles over terrain with roughness changes", Item No. 84011 Amendments A to D, ESDU International: London, 1993.

[3] Documents "2.1.2 - PD-2.12-WT.WT.01-A-D-EN_MM92_60H_2050kW_CCV.pdf", "2.1.4 - CA-QC-ICING-001-01-A.pdf", "2.2.2 - SD-2.12-WT.SC.01-A-E-EN_MM92_60Hz_Conditions_of_use_CCV.pdf", "3.1.2 - SD-2.9-WT.PC.03-B-D-EN Power Curve & Sound Power Level [MM92_2050kW].pdf" et "3.2.4 - D-2.6-VM.SM.01-B B-EN - Excerpt.pdf", reçus par courriel par Eric Desrosiers de Jean-Daniel Langlois (REpower) le 14 mai 2013.

[4] IEC 61400-12-1:2005(E), "Wind turbines - Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines".

[5] "063-P-0002046-2000-GN-D-0001-P00.pdf", "063-P-0002046-2000-GN-D-0002-P00.pdf," documents reçus par GL GH de Christian Gauthier de Dessau par courriel le 16 juillet 2013.

[6] "4.2.3 - PdS Site Conformity according to IEC 61400 statement_final.pdf", Design Life Statement / Pierre-De Saurel project, Québec, Canada.

[7] NRG Systems, "NRG Technical support bulletin 008", 22 May 2008.

[8] Clark, S.H. et al., "Investigation of the NRG #40 Anemometer Slowdown", Conférence de L'AWEA 2009, Chicago.

[9] Site internet d'Environnement Canada, "National Climate Data and Information Archive": http://www.climate.weatheroffice.gc.ca.

[10] National Aeronautics and Space Administration, MERRA Data Subset, MDISC website: http://disc.sci.gsfc.nasa.gov/daac-bin/FTPSubset.pl, IAU 2d atmospheric single-level diagnostics, 1979-2012.

ANNEXE A VUE PANORAMIQUE DU SITE

Vue panoramique du site autour du Mât 0091

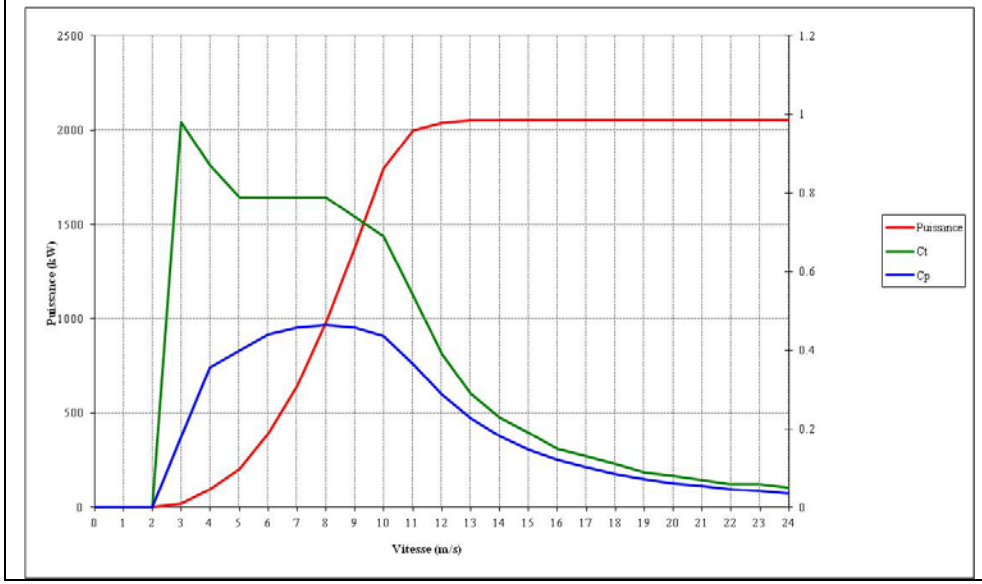
N

O (659450, 5093413) E

S

ANNEXE B CARACTÉRISTIQUES DE L'ÉOLIENNE – REPOWER MM92 2,05 MW

Manufacturier	REpower
Éolienne	REpower MM92
Système de contrôle	Pitch (actif)
Puissance nominale	2050 kW
Diamètre	92,5 m
Hauteur de moyeu	100 m
Vitesse de rotation	7,8 rpm à 15 rpm
Densité de l'air	1,225 kg/m^3
Intensité de turbulence	Normale
Cp maximum	0.46
Vitesse 10-minutes de décrochage	24,0 m/s
Vitesse 10-minutes de redémarrage (valeur estimée)	22,0 m/s
Température d'opération (Option température froide)	-30 °C to 35 °C



Vitesse du vent à hauteur de moyeu (m/s)	Puissance électrique (kW)	Coefficient de trainée (kW)
0	0	0
1	0	0
2	0	0
3	20	0,98
4	94	0,98
5	205	0,98
6	391	0,87
7	645	0,79
8	979	0,79
9	1375	0,79
10	1795	0,79
11	2000	0,74
12	2040	0,69
13	2050	0,29
14	2050	0,23
15	2050	0,19
16	2050	0,15
17	2050	0,13
18	2050	0,11
19	2050	0,09
20	2050	0,08
21	2050	0,07
22	2050	0,06
23	2050	0,06
24	2050	0,05

Source: "3.1.2 - SD-2.9-WT.PC.03-B-D-EN Power Curve & Sound Power Level [MM92_2050kW].pdf"

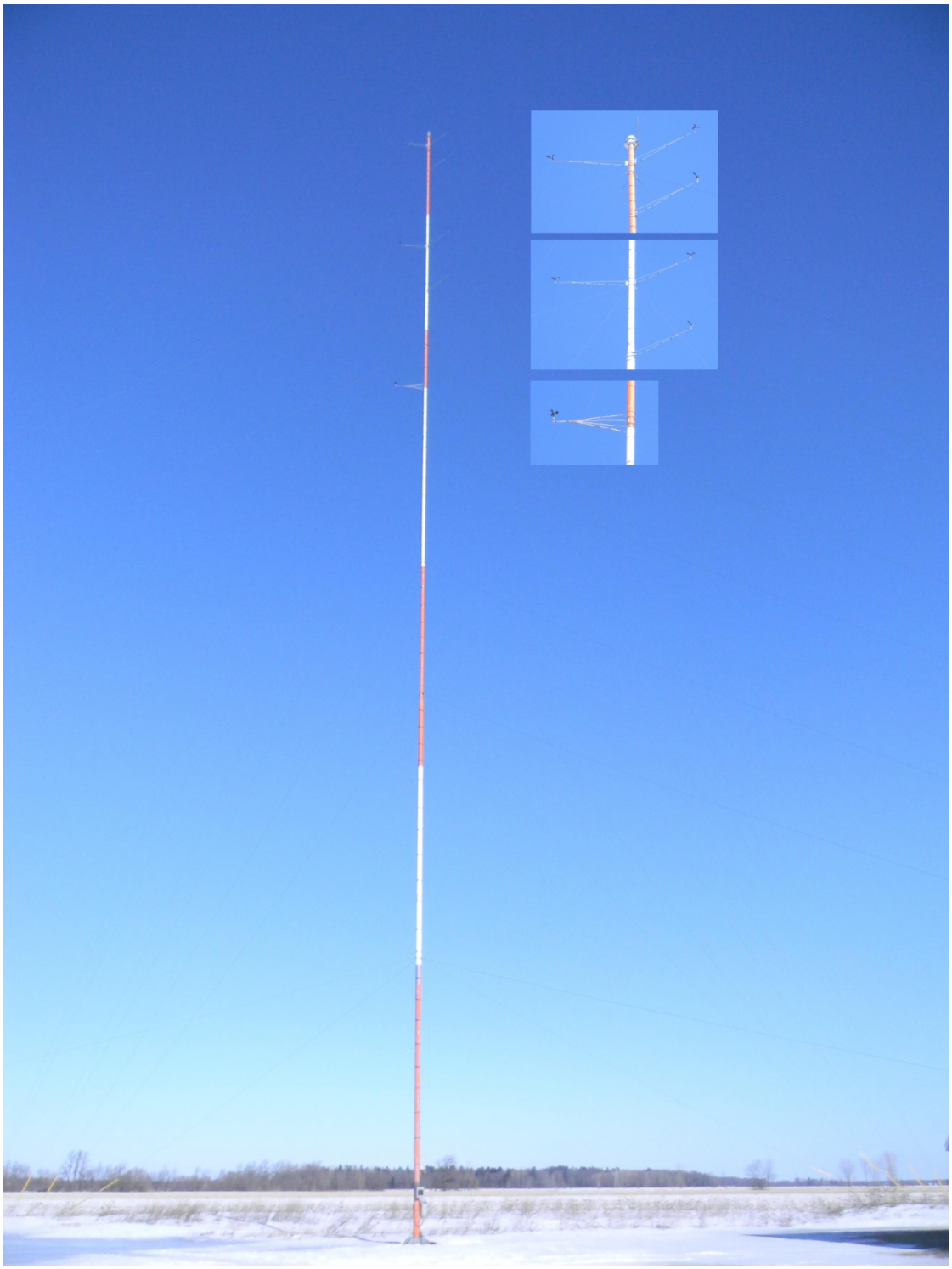
ANNEXE C DONNÉES DE VENT

1 Mât 0091

2 Stations de référence

1 Mât 0091

Configuration du Mât 0091



Configuration du Mât 0091

Information générale		**Location du mât**					
Nom du site	Pierre-De Saurel		**Est (m)**	**Nord (m)**	**Système de coordonnées**	**Datum**	**Zone**
Nom du mât	0091	**Coordonnées**	**659450**	**5093413**	**UTM**	**NAD83**	**18**
Date d'installation	1er septembre 2009	**Altitude (m)**	**22**				

Description des anémomètres

Numéro de canal	Modèle d'anémomètre	Numéro de série	Date de début	Date de fin	Hauteur du capteur (m)	Orientation des bras (degré)**	Pente appliquée au SAD[1] (m/s)	Abscisse appliqué au SAD[1] (m/s)	Pente désirée (m/s)	Abscisse désiré (m/s)	Longueur des bras (D_m)[1]	Hauteur au-dessus du bras (D_b)[1]
1	NRG #40C	113863	01/09/2009	10/01/2010	39,3	273	0,765	0,350	0,760	0,380	7	13
2	NRG #40C	113895	01/09/2009	31/08/2013	49,7	270	0,765	0,350	0,755	0,360	15	16
3	NRG #40C	113864	01/09/2009	31/08/2013	49,7	132	0,765	0,350	0,762	0,320	15	16
4	NRG #40C	113896	01/09/2009	31/08/2013	58,7	267	0,765	0,350	0,757	0,360	15	16
5	NRG #40C	114251	01/09/2009	31/08/2013	58,7	129	0,765	0,350	0,762	0,320	15	16
6	NRG #40C	113863	10/01/2010	31/08/2013	39,3	273	0,765	0,350	0,760	0,380	7	13

Numéro de canal	Modèle d'anémomètre	Numéro de série	Date de début	Date de fin	Hauteur du capteur (m)	Orientation des bras (degré)	Orientation de la zone morte (deadband)	Abscisse appliqué au SAD[1] (degré)	Abscisse désiré (degré)	Longueur des bras (D_m)[1]	Hauteur au-dessus du bras (D_b)[1]
7	NRG #200P	N/A	01/09/2009	31/08/2013	56,7	129	Vers la tour	0	309	15	16
8	NRG #200P	N/A	01/09/2009	31/08/2013	45,9	133	Vers la tour	0	307	10	16

Description de l'instrumentation

Numéro de canal	Modèle de l'instrumentation	Numéro de série	Date de début	Date de fin	Hauteur de l'instrument (m)	Pente appliquée au SAD[1]	Abscisse appliqué au SAD[1]
9	NRG #110S	N/A	01/09/2009	31/08/2013	2,0	0,138	-86,383

Description du SAD[1]

Modèle	**NRG Symphonie**
Numéro de série	**309018377**
Date d'installation	**1 septembre 2009**
Intervalle de la moyenne	**10**
Fréquence d'échantillonnage	**0.50**

Notes: SAD = Système d'acquisition des données; D_m = Diamètre du mât; D_b = Diamètre du bras

**Valeurs mesurées lors de la visite effectuée par GL GH en février 2013

Mât 0091 - Vitesse et taux de recouvrement aux plus hauts niveaux de mesure					
Mois	**Vitesse moyenne (m/s)**		**Recouvrement sur les vitesses (%)**		**Recouvrement sur les directions (%)**
	59[1] m	**59[2] m**	**59[1] m**	**59[2] m**	**57 m**
Sept-09	5,1	5,1	100	100	100
Oct-09	5,2	5,2	99	99	99
Nov-09	4,8	4,8	98	98	98
Déc-09	5,7	5,7	84	84	84
Janv-10	5,9	5,9	84	84	84
Fév-10	6,2	6,1	92	92	92
Mars-10	6,1	6,1	96	96	96
Avril-10	5,9	5,9	95	95	95
Mai-10	5,4	5,4	100	100	100
Juin-10	4,5	4,6	98	98	98
Juil-10	4,9	4,9	97	97	97
Août-10	4,9	4,9	100	100	100
Sept-10	5,5	5,5	100	100	100
Oct-10	5,8	5,9	100	100	100
Nov-10	5,3	5,3	96	96	96
Déc-10	6,3	6,3	66	66	66
Janv-11	4,8	4,9	100	100	100
Fév-11	5,9	6,0	98	98	98
Mars-11	5,9	6,0	82	82	82
Avril-11	6,2	6,2	95	95	95
Mai-11	6,1	6,0	100	100	100
Juin-11	5,2	5,2	100	100	100
Juil-11	4,7	4,7	100	100	100
Août-11	5,2	5,2	100	100	100
Sept-11	4,5	4,4	100	100	100
Oct-11	6,1	6,1	100	100	100
Nov-11	6,3	6,3	100	100	100
Déc-11	6,0	5,9	71	71	71
Janv-12	5,7	5,6	95	95	95
Fév-12	5,7	5,7	81	81	81
Mars-12	5,9	6,0	94	94	94
Avril-12	6,2	6,3	99	99	99
Mai-12	5,0	5,0	100	100	100
Juin-12	5,4	5,4	100	100	100
Juil-12	4,6	4,6	100	100	100

Mât 0091 - Vitesse et taux de recouvrement aux plus hauts niveaux de mesure					
Mois	**Vitesse moyenne (m/s)**		**Recouvrement sur les vitesses (%)**		**Recouvrement sur les directions (%)**
	59[1] m	**59[2] m**	**59[1] m**	**59[2] m**	**57 m**
Août-12	5,0	5,0	100	100	100
Sept-12	5,4	5,5	100	100	100
Oct-12	5,3	5,3	100	100	100
Nov-12	4,8	4,9	96	96	96
Déc-12	6,0	5,9	76	76	76
Janv-13	6,0	6,0	100	100	100
Fév-13	5,7	5,7	92	92	92
Mars-13	5,4	5,5	97	97	97
Avril-13	6,7	6,7	98	98	98
Mai-13	5,8	5,7	100	100	100
Juin-13	5,0	5,0	100	100	100
Juil-13	4,8	4,8	100	100	100
Août-13	5,0	5,0	100	100	100

1. Anémomètre orienté vers l'ouest (267º)
2. Anémomètre orienté vers le sud-est (129º)

Résumé su contrôle de qualité du Mât 0091

Les données de mesure de vent ont fait l'objet d'un contrôle de qualité par GL GH afin d'identifier les enregistrements qui ont montrés un dysfonctionnement matériel ou toutes autres sortes d'anomalies. Les principales périodes pour lesquelles des données valides n'étaient pas disponibles sont résumées ci-dessous, avec les détails sur les erreurs relevées :

- GL GH a noté que l'anémomètre à 50 m orienté vers l'ouest n'a pas fonctionné du 26 décembre au 29 décembre 2009 ainsi que du 30 décembre 2009 au 10 janvier 2010.
- GL GH a noté que l'anémomètre à 50 m orienté vers le sud-est n'a pas fonctionné du 26 décembre au 31 décembre 2009.
- GL GH a noté que l'anémomètre à 39 m orienté vers l'ouest n'a pas fonctionné du 30 décembre 2009 au 10 janvier 2010.
- Outre les évènements énumérés ci-dessus, qui peuvent avoir été causés par du givrage sur les capteurs, d'autre évènements sporadiques de givrage, mais de plus courte durée, ont été relevés mais non énumérés ici.

2 Stations de référence

Données mesurées à la station Varennes EC à 10 m								
Mois	Vitesse moyenne (m/s)	Recou-vrement sur les vitesses (%)	Mois	Vitesse moyenne (m/s)	Recou-vrement sur les vitesses (%)	Mois	Vitesse moyenne (m/s)	Recou-vrement sur les vitesses (%)
Janv-98	4,1	100	Juin-01	3,4	100	Nov-04	3,2	100
Fév-98	3,7	99	Juil-01	3,3	100	Déc-04	4,6	100
Mar-98	4,2	100	Août-01	3,0	100	Janv-05	4,2	100
Avril-98	4,2	100	Sep-01	2,9	100	Fév-05	3,2	100
Mai-98	4,0	100	Oct-01	3,9	100	Mar-05	4,3	100
Juin-98	3,4	100	Nov-01	3,7	100	Avril-05	4,0	99
Juil-98	3,0	100	Déc-01	4,0	99	Mai-05	4,2	100
Août-98	2,4	100	Janv-02	4,1	99	Juin-05	3,4	100
Sep-98	2,9	99	Fév-02	4,6	100	Juil-05	2,4	100
Oct-98	4,0	99	Mar-02	5,0	100	Août-05	2,4	100
Nov-98	4,5	100	Avril-02	4,2	100	Sep-05	3,2	100
Déc-98	4,4	100	Mai-02	5,1	100	Oct-05	4,0	100
Janv-99	5,4	100	Juin-02	3,2	100	Nov-05	4,7	100
Fév-99	3,7	100	Juil-02	3,4	100	Déc-05	4,2	100
Mar-99	4,9	100	Août-02	2,7	100	Janv-06	4,5	100
Avril-99	4,2	100	Sep-02	2,9	100	Fév-06	5,0	100
Mai-99	3,7	100	Oct-02	3,0	100	Mar-06	4,4	100
Juin-99	3,4	99	Nov-02	3,7	100	Avril-06	4,1	100
Juil-99	3,4	99	Déc-02	4,6	100	Mai-06	3,8	100
Août-99	2,7	99	Janv-03	4,3	99	Juin-06	3,3	100
Sep-99	3,0	99	Fév-03	4,6	100	Juil-06	2,6	100
Oct-99	3,6	100	Mar-03	3,8	100	Août-06	2,5	100
Nov-99	4,8	99	Avril-03	4,0	100	Sep-06	2,7	100
Déc-99	4,1	100	Mai-03	3,2	100	Oct-06	3,6	100
Janv-00	4,6	100	Juin-03	3,5	100	Nov-06	3,6	100
Fév-00	4,7	100	Juil-03	3,2	100	Déc-06	4,1	100
Mar-00	4,3	100	Août-03	2,8	95	Janv-07	4,3	100
Avril-00	4,6	100	Sep-03	3,0	85	Fév-07	5,3	100
Mai-00	4,0	100	Oct-03	3,7	100	Mar-07	4,8	100
Juin-00	3,8	98	Nov-03	4,5	100	Avril-07	4,5	100
Juil-00	2,9	96	Déc-03	4,4	100	Mai-07	4,2	100
Août-00	2,6	100	Janv-04	5,6	100	Juin-07	3,7	99
Sep-00	3,0	100	Fév-04	4,2	100	Juil-07	2,7	100
Oct-00	3,2	100	Mar-04	4,0	100	Août-07	2,7	99
Nov-00	3,0	100	Avril-04	4,6	100	Sep-07	3,4	100
Déc-00	5,0	100	Mai-04	4,1	100	Oct-07	3,4	100
Janv-01	3,5	100	Juin-04	3,8	100	Nov-07	4,1	100
Fév-01	4,7	99	Juil-04	2,3	100	Déc-07	4,8	100
Mar-01	4,8	100	Août-04	2,4	100	Janv-08	4,7	100
Avril-01	3,9	100	Sep-04	2,6	100	Fév-08	4,9	100
Mai-01	3,8	100	Oct-04	3,1	100	Mar-08	4,7	100

Données mesurées à la station Varennes EC à 10 m								
Mois	**Vitesse moyenne (m/s)**	**Recou-vrement sur les vitesses (%)**	**Mois**	**Vitesse moyenne (m/s)**	**Recou-vrement sur les vitesses (%)**	**Mois**	**Vitesse moyenne (m/s)**	**Recou-vrement sur les vitesses (%)**
Avril-08	4,3	100	Sep-10	3,3	99	Fév-13	4,6	100
Mai-08	4,1	100	Oct-10	3,6	99	Mar-13	4,3	97
Juin-08	3,2	100	Nov-10	3,6	99	Avril-13	4,8	100
Juil-08	2,9	100	Déc-10	4,2	99	Mai-13	4,1	99
Août-08	2,3	100	Janv-11	3,8	99	Juin-13	3,7	100
Sep-08	2,4	100	Fév-11	4,6	82	Juil-13	3,0	100
Oct-08	3,1	100	Mar-11	4,2	95	Août-13	3,1	100
Nov-08	3,7	100	Avril-11	4,6	100	Fév-13	4,6	100
Déc-08	5,2	85	Mai-11	4,6	100	Mar-13	4,3	97
Janv-09	4,4	100	Juin-11	3,7	99	Avril-13	4,8	100
Fév-09	4,3	100	Juil-11	3,1	100	Mai-13	4,1	99
Mar-09	4,1	100	Août-11	3,2	100	Juin-13	3,7	100
Avril-09	4,7	100	Sep-11	2,7	100	Juil-13	3,0	100
Mai-09	4,5	100	Oct-11	4,0	100	Août-13	3,1	100
Juin-09	3,1	100	Nov-11	4,0	100	-	-	-
Juil-09	2,9	100	Déc-11	3,9	100	-	-	-
Août-09	2,8	99	Janv-12	4,5	100	-	-	-
Sep-09	2,9	99	Fév-12	4,0	100	-	-	-
Oct-09	3,3	99	Mar-12	4,1	100	-	-	-
Nov-09	3,2	99	Avril-12	4,8	100	-	-	-
Déc-09	4,5	99	Mai-12	3,4	93	-	-	-
Janv-10	4,7	99	Juin-12	3,6	86	-	-	-
Fév-10	5,1	99	Juil-12	2,7	100	-	-	-
Mar-10	4,2	99	Août-12	3,1	100	-	-	-
Avril-10	4,2	98	Sep-12	3,2	100	-	-	-
Mai-10	3,8	99	Oct-12	3,6	99	-	-	-
Juin-10	3,2	99	Nov-12	3,5	100	-	-	-
Juil-10	3,0	99	Déc-12	4,2	100	-	-	-
Août-10	2,9	99	Janv-13	4,6	100	-	-	-

Données modélisées au point MERRA 46,0N 72,7O à 50 m								
Mois	Vitesse moyenne (m/s)	Recou-vrement sur les vitesses (%)	Mois	Vitesse moyenne (m/s)	Recou-vrement sur les vitesses (%)	Mois	Vitesse moyenne (m/s)	Recou-vrement sur les vitesses (%)
Janv-00	6,6	100	Mai-03	4,0	100	Sep-06	4,8	100
Fév-00	6,4	100	Juin-03	4,6	100	Oct-06	5,8	100
Mar-00	5,9	100	Juil-03	4,9	100	Nov-06	5,3	100
Avril-00	5,9	100	Août-03	4,4	100	Déc-06	6,2	100
Mai-00	5,0	100	Sep-03	5,0	100	Janv-07	6,2	100
Juin-00	4,6	100	Oct-03	5,5	100	Fév-07	6,9	100
Juil-00	4,1	100	Nov-03	6,2	100	Mar-07	6,8	100
Août-00	4,3	100	Déc-03	6,0	100	Avril-07	5,8	100
Sep-00	5,3	100	Janv-04	6,0	100	Mai-07	5,2	100
Oct-00	5,5	100	Fév-04	5,7	100	Juin-07	4,7	100
Nov-00	4,5	100	Mar-04	6,0	100	Juil-07	4,0	100
Déc-00	5,8	100	Avril-04	6,1	100	Août-07	4,3	100
Janv-01	4,9	100	Mai-04	5,6	100	Sep-07	5,3	100
Fév-01	6,3	100	Juin-04	5,4	100	Oct-07	5,1	100
Mar-01	6,0	100	Juil-04	4,0	100	Nov-07	5,8	100
Avril-01	6,2	100	Août-04	4,6	100	Déc-07	5,8	100
Mai-01	4,8	100	Sep-04	5,1	100	Janv-08	6,8	100
Juin-01	4,6	100	Oct-04	5,4	100	Fév-08	6,2	100
Juil-01	4,6	100	Nov-04	5,3	100	Mar-08	6,4	100
Août-01	4,7	100	Déc-04	5,9	100	Avril-08	5,6	100
Sep-01	5,1	100	Janv-05	6,0	100	Mai-08	5,1	100
Oct-01	6,0	100	Fév-05	5,4	100	Juin-08	4,2	100
Nov-01	5,7	100	Mar-05	6,2	100	Juil-08	4,5	100
Déc-01	5,6	100	Avril-05	5,9	100	Août-08	3,6	100
Janv-02	5,6	100	Mai-05	5,1	100	Sep-08	4,4	100
Fév-02	6,4	100	Juin-05	4,9	100	Oct-08	5,0	100
Mar-02	6,8	100	Juil-05	4,3	100	Nov-08	5,6	100
Avril-02	5,7	100	Août-05	4,4	100	Déc-08	6,6	100
Mai-02	6,1	100	Sep-05	5,4	100	Janv-09	5,1	100
Juin-02	4,4	100	Oct-05	5,5	100	Fév-09	6,6	100
Juil-02	5,1	100	Nov-05	6,8	100	Mar-09	5,7	100
Août-02	4,8	100	Déc-05	6,0	100	Avril-09	6,2	100
Sep-02	5,3	100	Janv-06	6,2	100	Mai-09	5,6	100
Oct-02	5,0	100	Fév-06	6,7	100	Juin-09	4,1	100
Nov-02	5,6	100	Mar-06	5,8	100	Juil-09	4,2	100
Déc-02	6,1	100	Avril-06	5,7	100	Août-09	4,5	100
Janv-03	5,6	100	Mai-06	5,0	100	Sep-09	4,5	100
Fév-03	6,1	100	Juin-06	4,8	100	Oct-09	4,9	100
Mar-03	5,7	100	Juil-06	4,7	100	Nov-09	4,6	100
Avril-03	5,4	100	Août-06	4,5	100	Déc-09	5,6	100

Données modélisées au point MERRA 46,0N 72,7O à 50 m								
Mois	**Vitesse moyenne (m/s)**	**Recou-vrement sur les vitesses (%)**	**Mois**	**Vitesse moyenne (m/s)**	**Recou-vrement sur les vitesses (%)**	**Mois**	**Vitesse moyenne (m/s)**	**Recou-vrement sur les vitesses (%)**
Janv-10	6,0	100	Avril-11	6,1	100	Juil-12	4,1	100
Fév-10	6,3	100	Mai-11	5,2	100	Août-12	4,4	100
Mar-10	6,3	100	Juin-11	4,6	100	Sep-12	5,2	100
Avril-10	5,6	100	Juil-11	4,3	100	Oct-12	5,4	100
Mai-10	4,9	100	Août-11	4,4	100	Nov-12	4,5	100
Juin-10	4,1	100	Sep-11	4,2	100	Déc-12	5,6	100
Juil-10	4,4	100	Oct-11	5,7	100	Janv-13	6,5	100
Août-10	4,5	100	Nov-11	5,9	100	Fév-13	5,6	100
Sep-10	5,3	100	Déc-11	5,5	100	Mar-13	5,8	100
Oct-10	5,6	100	Janv-12	5,9	100	Avril-13	6,4	100
Nov-10	5,7	100	Fév-12	5,6	100	Mai-13	5,1	100
Déc-10	5,9	100	Mar-12	5,8	100	Juin-13	4,4	100
Janv-11	4,9	100	Avril-12	5,9	100	Juil-13	4,1	99
Fév-11	6,4	100	Mai-12	4,5	100	-	-	-
Mar-11	6,3	100	Juin-12	4,7	100	-	-	-

Données modélisées au point MERRA 46,0N 73,3O à 50 m								
Mois	**Vitesse moyenne (m/s)**	**Recou-vrement sur les vitesses (%)**	**Mois**	**Vitesse moyenne (m/s)**	**Recou-vrement sur les vitesses (%)**	**Mois**	**Vitesse moyenne (m/s)**	**Recou-vrement sur les vitesses (%)**
Janv-00	7,0	100	Mai-03	4,2	100	Sep-06	5,0	100
Fév-00	6,7	100	Juin-03	4,9	100	Oct-06	6,1	100
Mar-00	6,1	100	Juil-03	5,1	100	Nov-06	5,5	100
Avril-00	6,2	100	Août-03	4,6	100	Déc-06	6,5	100
Mai-00	5,2	100	Sep-03	5,3	100	Janv-07	6,5	100
Juin-00	4,8	100	Oct-03	5,7	100	Fév-07	7,4	100
Juil-00	4,4	100	Nov-03	6,5	100	Mar-07	7,1	100
Août-00	4,6	100	Déc-03	6,2	100	Avril-07	6,1	100
Sep-00	5,5	100	Janv-04	6,6	100	Mai-07	5,6	100
Oct-00	5,8	100	Fév-04	6,2	100	Juin-07	4,9	100
Nov-00	4,8	100	Mar-04	6,3	100	Juil-07	4,1	100
Déc-00	6,4	100	Avril-04	6,5	100	Août-07	4,5	100
Janv-01	5,2	100	Mai-04	5,7	100	Sep-07	5,6	100
Fév-01	6,6	100	Juin-04	5,6	100	Oct-07	5,3	100
Mar-01	6,3	100	Juil-04	4,2	100	Nov-07	6,1	100
Avril-01	6,4	100	Août-04	4,8	100	Déc-07	6,1	100
Mai-01	5,2	100	Sep-04	5,3	100	Janv-08	7,1	100
Juin-01	5,0	100	Oct-04	5,7	100	Fév-08	6,4	100
Juil-01	4,8	100	Nov-04	5,6	100	Mar-08	6,7	100
Août-01	4,9	100	Déc-04	6,3	100	Avril-08	5,8	100
Sep-01	5,3	100	Janv-05	6,3	100	Mai-08	5,4	100
Oct-01	6,3	100	Fév-05	5,5	100	Juin-08	4,4	100
Nov-01	6,0	100	Mar-05	6,6	100	Juil-08	4,7	100
Déc-01	5,9	100	Avril-05	6,3	100	Août-08	3,8	100
Janv-02	6,0	100	Mai-05	5,3	100	Sep-08	4,5	100
Fév-02	6,5	100	Juin-05	5,0	100	Oct-08	5,3	100
Mar-02	7,1	100	Juil-05	4,6	100	Nov-08	5,6	100
Avril-02	5,9	100	Août-05	4,7	100	Déc-08	6,8	100
Mai-02	6,4	100	Sep-05	5,7	100	Janv-09	5,6	100
Juin-02	4,7	100	Oct-05	5,9	100	Fév-09	6,8	100
Juil-02	5,4	100	Nov-05	7,1	100	Mar-09	5,9	100
Août-02	5,1	100	Déc-05	6,3	100	Avril-09	6,4	100
Sep-02	5,5	100	Janv-06	6,4	100	Mai-09	5,9	100
Oct-02	5,2	100	Fév-06	6,9	100	Juin-09	4,1	100
Nov-02	5,8	100	Mar-06	6,3	100	Juil-09	4,4	100
Déc-02	6,4	100	Avril-06	6,0	100	Août-09	4,7	100
Janv-03	6,1	100	Mai-06	5,2	100	Sep-09	4,7	100
Fév-03	6,4	100	Juin-06	5,0	100	Oct-09	5,1	100
Mar-03	5,8	100	Juil-06	4,9	100	Nov-09	4,8	100
Avril-03	5,6	100	Août-06	4,8	100	Déc-09	6,0	100

Données modélisées au point MERRA 46,0N 73,3O à 50 m								
Mois	**Vitesse moyenne (m/s)**	**Recou-vrement sur les vitesses (%)**	**Mois**	**Vitesse moyenne (m/s)**	**Recou-vrement sur les vitesses (%)**	**Mois**	**Vitesse moyenne (m/s)**	**Recou-vrement sur les vitesses (%)**
Janv-10	6,4	100	Avril-11	6,3	100	Juil-12	4,4	100
Fév-10	6,9	100	Mai-11	5,5	100	Août-12	4,7	100
Mar-10	6,7	100	Juin-11	4,9	100	Sep-12	5,5	100
Avril-10	5,9	100	Juil-11	4,6	100	Oct-12	5,6	100
Mai-10	5,2	100	Août-11	4,6	100	Nov-12	4,7	100
Juin-10	4,4	100	Sep-11	4,4	100	Déc-12	6,0	100
Juil-10	4,7	100	Oct-11	5,9	100	Janv-13	6,8	100
Août-10	4,8	100	Nov-11	6,1	100	Fév-13	5,9	100
Sep-10	5,5	100	Déc-11	5,8	100	Mar-13	6,0	100
Oct-10	5,9	100	Janv-12	6,2	100	Avril-13	6,7	100
Nov-10	5,9	100	Fév-12	5,9	100	Mai-13	5,2	100
Déc-10	6,3	100	Mar-12	5,9	100	Juin-13	4,5	100
Janv-11	5,2	100	Avril-12	6,2	100	Juil-13	4,3	99
Fév-11	6,6	100	Mai-12	4,7	100	-	-	-
Mar-11	6,4	100	Juin-12	5,0	100	-	-	-

ANNEXE D RÉSULTATS D'ANALYSE DU PARC ÉOLIEN

1 Corrélations

2 Régimes du vent long-terme au mât de mesure

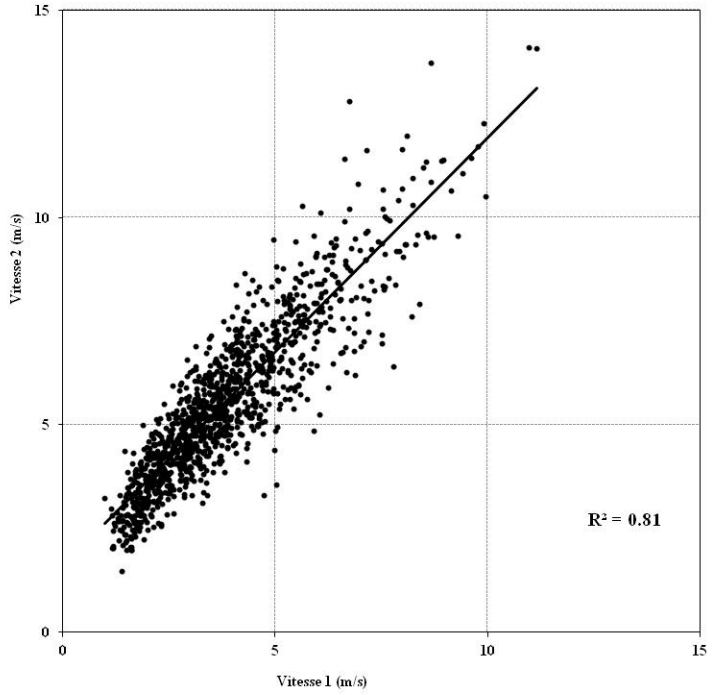
3 Résultats énergétiques

4 Incertitudes

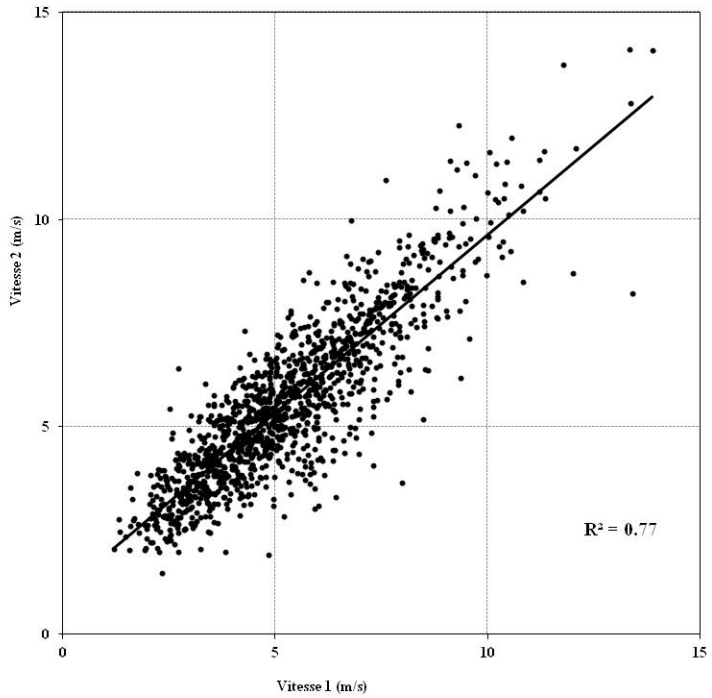
5 Intensité de turbulence mesuré au mât de mesure

6 Variation diurne de la température telle que mesurée au mât de mesure

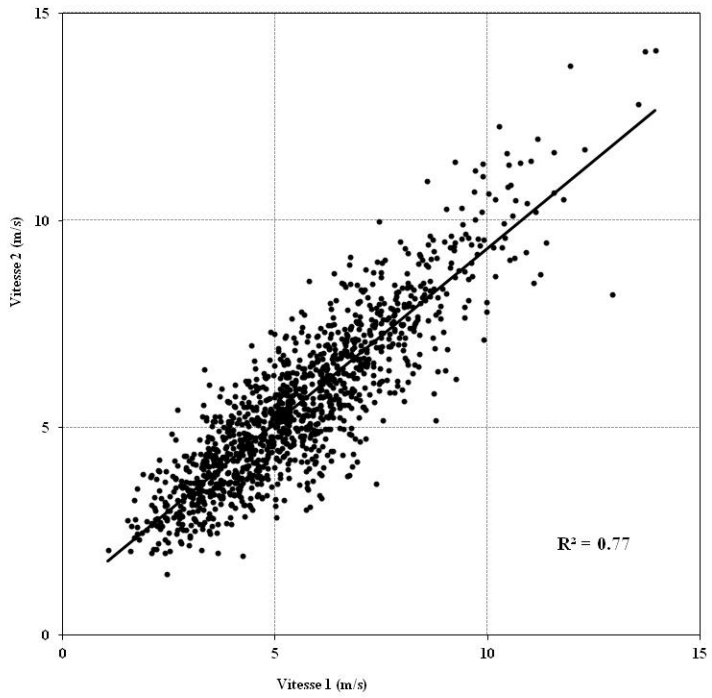
1 Corrélations



Corrélation sur les vitesses moyennes quotidiennes au Mât 0091 à 59 m (1) et à Varennes EC à 10 m (2)



Corrélation sur les vitesses moyennes quotidiennes au Mât 0091 à 59 m (1) et au point MERRA 46,0N 72,7O à 50 m à 50 m (2)



Corrélation sur les vitesses moyennes quotidiennes au Mât 0091 à 59 m (1) et au point MERRA 46,0N 73,3O à 50 m à 50 m (2)

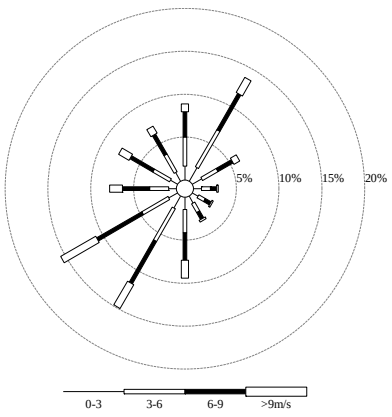
2 Régimes du vent long-terme au mât de mesure

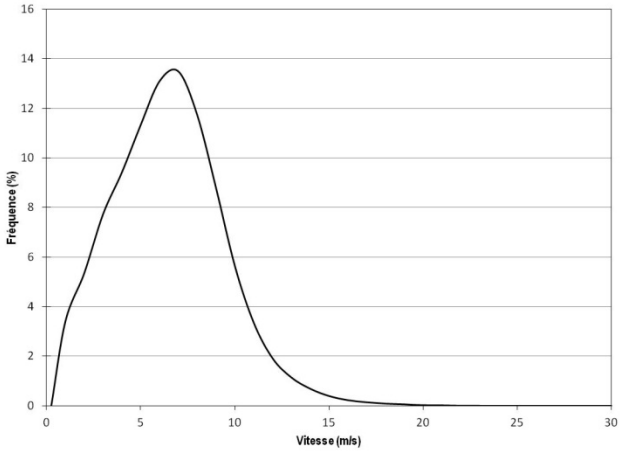
Mât 0091 - Vitesse long-terme et distribution de fréquence directionnelle à 100 m

Site: Mât 0091 à 100 m **Période: Annuelle (janvier 1998 à août 2013)**

Vitesse (m/s)	Direction (degré)												Numéro de direction	(%)
	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330		
0	0.19	0.18	0.15	0.15	0.14	0.16	0.18	0.15	0.14	0.14	0.14	0.18		1.91
1	0.35	0.35	0.32	0.29	0.20	0.25	0.36	0.31	0.26	0.23	0.22	0.27		3.40
2	0.61	0.71	0.50	0.31	0.27	0.32	0.51	0.61	0.44	0.31	0.33	0.41		5.35
3	0.96	1.15	0.59	0.38	0.30	0.37	0.75	1.01	0.64	0.44	0.52	0.59		7.73
4	1.07	1.50	0.66	0.35	0.28	0.41	0.92	1.33	0.94	0.60	0.65	0.70		9.41
5	1.18	1.89	0.76	0.34	0.29	0.41	0.91	1.61	1.40	0.85	0.83	0.87		11.33
6	1.33	2.07	0.73	0.34	0.34	0.38	1.02	1.91	1.77	1.07	1.08	1.04		13.09
7	1.15	1.98	0.77	0.29	0.31	0.35	1.09	2.03	2.15	1.17	1.15	1.06		13.49
8	0.87	1.38	0.66	0.19	0.23	0.30	1.13	1.92	2.11	1.08	1.01	0.83		11.73
9	0.53	0.98	0.44	0.13	0.14	0.16	0.91	1.55	1.86	0.81	0.75	0.53		8.79
10	0.28	0.56	0.28	0.09	0.06	0.07	0.59	1.05	1.41	0.49	0.46	0.32		5.65
11	0.17	0.36	0.15	0.03	0.02	0.04	0.37	0.60	0.92	0.27	0.28	0.16		3.36
12	0.10	0.21	0.06	0.01	+	0.02	0.23	0.31	0.60	0.15	0.15	0.09		1.92
13	0.05	0.14	0.04	+	+	0.01	0.14	0.19	0.35	0.08	0.08	0.06		1.15
14	0.02	0.11	0.03	+	+	0.01	0.12	0.11	0.18	0.04	0.04	0.03		0.69
15	0.01	0.06	0.02	+	+	+	0.08	0.07	0.11	0.02	0.01	0.02		0.40
16	+	0.03	0.01	+		+	0.05	0.04	0.08	0.01	+	+		0.23
17	+	0.02	+				0.04	0.02	0.05	+	+	+		0.15
18	0.01	0.02	+				0.02	0.01	0.03	+	+	+		0.09
19	+	0.01	+				+	0.01	0.03	+	+	+		0.06
20	+	0.01	+				+	+	0.01	+				0.03
21		0.01					+	+	0.01	+				0.02
22							+	+	0.01					0.01
23								+	+	+				0.01
24								+	+	+				+
25									+					+
26								+	+					+
27														
28														
29														
30														
31 et plus														
Total (%)	8.87	13.73	6.17	2.89	2.59	3.26	9.43	14.87	15.52	7.79	7.71	7.17		100
Vitesse moyenne (m/s)	5.59	6.18	5.69	4.60	4.84	4.90	6.61	6.76	7.57	6.60	6.48	5.95	0.00	6.4

Note + indique un pourcentage non-nul <0,005%, un espace vide indique un pourcentage nul





3 Résultats énergétiques

Facteurs de perte dépendant du temps

Les résultats présentés dans le texte principal de ce rapport représentent les valeurs de production d'énergie moyennes annuelles moyennées au cours des 20 premières années d'exploitation du parc éolien. Cependant, pour certains parcs éoliens, il y a des facteurs de perte qui changent au fil du temps comme la disponibilité du parc éolien et l'influence des arbres. Peu d'arbres sont actuellement présents sur le site et par conséquent l'influence des arbres devrait être négligeable. Le tableau suivant présente les valeurs spécifiques qui ont été attribués pour chaque année d'opération.

Année	Disponibilité de l'éolienne (2a) [%]	Dégradation de la performance de l'éolienne non due au givre (5a) [%]
1	95,5	100,0
2	96,6	99,9
3	96,6	99,9
4	96,6	99,7
5	96,6	99,5
6	96,6	99,4
7	96,6	99,3
8	96,6	99,2
9	96,6	99,1
10	96,6	99,1
11	96,6	99,1
12	96,6	99,1
13	96,6	99,1
14	96,6	99,1
15	96,6	99,1
16	96,1	99,1
17	96,1	99,1
18	96,1	99,1
19	96,1	99,1
20	96,1	99,1
Facteur de perte moyenné sur 20 ans	**96,4**	**99,3**

Vitesses du vent prévu et production d'énergie pour les éoliennes REpower MM92 2,05 MW à une hauteur de moyeu de 100 m

Éolienne	Mât d'initialisation	Est [1] (m)	Nord [1] (m)	Vitesse long-terme à hauteur de moyeu [2] (m/s)	Énergie nette produite [3] (GWh/année)	Pertes par sillage [4] (%)
1	0091	660314	5094724	6,3	5,0	2,0
2	0091	660947	5094857	6,4	4,9	4,3
3	0091	661402	5094950	6,4	4,9	5,0
4	0091	659228	5091291	6,4	5,1	1,8
5	0091	659894	5093527	6,4	5,0	2,7
6	0091	660931	5093745	6,4	4,9	5,4
7	0091	661443	5093850	6,4	4,9	5,9
8	0091	660469	5093086	6,4	4,9	6,1
9	0091	660563	5092517	6,4	4,9	6,0
10	0091	660441	5091991	6,4	4,9	6,5
11	0091	660330	5091442	6,4	5,0	4,9
12	0091	659768	5091053	6,4	5,0	3,8
Moyenne				**6,4**	**5,0**	
Total					**59,4**	**4,5**

Notes:
1. Système de coordonnées UTM Zone 18 NAD83.
2. Vitesse moyenne du vent au niveau des éoliennes n'incluant aucun effet de sillage.
3. Production électrique par éolienne incluant toutes les pertes énergétiques.
4. Pertes par sillage par éolienne.

Production énergétique saisonnière et diurnal relative à 100 m du parc Éolien Pierre-De Saurel

Heure	Production énergétique[1] (%)											
	Janv	Fév	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil	Août	Sep	Oct	Nov	Déc
0000	0,41	0,38	0,47	0,47	0,42	0,34	0,33	0,32	0,35	0,39	0,41	0,45
0100	0,40	0,39	0,46	0,44	0,40	0,32	0,30	0,30	0,35	0,39	0,40	0,44
0200	0,41	0,40	0,46	0,43	0,38	0,30	0,28	0,28	0,35	0,38	0,40	0,44
0300	0,41	0,40	0,45	0,42	0,38	0,30	0,28	0,27	0,34	0,38	0,42	0,44
0400	0,41	0,39	0,44	0,40	0,37	0,30	0,28	0,27	0,32	0,38	0,42	0,43
0500	0,41	0,39	0,43	0,38	0,34	0,25	0,23	0,25	0,30	0,37	0,43	0,44
0600	0,41	0,38	0,41	0,36	0,29	0,20	0,16	0,18	0,26	0,35	0,41	0,45
0700	0,40	0,37	0,38	0,35	0,28	0,19	0,13	0,13	0,19	0,29	0,36	0,43
0800	0,39	0,35	0,33	0,33	0,28	0,20	0,14	0,13	0,17	0,26	0,32	0,40
0900	0,36	0,32	0,31	0,33	0,27	0,20	0,15	0,14	0,19	0,26	0,30	0,38
1000	0,33	0,31	0,32	0,34	0,28	0,21	0,17	0,16	0,21	0,28	0,29	0,36
1100	0,32	0,32	0,34	0,35	0,29	0,22	0,19	0,18	0,22	0,29	0,28	0,35
1200	0,33	0,34	0,36	0,38	0,31	0,24	0,22	0,20	0,23	0,31	0,29	0,35
1300	0,34	0,36	0,38	0,41	0,33	0,26	0,24	0,23	0,25	0,32	0,30	0,36
1400	0,35	0,37	0,39	0,41	0,35	0,29	0,25	0,24	0,25	0,32	0,30	0,36
1500	0,36	0,38	0,40	0,41	0,36	0,31	0,25	0,23	0,24	0,31	0,32	0,36
1600	0,39	0,40	0,40	0,42	0,36	0,30	0,24	0,21	0,23	0,31	0,35	0,38
1700	0,42	0,42	0,42	0,42	0,37	0,30	0,24	0,22	0,24	0,34	0,39	0,41
1800	0,44	0,43	0,44	0,42	0,39	0,30	0,23	0,24	0,29	0,39	0,42	0,43
1900	0,45	0,43	0,48	0,45	0,42	0,32	0,27	0,29	0,35	0,41	0,43	0,44
2000	0,45	0,42	0,50	0,48	0,46	0,37	0,33	0,34	0,38	0,42	0,44	0,45
2100	0,45	0,42	0,50	0,49	0,47	0,40	0,37	0,36	0,39	0,41	0,44	0,46
2200	0,44	0,40	0,48	0,49	0,46	0,38	0,37	0,34	0,36	0,40	0,44	0,46
2300	0,42	0,39	0,47	0,48	0,45	0,37	0,35	0,34	0,35	0,39	0,42	0,45
Toutes	9,46	9,15	10,04	9,85	8,70	6,87	6,02	5,84	6,81	8,37	8,98	9,92

1. Seulement les pertes par sillage et par hystérésis ont été incluses dans les calculs.

4 Incertitudes

Incertitude sur la vitesse de vent au Mât 0091

Source d'incertitude	Mât 0091 à 100 m (%)	(m/s)
Précision de l'anémomètre	2,0	0,13
Période de la variabilité du vent long-terme (15,3 ans)	1,3	0,08
Corrélation quotidienne avec les stations de références	1,0	0,06
Homogénéité des données de station de référence	1,0	0,06
Extrapolation verticale de 57,8 m à 100 m	2,0	0,13
Incertitude totale sur la vitesse de vent	**3,4**	**0,22**

NB: + indique un pourcentage non-nul <0,05%, un espace vide indique un pourcentage nul

5 Intensité de turbulence mesuré au mât de mesure

	à												
Vitesse de vent [m/s]	**0**	**30**	**60**	**90**	**120**	**150**	**180**	**210**	**240**	**270**	**300**	**330**	**Toute direction confondue**
1	45.0	44.0	42.9	42.6	44.2	47.6	44.6	43.5	45.2	47.9	46.1	47.1	44.9
2	23.4	21.0	21.7	23.8	21.6	22.1	22.1	23.0	23.7	24.8	23.2	25.9	22.9
3	16.0	13.9	13.8	16.4	13.7	13.3	14.4	13.9	15.3	15.4	16.1	16.4	14.8
4	13.0	10.5	10.8	14.1	10.7	10.6	10.5	10.6	12.7	11.2	12.0	12.8	11.5
5	11.7	9.1	9.7	13.9	10.3	9.1	8.5	9.1	10.8	9.8	10.2	10.6	10.0
6	11.5	8.7	9.4	13.5	10.5	8.3	7.5	8.2	10.1	9.0	9.7	10.5	9.4
7	11.6	8.9	9.7	13.3	11.4	8.8	7.8	7.6	10.2	9.4	10.9	10.9	9.5
8	12.2	9.4	10.0	12.0	12.1	10.3	8.4	7.7	10.8	10.7	11.9	12.1	10.0
9	12.9	9.7	10.4	12.2	12.1	9.9	8.9	8.2	11.4	11.8	12.6	12.3	10.7
10	13.6	9.9	10.8	14.5	12.3	10.7	9.4	8.9	12.3	12.2	12.6	12.4	11.2
11	13.9	9.5	11.5	13.0	13.7	13.0	9.8	8.4	12.6	12.4	12.5	12.7	11.4
12	13.8	9.8	11.8	+	+	12.4	9.9	8.9	12.5	12.4	11.9	13.1	11.2
13	14.0	9.8	11.5		+	12.6	10.0	9.0	12.2	12.7	12.3	13.2	11.1
14	14.2	10.6	11.6		+	+	10.0	8.4	12.7	12.9	13.6	13.7	11.1
15	+	10.2	+				10.1	8.3	12.7	12.1	+	+	10.8
16	14.6	11.8	+				10.6	8.5	12.6	+	+	+	11.8
17	14.2	13.2					10.5	9.9	12.9	12.5	+	+	12.4
18	+	11.8					+	+	12.6	+			11.6
19		10.2					+	+	12.8	+			12.2
20							+	+	+	+			12.9
21									13.5				13.5
22								+	+	+			+
23									+				+
24+								+	+				+

NB: + indique un pourcentage non-nul <0,05%, un espace vide indique un pourcentage nul

6 Variation diurne de la température telle que mesurée au mât de mesure

Heure	Temperature moyenne mesuree au mât de mesure (%) Valeurs données à titre indicatif seulement											
	Janv	**Fév**	**Mars**	**Avril**	**Mai**	**Juin**	**Juil**	**Août**	**Sep**	**Oct**	**Nov**	**Déc**
0000	-9.1	-8.0	-1.6	4.6	11.3	15.6	18.4	16.9	12.6	7.0	1.3	-5.6
0100	-9.3	-8.1	-1.9	4.1	10.8	14.8	17.9	16.5	12.3	6.5	1.1	-5.7
0200	-9.5	-8.3	-2.3	3.7	10.3	14.0	17.6	16.1	12.0	6.3	0.9	-5.9
0300	-9.8	-8.5	-2.6	3.3	10.0	13.6	17.2	15.8	11.7	6.2	0.8	-6.0
0400	-9.9	-8.8	-2.8	2.9	9.8	13.7	17.2	15.6	11.4	6.0	0.7	-6.0
0500	-10.0	-8.9	-3.1	3.1	10.7	14.8	18.8	16.2	11.4	5.8	0.6	-6.1
0600	-10.1	-9.2	-3.0	4.3	12.3	16.2	20.6	18.0	12.7	5.9	0.6	-6.2
0700	-10.2	-8.9	-1.9	5.5	13.7	17.2	22.3	19.7	14.6	7.3	1.2	-6.0
0800	-9.4	-7.4	-0.3	6.6	15.2	18.5	23.7	21.4	16.3	8.9	2.7	-5.2
0900	-8.1	-6.0	0.9	7.9	16.5	19.7	25.0	22.6	17.9	10.0	3.9	-4.3
1000	-7.1	-4.9	2.0	9.0	17.7	20.4	26.0	23.7	19.2	11.1	5.0	-3.5
1100	-6.3	-3.7	2.9	10.0	18.5	21.5	26.8	24.7	20.2	12.0	5.8	-3.0
1200	-5.9	-2.9	3.5	10.7	19.0	22.3	27.5	25.4	20.7	12.6	6.5	-2.6
1300	-5.7	-2.9	3.8	11.4	19.6	22.6	27.7	25.7	21.0	12.9	6.8	-2.4
1400	-5.9	-3.0	4.0	11.6	19.9	22.7	27.8	25.6	21.1	12.7	6.5	-2.7
1500	-6.5	-3.4	3.8	11.6	19.9	22.7	27.7	25.4	20.9	12.5	5.9	-3.4
1600	-7.4	-4.2	3.2	11.3	19.5	22.4	27.4	25.0	20.2	11.5	4.4	-4.0
1700	-8.1	-5.2	2.2	10.6	18.8	21.6	26.6	24.0	18.7	10.0	3.4	-4.4
1800	-8.4	-5.8	1.1	9.4	17.6	20.5	25.4	22.2	16.4	9.0	2.8	-4.6
1900	-8.6	-6.3	0.4	8.0	15.8	19.2	23.3	20.1	15.0	8.4	2.4	-4.7
2000	-8.6	-6.6	0.0	7.0	14.2	17.8	21.4	19.1	14.3	8.1	2.1	-4.9
2100	-8.7	-6.8	-0.3	6.3	13.2	16.7	20.4	18.3	13.7	7.8	1.7	-5.2
2200	-8.8	-7.3	-0.8	5.7	12.6	16.4	19.6	17.7	13.3	7.4	1.5	-5.3
2300	-9.1	-7.5	-1.2	5.3	11.9	16.1	19.0	17.3	12.8	7.1	1.2	-5.4
Toutes	**-8.4**	**-6.4**	**0.3**	**7.2**	**15.0**	**18.4**	**22.7**	**20.5**	**15.8**	**8.9**	**2.9**	**-4.7**

ANNEXE E MÉTHODOLOGIE DE L'ANALYSE

1 Corrélation de la vitesse et de la direction du vent sur le site

2 Extrapolation verticale à hauteur de moyeu de la vitesse et de la distribution de fréquence

3 Variation des vitesses de vent sur le site

4 Production d'énergie prévue

5 Analyse d'incertitude

6 Références

1 Corrélation de la vitesse et de la direction du vent sur le site

Les méthodes suivantes sont utilisées pour étendre la période de référence au mât de mesure:

- Synthétisation; et
- MCP.

Ces méthodes sont décrites en détails ci-dessous pour un cas général.

1.1 Méthode de synthétisation (données aux 10-minutes ou horaire)

La vitesse moyenne du vent et les distributions de fréquences directionnelles à long-terme à l'emplacement des mâts du site sont établies à partir des données mesurées et des données synthétisées

La première étape dans la démarche de synthèse consiste à mesurer les données de vent simultanément à partir de l'emplacement du mât "cible" et l'emplacement d'un mât "référence" pour lequel des données de vent à plus long-terme sont disponibles. Les données de vent mesurées simultanément sont ensuite utilisées pour établir la corrélation entre les régimes de vent aux deux emplacements. Cette corrélation est ensuite utilisée pour synthétiser les données à l'emplacement "cible" à partir de l'emplacement de "référence".

Les données mesurées simultanément sont corrélées en comparant les vitesses du vent sur les deux emplacements pour chacun des douze secteurs de direction de 30º à l'étude, basées sur la direction du vent enregistrée à l'emplacement de "référence". Cette corrélation implique deux étapes:

- les directions de vent enregistrées dans les deux emplacements sont comparées afin de déterminer s'il existe des particularités locales qui influent sur les résultats directionnelles. Seuls les enregistrements avec des vitesses supérieures à 5 m/s sur les deux sites sont utilisés.
- les rapports de vitesse du vent sont déterminés pour chacun des secteurs de direction en utilisant une analyse des composantes principales avec une solution forcée passant par l'origine.

Afin de minimiser l'influence des vents locaux sur les rapports de vitesse du vent, les données sont examinées afin de rejeter les enregistrements où la vitesse mesurée à l'emplacement de "référence" sont en dessous de 3 m/s ou à un niveau équivalent à l'emplacement «cible». Le ratio moyen directionnel des vitesses du vent est utilisée pour ajuster le niveau de la vitesse du vent de 3 m/s pour l'emplacement de "référence" afin d'obtenir ce niveau équivalent pour l'emplacement "cible". Ceci assure l'exclusion impartiale des données. La vitesse du vent à laquelle ce niveau est fixé est en gardant un équilibre entre l'exclusion des vents faibles de l'analyse et en ayant encore suffisamment de données pour procéder à l'analyse. Le niveau utilisé exclut uniquement les enregistrements sous le seuil de la vitesse du vent de démarrage d'une éolienne, qui ne contribuent pas à la production d'énergie.

Le résultat de l'analyse ci-dessus donne une table de rapports des vitesses du vent, chacun correspondant à l'un des douze secteurs de direction. Ces ratios sont utilisés pour ajuster les données de vent mesurées à l'emplacement du mât de "référence", de façon à obtenir des données de vent synthétisés pour la période de données manquantes à l'emplacement du mât "cible".

1.2 Méthode de synthétisation (moyenne quotidienne des données)

La vitesse moyenne à long-terme à l'emplacement des mâts du site est déterminée à partir des données mesurées et des données synthétisées.

La première étape dans la démarche de synthèse consiste à mesurer les données de vent mesurées simultanément de l'emplacement du mât "cible" et d'un emplacement de "référence" qui à des enregistrements de vent disponibles à plus long-terme, généralement une station de référence à proximité. Les données de vent mesurées simultanément sont ensuite utilisées pour établir la corrélation entre les régimes de vents dans les deux sites. Cette corrélation est ensuite utilisée pour synthétiser les données à l'emplacement "cible" à partir de l'emplacement de "référence".

Afin d'éviter tout biais saisonnier, les données mesurées simultanément sont corrélées en comparant la vitesse du vent sur les deux sites pour chacun des douze mois du calendrier.

Le résultat de l'analyse décrite ci-dessus donne un tableau de la pente et de l'abscisse des corrélations, chacune correspondant à l'un des douze mois du calendrier. Ces valeurs de pente et d'abscisse sont appliquées aux données de vent mesurées à l'emplacement du mât de "référence" de façon à obtenir des données de vent synthétisées pour la période de données manquantes à l'emplacement du mât "cible".

1.3 Méthode MCP (Mesure – Corrèle – Prédit)

La même approche que décrite ci-dessus est utilisée pour dériver une table de douze ratios de vitesse du vent. Ces ratios sont appliqués à la vitesse du vent à long-terme et à la distribution de fréquence directionnelle à l'emplacement de référence afin d'obtenir une vitesse du vent à long-terme et une distribution de fréquence directionnelle à l'emplacement cible.

1.4 Vérification de la corrélation

La vérification suivante sur la qualité d'une corrélation entre la "référence" et de la "cible" peut être entreprise. Les données de vent de la référence sont ajustées à l'aide des ratios de vitesse directionnels afin de synthétiser les données de vent à la cible. Si la corrélation est fiable, alors la vitesse moyenne du vent et le contenu énergétique des données de vent synthétisées à la référence sera comparable aux données réelles sur la même période. Si c'est le cas, il peut être jugé approprié d'utiliser cette corrélation.

1.5 Méthode de la moyenne des moyennes mensuelles

Afin d'éviter l'introduction de biais saisonnier dans l'estimation de la vitesse moyenne annuelle du vent, due à une couverture saisonnière inégale des données, la procédure suivante a été suivie:

1. La vitesse moyenne du vent pour chaque mois a été déterminée à partir de la moyenne de toutes les données valides enregistrées au cours du dit mois et sur toute la période. Celle-ci a été considérée comme la moyenne mensuelle en supposant que les données valides sont représentatives de toutes données manquantes.
2. La moyenne des moyennes mensuelles a été prise pour déterminer la moyenne annuelle ("moyenne des moyennes") afin d'éliminer l'effet de biais saisonnier dans les données.

2 Extrapolation verticale à hauteur de moyeu de la vitesse et de la distribution de fréquence

2.1 Extrapolation verticale à hauteur de moyeu de la vitesse

Les coefficients de cisaillement à l'intérieur de la couche limite de l'atmosphère au mât ont été obtenus à partir des mesures disponibles. La loi de puissance est la relation du rapport des vitesses du vent mesurées, U_1/U_2, sur le rapport des hauteurs de mesure, z_1/z_2, en utilisant le coefficient de cisaillement du vent, α, comme suit :

$$\frac{U_1}{U_2} = \left(\frac{z_1}{z_2}\right)^{\alpha}$$

où α est le coefficient de cisaillement de la loi de puissance,
$\overline{U}$ est la vitesse moyenne du vent, et
z est la hauteur au-dessus du niveau du sol.

Le coefficient de cisaillement à l'intérieur de la couche limite de l'atmosphère a été dérivé à chaque mât du site à l'aide du rapport des données de vitesse de vent mesurées simultanément à de multiples hauteurs de mesure.

2.2 Extrapolation verticale à hauteur de moyeu de la distribution de fréquence directionnelle

La procédure suivante a été utilisée pour prévenir l'introduction de biais dans la prédiction moyenne annuelle du régime de vent due à une couverture saisonnière inégale des données de chaque mât.

3. La vitesse moyenne du vent et de la distribution de fréquence directionnelle pour chaque mois ont été déterminées à partir des données valides enregistrées au cours du mois sur toute la période. La distribution de fréquence pour chaque mois a été considéré comme représentative à long-terme pour ce dit mois en supposant que les données valides sont représentatives de toutes données manquantes.

4. Les distributions de fréquence pour chacun des douze mois ont été moyennées et pondérées par le nombre de jours de chaque mois, et ce, afin de déterminer la distribution de fréquence annuelle à long-terme.

Les distributions de fréquence ont ensuite été ajustées à la vitesse moyenne du vent à hauteur du moyeu pour chaque mât respectivement.

3 Variation des vitesses de vent sur le site

3.1 Approche WAsP

Pour calculer la variation de la vitesse moyenne du vent sur le site, le logiciel de modélisation de l'écoulement du vent WAsP 10.2 est utilisé. Les détails du modèle et sa validation sont discutés par Troen et Petersen [E1].

Les entrants de ce modèle sont une carte de la topographie du site et la longueur de rugosité de surface pour le terrain du site et des zones environnantes. Une carte numérique s'étendant sur au moins 10 km du site dans toutes les directions est normalement utilisée et les entrants pour ce projet sont listés dans la section 2 de la partie principale du rapport. Bien que la taille du domaine soit beaucoup plus grande que la superficie du site lui-même, une telle zone est nécessaire car l'écoulement du vent en un point quelconque est influencé par les effets du terrain sur plusieurs kilomètres.

L'écoulement du vent est affecté par la rugosité de surface du sol. La longueur de rugosité de surface du site et de ses environs a été estimée, comme indiqué à la section 2 de la partie principale du rapport, suivant la classification de Davenport [E2].

Les calculs de l'écoulement du vent ont été réalisées pour des secteurs de direction de 30º, correspondant à la rose des vents mesurée, et les résultats ont été produits sous forme de facteur d'accélération par rapport à l'emplacement du mât et pour une zone englobant le site.

Pour déterminer la vitesse moyenne du vent à long-terme à un endroit donné, le facteur d'accélération pour chaque direction du vent a été pondéré par la probabilité mesurée précédemment obtenue pour l'emplacement du mât. Les résultats de toutes les directions ont ensuite été additionnés pour obtenir la vitesse moyenne du vent à long-terme à l'endroit voulu.

3.2 Représentation de la forêt dans l'approche WAsP

Quand il y a des zones boisées sur le site proposé pour le parc éolien, la modélisation de l'écoulement du vent exige un examen attentif. Là où il y a des obstacles à l'écoulement, comme les arbres à proximité d'un mât ou d'une éolienne, il est nécessaire d'examiner l'effet de ces obstacles sur le modèle d'écoulement de vent [E1]. GL GH a développé et validé une approche de modélisation forestière à utiliser lors de la modélisation de l'écoulement du vent à l'aide du modèle WAsP [E3].

Pour la modélisation de la forêt, une hauteur de déplacement de l'écoulement de même hauteur a été supposée pour les arbres de plus de 5 m de hauteur. On suppose que les zones boisées ayant des arbres de moins de 5 m de hauteur ne nécessitent pas une hauteur de déplacement de l'écoulement et sont donc modélisées comme une rugosité du terrain seulement.

Pour chaque emplacement de mât et d'éolienne, une réduction effective de la hauteur de mesure ou de la hauteur de moyeu a été estimée pour tenir compte de l'influence des arbres comme un obstacle à l'écoulement du vent. L'évaluation des ces réductions est basée sur la hauteur de déplacement des arbres, la proximité du mât ou de l'éolienne des arbres et de la distribution de la fréquence directionnelle du vent pertinente.

Le cas échéant, un facteur de perte sur l'énergie est dérivé pour tenir compte des changements sur les zones forestières au cours des 20 premières années d'exploitation du parc éolien. Ce profil, bien sûr, ne comprend pas l'effet de la variabilité future des conditions annuelles de vent qui ne sont pas connu. La variabilité du vent est, cependant, considéré dans l'analyse d'incertitude.

4 Production d'énergie prévue

Production d'énergie brute

La production d'énergie brute correspond à la production d'énergie du parc éolien obtenue par le calcul de la distribution du vent sans entraves à la hauteur de moyeu à chaque emplacement d'éolienne et de la courbe de puissance de la turbine fourni par le fabricant. Pour définir la production d'énergie brute, on suppose qu'il n'y a pas d'interaction due au sillage entre les turbines et qu'aucun facteur de perte d'énergie n'est appliqué. Ce calcul, entrepris dans le modèle WindFarmer [E11, E12], comprend des ajustements à la courbe de puissance pour tenir compte des différences entre la densité de l'air annuelle long-terme du site et la densité de l'air pour laquelle la courbe de puissance est référencée.

GL GH utilise un ensemble détaillé standard de facteurs de perte d'énergie qui vise à s'assurer que toutes les sources potentielles de pertes d'énergie sont considérées par les parties concernées. Pour certains projets, certains facteurs de perte ne seront pas pertinents. Dans ces cas, on suppose un rendement de 100%. En outre, certaines pertes peuvent être estimées de façon raisonnable quand une information complète est disponible pour un projet et l'examen de ces documents, si applicables, fait partie de l'analyse de GL GH.

Six principales sources de perte d'énergie sont pris en compte: l'effet de sillage, la disponibilité, l'efficacité électrique, les performances de l'éolienne, l'environnement et les délestages. Chaque source est décrite ci-dessous. Les facteurs de perte d'énergie sont appliqués à la production brute d'énergie pour estimer la production nette de la production d'énergie éolienne.

La disponibilité du parc éolien et l'influence de la croissance des arbres sur la production d'énergie peuvent être des facteurs dépendant du temps. Les facteurs de perte utilisés pour estimer la réduction de la prédiction de production d'énergie du parc éolien sont décrits ci-dessous. Pour chaque facteur de perte, une description générale est donnée.

4.1. Effet de sillage

Les éoliennes extraient l'énergie du vent et, en aval, il se crée un sillage du à l'éolienne où la vitesse du vent est réduite. Comme cette perturbation se poursuit en aval, et qu'il y a une propagation des perturbations par la suite, les conditions d'écoulement se rétablissent vers des conditions d'écoulement libres. L'effet de sillage est l'influence cumulée sur la production d'énergie du parc éolien qui résulte des changements dans la vitesse du vent causées par l'impact des éoliennes les unes sur les autres. Les effets de sillage sont calculés en utilisant le modèle WindFarmer [E11, E12]. Le modèle de viscosité turbulente (eddy viscosity) intégré à WindFarmer est employé en utilisant une définition spécifique à l'intensité de turbulence du site comme entrant, combiné à un modèle de sillage pour grand parc éolien (Large Wind Farm Wake Model) développé par GL GH [E13, E14, E15].

1a Effet de sillage interne

Ceci est l'effet que les éoliennes du parc éolien à l'étude ont les unes sur les autres.

1b Effet de sillage externe

Ceci est l'effet que les éoliennes de parcs éoliens voisins (le cas échéant) ont sur le parc éolien à l'étude.

1c Effet de sillage futur

Lorsque de futurs parcs éoliens sont construits dans le voisinage du projet à l'étude, l'effet de sillage de ces parcs est estimé et pris en compte. Le cas échéant, ce facteur peut être calculé et modulé sur toute la durée du projet.

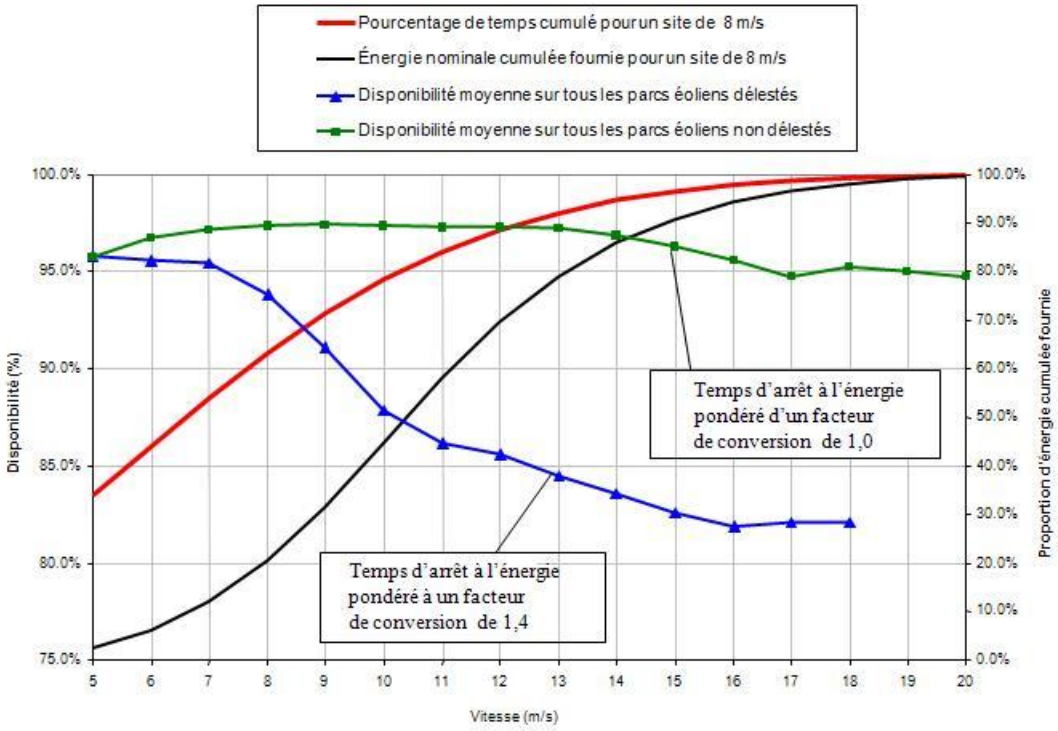
4.2. Disponibilité

Les éoliennes, l'infrastructure d'approvisionnement et le réseau électrique ne seront pas disponible en tout temps. Les estimations sont incluses pour des niveaux probables de disponibilité pour ces items moyennés au cours des 20 premières années d'exploitation.

2a Disponibilité de l'éolienne

Ce facteur définit la disponibilité moyenne des éoliennes du parc éolien attendue au cours des 20 premières années d'exploitation du projet. Diverses mesures de disponibilité sont discutées dans différents documents et contrats dans l'industrie. Pour éviter tout doute, la disponibilité représente ici, en pourcentage, le facteur qui doit être appliquée à l'énergie brute pour tenir compte de la perte d'énergie liée à la quantité de temps où les éoliennes ne sont pas disponibles pour produire de l'électricité. Il s'agit normalement d'une hypothèse générale qui ne considère pas spécifiquement le modèle d'éolienne examinée en question.

GL GH maintient une base de données de la disponibilité atteinte par les parcs éoliens. Cela a été utilisé pour étudier la disponibilité contre la distribution de vitesse du vent. La base de données, contenant 25 parcs éoliens, comprend une gamme de modèles d'éolienne représentant des éoliennes typiques et couvrant une variété de différents régimes de vent. Les parcs éoliens qui avaient subies un délestage due au réseau électrique, comme on pouvait s'y attendre, ont montré une forte corrélation entre les temps d'arrêt et la vitesse du vent. Ceci est indiqué par la ligne bleue dans la figure ci-dessous. Lorsque la base de données a été filtrée pour inclure uniquement les parcs éoliens sans restriction de disponibilité due au réseau électrique, et qui étaient relativement constant avec la vitesse du vent, les résultats observés ont été indiqués dans la ligne verte ci-dessous. Même si une légère baisse de la disponibilité a été observée à des vitesses de vent élevées, cela a été compensé par une chute de disponibilité à de faibles vitesses de vent. Il a été constaté que le facteur de conversion pour pondérer le temps d'arrêt à l'énergie était 1,0.



Distribution de la disponibilité en fonction de la vitesse de vent

Pour la présente analyse, un facteur de conversion pour pondérer le temps d'arrêt à l'énergie de 1,0 a donc été utilisé. Autrement dit, l'hypothèse selon laquelle un parc éolien est disponible 97% du temps capte 97% de l'énergie disponible. Il s'agit d'une hypothèse générale qui ne considère pas spécifiquement le modèle d'éolienne examinée en question.

2b Disponibilité des équipements auxiliaires (Balance of Plant (BOP))

Ce facteur définit la disponibilité attendue des transformateurs des éoliennes, de l'infrastructure électrique du site et de l'infrastructure de la sous-station du parc éolien jusqu'au poste de raccordement au réseau électrique. Il représente, en pourcentage, le facteur qui doit être appliquée à l'énergie brute pour tenir compte de la perte d'énergie associée à l'arrêt des équipements auxiliaires.

2c Disponibilité du réseau

Ce facteur définit la disponibilité du réseau électrique prévu pour le parc éolien à un stade mature d'exploitation. Il est souligné que ce facteur relié au réseau est en dehors des paramètres opérationnels définis dans le contrat de raccordement au réseau ainsi que des temps d'arrêt réel du réseau. Ce facteur explique aussi les retards du parc éolien à revenir à un fonctionnement complet après une panne de réseau. Il représente, en pourcentage, le facteur qui doit être appliquée à l'énergie brute pour tenir compte de la perte d'énergie associée à l'arrêt due au réseau électrique.

Réconciliation de la disponibilité des parcs éoliens en opération aux facteurs de perte pré-construction

Lors de l'examen des parcs éolien en exploitation, les paramètres utilisés pour évaluer la disponibilité globale du parc éolien sont différents de ceux décrits ci-dessus. En effet, un certain nombre d'évènement impactant la disponibilité ne peut parfois ne pas être discrètement quantifié à cause, par exemple, la simultanéité des événements d'indisponibilité.

En outre, les données de production des parcs éoliens peuvent être enregistrées sur une variété de résolutions temporelles, comme par exemple d'une minute à un mois. La mesure qui est utilisé pour évaluer la disponibilité d'un parc éolien opérationnel dépend du type de données qui est disponible pour l'analyse.

Deux mesures communément utilisées pour évaluer la disponibilité de parc éolien en opération sont le Counter-Based Availability (CBA) et le Run Time Availability (RTA). Le CBA et le RTA sont des mesures de la disponibilité qui comptent un temps d'arrêt indépendamment de la cause, bien que le CBA puisse accepter une certaine flexibilité en ce qui concerne la définition des temps d'arrêt.

En raison de l'indivisibilité de certains des facteurs de perte qui auront un impact sur la disponibilité, les items suivants sont inclus dans l'évaluation de mesures CBA ou RTA:

2a	Disponibilité de l'éolienne
2b	Disponibilité des équipements auxiliaires (BOP)
2c	Disponibilité du réseau électrique
5c	Temps d'arrêt du au givre
5d	Temps d'arrêt du à la température
5e	Accès au site
6a	Limitation sectorielle due à la vitesse du vent
6b	Délestage du au réseau électrique
6c	Effet du bruit, impact visuel et environnementaux

Il convient de noter que l'inclusion des éléments de ligne 6a, 6b et 6c dépend des détails sur les stratégies de délestages appliquées. L'analyse méticuleuse des données SCADA détaillées peut amener une répartition raisonnable du temps d'arrêt dans les facteurs de perte définis ci-dessus, selon le cas.

4.3. Efficacité du réseau de transport électrique

Il y aura des pertes électriques observées entre les bornes de basse tension de chacune des éoliennes et le point de connexion du parc éolien, qui est généralement situé dans une station de commutation du parc éolien.

3a Efficacité opérationnelle en opération

Ce facteur définit les pertes électriques rencontrées lorsque le parc éolien est opérationnel et il va se manifester comme une réduction de l'énergie mesurée par un compteur d'exportation. Ceci est présenté comme un rendement électrique général et est basée sur la tendance moyenne prévue à long-terme de la production du parc éolien.

3b Consommation du parc éolien

Ce facteur définit le rendement électrique en raison de la consommation électrique du parc éolien non-opérationnel en raison d'absence de charge sur le transformateur et en raison de la consommation par des appareils électriques dans les éoliennes et la sous-station. Pour la plupart des parcs éoliens, cette valeur est fixée à 100% dans la table et cet impact sur la production d'énergie éolienne est plutôt considéré comme un coût d'exploitation plutôt qu'un facteur de rendement électrique. Cependant, pour certains dispositifs de mesure, il peut être approprié d'inclure cela comme un facteur d'efficacité électrique plutôt qu'un coût d'exploitation et, dans ce cas, ce facteur est inclus dans le tableau.

4.4 Performance de l'éolienne

Dans le calcul de la production d'énergie, une courbe de puissance fournie par le manufacturier de l'éolienne est utilisée dans l'analyse

4a Ajustement de la courbe de puissance générique

Il est habituel que la courbe de puissance fournie représente avec précision la courbe de puissance qui serait obtenue par une éolienne sur un site de test avec un terrain simple, en supposant que la turbine est testée selon les normes IEC pour un test de courbe de puissance. Pour certains modèles d'éoliennes, il peut y avoir des raisons pour s'attendre à ce que la courbe de puissance fournie ne représente pas exactement la courbe de puissance qui serait obtenu par une éolienne sur un site de test avec un terrain simple en vertu d'un test de courbe de puissance selon la norme IEC. Dans une telle situation, un ajustement de la courbe de puissance est appliqué. Cela peut être considéré comme une estimation que l'éolienne ne répondrait pas à la courbe de puissance générique de l'éolienne dans un test de courbe de puissance selon la norme IEC fait sur un site d'essai d'éolienne en terrain simple.

4b Hystérésis de vent élevé

La plupart des éoliennes s'arrêteront lorsque la vitesse du vent dépassera une certaine limite. Les évènements d'arrêts dus aux grandes vitesses de vent peuvent provoquer d'importante fatigue sur l'éolienne. Par conséquent, afin d'éviter l'arrêt et le redémarrage répété de l'éolienne lorsque les vents sont proches de ce seuil, une hystérésis d'arrêt est généralement introduit dans l'algorithme de contrôle de l'éolienne. Lorsqu'une description détaillée des paramètres d'arrêt et de redémarrage de l'éolienne est disponible, ceux-ci sont utilisés pour estimer la perte de production due à l'hystérésis de vent élevé en répétant l'analyse mais en utilisant une courbe de puissance avec une vitesse d'arrêt du vent réduite. Si cette information n'est pas disponible, alors une hypothèse réaliste est faite.

4c Ajustement de la courbe de puissance spécifique au site

Les courbes de puissance des éoliennes sont généralement basées sur des mesures de courbe de puissance faites sur les sites d'essai en terrain simple et dans des conditions atmosphériques neutres. Certains sites éoliens peuvent avoir des conditions d'écoulement du vent qui diffèrent de façon importante des conditions d'écoulement du vent observées sur les terrains simples et les conditions neutres. Si l'on considère que les paramètres météorologiques dans certaines régions d'un site diffèrent de ceux à une station de test d'éolienne typique, l'impact sur la production d'énergie due à la différence des paramètres météorologiques sur le site par rapport à un site de test de courbe de puissance typique est estimé. L'ajustement peut être entrepris lorsque la stabilité atmosphérique, la turbulence, le cisaillement ou l'angle d'écoulement du vent sont considérés comme matériellement différents sur le site du parc éolien de ce qui est connu sur un site de test typique.

4d Sous-performance optimale

GL GH suppose généralement que les courbes de puissance des éoliennes seront contrôlées et exploitées avec des écarts minimes par rapports aux courbes de puissance escomptées. Toutefois, pour de grandes périodes de temps et pour un nombre important d'éoliennes sur un parc éolien donné, et selon l'expérience de GL GH, il y a des écarts de performances significatifs de la courbe de puissance escomptée. On considère que, généralement, il y a des problèmes logiciels ou d'instrumentation qui font en sorte que les éoliennes n'atteignent pas leur courbe de puissance prévue ou fonctionnent de manière non optimale et qu'il faut une attention considérable pour s'assurer que les éoliennes fonctionnent en continu comme elles le devraient. Afin de saisir ces effets, un facteur de perte typique compris entre 0,5% et 1,0% de la production d'énergie annuelle est supposé pour la vie du projet.

4.5 Environnementale

Dans certaines conditions, de la saleté peut se former sur les pales et les pales ou, à travers le temps, la surface de la pale peut se dégrader. Aussi la glace peut s'accumuler sur une éolienne. Ces incidences peuvent impacter la production d'énergie d'un parc éolien tel que décrits dans les points 5a, 5b et 5c ci-dessous. Des conditions météorologiques extrêmes peuvent aussi impacter sur la production d'énergie d'un parc éolien, tel que décrits dans les points 5d et 5e ci-dessous. De plus, la croissance des arbres et l'abattage d'arbres peuvent impacter la production d'énergie d'un parc éolien de façon variable en fonction du temps. Toutefois, ce point est inclus, le cas échéant, pour tenir compte de l'impact des arbres pour une année donnée d'opération du projet

5a Dégradation de performance

La performance des éoliennes peut être affectée par la dégradation de la pale, qui inclut l'accumulation de saleté, ce qui peut être nettoyé par la pluie de temps à autre, ainsi que la dégradation physique de la surface de la pale sur un fonctionnement d'opération prolongé.

5b Dégradation de performance – givre

De faibles accumulations de givre sur les pales des éoliennes peuvent changer les performances aérodynamiques des éoliennes, résultant en des pertes d'énergie.

5c Arrêts – givre

Lorsque l'accumulation de givre devient plus sévère, les éoliennes s'arrêtent ou ne démarrent pas. Le givrage peut également affecter l'anémomètre et la girouette sur la nacelle de l'éolienne, ce qui peut également causer des arrêts à l'éolienne.

5d Arrêts – températures extrêmes

Les éoliennes sont conçues pour fonctionner dans une gamme de température donnée. Pour certains sites, cette gamme peut être dépassée et, pour les périodes où la plage de température admissible est dépassée, l'éolienne va être arrêtée. Pour ces sites, une évaluation est faite pour déterminer la fréquence des températures étant en dehors de la plage d'opération et la corrélation de ces conditions avec la vitesse du vent. De cela, l'impact sur la production d'énergie est estimé

5e Accès au site

Des conditions environnementales sévères peuvent influencer l'accès à des sites plus éloignés, ce qui a un impact sur la disponibilité. Un exemple de cela pourrait être une zone sujette à d'importantes chutes de neige en hiver. Comme l'impact sur l'énergie sera fonction des modalités d'opération et de maintenance, un facteur sera généralement inclus lorsque GL GH aura passé en revue les modalités d'opération et de maintenance du parc éolien. L'impact attendu pour le site est considéré être minimal.

5f Croissance / coupe des arbres

Pour les sites de parcs éoliens situés à l'intérieur ou à proximité de zones forestière ou boisées, l'impact de la façon dont les arbres peuvent changer au fil du temps et de l'effet que cela aura sur l'écoulement du vent sur le site et, par conséquent, la production d'énergie du parc éolien, doit être considéré. L'impact de l'abattage futur d'arbres, s'il est connu, peut également être évalué. Les résultats présentés dans le tableau indiquent si la modélisation des zones forestières est nécessaire pour le site et si elle a été réalisée. Si elle est effectuée, les résultats dépendant du temps sont présentées dans l'Annexe D. Ces analyses peuvent ne pas être exigées lorsque les arbres avoisinant sont considérés comme matures.

4.6 Délestage

Certaines ou toutes les éoliennes au sein d'un parc éolien peuvent être, au besoin, arrêtées pour atténuer les problématiques associées aux charges sur l'éolienne, l'exportation vers le réseau électrique ou certaines conditions de planification.

6a Limitation directionnelle de production

Les charges sur l'éolienne sont influencées par les effets de sillage des éoliennes voisines. Pour certains parcs éoliens où les éoliennes sont particulièrement très rapprochées en distance, il peut être nécessaire d'arrêter certaines éoliennes pour certaines conditions de vent. C'est ce qu'on appelle la limitation directionnelle de production et se traduit généralement par une réduction de la production d'énergie du parc éolien.

6b Délestage du réseau

Dans certains contrats de raccordement au réseau électrique, il peut être nécessaire de réduire la production du parc éolien à certains moments. Cela se traduira par une perte de production d'énergie. Ce facteur comprend également le temps requis pour que le parc éolien redevienne pleinement opérationnel après un délestage du réseau.

6c Bruit, impact visuel et environnemental

Dans certaines juridictions, il peut y avoir des exigences pour arrêter les éoliennes dans des conditions météorologiques spécifiques afin de répondre à des normes définies d'émission de bruit, à des critères de battement d'ombrage à proximité des habitations ou à des conditions environnementales dues à des aspects tels que les oiseaux ou les chauves-souris.

Les hypothèses de facteur de pertes utilisées pour la présente analyse sont résumées dans le tableau ci-dessous.

Perte	Hypothèses et explication pour la présente analyse
1	**Effet de sillage**
1a	*Les effets de sillage ont été calculés en utilisant le modèle de sillage du logiciel WindFarmer v5 de GL GH.*
1b	*Il a été considéré qu'aucuns parcs éoliens pouvant causés du sillage n'est présent dans le voisinage du projet.*
1c	*Il a été considéré qu'aucuns futurs parcs éoliens ne seront construits dans le voisinage du projet.*
2	**Disponibilité** Les détails de la feuille de route du modèle d'éolienne spécifiée, de l'infrastructure d'approvisionnement, du système de réseau électrique local et de l'opération et des modalités d'entretien n'ont pas été évalués. Les hypothèses ci-dessous sont susceptibles d'être modifiées lorsqu'une telle évaluation sera entreprise:
2a	*Un niveau de disponibilité des éoliennes de 96,4% a été établi pour le modèle de turbine REpower MM92 2,05 MW pour les 20 premières années d'exploitation. Voir l'Annexe D pour les hypothèses annualisées.*
2b	*Une disponibilité des équipements auxiliaires (BOP) de 99,0% a été considérée.*
2c	*Une disponibilité du réseau électrique de 99,8% a été considérée.*
3	**Efficacité électrique** Les détails spécifiques pour l'infrastructure d'approvisionnement et de connexion au réseau électrique ont été considérés.
3a	*Une efficacité électrique opérationnelle de 97,0% a été considérée.*
3b	*Il est supposé que la consommation électrique du parc éolien lorsqu'il est non-opérationnel est un coût d'exploitation et non un facteur de perte.*
4	**Performance de l'éolienne** Les hypothèses de courbe de puissance faites ici sont susceptibles de changer lorsqu'un examen approfondi de la documentation et du contrat de fourniture d'éoliennes sera entrepris.
4a	*Un facteur de perte de 100,0% a été établi pour rendre compte de la performance attendue de l'éolienne par rapport à la courbe de puissance fournie par le manufacturier.*
4b	*Il a été considéré que l' hystérésis des vitesses de vent élevées réduit significativement la vitesse limite du vent de 24 m/s à 23 m/s pour le but du calcul de l'énergie.*
4c	*Il est calculé, à partir des données mesurées sur le site, qu'un facteur de 96,0% est approprié pour tenir compte des particularités spécifiques d'écoulement du vent sur le site qui nuiront à la performance des éoliennes.*
4d	*Un facteur de 99,0% a été considéré pour tenir compte de la sous-performance optimale de puissance des éoliennes.*
5	**Environnementale**
5a	*Un facteur de 99,3% a été considéré, pour les 20 premières années d'exploitation, afin de tenir compte de l'effet de la dégradation des performances due à l'accumulation de saleté et à la dégradation de la pale Voir l'Annexe D pour les hypothèses annualisées.*
5b	*Il a été considéré qu'un facteur de 99,3% est approprié pour tenir compte de l'effet de la dégradation des performances due à l'accumulation de glace sur les pales lorsque l'éolienne est opérationnelle.*
5c	*Il a été considéré qu'un facteur de 98,8% est approprié pour tenir compte des temps d'arrêt en raison de l'accumulation de glace sur l'éolienne, entraînant l'arrêt et empêchant le redémarrage de l'éolienne.*
5d	*Il a été supposé que le site ne subira pas les temps d'arrêt en raison de l'effet de haute et basse température.*
Perte	**Hypothèses et explication pour la présente analyse**

5e	*Il a été supposé qu'il n'y pas d'impacts négatifs spécifiques pour l'accès au site en raison de l'éloignement ou de conditions météorologiques extrêmes.*
5f	*On suppose qu'il n'y a pas d'influence significative de la croissance des arbres dans les environs du parc éolien.*
6	**Délestages**
6a	*La possibilité de limitation de production due aux conditions directionnelles du régime du vent n'a pas été considérée.*
6b	*La possibilité de délestage due au réseau électrique n'a pas été considérée.*
6c	*La possibilité de limitation de production délestage due au bruit, aux impacts visuels ou environnementaux n'a pas été considérée.*

5 Analyse d'incertitude

Il y a habituellement six grandes catégories d'incertitude associées à la prédiction du vent sur un site proposé:

1 Mesure de la vitesse du vent - Il existe une incertitude associée à la précision de mesure des anémomètres. La valeur de l'incertitude dépend de la calibration et les du montage des instruments sur le mât. Une valeur comprise entre 2,0% et 3,0% est généralement considéré pour tenir compte de ces incertitudes et aussi pour inclure les effets de second ordre tels que les effets de survitesse, la dégradation des capteurs, les variations de la densité de l'air et les effets supplémentaires dues à la turbulence.

2 Corrélation à long-terme - Les vitesses moyennes de vent à long-terme sur les mâts du site ont été calculées à partir des analyses de corrélation. L'incertitude associée à la corrélation et l'extrapolation entre les mâts est évaluée à partir de la dispersion statistique des corrélations.

3 Période long-terme - Il ya une incertitude associée à l'hypothèse faite ici que la période historique sur le site est représentative du climat météorologique sur de longues périodes. Une étude des historiques de régime de vent indique une variabilité typique de la vitesse moyenne annuelle du vent comprise entre 4% et 6% [E18].

4 Consistance des données - Il existe une incertitude associée à la consistance des données de référence long-terme. Une valeur est appliquée en fonction du niveau de validation régionale disponible et de la nature des données de référence long-terme, à savoir, une station terrestre bien documenté ou diverses formes de données météorologiques virtuelles.

5 Extrapolation verticale - Il existe une incertitude liée à l'extrapolation du régime des vents à long-terme à partir des hauteurs de mesure des mâts à la hauteur du moyeu de l'éolienne. Cette incertitude a été évaluée en tenant compte de la précision de la mesure du cisaillement et de l'ampleur de l'extrapolation.

6 Variabilité inter-annuelle - En outre, même si la vitesse moyenne du vent à long-terme a été parfaitement définie, une variabilité des vitesses moyennes de vent pourra être observée dans le futur sur le site du parc éolien. La variabilité dans les futures vitesses moyennes du vent dépend de la période considérée. La variabilité future de la vitesse du vent est considérée dans l'analyse du niveau de confiance de la production d'énergie, mais pas l'analyse du niveau de confiance de la vitesse du vent.

Les incertitudes 1 à 6 ci-dessus sont cumulées comme des erreurs indépendantes, sur une base de la somme des racines carrées, pour donner l'incertitude totale sur la prédiction de la vitesse du vent sur le site pour la période historique considérée.

Il est habituellement considéré qu'il y a six grandes catégories d'incertitude associées à la prédiction de la production d'énergie prévue:

1 Vitesse moyenne du vent à long-terme – L'incertitude de la vitesse moyenne du vent à long-terme est dérivée de la somme des incertitudes de la vitesse du vent (1 à 5 ci-dessus) en utilisant un facteur de

sensibilité de la production annuelle d'énergie changeant selon le vitesse moyenne annuelle du vent. Cette sensibilité est obtenue par une analyse de la perturbation par rapport à l'estimation centrale.

2 Écoulement du vent et modélisation de l'énergie - Il y a une incertitude dans la modélisation du sillage et de la topographique qui varie en raison des distances relatives entre les mâts et les emplacements des éoliennes proposées, de la complexité du terrain environnant et de l'exposition aux zones boisées.

3 Vent et de la distribution de direction - Il existe une incertitude associée à assumer que la vitesse du vent mesurée et que les distributions de fréquence directionnelle pour les mâts du site sont représentatives de la période long-terme.

4 Variabilité inter-annuelle – Les incertitudes reliées aux vitesses de vent futures décrites au point 6 ci-dessus ont été calculées en utilisant le facteur de sensibilité de la production annuelle d'énergie changeant selon la vitesse moyenne annuelle du vent.

5 Sous-station - Précision du compteur d'énergie du poste de connexion. La valeur supposée ici est basée sur une précision de compteur typique.

6 Pertes d'énergie - Les incertitudes reliées aux facteurs de perte d'énergie peuvent parfois être atténuées par les clauses de garantie appropriée. Toutefois, pour tenir compte de la probabilité que ces contrats ne supprimeront pas toutes les incertitudes typiques associées aux hypothèses de facteur de perte d'énergie, une incertitude comprise entre 1,0% et 2,0% est généralement supposé.

Également, les incertitudes considérées ci-dessus sont cumulées comme des erreurs indépendantes, sur une base de la somme des racines carrées, pour donner l'incertitude totale sur la prédiction d'énergie prévue sur le site du parc éolien proposé.

6 Références

D1 Cook, N.J., “The Designer’s guide to wind loading of building structures: Part 1”, London: Butterworths, 1985.

E1 Troen, I., Petersen, E.L., “European Wind Atlas”, Risø National Laboratory, Denmark, 1989.

E2 ESDU, “Wind speed profiles over terrain with roughness changes”, Item No. 84011 Amendments A to D, ESDU International: London, 1993.

E3 Corbett, J.F., Landberg, “Optimising the parameterisation of forests for WAsP wind speed calculations: A retrospective empirical study”, EWEA 2012 Conference, April 2012”

E4 Manning, J., Woodcock, J., Corbett, J-F., Whiting, R., Bleeg, J., Landberg, L., Tindal, A. – Validation and challenges of CFD in complex terrain for real world wind farms, EWEC 2011.

E5 Bechmann, A., et.al. – Results of the Blind Comparison, Bolund Workshop, December 3-4, 2009, Risø DTU National Laboratory for Sustainable Energy.

E6 Corbett, J-F., Whiting, R., Woodcock, J., Landberg L., Tindal A. – CFD can consistently improve wind speed predictions and reduce uncertainty in complex terrain, EWEA 2012.

E7 Bleeg, J., et al. “Modeling Stable Thermal Stratification and Its Impact on Wind Flow Over Topography.” AWEA WindPower 2012.

E8 Medici, D., Digraskar, D., Bleeg, J., Corbett, J.F., “Investigating the treatment of forestry in CFD wind flow models”, CanWEA 2012 conference, October 15, 2012, Toronto, Canada.

E9 Svensson, U., Häggkvist, K., “A two-equation turbulence model for canopy flows”, J. Wind Eng. Ind. Aerodyn. 35 (1990) 201–211.

E10 Costa et al, “Computer simulations of atmospheric flows over real forests for wind energy resource evaluation”, J. wind Eng. Ind. Aerodyn,94 (2006), pp 603-620.

E11 “WindFarmer 5, Theory Manual”, GL Garrad Hassan, January 2013.

E12 “WindFarmer 5, User Manual”, GL Garrad Hassan, January 2013.

E13 Schlez, W.; Neubert, A:, " New Developments in Large Wind Farm Modelling", EWEC 2009, Marseilles, France.

E14 Barthelmie, R.J., Hansen, etal., “Modelling the impact of wakes on power output at Nysted and Horns Rev”, EWEC2009, Marseilles, France.

E15 Johnson, C., Graves, A., Tindal, A., Cox, S., Schlez, W., Neubert, A., “New developments in Wake Modeling for Large Wind Farms”, 2009 AWEA WINDPOWER Conference, May 2009.

E16 Johnson, C., Tindal, A., LeBlanc, M., Graves, A., Harman, K., “Validation of GH North American Energy Predictions by Comparison to Actual Production”, 2008 AWEA WINDPOWER Conference, June 2008.

E17 Tindal, A., Johnson, C., LeBlanc, M., Harman, K., Rareshide, E., Graves, A., “Site-Specific Adjustments to Wind Turbine Power Curves”, 2008 AWEA WINDPOWER Conference, June 2008.

E18 Raftery, P., Tindal, A.J., Garrad, A.D.,, “Understanding the risks of financing windfarms”, Proc. EWEA Wind Energy Conference, Dublin, 1997.