

ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE
UNIVERSITÉ DU QUÉBEC

MÉMOIRE PRÉSENTÉ
À L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE

COMME EXIGENCE PARTIELLE
À L'OBTENTION DE LA
MAÎTRISE EN GÉNIE MÉCANIQUE
M. Ing.

PAR
FRANCIS PELLETIER

CONCEPTION D'UN SITE D'ÉVALUATION DES PERFORMANCES
D'ÉOLIENNES HORS RÉSEAU EN MILIEU COMPLEXE

MONTREAL, 1^{er} MAI 2003

© droits réservés Francis Pelletier

CONCEPTION D'UN SITE D'ÉVALUATION DES PERFORMANCES D'ÉOLIENNES HORS RÉSEAU EN MILIEU COMPLEXE

Francis Pelletier

SOMMAIRE

Le développement technologique des éoliennes autonomes est fortement en retard comparativement aux éoliennes branchées à un réseau électrique. Contrairement aux éoliennes branchées à un réseau, les systèmes autonomes ne possèdent aucune norme permettant l'évaluation de leur performance énergétique.

De plus, la croissance de la production énergétique éolienne au cours des dernières années oblige de plus en plus les concepteurs de parcs éoliens à utiliser des terrains ayant une complexité topographique de plus en plus importante. Ces sites "complexes" engendrent des distributions de vent non uniformes, qui ont un impact sur la courbe de performance des éoliennes. Présentement, aucune méthode fiable d'évaluation des performances d'une éolienne en milieu complexe n'existe.

Dans le cadre de ce projet de maîtrise, une méthode de conception mécanique d'un site d'évaluation de performance d'éoliennes et un système d'acquisition de données ont été développés. Une méthode de calibration de sites complexes a également été élaborée.

CONCEPTION D'UN SITE D'ÉVALUATION DES PERFORMANCES D'ÉOLIENNES HORS RÉSEAU EN MILIEU COMPLEXE

Francis Pelletier

SOMMAIRE

Le développement technologique des éoliennes dites autonomes est fortement en retard comparativement aux éoliennes branchées à un réseau électrique. Cet écart technologique peut s'expliquer par le fait que la rentabilité des systèmes installés sur le réseau est beaucoup plus importante que pour les éoliennes hors réseau. Pour cette raison, les systèmes autonomes (hors réseau) ne possèdent aucune norme permettant l'évaluation de leur performance énergétique. Ainsi, aucun fournisseur d'éoliennes autonomes ne peut garantir la validité de sa méthode. Il est alors impossible aux consommateurs de comparer de façon objective les performances de ce type d'éolienne.

De plus, la croissance de la production énergétique éolienne au cours des dernières années oblige de plus en plus les concepteurs de parcs éoliens à utiliser des terrains ayant une complexité topographique de plus en plus importante. Ces sites "complexes" entourant les éoliennes engendrent des distributions de vent non uniformes, qui ont un impact sur la courbe de performance des éoliennes. Cependant, ces effets sont encore mal connus. Ainsi, aucune méthode fiable d'évaluation des performances d'une éolienne en milieu complexe n'existe.

L'objectif final de ce projet consiste à développer une méthode d'évaluation de performance des éoliennes dites autonomes en milieu complexe. Pour ce faire, un site permettant l'évaluation de la performance des éoliennes sera installé sur le toit de l'École de Technologie Supérieure.

Dans le cadre de ce projet de maîtrise, une méthode de conception mécanique d'un site d'évaluation de performance d'éoliennes sur le toit de l'ETS a été développée. Un système d'acquisition de données, ainsi que l'analyse d'erreur de chacun des instruments, ont été élaborés. Finalement, une méthode de calibration de sites complexes a été comparée à celle proposée par l'IEC. Des suggestions d'amélioration ont également été avancées.

COMPLETION OF A TEST BENCH FOR NON GRID CONNECTED WIND TURBINES

Francis Pelletier

ABSTRACT

The technical development of stand-alone wind systems is quite late in comparison to grid-connected systems. This difference is mainly due to economical matters. Grid connected systems are more economically viable than stand-alone systems. For this reason stand-alone systems have almost no standards or norms concerning the evaluation of their power performance. Hence, it is impossible for any furnisher to assure the performance of their stand-alone systems. The costumers are then left with out any possibility to compare the different systems on the market.

Also, the increasing demand for wind energy, results in the fact that more and more wind systems has to be installed in complex topographical sites. These complex sites create non-uniform flow of air around the wind turbines. These non uniformities will have effects on the power performance of wind turbines. These effects are still badly known and no standards, until now, take them into accounts.

The final objective of this project consists in the development of a method for the evaluation of the power performance of stand-alone systems in complex environment. In order to achieve this objective, an autonomous wind system will be installed on the roof of the École de Technologie Supérieure.

This master will be dedicated to the design and construction of the mechanical system that will be used for the evaluation of the power performance of wind turbines. The design and construction of an acquisition system will also be done. Finally, a calibration method for the complex site will be studied and recommendation will be done.

REMERCIEMENTS

Pour m'avoir fait confiance depuis maintenant deux ans dans différentes activités de recherche et pour m'avoir encadré comme directeur de recherche, je voudrais d'abord exprimer toute ma reconnaissance à M. Christian Masson.

Je tiens également à remercier mon co-directeur de maîtrise, M. Henri Champliaud, pour son support technique tout au long de l'élaboration de ce projet.

Je voudrais également remercier tous ceux et celles qui ont occupés le 2802 en ma compagnie. Merci à toi, Nathalie, pour ta générosité exemplaire et ta féminité. Merci à Cédric pour ton support technique. Merci Christophe de me faire comprendre que la vie n'a pas de sens réel et qu'il vaut mieux en rire que d'en pleurer. Merci pour toutes ces belles soirées. Merci à Idriss de m'avoir fait comprendre qu'il était vraiment plaisant d'avoir de vraies passions. Merci aussi pour tes nombreuses histoires. Merci à tous les stagiaires qui se sont succédés dans notre local. Merci à Vincent pour le vent de folie que tu mettais lorsque tu étais avec nous. Sans vous tous, ce séjour à l'ETS n'aurait pas été le même. À Pascale, Paule et Nathalie, qui ont si vaillamment contribué à la qualité de ce travail.

À ma famille, sans qui je ne serais sûrement pas ce que je suis aujourd'hui. Merci pour tout ce que vous avez fait pour moi.

À Patrick et Éric, qui me font croire qu'il existe une raison pour laquelle je dois continuer à participer à toute cette absurdité. À quoi bon continuer sans vous... Merci encore.

Finalement à Katia pour ton aide si précieuse.

CE MÉMOIRE A ÉTÉ ÉVALUÉ

PAR UN JURY COMPOSÉ DE :

M. Louis Lamarche, professeur, président du jury
Département de génie mécanique à l'École de Technologie Supérieure

M. Christian Masson, directeur de mémoire
Département de génie mécanique à l'École de Technologie Supérieure

M. Henri Champlaud, co-directeur de mémoire
Département de génie mécanique à l'École de Technologie Supérieure

M. Stanislaw Kajt, professeur
Département de génie mécanique à l'École de Technologie Supérieure

A FAIT L'OBJET D'UNE PRÉSENTATION DEVANT JURY ET PUBLIC

LE 19 DÉCEMBRE 2002

À L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE

« La connaissance de soi est ardue, et comme la plupart d'entre nous préférons la voie de la facilité, de l'illusion, nous créons l'autorité qui façonne notre vie et lui offre un modèle. Cette autorité peut être la société, l'État; elle peut être l'individu, le maître, le sauveur, le gourou. Toute autorité, quelle qu'elle soit, empêche de voir, de penser lucidement; et comme la plupart d'entre nous trouvons la pensée lucide douloureuse, nous nous abandonnons à l'autorité. L'autorité engendre le pouvoir, et le pouvoir devient toujours centralisé, et de ce fait totalement corrompteur : il corrompt non seulement celui qui exerce le pouvoir mais aussi celui qui s'y soumet. L'autorité du savoir et de l'expérience ne peut que pervertir, qu'elle vienne du maître, de son représentant ou du prêtre. C'est votre vie, ce conflit apparemment sans issue, qui est importante, et non le modèle ou le leader. L'autorité du maître et du prêtre vous détourne du problème fondamental, qui est le conflit à l'intérieur de vous-même. »

Krishnamurti

TABLE DES MATIÈRES

	Page
SOMMAIRE	I
ABSTRACT	III
REMERCIEMENTS	V
TABLE DES MATIÈRES	VI
LISTE DES TABLEAUX.....	X
LISTE DES FIGURES.....	XI
LISTE DES ABRÉVIATIONS ET DES SIGLES.....	XIII
INTRODUCTION.....	1
CHAPITRE 1 REVUE DE LITTÉRATURE.....	3
1.1 Les associations.....	3
1.2 Les universités.....	4
1.3 Groupes de recherche privés et/ou gouvernementaux	5
1.4 Les normes	6
1.5 Évaluation du potentiel éolien.....	6
1.6 Évaluation des performances des éoliennes.....	6
1.6.1 Branché au réseau	7
1.6.2 Système hors réseau	7
1.7 Calibration de site complexe.....	10
CHAPITRE 2 NOTIONS GÉNÉRALES.....	12
2.1 La source éolienne : le vent.....	12
2.1.1 Provenance du vent	12

2.1.2	Analyse macro, méso et micro du vent	13
2.1.3	Effets locaux (micro).....	14
2.1.4	Modèles mathématiques du vent.....	18
2.1.5	Rose des vents	28
2.2	Forces et énergie générées par le vent.....	30
2.2.1	Forces sur un profil aérodynamique.....	30
2.2.2	Décrochage.....	32
2.2.3	L'énergie du vent	32
2.2.4	Théorie de la quantité de mouvement	34
2.2.5	Limite de Betz	36
2.2.6	Force de traînée maximale d'une éolienne.....	38
2.2.7	Courbe de puissance.....	39
2.2.8	Production Énergétique Annuelle (PEA).....	40
2.3	Les éoliennes et leurs composantes.....	41
2.3.1	Types d'éoliennes.....	41
2.3.2	Connexion électrique	44
2.3.3	Les composants d'une éolienne	45
CHAPITRE 3 PROBLÉMATIQUE ET OBJECTIFS DU PROJET.....		55
3.1	Problématique	55
3.2	Objectifs du projet.....	56
CHAPITRE 4 CONCEPTION ET INSTALLATION DU SITE.....		57
4.1	Localisation	57
4.1.1	Site prévu	57
4.1.2	Site temporaire	57
4.2	Conception mécanique	59
4.2.1	Présentation de l'installation	59
4.2.2	Chargements dus au vent	60
4.2.3	Analyse des contraintes statiques.....	62

4.2.4	Analyse des contraintes statiques – redressement.....	62
4.2.5	Analyse des contraintes statiques – Condition anormale d’utilisation.....	66
4.2.6	Analyse vibratoire du mât	69
4.3	Conception du système d’acquisition.....	75
4.3.1	Instrumentation	75
4.3.2	Montage physique	76
4.3.3	Montage électronique.....	77
4.3.4	Application Labview	78
4.4	Analyse d’erreurs	79
4.4.1	Vitesse du vent - Anémomètre	79
4.4.2	Direction du vent – Girouette.....	80
4.4.3	Température de l’air – Thermomètre	82
4.4.4	Pression atmosphérique – baromètre	83
CHAPITRE 5 ANALYSE DU POTENTIEL ÉOLIEN ET CALIBRATION		
	DU SITE.....	84
5.1	Analyse du potentiel éolien du site temporaire :	85
5.1.1	Analyse de la vitesse du vent :	85
5.1.2	Analyse des secteurs de vent :	88
5.1.3	Analyse de l’intensité de turbulence :	89
5.2	Calibration du site temporaire :	91
5.2.1	Analyse des données selon la direction:.....	92
5.2.2	Effet de la grandeur des secteurs.....	94
5.2.3	Effet de la vitesse	96
5.2.4	Effet de la turbulence	97
5.2.5	Effet de la période de moyennage	98
5.2.6	Effet de la durée d’acquisition	99
5.2.7	Corrélation entre les deux tours	100

CONCLUSION	101
RECOMMANDATIONS.....	103
ANNEXES	
1 : DESSINS	104
2 : CALCULS MÉCANIQUES	121
3 : ANALYSE D'ERREURS.....	154
4 : INSTRUMENTATION ET ÉQUIPEMENTS.....	176
5 : PHOTOS	199
6 : PROGRAMME ANSYS.....	206
7 : ANALYSE EN FATIGUE.....	227
BIBLIOGRAPHIE	230

LISTE DES TABLEAUX

	Page
Tableau I	Caractéristiques des éoliennes.....43
Tableau II	Paramètres pour différentes classes de condition de vent.....61
Tableau III	Résumé des facteurs de sécurité lors du redressement.....65
Tableau IV	Résumé des chargements lors du redressement calculé par Ansys.....65
Tableau V	Résumé des facteurs de sécurité.....68
Tableau VI	Résumé des chargements ou des contraintes calculés par Ansys.69
Tableau VII	Analyse modale de la tour (2 séries de haubans)70
Tableau VIII	Analyse de Von Karman74
Tableau IX	Résumé des incertitudes pour les anémomètres.....80
Tableau X	Résumé des incertitudes pour les girouettes81
Tableau XI	Résumé des incertitudes pour le thermomètre82
Tableau XII	Résumé des incertitudes pour le baromètre83
Tableau XIII	Résumé des mesures85
Tableau XIV	Weibull cumulée (Tour #1).....87
Tableau XV	Weibull cumulée (Tour #2).....87
Tableau XVI	Recommandation pour la calibration de sites complexes92

LISTE DES FIGURES

	Page
Figure 1	Éoliennes entre des édifices en forme de diffuseur.....17
Figure 2	Courbe de distribution des vitesses de vent19
Figure 3	Répartition cumulée de la vitesse du vent.....19
Figure 4	Distribution de Weibull pour différents facteurs de forme21
Figure 5	Distribution de Weibull pour différentes vitesses moyennes.....21
Figure 6	Coefficient de cisaillement (n) selon le type de terrain.....23
Figure 7	Échantillon de mesure de la vitesse du vent.....24
Figure 8	Intensité de turbulence suggérée pour la conception d'éolienne25
Figure 9	Intensité de turbulence en fonction de la hauteur.....27
Figure 10	Exemple de rose des vents – Production énergétique29
Figure 11	Forces sur un profil aérodynamique (coupe d'une pale d'éolienne).....31
Figure 12	Volume de contrôle d'une éolienne35
Figure 13	Coefficient de performance en fonction de v_4 / v_137
Figure 14	C_p pour différents types d'éoliennes [10].....38
Figure 15	Courbe de puissance.....39
Figure 16	Types d'éoliennes.....42
Figure 17	Composantes d'une éolienne.....46
Figure 18	Système passif d'orientation48
Figure 19	Circuit équivalent d'une batterie branchée à un système.....52
Figure 20	Tension en fonction de l'ampérage (batterie et système).....53
Figure 21	Emplacement du site prévu et du site temporaire58
Figure 22	Redressement de l'éolienne.....59
Figure 23	Position finale Éolienne et Tour anémométrique.....60
Figure 24	Redressement du mât63
Figure 25	Pivot64
Figure 26	Orientation des chargements (vue du dessus).....67

Figure 27	Chargements du mât.....	67
Figure 28	Analyse harmonique – 2 séries de Haubans.....	72
Figure 29	Circuit électronique.....	77
Figure 30	Interface du système d’acquisition.....	78
Figure 31	Distribution du vent (Tour #1).....	86
Figure 32	Distribution du vent (Tour #2).....	86
Figure 33	Distribution de Weibull.....	87
Figure 34	Distribution de Weibull.....	87
Figure 35	Rose des vents (Tour #1).....	88
Figure 36	Rose des vents (Tour #2).....	88
Figure 37	Intensité de turbulence en fonction de la vitesse du vent pour la tour #1...90	
Figure 38	Intensité de turbulence en fonction de la vitesse du vent pour la tour #2...90	
Figure 39	Facteurs de correction et corrélation en fonction des secteurs.....	93
Figure 40	Effet de la grandeur des secteurs sur le rapport $V1/V2$	95
Figure 41	Effet de la vitesse sur le rapport $V1/V2$	96
Figure 42	Effet de la turbulence sur le rapport de vitesse $V1/V2$	97
Figure 43	Effet de la période de moyennage sur le rapport de vitesse $V1/V2$	98
Figure 44	Effet de la durée d’acquisition sur le rapport de vitesse $V1/V2$	99
Figure 45	Corrélation entre les deux tours.....	100

LISTE DES ABRÉVIATIONS ET DES SIGLES

σ	écart-type
ω	fréquence d'oscillation, Hertz
a	paramètre de sévérité
A	aire balayée par l'éolienne, m ²
c	facteur d'échelle, m/s
C _p	coefficient de performance
d	constante de distance, m
f(v)	densité de probabilité
F _{exc}	fréquence d'excitation, Hertz
F _i (v)	fonction de répartition
F _{trainéemax}	force de traînée maximale, Newton
F _x	force sur le mât selon l'axe des x, newton
F _y	force sur le mât selon l'axe des y, newton
F _z	force sur le mât selon l'axe des z, newton
Gamma	fonction gamma
H _m	hauteur par rapport au niveau de la mer, m
IT	intensité de turbulence
IT(z)	intensité de turbulence selon la hauteur
IT ₁₅	valeur de l'intensité de turbulence à une vitesse de 15 m/s
k	facteur de forme, m/s
\dot{m}	débit massique, kg/s
N	nombre de bin
n	coefficient de cisaillement
N _h	nombre d'heures dans une année (8760), Heure
Nu	viscosité cinématique, m ² /s
p	pression atmosphérique, Pa

P	puissance contenue dans le vent, kW
PEA	production énergétique annuelle, kWh
P_i	puissance moyenne du bin i , kW
P	puissance de l'éolienne, kW
R	constante des gaz, $m^2 / (s^2 * K)$
St	nombre de Strouhal
T	température, Kelvin
U	vitesse du fluide, m/s
U(z)	composante longitudinale de la vitesse du vent à la hauteur Z, m/s
ud,i	incertitude combinée (Girouette)
ud1,i	incertitude de l'instrument (Girouette)
ud2,i	incertitude associée aux effets de montage (Girouette)
ud3,i	incertitude associée à l'installation (Girouette)
udd,i	incertitude du système d'acquisition (Girouette)
Umoy	vitesse moyenne annuelle, m/s
uP,i	incertitude combinée (Baromètre)
uP1,i	incertitude de l'instrument (Baromètre)
uP2,i	incertitude associée aux effets de montage (Baromètre)
uPd,i	incertitude du système d'acquisition (Baromètre)
Uref	composante longitudinale de la vitesse du vent à la hauteur de référence, m/s
uT,i	incertitude combinée (Thermomètre)
uT1,i	incertitude de l'instrument (Thermomètre)
uT2,i	incertitude associée à la radiation (Thermomètre)
uT3,i	incertitude associée aux effets de montage (Thermomètre)
uTd,i	incertitude du système d'acquisition (Thermomètre)
uv,i	incertitude combinée (Anémomètre)
uv1,i	incertitude de l'instrument (Anémomètre)

uv2,i	incertitude due aux effets de montage (Anémomètre)
uv3,i	incertitude due à l'installation (Anémomètre)
uvd1,i	incertitude du système d'acquisition (anémomètre)
v	vitesse du longitudinale vent, m/s
v ₁	vitesse du vent en amont de l'éolienne (section 1-1), m/s
v ₂	vitesse du vent en amont de l'éolienne (section 2-2), m/s
v ₃	vitesse du vent en aval de l'éolienne (section 3-3), m/s
v ₄	vitesse du vent en aval de l'éolienne (section 4-4), m/s
v _i	vitesse moyenne du bin i, m/s
v _{moy}	vitesse moyenne de l'échantillon, m/s
z	hauteur à partir du sol, m
Z	hauteur désirée, m
z ₀	hauteur de rugosité, m
Z _{ref}	hauteur de référence, m

INTRODUCTION

Souvent laissé à l'arrière-plan des éoliennes de forte puissance (250 kW et plus), le marché des éoliennes hors réseau (aussi dénommées autonomes) devient néanmoins de plus en plus attrayant pour les fournisseurs et acheteurs. Cependant, en dépit de la maturité de la technologie atteinte dans le domaine des éoliennes de forte puissance branchées au réseau, les éoliennes hors réseau souffrent d'un retard technologique et d'un problème de rentabilité important. Le coût moyen de l'installation d'un système éolien autonome varie de 5 000 \$ à 15 000 \$ par kW installés, comparativement à 1 500 \$ à 7 500 \$ pour les éoliennes branchées au réseau. La production énergétique des systèmes autonomes est de 0,15 kW/m², tandis qu'elle est de 0,5 kW/m² pour les autres. Il est vrai que cette différence s'explique en partie par le fait que les éoliennes de petite puissance sont souvent installées dans des sites moins venteux (plus urbains) que les éoliennes de plus grande envergure, mais elle démontre tout de même qu'il y a encore beaucoup d'amélioration à apporter à cette technologie [6].

Il y a un manque flagrant de normes concernant les éoliennes hors réseau. Ce manque de lignes directrices, jumelé à une immaturité technologique, permet souvent à des entreprises de développer des éoliennes mal adaptées à la réalité des systèmes hors réseau. Un des meilleurs moyens pour résoudre cette problématique est de développer une norme pour l'évaluation des performances des éoliennes hors réseau. Plusieurs groupes impliqués dans le domaine tentent présentement de développer cette norme, mais aucun consensus n'est encore atteint. Cette norme, en plus de considérer les particularités des systèmes autonomes, devra intégrer la réalité des milieux complexes, car la majorité de ces systèmes sont installés près de bâtiments ou en milieu urbain. L'objectif majeur de ce mémoire concerne justement la problématique des éoliennes autonomes en milieu complexe.

Afin de mieux comprendre la situation actuelle, les objectifs, les méthodes employées et les résultats obtenus, ce mémoire est subdivisé de la façon suivante :

Le premier chapitre dresse une revue de la littérature actuelle dans le domaine. Les différents intervenants ainsi que les différentes normes et articles concernant les éoliennes hors réseau y sont présentés de manière à dresser un portrait de la situation actuelle.

Le Chapitre 2 permet d'introduire les notions de base essentielles à la compréhension de la problématique et des différents objectifs de ce mémoire.

Une fois cette situation actuelle bien connue, le Chapitre 3 permet d'identifier la problématique des éoliennes hors réseau et de définir les différents objectifs visés dans ce mémoire.

Le Chapitre 4 traite de la conception du site d'essai. Les éléments relatifs à la conception mécanique et à l'élaboration du système d'acquisition y sont discutés. De plus, une analyse d'erreur est présentée.

Pour conclure, le Chapitre 5 fait un résumé de l'analyse du potentiel éolien et des méthodes de calibration d'un site complexe.

CHAPITRE 1

REVUE DE LITTÉRATURE

Afin de bien situer la problématique de ce projet, il est essentiel d'identifier les différents intervenants du domaine éolien. Les associations, les universités, les groupes de recherche et les principales normes actives dans ce domaine sont présentés. Les différents ouvrages concernant l'évaluation du potentiel éolien, l'évaluation de la performance des éoliennes et la calibration de sites complexes sont présentés de façon plus approfondie, puisque qu'ils concernent spécifiquement le sujet de ce mémoire.

1.1 Les associations

Comme les Européens produisent les 2/3 de l'énergie éolienne mondiale, il est normal qu'ils soient les plus influents dans ce domaine. Ainsi, la plus importante association concernant le domaine éolien est sans contredit l'Association européenne de l'énergie éolienne (EWEA) [20]. Cette association regroupe 15 pays et possède plusieurs mandats, dont celui de sensibilisation du public et des différentes instances gouvernementales. De nombreux séminaires, conférences revues, dépliants, articles et congrès sur différents sujets concernant l'énergie éolienne leur permettent de remplir ce mandat.

L'Agence internationale d'énergie (IEA) est une autre association regroupant 23 pays à travers le monde [24]. L'IEA est active dans les domaines de l'énergie fossile, de l'énergie nucléaire, de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables. La section énergie éolienne de l'IEA est responsable du soutien des programmes collaboratifs de recherche et développement, d'assurer l'échange d'information entre les pays participants et de soutenir l'exécution de projets d'envergure dans ce domaine.

L'Association américaine de l'énergie éolienne (AWEA) [5] est de moindre envergure que l'Association européenne, mais possède tout de même une influence marquante en Amérique. Le principal mandat de l'AWEA consiste à faire la promotion de l'énergie éolienne comme étant une source d'électricité propre et renouvelable.

L'Association canadienne de l'énergie éolienne (CanWEA) est bien plus modeste que les deux associations précédentes. Le mandat de la CanWEA en est encore un de sensibilisation du public.

1.2 Les universités

Plusieurs universités européennes sont impliquées dans le domaine éolien. Le Delft University of Technology, Institute for wind energy (NL) [16] et le Technical University of Denmark (DK) [39] sont des exemples d'universités européennes oeuvrant dans ce domaine. Les sujets traités par ces différentes universités touchent à tous les aspects de l'éolien : conception mécanique/électrique, aérodynamisme, économie, calcul numérique, gestion de projet, etc.

Au Canada, trois universités sont principalement impliquées dans le domaine éolien : l'Université du Québec à Rimouski (UQAR), l'École de Technologie Supérieure du Québec (ETS) et l'École Polytechnique de Montréal. L'UQAR œuvre principalement dans l'évaluation du potentiel éolien et dans la gestion de projet relié au domaine éolien. L'École Polytechnique effectue principalement de la recherche sur les éoliennes à axe vertical. Le groupe de recherche en éolien de l'ETS du professeur Masson, quant à lui, développe des méthodes numériques de calculs pour l'évaluation des performances des éoliennes et le micro positionnement des éoliennes.

1.3 Groupes de recherche privés et/ou gouvernementaux

Les principaux groupes de recherche et développement du domaine éolien sont encore une fois européens.

Un des laboratoires les plus influents dans ce domaine est le Laboratoire national de Risø, département énergie éolienne et physique atmosphérique (DK) [37]. Les principales activités de ce centre de recherche concernent la conception aérodynamique, le développement de méthode de maintenance, l'étude des chargements des éoliennes, la conception électrique, le développement de systèmes de contrôle et la météorologie. Ils sont souvent sollicités pour le développement et l'approbation de normes.

La division aéronautique (FFA) du Swedish Defence Research Agency (FOI) [21] a comme objectif de développer la connaissance du domaine éolien afin de supporter les différentes industries et les manufacturiers impliqués dans ce domaine. Le groupe FOI est également impliqué dans l'élaboration de diverses normes.

Un autre laboratoire très impliqué dans le domaine éolien, américain cette fois, est le National Renewable Energy Laboratory (NREL) [34]. Le NREL effectue de la recherche dans tous les domaines de l'énergie renouvelable. Ses objectifs de recherche dans le domaine éolien sont conduits par l'entremise du National Wind Technology Center (NWTC) et concernent principalement le développement de technologies qui permettront la diminution des coûts de production des éoliennes.

Au Canada, trois centres de recherche sont actifs dans le domaine éolien : CANmet, le Atlantic Wind Test site (AWTS) de l'île du Prince-Édouard et l'IREQ. La CANmet est principalement impliquée dans la gestion de projets éoliens. Le AWTS est un site permettant l'essai et le développement de technologies éoliennes. L'IREQ se spécialise dans le développement du jumelage éolien-diesel.

1.4 Les normes

La série de normes 61 400 produite par la Commission électronique internationale [25] est la référence utilisée et acceptée par le milieu éolien. Ces normes concernent la conception et l'évaluation des performances des éoliennes.

Des normes spécifiques au domaine éolien ont été développées au Canada. Cependant, ces normes sont désuètes et ne sont jamais utilisées par l'industrie.

1.5 Évaluation du potentiel éolien

Dans le cadre de ce projet de maîtrise, il est nécessaire de faire l'évaluation du potentiel éolien du toit de l'École de Technologie Supérieure. Le NREL a développé une méthode permettant de bien effectuer cette campagne d'évaluation [34]. Ce document définit plusieurs aspects à considérer lors de l'évaluation du potentiel éolien :

- Les considérations pour le positionnement de la tour anémométrique
- Les paramètres importants à mesurer et la méthode d'acquisition
- Les considérations pour chacun des instruments
- Le traitement des données et différentes méthodes de validation

1.6 Évaluation des performances des éoliennes

L'évaluation des performances d'éoliennes correspond à l'objectif principal du site d'essai prévu sur le toit de l'ETS. Cette évaluation peut être faite dans deux situations bien distinctes : pour des éoliennes branchées au réseau ou hors réseau. Ces deux situations possèdent des particularités bien différentes et la méthode utilisée pour l'évaluation de leur potentiel énergétique doit en tenir compte. Ainsi, plusieurs ouvrages

ont été effectués pour chacun de ces cas et les plus importants d'entre eux sont résumés dans les sections suivantes.

1.6.1 Branchée au réseau

Une éolienne branchée au réseau est le cas le plus rencontré en pratique. La méthode d'évaluation de la performance des éoliennes la plus reconnue par les différentes instances du domaine éolien est celle décrite par la norme IEC 61400-12 [27]. Cette norme définit les conditions d'essais, l'équipement, la méthode d'acquisition et le traitement des données. Elle fait également des recommandations sur l'installation des instruments et sur l'évaluation des erreurs. Cependant, cette norme ne fait aucune recommandation pour l'évaluation des performances d'une éolienne hors réseau.

1.6.2 Système hors réseau

Le site d'essai du toit de l'ETS pourra être utilisé pour des éoliennes branchées au réseau, mais il a principalement été conçu pour accueillir des éoliennes hors réseau. Plusieurs particularités différencient les systèmes hors réseau (autonomes) des systèmes branchés au réseau. La principale particularité des systèmes autonomes provient du fait qu'ils doivent accumuler l'énergie produite. Cette fluctuation de la charge du système affecte les performances des éoliennes (Voir Section 2.3.3). De plus, les systèmes autonomes étant généralement de plus petite dimension que les systèmes branchés au réseau, ils sont beaucoup plus sensibles aux effets de la turbulence. Cette grande sensibilité aux fluctuations du vent remet également en question la période de moyennage et la fréquence d'échantillonnage spécifiées dans les normes pour les éoliennes branchées au réseau. Il est possible que ces propositions ne soient pas adéquates pour les systèmes autonomes.

Afin de répondre à ces interrogations, plusieurs groupes de recherche ont tenté d'évaluer l'influence de chacune de ces particularités sur les performances des éoliennes hors réseau. Les paragraphes suivants résument l'ensemble des travaux effectués par ces différents groupes.

Premièrement, le NREL [14] a proposé d'utiliser une composante (Enermaxer) permettant le contrôle de la charge. Cet instrument, jumelé à une charge dissipatrice (dump load) permet le contrôle de la tension électrique perçue par l'éolienne. Cette méthode d'évaluation a été utilisée pour une éolienne (Air 403) hors réseau et démontre bien que l'effet de la charge sur l'élaboration de la courbe de puissance n'est pas négligeable. De plus, un autre article présenté par Pierik [36] affirme que si la variation de l'état de charge des batteries n'excède pas 30 %, cette variation n'a pas à être prise en compte lors de l'évaluation des performances d'une éolienne hors réseau. Cependant, il est affirmé dans son article que pour une variation de tension supérieure à 30 %, différentes courbes de puissance doivent être développées.

Ensuite, Cochrane [13] affirme, quant à lui, que l'effet de la turbulence doit être considéré lors de l'évaluation d'une éolienne, puisqu'elle peut engendrer une variation de la production énergétique annuelle allant jusqu'à 23 %. Pour contrecarrer ce problème, il propose de faire trois courbes de puissance : une pour un bas niveau de turbulence ($IT < 13\%$), une pour un niveau de turbulence intermédiaire ($13\% < IT < 18\%$) et une pour un niveau élevé de turbulence ($IT > 18\%$).

De plus, l'article proposé par Link [32] portant sur le sujet de l'évaluation des performances des éoliennes hors réseau discute de l'effet du moyennage des données. M. Link affirme qu'une période de moyennage de 10 minutes surestime, dans le pire des cas, de 35 % la production énergétique annuelle d'une éolienne. Pour diminuer cette erreur, il propose plutôt d'utiliser un intervalle d'une minute. Cette période de moyennage représente un bon compromis entre la précision des données et la facilité

d'emmagasinage. L'article de Cochrane [13] affirme également que la période de moyennage devrait être d'une minute. Pierick [36] a déterminé que la période de moyennage devrait être de 30 secondes pour les éoliennes avec un diamètre de moins de six mètres et d'une minute pour des éoliennes ayant un diamètre entre 6 et 12.5 mètres. M. Pierick démontre, à l'aide de fonction de transfert pour différents types d'éoliennes, qu'il n'est pas significatif d'utiliser des périodes de moyennage inférieures à ces valeurs.

La fréquence d'acquisition proposée dans la norme IEC 61400-12 est remise en question dans l'article de Pierik [36]. En effet, Pierik propose d'utiliser une fréquence d'acquisition de 2 Hz au lieu de 0.5 Hz.

Finalement, les milieux urbains sont des cas particuliers des milieux complexes (Voir Section suivante et Section 2.1.3). Sender [38], de l'Université de Delf, en Hollande, affirme qu'il est possible d'installer des éoliennes en milieu urbain, sur le toit des édifices. Les points suivants doivent cependant être considérés :

- La partie la plus basse de la pale d'une éolienne doit être à au moins quatre mètres du sol, afin d'éviter la couche limite (pour un édifice de 20 mètres de hauteur)
- La vitesse du vent aura une composante verticale non négligeable, qu'il faudra considérer lors de l'évaluation des performances d'une éolienne

Ainsi, ces deux aspects devront être considérés lors de l'évaluation des performances d'éolienne en milieu urbain.

1.7 Calibration de site complexe

Une autre particularité du site d'essai de l'ETS concerne sa complexité topographique. La norme IEC 61400-12 [27] définit un site complexe à l'aide d'exigences minimales liées à la topographie du site et de ses alentours (pente du terrain, obstacles, etc.). Lorsqu'un site est considéré complexe, les secteurs de vents où il y a de fortes distorsions ne peuvent être considérés lors de l'évaluation de la performance des éoliennes. Pour bien identifier les secteurs valables, la norme IEC affirme qu'une campagne de calibration doit être effectuée préalablement. La méthodologie proposée par l'IEC à ce propos consiste à :

- Installer un anémomètre, à l'endroit même où est prévue l'installation de l'éolienne
- Installer une 2^e tour anémométrique à proximité de l'éolienne (2D à 4,5D où D représente le diamètre de l'éolienne)
- Utiliser des secteurs de 30 degrés au maximum ($360 / 30 = 12$ secteurs)
- Pour chaque secteur, un minimum de 24 heures de données pour des vitesses de vent de 5 m/s à 10 m/s doit être obtenu

Le rapport produit par Hunter [22] étudie plus en détails la méthodologie proposée par l'IEC pour la calibration des sites complexes et fait quelques recommandations. Les recommandations suivantes ont été faites :

- Le positionnement des deux tours (anémomètre et éolienne) doit suivre les recommandations de la norme IEC 61400-12
- Les secteurs d'évaluation ne doivent pas dépasser 10°
- Le temps de mesure minimum pour chacun des secteurs de 10° doit être de 24 heures pour des vitesses de vent entre 4 et 8 m/s. Pour les vitesses entre 8 et 16 m/s, un minimum de deux heures de relevés est nécessaire
- Aucun modèle numérique ne devrait être utilisé pour la calibration d'un site

À cause de leur manque de données (3 mois), ce rapport affirme que l'ensemble de leurs recommandations n'est qu'une approximation et que chacune d'entre elles devrait être validée par d'autres groupes de recherche.

De plus, un groupe de recherche japonais [28] a tenté de faire la calibration de leur site complexe. Pour leur calibration, ils ont considéré la turbulence du site. Ainsi, toutes les données ayant un niveau de turbulence supérieur à la classe A de la norme IEC 61400-1 ont été éliminées. Ils ont pu démontrer que pour les secteurs de vent où il y a avait une bonne corrélation entre les deux tours, la turbulence devait être considérée dans l'évaluation de la production énergétique d'une éolienne. Ils ont également démontré que pour les sites avec une mauvaise corrélation, la sélection des données selon la turbulence ne permettait pas d'améliorer la corrélation entre les deux tours.

Finalement, [23] présente plusieurs recommandations lors de l'utilisation d'anémomètres à coupole. En particulier, il est affirmé que les anémomètres à coupole sont influencés par la composante verticale du vent. Il est également affirmé que la turbulence du vent crée une accélération de l'anémomètre. Cette survitesse devra être prise en compte lors de la campagne de mesure.

Il apparaît donc clair qu'aucune conclusion n'est encore obtenue par les différents groupes de recherche concernant l'évaluation des éoliennes hors réseau (encore moins en milieu complexe) et pour la calibration d'un site complexe. L'installation d'un site d'essai sur le toit de l'ETS aura comme objectif d'étudier l'ensemble des caractéristiques propres aux systèmes autonomes et à la calibration des milieux complexes. Ces études pourront éventuellement mener à l'établissement de nouvelles normes.

CHAPITRE 2

NOTIONS GÉNÉRALES

Pour bien comprendre la problématique des éoliennes hors réseau, il est nécessaire de présenter les notions de base concernant le domaine éolien. Voici donc une présentation des principales théories sur le vent et la production énergétique ainsi qu'un résumé des différentes composantes d'une éolienne et de leurs rôles respectifs.

2.1 La source éolienne : le vent

La source première de l'énergie éolienne est le vent. Le vent est défini comme le déplacement de l'air entre une zone de haute pression et une zone de basse pression. Cette section présente les particularités et différentes méthodes mathématiques d'analyse du vent.

2.1.1 Provenance du vent

Deux causes principales provoquent le mouvement de l'air : l'énergie solaire et la force de Coriolis.

Le soleil, en réchauffant la terre, provoque des zones de convection qui poussent l'air chaud vers le haut et font redescendre l'air froid. Comme les régions autour de l'équateur sont beaucoup plus chauffées par le soleil, des zones de convection importantes s'y retrouvent, alors que les pôles, plus froids, ont tendance à faire redescendre l'air au sol. Si la terre ne tournait pas sur son axe, nous aurions probablement des vents dominants à haute altitude en provenance du sud et des vents dominants à basse altitude en provenance du nord, ce qui n'est cependant pas le cas dans

notre hémisphère. En effet, dans l'hémisphère nord, les vents dominants à basse altitude proviennent de l'ouest. Ceci s'explique par un autre phénomène : la force de Coriolis.

La déviation de la trajectoire du vent, considérée du point de vue de la terre, s'appelle « effet Coriolis ». Par définition, la force de Coriolis s'exerce toujours perpendiculairement à la direction du mouvement d'un objet (le vent) qui est dans un référentiel tournant (la terre). À l'échelle planétaire (macro), la force de Coriolis contribue à faire dévier la trajectoire du vent. Ainsi, le vent est dévié vers l'est dans l'hémisphère nord et vers l'ouest dans l'hémisphère sud.

2.1.2 Analyse macro, méso et micro du vent

L'analyse du vent peut se faire selon plusieurs échelles. De façon générale, trois échelles d'analyse sont utilisées avec les données de vent : les analyses avec une échelle macro, méso ou micro.

Par exemple, l'analyse du déplacement de l'air à une échelle continentale (macro) permet de mieux comprendre le réchauffement global de notre planète. L'échelle macro est principalement caractérisée par des phénomènes d'une envergure avoisinant les 2000 km.

L'étude de la trajectoire des polluants d'une cheminée, par exemple, utilise plutôt les données du vent à une échelle régionale (méso). Les événements méso se situent entre l'échelle macro et micro et correspondent à des événements d'un ordre de grandeur entre un kilomètre et 20 kilomètres.

Finalement, les calculs de traînée sur un édifice ou sur un pont et l'évaluation de la performance d'une éolienne sont des exemples qui nécessitent l'analyse des données du vent avec une échelle locale (micro). Les événements micro sont grandement influencés

par la topographie locale. Il est à noter que c'est seulement dans cette échelle que nous retrouvons les trois composantes du vent (U_x , U_y , U_z) et la notion de turbulence (IT). Pour les échelles méso et macro, la composante longitudinale du vent est dominante.

Dans le domaine éolien, ce sont les échelles macro et méso qui sont principalement utilisées pour la recherche de sites propices à l'installation des éoliennes. L'échelle micro, pour sa part, est surtout utilisée afin d'évaluer la performance des éoliennes.

2.1.3 Effets locaux (micro)

Malgré le rôle important que jouent les vents globaux (échelle macro et méso) dans la détermination des vents dominants sur un site donné, la topographie locale peut influencer ces derniers. En effet, plusieurs phénomènes locaux sont connus pour influencer positivement ou négativement le régime local des vents. Parmi les plus connus ayant un effet positif, on rencontre : les brises de mer, l'effet de tunnel et l'effet de colline. Ces phénomènes sont donc souvent exploités par l'industrie éolienne, car ils peuvent provoquer une accélération du vent. Cependant, d'autres phénomènes locaux sont défavorables à l'exploitation éolienne. Les effets de sillage de parcs et d'interférence en sont des exemples.

a) Les brises de mer

La brise de mer est un phénomène bien connu et bien exploité par l'industrie éolienne. Les brises de mer sont provoquées par le réchauffement de la terre en cours de journée. Puisque la terre se réchauffe plus rapidement que la mer, il y a alors un soulèvement de l'air chaud qui s'étend ensuite vers la mer. Ainsi, une dépression se crée près de la surface de la terre, attirant l'air froid provenant de la mer. Au crépuscule, il se produit souvent une période calme, les températures sur terre et sur mer étant plus ou moins égales. La nuit venue, le vent commence à souffler dans le sens inverse. Pour le domaine

éolien, les brises de mer ont le double avantage d'être constantes en intensité et de posséder une bonne répétabilité dans le temps.

b) L'effet de tunnel

Lorsqu'un fluide circulant dans une conduite subit une diminution de section, il est démontré que le fluide subira une accélération. Dans certaines conditions topographiques, il est possible d'avoir ce même genre de phénomène. Par exemple, lorsque le vent est confiné entre de grands bâtiments ou dans un col étroit, une accélération de l'air est perceptible. On parle alors d'un "effet de tunnel". L'installation d'une éolienne dans un tel tunnel est donc une façon "intelligente" d'obtenir une vitesse de vent supérieure à celle de la zone ambiante.

c) L'effet de colline

Un autre phénomène favorable pour les éoliennes est l'effet colline. La différence de pression entre l'avant et l'arrière de la colline provoque une accélération du vent. Ainsi, le vent se trouve comprimé par la colline à la face exposée au vent, pour s'accélérer ensuite, une fois passé le sommet, vers la zone de basse pression du côté sous le vent de la colline.

d) Interférence

Lors de l'installation des éoliennes, il faut considérer l'ensemble des obstacles sur le site. Les arbres, les édifices, les collines et les montagnes peuvent tous être des obstacles qui créeront une interférence entre le vent et l'éolienne. Ces obstacles diminueront de façon significative la production énergétique des éoliennes et créeront également de la turbulence (Voir sections suivantes).

e) Effets de sillage / Effets de parc

Un autre phénomène qu'il faut considérer lors du positionnement des éoliennes est le phénomène du sillage. Pour produire de l'énergie, les éoliennes doivent obligatoirement "freiner" le vent. Ce ralentissement du vent crée une zone de tourbillons à l'arrière des éoliennes que l'on nomme sillage. Si une éolienne se trouve dans cette zone de sillage, non seulement elle percevra des vitesses de vent plus faibles, mais aussi des niveaux de turbulence plus élevés. La production énergétique sera donc diminuée. Par conséquent, il faut chercher à optimiser l'espace entre les éoliennes afin d'éviter les effets de sillage, tout en limitant l'utilisation du terrain, qui est souvent très coûteux.

f) Particularités du milieu urbain

Les milieux urbains sont caractérisés par des coefficients de cisaillement faibles (Voir section 2.1.4.3) et de hauts niveaux de turbulence (Voir section 2.1.4.4). Ces deux phénomènes jumelés diminuent la production énergétique des éoliennes. Cependant, il est possible de trouver dans le milieu urbain des conditions qui pourront être favorables à l'augmentation de la vitesse du vent. Selon Sender [38], trois configurations urbaines pourraient être favorables aux éoliennes :

- Positionner les éoliennes entre des édifices en forme de diffuseur (Figure 1)
- Positionner les éoliennes dans des édifices en forme de diffuseur
- Positionner les éoliennes sur le toit des édifices

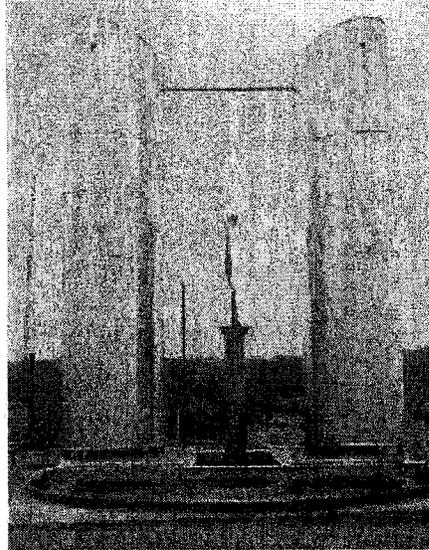


Figure 1 Éoliennes entre des édifices en forme de diffuseur

Cependant, pour des raisons économiques et techniques, seule l'option d'installer une éolienne sur le toit des édifices semble être viable. Pour ce cas, Sender [38] démontre à l'aide de la théorie des lignes de courant et par une analyse numérique (Fluent) quelle devrait être la hauteur minimale des éoliennes afin qu'elles se situent à l'extérieur de la couche limite provoquée par le toit. La couche limite d'un écoulement est caractérisée par un haut niveau de cisaillement de l'écoulement (Voir section 2.1.4.3). Ce haut niveau de cisaillement engendre des contraintes en fatigue importantes sur les composantes de l'éolienne, ce qu'il faut tenter d'éviter.

Sender [38] démontre également que pour cette configuration d'installation, le vent possède une composante verticale qui est plus ou moins importante selon les dimensions de l'édifice. Les conséquences de cette composante verticale du vent sur la production énergétique d'une éolienne sont encore mal connues, ce qui pourrait constituer un autre sujet d'étude pour les chercheurs de l'ETS.

2.1.4 Modèles mathématiques du vent

Plusieurs modèles mathématiques ont été développés afin de caractériser le vent sous différentes conditions d'études. Ainsi, la distribution normale, la distribution de Weibull (Rayleigh), le cisaillement du vent et la turbulence seront exposés dans cette section.

2.1.4.1 Distribution normale du vent

Lorsque la vitesse du vent est évaluée pour de petits intervalles de temps, par exemple pour 10 minutes ou 1 minute, il est possible d'utiliser la distribution Gaussienne (loi normale). Il est très intéressant de noter que la loi normale permet de définir la densité d'occurrence du vent même si le phénomène de turbulence n'est pas du tout un phénomène Gaussien. Un avantage de la loi normale est que la connaissance de la moyenne et de l'écart-type d'un échantillon permet de le caractériser totalement.

2.1.4.2 Distribution de Weibull (Rayleigh) du vent

Lorsque l'analyse du vent s'effectue sur une période annuelle, la distribution normale n'est plus valable [10]. En effet, il est possible d'observer à l'aide de la Figure 2 que la distribution du vent sur une longue période n'est pas symétrique par rapport à la moyenne. Pour déterminer l'équation de cette distribution, la répartition cumulée de la vitesse du vent est nécessaire (Figure 3). Parmi les distributions utilisées dans les modèles statistiques, la distribution Weibull s'est avérée la plus appropriée.

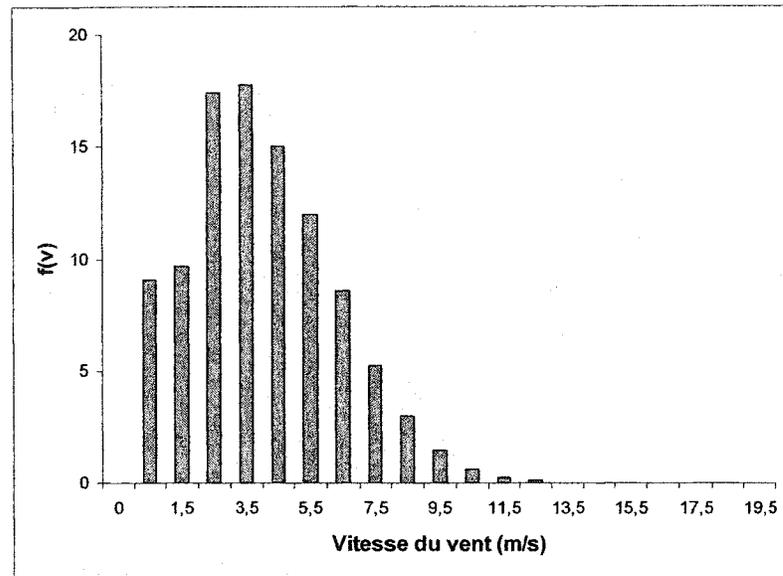


Figure 2 Courbe de distribution des vitesses de vent

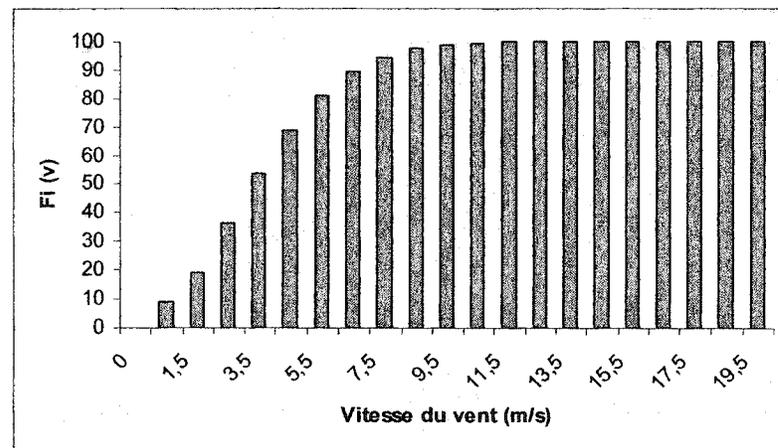


Figure 3 Répartition cumulée de la vitesse du vent

La Figure 3 peut être représentée par la fonction de répartition de Weibull à deux paramètres c et k :

$$F_i(v) = 1 - \exp \left[- \left(\frac{v}{c} \right)^k \right] \quad (2.1)$$

où:

$F_i(v)$: fonction de répartition (correspond à la probabilité que la vitesse du vent soit inférieure à U)

v : vitesse longitudinale du vent

c : facteur d'échelle associé à la vitesse moyenne

k : facteur de forme (ce paramètre peut être ajusté selon le site)

La densité de probabilité $f(v)$ (Figure 2) peut être déterminée par le module de la dérivée de l'équation précédente.

$$f(v) = \left| \frac{dF_i(v)}{dv} \right| = \left(\frac{k}{c} \right) \cdot \left(\frac{v}{c} \right)^{k-1} \exp \left[- \left(\frac{v}{c} \right)^k \right] \quad (2.2)$$

où

$f(v)$: densité de probabilité (correspond à la probabilité que la vitesse du vent soit U)

Il n'est pas encore possible d'utiliser cette équation sous cette forme, car il faut trouver une expression pour le facteur d'échelle. Pour cela, le facteur c est remplacé par :

$$c = v_{\text{moy}} / \text{Gamma}(1+1/k) \quad (2.3)$$

où :

v_{moy} : vitesse moyenne du site

Gamma : fonction gamma

Il est important de noter que cette distribution n'est valable que pour des sites ayant des vitesses moyennes supérieures à 3.6 m/s. Pour le cas particulier où $k = 2$, ce qui correspond à la distribution de Rayleigh, l'équation (2.1) devient :

$$F(v) = 1 - \exp \left[- \left(\frac{\pi}{4} \right) \left(\frac{v}{v_{\text{moy}}} \right)^2 \right] \quad (2.4)$$

La Figure 4 présente l'influence du facteur de forme sur la distribution du vent au cours d'une année. Toutes les courbes possèdent la même vitesse moyenne (7.1 m/s).

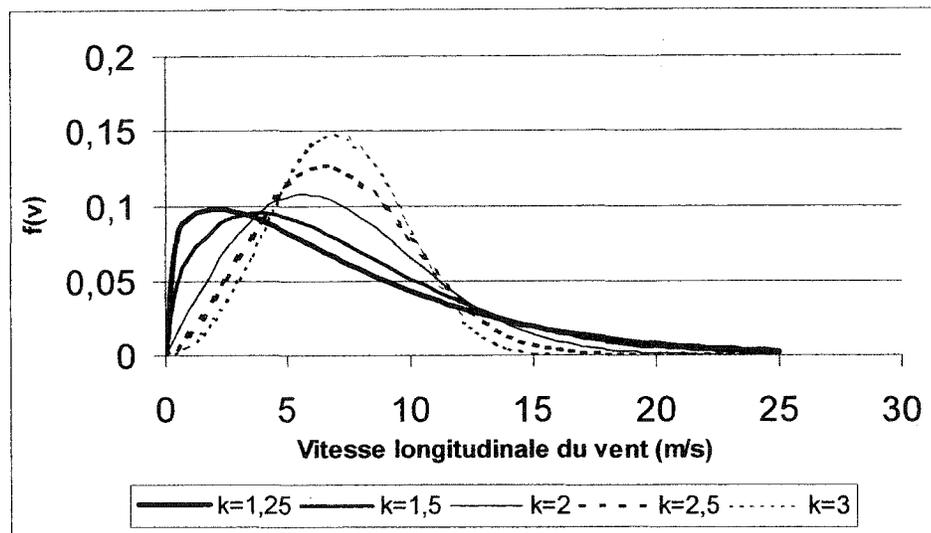


Figure 4 Distribution de Weibull pour différents facteurs de forme

La Figure 5 présente l'influence de la vitesse moyenne sur la distribution du vent au cours d'une année. Toutes les courbes possèdent le même facteur de forme ($k = 2$).

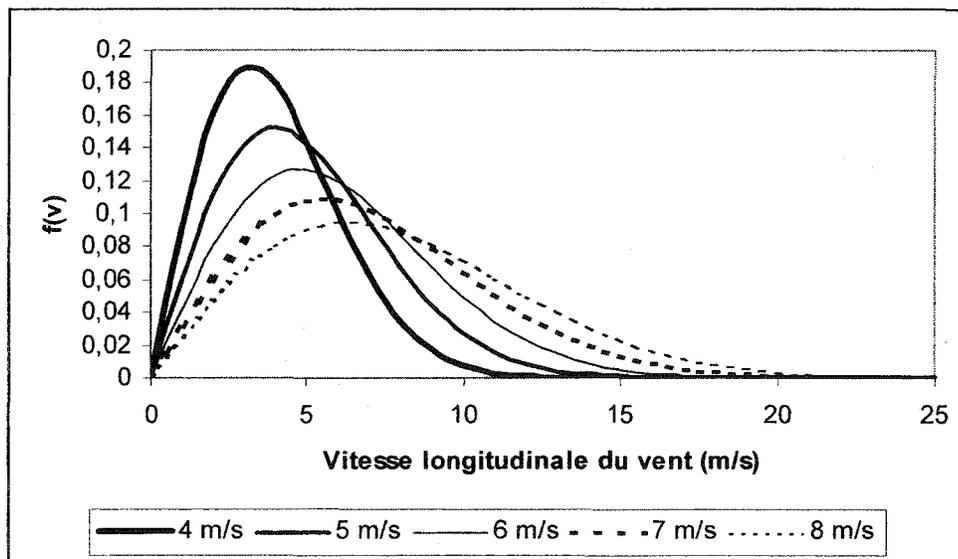


Figure 5 Distribution de Weibull pour différentes vitesses moyennes

2.1.4.3 Cisaillement du vent (loi du 1/7^e)

On parle normalement du cisaillement du vent pour désigner la variation de la vitesse du vent selon la hauteur. Cette variation en fonction de la hauteur est exprimée par la formule (2.5). Pour des conditions atmosphériques dites neutres (cas général représentant les conditions moyennes d'utilisation d'une éolienne), la distribution verticale du vent peut s'exprimer par ce qui a été nommé la loi du 1/7^e. Le nom "loi du 1/7^e" provient du fait que le coefficient "n" équivaut à environ 1/7 pour des conditions normales d'utilisation des éoliennes. La loi du 1/7^e s'exprime de la façon suivante :

$$U(z) = U_{ref} (Z / Z_{ref})^n \quad (2.5)$$

où

$U(z)$: composante longitudinale de la vitesse du vent à la hauteur Z

U_{ref} : composante longitudinale de la vitesse du vent à la hauteur de référence

Z : hauteur désirée

Z_{ref} : hauteur de référence

n : coefficient de cisaillement (Voir Figure 6)

La Figure 6 illustre l'influence du coefficient de cisaillement (n) pour différentes configurations de terrain. Il est possible d'observer que plus le terrain est accidenté, moins les gains de vitesse en hauteur sont importants. De là provient l'importance d'installer des éoliennes dans des milieux ayant le moins d'obstacles possibles. Les éoliennes « offshore » sont particulièrement favorisées par ce fait.

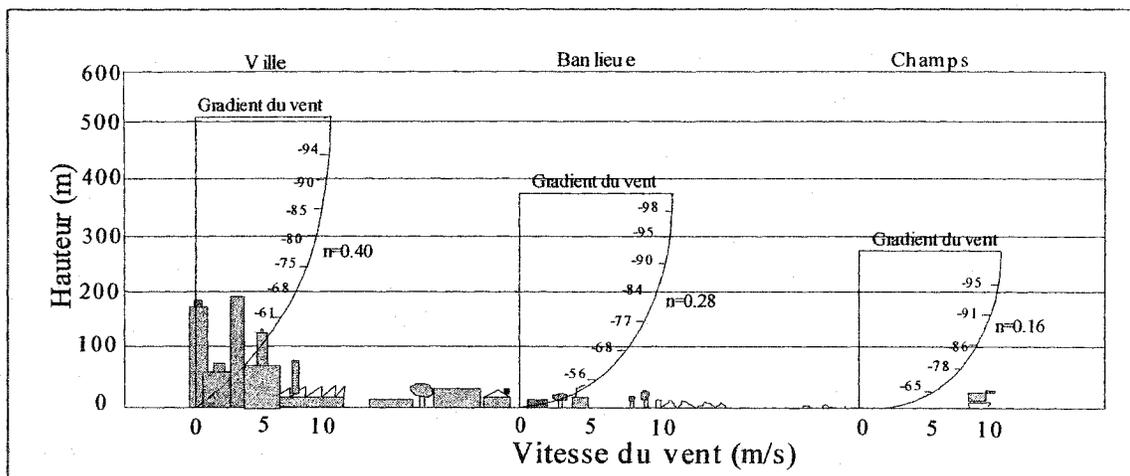


Figure 6 Coefficient de cisailment (n) selon le type de terrain

Il apparaît donc évident que plus une éolienne sera élevée par rapport au sol ou à un obstacle, plus elle percevra une vitesse de vent importante. C'est pourquoi les fournisseurs d'éoliennes tendent à installer leurs éoliennes à des hauteurs de plus en plus élevées. Il faut cependant noter qu'en dépassant une certaine hauteur, le gain énergétique par rapport à l'investissement pour une tour de plus grande envergure n'est plus significatif.

Le cisailment du vent doit également être pris en considération lors de la construction d'une éolienne. Par exemple, dans le cas d'une éolienne dont la hauteur de moyeu est de 40 m et le diamètre de rotor est de 40 m, pour des conditions normales d'utilisation, la vitesse du vent sera égale à 9,7 m/s au point le plus haut de la surface balayée par le rotor, contre 7,7 m/s au point le plus bas. Les pales de l'éolienne perçoivent donc une force variable qui provoquera de la fatigue mécanique. Ce fait devra être pris en compte lors de la conception.

2.1.4.4 Turbulence

La Figure 7 présente la vitesse du vent en fonction du temps. Il est possible d'observer que la vitesse fluctue grandement pour une période de temps donnée. Cette fluctuation est nommée turbulence et peut être calculée, pour une hauteur donnée, par la formule (2.6).

$$IT (\%) = \sigma / v_{moy} \times 100 \quad (2.6)$$

où :

σ : écart-type de l'échantillon par rapport à sa moyenne

v_{moy} : vitesse moyenne de l'échantillon

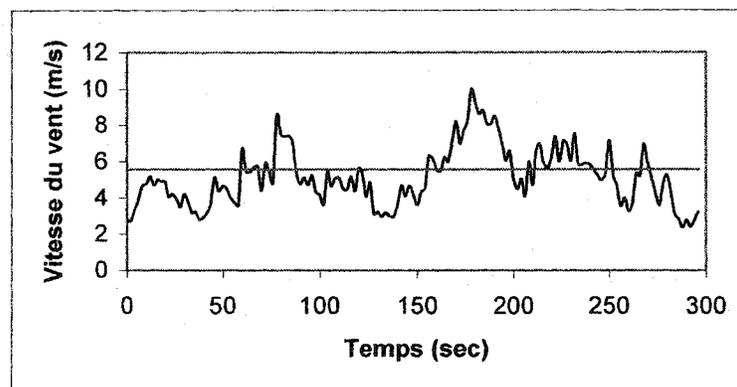


Figure 7 Échantillon de mesure de la vitesse du vent

La vitesse moyenne et l'intensité de turbulence pour cet échantillon sont de 5,6 m/s et de 15% respectivement.

La norme IEC 61400-1 [26], qui est une des normes les plus reconnues dans le domaine éolien, définit un niveau de turbulence maximal en fonction de la vitesse moyenne du vent. Ces valeurs sont définies par :

$$IT(\%) = IT_{15} (15 / v_{\text{moy}} + a) / (1+a) \quad (2.7)$$

où :

IT : intensité de turbulence

IT₁₅ : valeur de l'intensité de turbulence à une vitesse de 15 m/s

a : paramètre de sévérité

Deux classes de sévérité sont définies dans la norme IEC :

Classe A : a=2 et IT₁₅=18 %

Classe B : a=3 et IT₁₅=16 %

La Figure 8 présente l'allure de ces deux courbes.

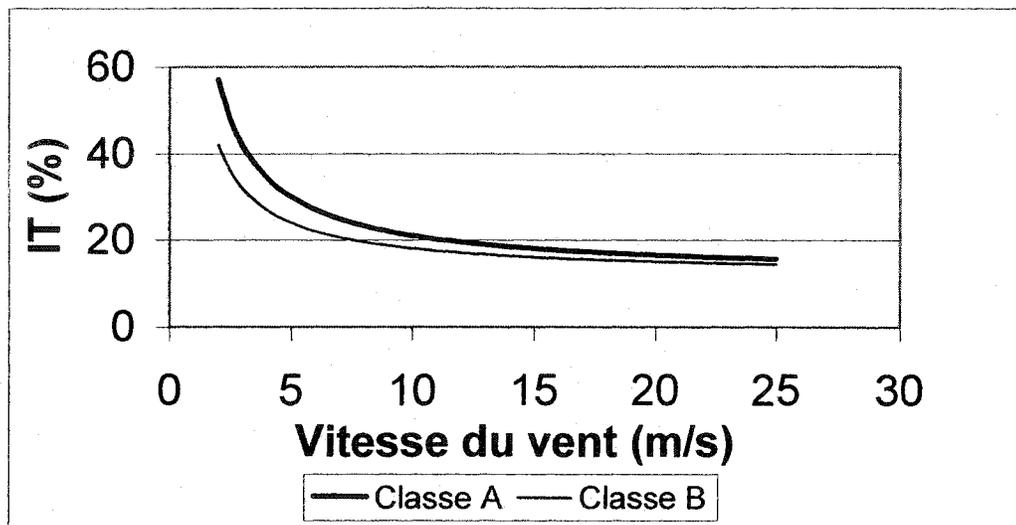


Figure 8 Intensité de turbulence suggérée pour la conception d'éolienne

Ces courbes développées par l'IEC sont utilisées par les concepteurs d'éolienne. Un site ayant un niveau de turbulence supérieur à celui défini par la classe B (ou encore pire à la classe A) diminuera grandement les performances des éoliennes et pourra également

engendrer une fatigue prématurée des composantes mécaniques et électriques des éoliennes. Un site de ce genre ne devrait pas être envisagé pour l'installation d'une éolienne, à moins d'installer une éolienne spécifiquement conçue pour les milieux turbulents.

De façon similaire à la vitesse, l'intensité de turbulence varie selon la hauteur. Snyder (1985) a développé la relation (2.8) pour exprimer l'intensité de turbulence en fonction de la hauteur.

$$IT(z) = n \ln (30 / z_0) / \ln (z / z_0) \quad (2.8)$$

où:

$IT(z)$: Intensité de turbulence selon la hauteur

n : coefficient de cisaillement

z_0 : hauteur de rugosité

z : hauteur à partir du sol

La Figure 9 montre la distribution de l'intensité de turbulence selon la hauteur, pour différents coefficients de cisaillement. À la hauteur de 600 m, Snyder (1985) a suggéré d'imposer une intensité turbulente de 0.01 et de supposer une relation linéaire entre 600 m et 100 m.

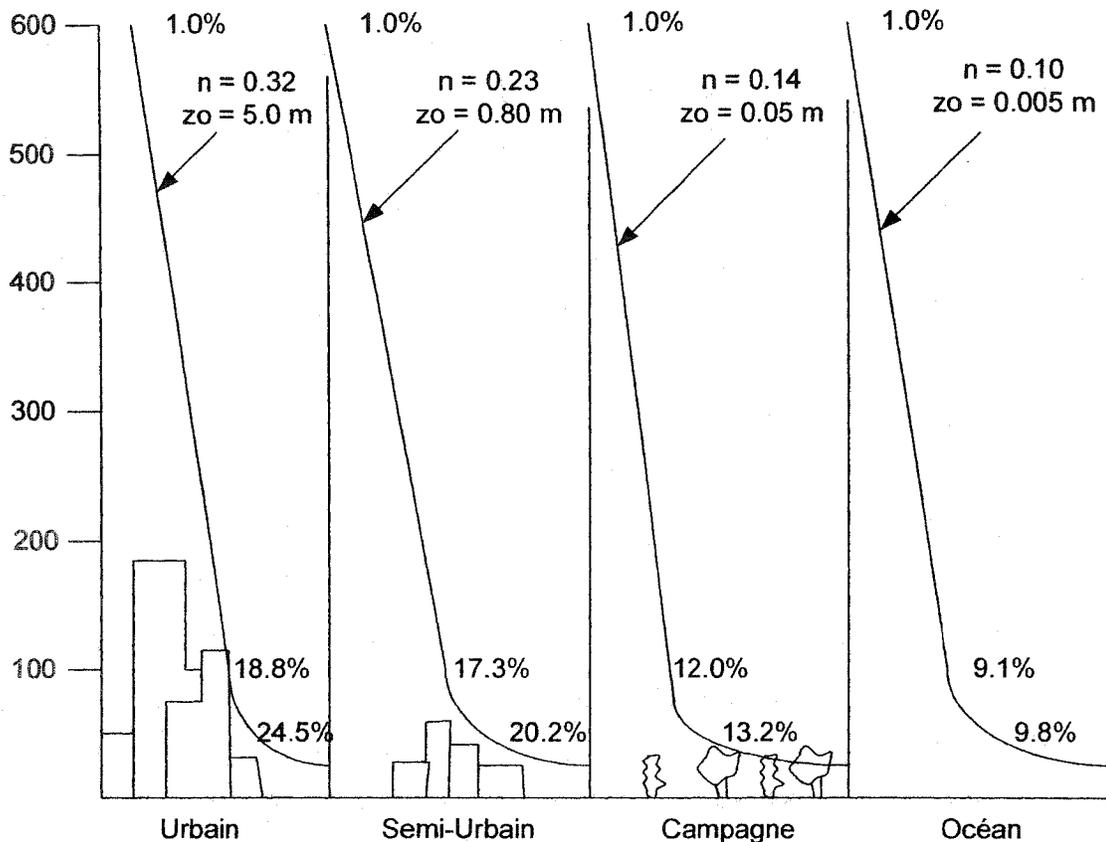


Figure 9 Intensité de turbulence en fonction de la hauteur

L'intensité de turbulence est souvent négligée lors de l'évaluation de la performance des éoliennes, car son effet sur la production énergétique est encore mal connu [15]. La présence de turbulence augmente non seulement l'énergie cinétique du vent, mais tend aussi à diminuer l'efficacité des éoliennes. Cependant, il n'a pas encore été déterminé quel est l'apport respectif de chacun de ces deux phénomènes [13]. Le phénomène de turbulence altère de façon encore plus marquée la production énergétique des petites éoliennes hors réseau, car celles-ci sont très sensibles aux variations de la direction et de la vitesse du vent. Même si ces phénomènes ne sont pas encore bien compris, il est clair que l'installation d'éoliennes en hauteur permet non seulement une production accrue, due à la diminution du cisaillement et à l'augmentation de la vitesse du vent, mais permet aussi de diminuer l'intensité de turbulence.

Effet de la turbulence sur les anémomètres

Une analyse dynamique des anémomètres démontre que la turbulence augmente la vitesse perçue par l'instrument [23]. Cet effet de survitesse peut être corrigé en utilisant la formule de Westermann [40] :

$$E = I^2 (1.8 d - 1.4) \quad (2.9)$$

où

I : intensité de turbulence

d : constante de distance

Il faut noter que cette formule a été vérifiée expérimentalement et qu'elle tient donc compte des effets de la friction des paliers.

2.1.5 Rose des vents

L'ensemble des modèles mathématiques présentés jusqu'à maintenant ne considère que la vitesse du vent. Afin de maximiser la production énergétique des éoliennes, il est également important de connaître la direction des vents qui sont les plus favorables énergétiquement. Cette connaissance des vents dominants permet de mieux positionner les éoliennes en fonction des obstacles environnants. Pour avoir une idée des directions de vents les plus avantageuses pour la production énergétique, on utilise la rose des vents. La Figure 10 donne un exemple de rose des vents.

Comme il sera démontré à la section 1.2, la capacité énergétique du vent varie avec le cube de la vitesse du vent. Afin de déterminer la production énergétique d'un secteur de vent, il faut évaluer la fréquence des vents et la moyenne du cube des vitesses ($\bar{v^3}$). En multipliant ces deux termes, une valeur proportionnelle à la production énergétique est obtenue.

La rose des vents de la Figure 10 illustre justement l'allure de la production énergétique selon les différents secteurs de vent.

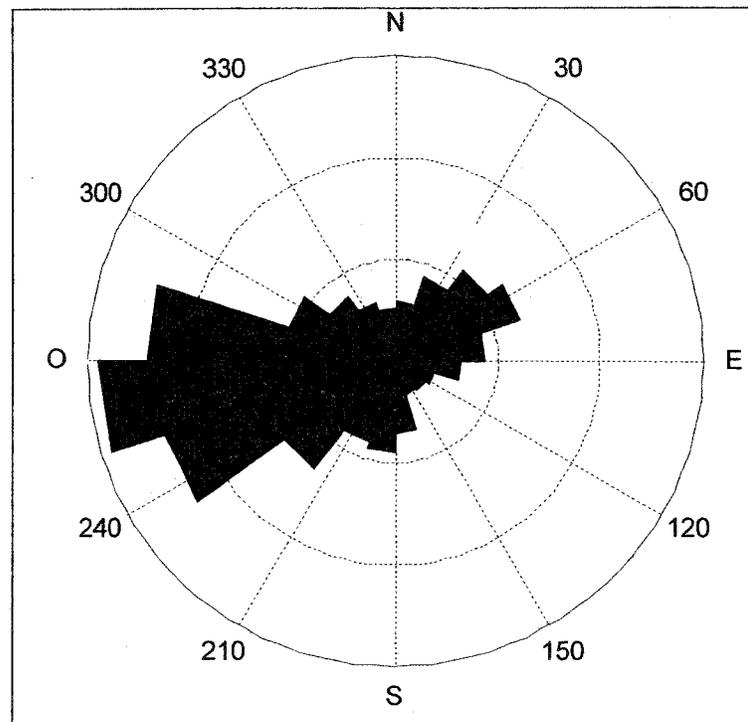


Figure 10 Exemple de rose des vents – Production énergétique

Pour le cas particulier présenté à la Figure 10, il est possible de remarquer que la plus grande portion de la production énergétique de ce site provient de l'ouest. Il serait donc important d'éviter tout obstacle entre l'éolienne et cette direction de vent.

2.2 Forces et énergie générées par le vent

Maintenant que les différents modèles mathématiques représentant le vent sont connus, il est possible de traiter des forces et de la production énergétique causées par le vent.

Il est important de noter que la production énergétique d'une éolienne est un concept fondamental dans le cadre de ce projet de maîtrise. Ainsi, cette section présente l'ensemble de la théorie nécessaire à l'évaluation de la production énergétique d'une éolienne. La notion de production énergétique annuelle (PEA) est également exposée dans cette section.

La connaissance des forces engendrées par le vent sur une éolienne est également un concept fondamental de ce projet de maîtrise. La connaissance de la force de traînée maximale (Voir également Section 4.2) sur une éolienne est nécessaire pour la conception mécanique du site d'essai. La section sur la limite de Betz permettra de déterminer l'expression de cette force maximale de traînée.

2.2.1 Forces sur un profil aérodynamique

La connaissance des forces existant sur un profil aérodynamique est nécessaire à la compréhension de la production énergétique. La connaissance de ces forces permet également de comprendre ce qui cause et influence le phénomène du décrochage.

Les pales d'éoliennes utilisent les mêmes principes aérodynamiques que les ailes d'avions. Ainsi, une aile d'avion est conçue de façon à avoir une zone de basse pression (dessus de l'aile) et une zone de haute pression (dessous de l'aile). Ce différentiel de pression crée une force portante que l'on nomme "portance". Cependant, le cisaillement de l'air autour du profil crée également une force qui tend à freiner le déplacement de l'aile. Cette force se nomme traînée. Le rapport entre la force de portance (Cl) et de

(Cl) et de traînée (Cd), aussi nommée finesse, caractérise les profils aérodynamiques. Il est à noter que pour chaque profil aérodynamique existant, le rapport C_l / C_d varie différemment en fonction de l'angle d'attaque. La Figure 11 présente l'ensemble des forces pour un profil aérodynamique quelconque.

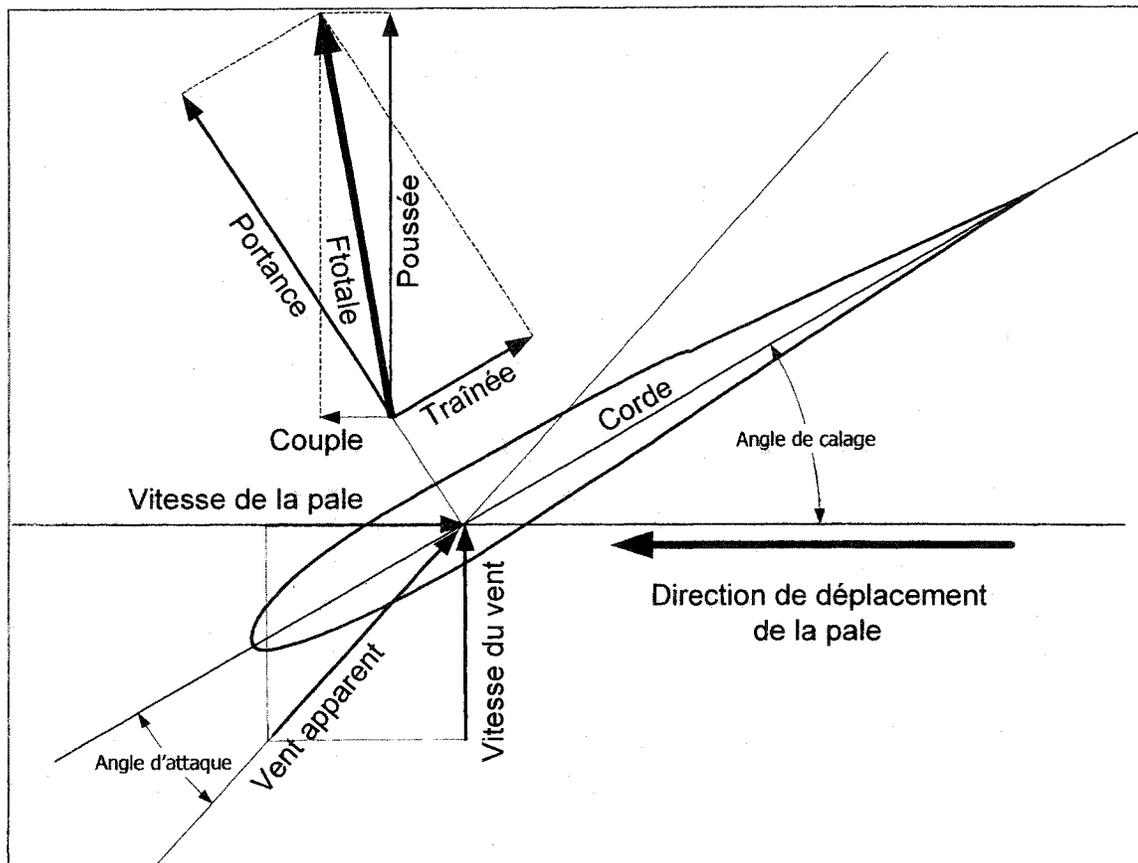


Figure 11 Forces sur un profil aérodynamique (coupe d'une pale d'éolienne)

Les éoliennes utilisent le couple pour transmettre la puissance du vent à l'alternateur. Pour connaître la puissance disponible à l'hélice d'une éolienne, il s'agit de multiplier le couple par la vitesse de rotation.

2.2.2 Décrochage

La Figure 11 permet également d'observer que pour une même vitesse de rotation, l'angle d'attaque augmentera si la vitesse du vent augmente. Le coefficient de portance est influencé par cet angle. Tous les profils aérodynamiques possèdent une valeur d'angle d'attaque où la valeur du coefficient de portance baisse rapidement. La valeur de cet angle correspond à l'angle de décrochage du profil. Cet angle de décrochage est à éviter dans le domaine aéronautique, mais peut avantageusement être utilisé dans le domaine éolien comme méthode passive de régulation de la puissance.

De plus, si l'angle de calage est diminué, les pales décrochent à une vitesse de vent inférieure. Pour les éoliennes en milieu nordique, la modification des angles de calage est utilisée afin d'éviter les effets de surpuissance. Les pales décrochant à une vitesse de vents moins importante, la puissance maximale de l'éolienne est alors diminuée.

2.2.3 L'énergie du vent

L'énergie cinétique contenue dans un volume d'air ayant une masse m et une vitesse v est donnée par la relation suivante :

$$E_k = \frac{1}{2} m v^2 \quad (2.10)$$

La puissance contenue dans le vent correspond à :

$$P = \frac{1}{2} \dot{m} v^2 \quad (2.11)$$

où \dot{m} est le débit massique et est défini par $\dot{m} = (\rho A v)$ d'où finalement,

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (2.12)$$

Cette expression correspond à la puissance maximale contenue dans le vent. L'énergie produite par une éolienne dépend donc de la densité de l'air, de la surface balayée par les pales et de la vitesse du vent au cube. La densité de l'air quant, à elle, dépend de la température et de la pression atmosphérique. Elle peut s'exprimer par la formule suivante :

$$\rho = p / (R T) \quad (2.13)$$

où :

p = pression atmosphérique [Pa]

T = température [Kelvin]

R = constante des gaz = $287 \text{ m}^2 / (\text{s}^2 * \text{K})$

Pour des conditions standards ($p = 101.3 \text{ kPa}$ et $T = 15 \text{ deg. C}$ ou 288 Kelvin), la densité de l'air équivaut à 1.225 kg/m^3 . Cette densité est nommée densité standard et est représentée par ρ_0 .

Comme la température et la pression atmosphérique varient avec l'altitude, il est possible de trouver une expression qui tiendra compte simultanément de ces deux variations. Ainsi,

$$\rho(H_m) = \rho_0 - 1.194 \cdot 10^{-4} H_m \quad (2.14)$$

où :

H_m = hauteur par rapport au niveau de la mer

Cette expression est valable jusqu'à 6 000 mètres d'altitude et pour des conditions atmosphériques normales (stables).

2.2.4 Théorie de la quantité de mouvement

La théorie de la quantité de mouvement doit être utilisée de façon à déterminer l'énergie captée par une éolienne. La Figure 12 illustre le volume de contrôle autour d'une éolienne. Les hypothèses suivantes sont supposées :

- Fluide non visqueux et incompressible
- La vitesse du fluide au voisinage de l'hélice est uniforme ($v_2 = v_3$)
- La pression à grande distance de l'hélice, dans toutes les directions, est uniforme
- Aucune dissipation d'énergie mécanique par frottement dans le contact fluide-pales de l'hélice
- L'effet de la gravité est négligé

L'équation de la quantité de mouvement sur un volume de contrôle s'exprime de la façon suivante :

$$\sum \vec{F}_{\text{ext}} = \frac{d}{dt} \int_{V_{cv}} \rho \vec{v} dV + \int_{A_{cv}} \vec{v} (\rho \vec{v}_r \cdot \vec{n}) dA \quad (2.15)$$

En appliquant cette expression au volume de contrôle de la Figure 12, la valeur de la force axiale du fluide sur l'éolienne est donnée par :

$$F = \rho A v (v_1 - v_4) = (p_2 - p_3) A \quad (2.16)$$

où $v = v_2 = v_3$ et A est l'aire balayée par l'éolienne. En simplifiant l'équation 2.16, il est possible d'obtenir :

$$\rho v (v_1 - v_4) = p_2 - p_3 \quad (2.17)$$

Lorsque l'équation de Bernouilli est appliquée entre les sections 1-2 et 3-4, et que $z_1=z_2=z_3=z_4$, il est possible d'obtenir :

$$p_1 + 1/2 \rho v_1^2 = p_2 + 1/2 \rho v_2^2 \quad \text{et} \quad p_3 + 1/2 \rho v_3^2 = p_4 + 1/2 \rho v_4^2 \quad (2.18)$$

En réarrangeant cette équation et en l'introduisant dans l'équation 2.17, le résultat suivant est obtenu :

$$v = \frac{v_1 + v_4}{2} \quad (2.19)$$

Cette équation démontre que la vitesse au niveau de l'hélice est équivalente à la valeur moyenne de la vitesse du fluide en amont et de la vitesse en aval de l'éolienne. Ce résultat permettra de déterminer l'énergie maximale qui peut être absorbée par une éolienne (Voir section suivante).

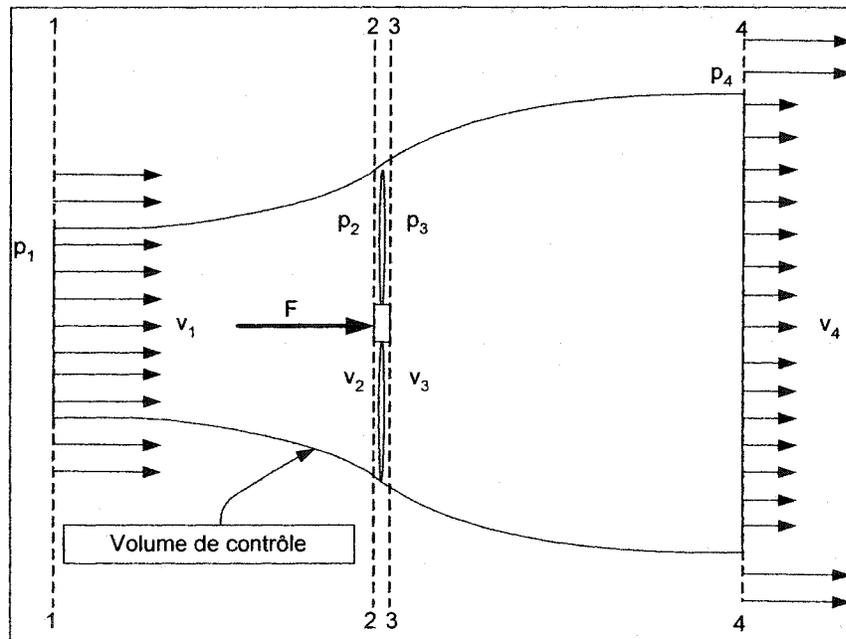


Figure 12 Volume de contrôle d'une éolienne

2.2.5 Limite de Betz

Bien que l'équation (2.12) représente la totalité de l'énergie contenue dans le vent, Betz (1919) a démontré qu'il était impossible de retirer cette quantité d'énergie contenue dans une masse d'air en mouvement. La quantité maximale d'énergie qui peut être recueillie est maintenant connue sous le nom de la limite de Betz. Cette section présente cette limite.

L'énergie recueillie par une éolienne correspond à la différence d'énergie cinétique entre le vent en amont de l'éolienne et le vent en aval. Ainsi, la puissance d'une éolienne peut être exprimée de la façon suivante :

$$P_o = 1/2 \dot{m} (v_1^2 - v_4^2) \quad (2.20)$$

où :

P_o = puissance de l'éolienne

v_1 = vitesse du vent en amont de l'éolienne

v_4 = vitesse du vent en aval de l'éolienne

En utilisant le résultat de la section précédente, le débit massique \dot{m} peut être exprimé par:

$$\dot{m} = \rho A \frac{(v_1 + v_4)}{2} \quad (2.21)$$

Une fois (2.21) introduit dans (2.20) et en simplifiant, la puissance recueillie par une éolienne est exprimée par :

$$P_o = 1/2 \rho A v^3 \frac{\left(1 + \frac{v_4}{v_1}\right) \left(1 - \left(\frac{v_4}{v_1}\right)^2\right)}{2} \quad (2.22)$$

En remplaçant le dernier terme par :

$$C_p = \frac{\left(1 + \frac{v_4}{v_1}\right)\left(1 - \left(\frac{v_4}{v_1}\right)^2\right)}{2} \quad (2.23)$$

Il est obtenu :

$$P_o = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p \quad (2.24)$$

C_p est nommé le coefficient de performance et correspond à la fraction d'énergie totale du vent qu'il est possible d'absorber. La Figure 13 trace le coefficient de performance (C_p) en fonction de v_4 / v_1 .

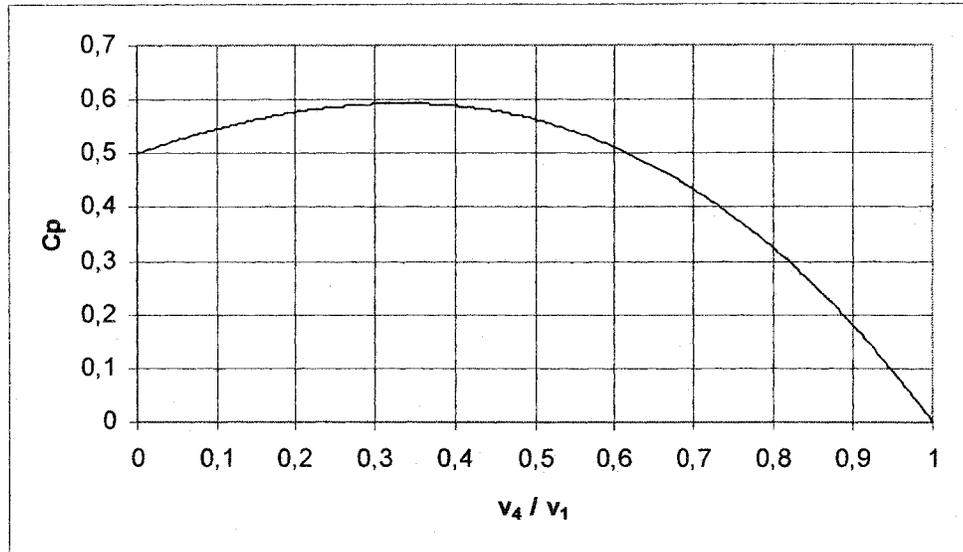


Figure 13 Coefficient de performance en fonction de v_4 / v_1

Il est possible, à l'aide de ce graphique, d'évaluer la valeur maximale du coefficient de performance. En effectuant la dérivée de l'équation (2.20) par rapport à v_4 / v_1 et en l'égalant à zéro, le C_p max est de $16 / 27$ pour une valeur de $v_4 / v_1 = 1/3$. Cela signifie que le maximum d'énergie est absorbé par une éolienne lorsque la vitesse en aval de celle-ci équivaut au tiers de sa vitesse en amont.

Cette valeur de coefficient de performance n'est cependant jamais atteinte en pratique. Aucune éolienne n'arrive à extraire 59 % de l'énergie disponible dans le vent. La Figure 14 affiche les différents coefficients de performance en fonction du rapport de vitesse en bout de pale λ (tip-speed ratio) pour différents types d'éolienne. λ représente le rapport de la vitesse en bout de pale par rapport à la vitesse du vent.

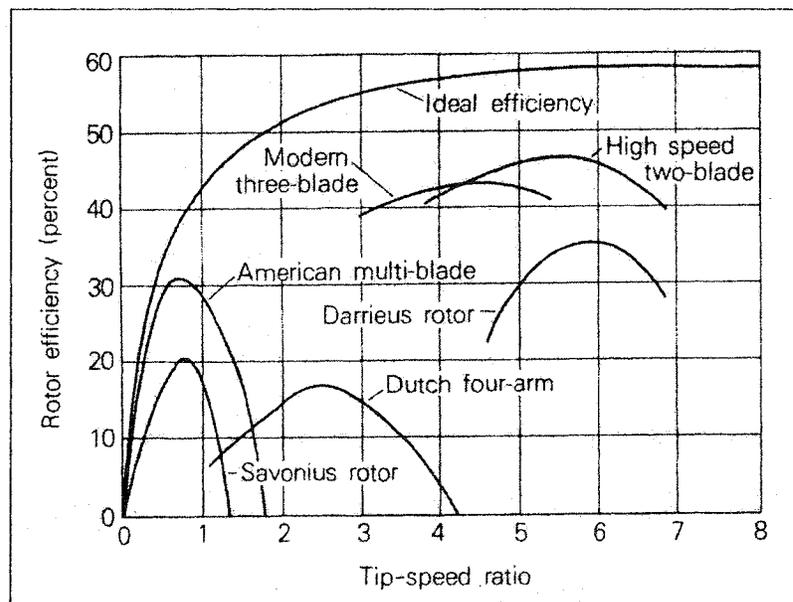


Figure 14 C_p pour différents types d'éoliennes [10]

Les éoliennes à traînée (Savonius) et à traînée/portance (Dutch four-arm, American multi-blade et Darrieus) sont moins performantes que les éoliennes à portance (Modern three-blade et High speed two-blade).

2.2.6 Force de traînée maximale d'une éolienne

La force de traînée maximale d'une éolienne se produit lorsque le C_p est optimal. Il est possible de déterminer la valeur de la force de traînée maximale sur une éolienne en introduisant $v_4 = v_1 / 3$ dans l'équation 2.16. La force de traînée sera alors équivalente à :

$$F_{\text{trainémax}} = 4/9 \rho A v^2 \quad (2.25)$$

Cette équation est nécessaire lors de la conception mécanique (section 4.2).

2.2.7 Courbe de puissance

La courbe de puissance représente la puissance de sortie d'une éolienne pour des vitesses de vent différentes. La méthode la plus utilisée pour l'élaboration de cette courbe est celle proposée par IEC 61400-12 [27]. Cette norme définit le positionnement de la tour de référence, les secteurs de mesure valables, le temps minimum d'acquisition, la fréquence d'acquisition, la grandeur de la plage de vitesse (bin) et la calibration de site complexe.

La courbe de puissance est l'outil le plus important de l'industrie éolienne, puisqu'il permet aux gestionnaires de projet de comparer les différents modèles d'éoliennes, d'estimer leur production énergétique, de valider les garanties émises par les fournisseurs et d'évaluer la rentabilité des projets futurs. La Figure 15 est une courbe de puissance typique pour une éolienne de 50 mètres de diamètre.

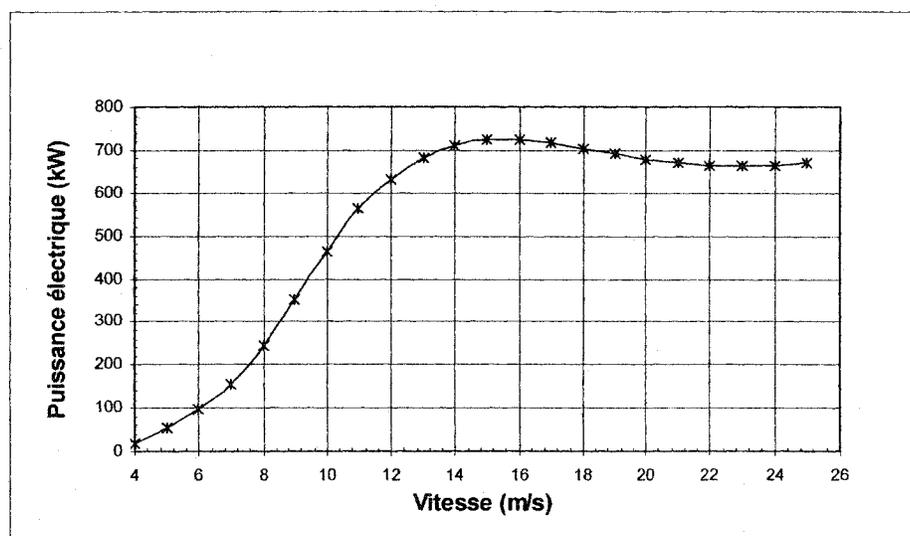


Figure 15 Courbe de puissance

Il est à noter que l'objectif final de ce projet de maîtrise est de calibrer un site qui permettra l'élaboration de courbes de puissance pour différentes éoliennes.

2.2.8 Production Énergétique Annuelle (PEA)

La connaissance de la distribution du vent (Section 2.1) d'un site et de la courbe de puissance d'une éolienne (Section 2.2.7) permet d'évaluer la production énergétique annuelle (PEA). L'évaluation de la PEA est primordiale dans l'élaboration d'un projet éolien, puisque qu'elle permet de vérifier la validité économique du projet.

La norme IEC 61400-12 [27] propose une méthode simplifiée pour le calcul de la PEA :

$$PEA = N_h \sum_{i=1}^N [F_i(v_i) - F_i(v_{i-1})] \left(\frac{P_{i-1} + P_i}{2} \right) \quad (2.26)$$

où :

- PEA : Production énergétique annuelle
- $F_i(v)$: Probabilité que la vitesse du vent soit inférieure à U
- N_h : Nombre d'heures dans une année = 8760
- N : Nombre de bin
- v_i : Vitesse moyenne du bin i
- P_i : Puissance moyenne du bin i

2.3 Les éoliennes et leurs composantes

Depuis l'apparition des éoliennes pour moulin le grain, plusieurs modèles d'éoliennes utilisant divers principes aérodynamiques, mécaniques et électriques ont été développés. Chacune de ces éoliennes possède ses avantages et inconvénients. Cette section présente les différents types d'éoliennes qui existent présentement sur le marché. Leurs composantes principales ainsi que leurs rôles sont également explicités.

2.3.1 Types d'éoliennes

De façon générale, les éoliennes sont divisées en deux familles distinctes : les éoliennes à axe de rotation vertical et les éoliennes à axe de rotation horizontal. Ces deux familles peuvent également être subdivisées en deux autres catégories : les éoliennes à traînée et les éoliennes à portance. Certaines éoliennes utilisent de façon simultanée la portance et la traînée. C'est le cas des éoliennes de type Darrieus. La Figure 16 illustre les différents types d'éoliennes disponibles sur le marché.

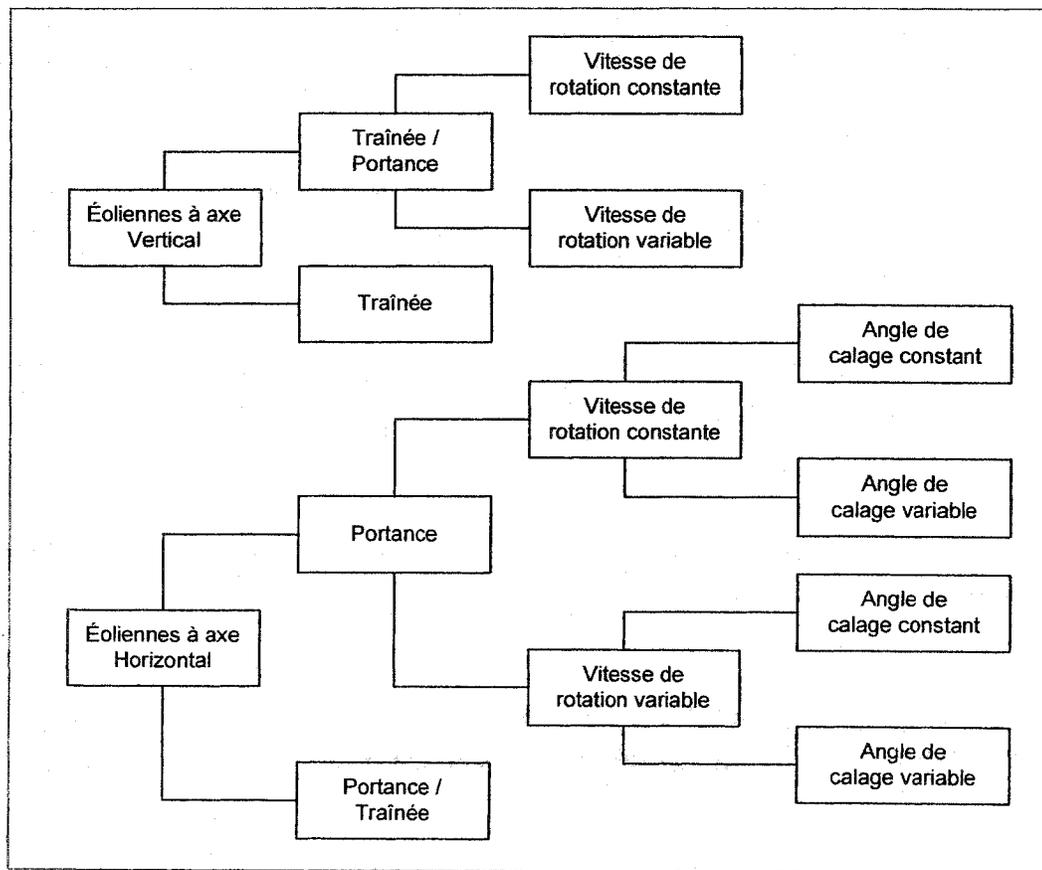


Figure 16 Types d'éoliennes

Le Tableau I présente les avantages et les inconvénients pour chacun des types d'éoliennes.

Tableau I
Caractéristiques des éoliennes

TYPES	AVANTAGES	INCONVÉNIENTS
Horizontale	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Nécessite peu d'espace d'installation 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Installation plus difficile car l'alternateur est en hauteur
Verticale	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Installation et réparation facile car l'alternateur est à la base 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Nécessite plus d'espace d'installation ➤ Moins performante pour la même surface balayée
Trainée	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Simple de fabrication ➤ Plus performante à basse vitesse de vent 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Peu performante
Portance	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Performante 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Complexité de conception et fabrication ➤ Nécessite une vitesse de démarrage élevée
Vitesse de rotation constante	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Meilleure performance électrique 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Perte de performance aérodynamique
Vitesse de rotation variable	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Meilleure performance aérodynamique 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Perte énergétique si branchée au réseau
Angle de calage constant	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Simplicité de fabrication 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Perte de performance aérodynamique ➤ Difficulté de contrôle de surpuissance
Angle de calage variable	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Meilleure performance aérodynamique ➤ Meilleure contrôle de surpuissance 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Complexité de fabrication ➤ Usure des composantes (entretien)

De manière à obtenir une éolienne performante, il faut prendre en considération les caractéristiques du site et l'application pour laquelle elle sera utilisée.

2.3.2 Connexion électrique

Du point de vue électrique, deux types de systèmes éoliens existent : les systèmes branchés à un réseau électrique et les systèmes hors réseaux, aussi nommés autonomes.

Hors réseaux (autonomes)

Lorsqu'il n'est pas branché à un réseau, le système éolien est nommé système autonome ou hors réseau. Les systèmes autonomes sont principalement des systèmes de petite puissance (inférieure à 250 kW). Ces systèmes peuvent générer de l'énergie électrique ou mécanique. L'énergie ainsi produite par ces systèmes peut être utilisée immédiatement ou emmagasinée pour un usage ultérieur. Ces systèmes sont grandement affectés par les fluctuations de vent, ce qui se traduit par une variation importante de la production énergétique. Même pour des journées avec des moyennes de vent élevées, il est possible d'avoir des fluctuations majeures de la vitesse du vent. De plus, il n'est pas rare sur certains sites de subir des accalmies (où la vitesse du vent est insuffisante pour produire de l'électricité) pouvant durer plusieurs jours consécutifs. Cette variation de la source énergétique n'est donc pas négligeable. Elle entraîne deux problèmes auxquels il faut remédier :

- Fluctuation de l'énergie électrique empêchant l'utilisation directe de cette dernière
- Production nulle sur de longues périodes de temps

Pour remédier au premier problème, la majorité des concepteurs redresse le courant pour avoir à la sortie de l'alternateur un courant continu. Plusieurs appareils utilisant le courant continu sont disponibles. Il existe également certains convertisseurs électroniques qui permettent de remodeler le courant continu en courant alternatif.

La solution au deuxième problème (longues périodes d'accalmies) consiste à utiliser un système d'accumulation d'énergie (Voir section sur les accumulateurs). La majorité des systèmes autonomes utilisent ces deux options (courant continu et banque de batteries).

Les systèmes autonomes sont souvent moins rentables que les systèmes reliés au réseau électrique. Ceci s'explique par un besoin plus important de composants de base et une efficacité moindre des composants. La banque de batteries nécessite une installation spéciale et augmente par le fait même les coûts initiaux d'installation. Le stockage de l'énergie et la double conversion de la tension électrique (AC/DC et DC/AC) engendrent des pertes supplémentaires. Ces deux facteurs augmentent nécessairement le temps d'amortissement des coûts d'investissement, rendant alors les systèmes autonomes viables économiquement seulement dans certaines situations particulières. Il est à noter que l'objectif principal de ce travail concerne les éoliennes hors réseau.

Systemes intégrés au réseau

Lorsque les systèmes éoliens sont à proximité d'un réseau électrique, il est techniquement possible de distribuer l'énergie produite par l'éolienne directement sur le réseau électrique local. Deux problèmes doivent cependant être résolus : la tension générée doit être synchronisée avec le réseau et la qualité de l'onde doit être acceptable. Ces deux problèmes sont résolus à l'aide de l'électronique de puissance. Les systèmes branchés au réseau sont beaucoup plus efficaces, car ils ne nécessitent aucune composante pour accumuler l'énergie.

2.3.3 Les composants d'une éolienne

Maintenant que les différents types d'éoliennes sont connus, il serait opportun de présenter les composants principaux constituant une éolienne. La Figure 17 présente ces composants principaux.

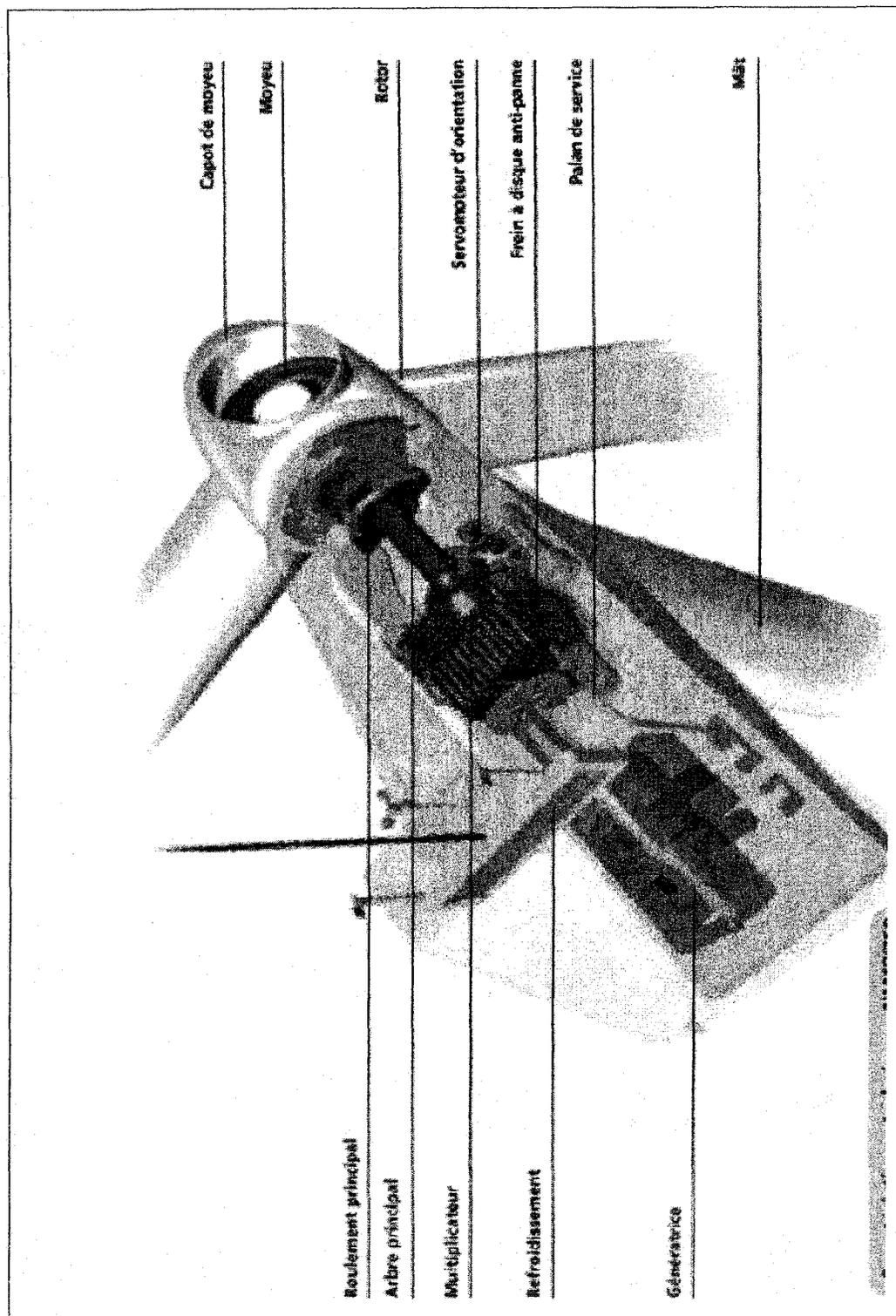


Figure 17 Composantes d'une éolienne

2.3.3.1 Hélice

L'hélice est le composant principal des éoliennes. Les pales des éoliennes utilisent deux forces aérodynamiques pour extraire l'énergie du vent : la portance, la traînée ou un mélange des deux. Les éoliennes possédant des pales utilisant la portance comme principe d'absorption de l'énergie sont de façon générale plus performante. Les pales à traînée ont cependant l'avantage de produire de l'énergie à basse vitesse de vent. Les pales sont majoritairement construites en matériaux composites. Pour des éoliennes de plus faible puissance, le bois est quelquefois utilisé.

2.3.3.2 Dispositif d'orientation (Actif ou Passif)

Comme le vent change de direction, un dispositif d'orientation est nécessaire. Deux principes sont utilisés : les systèmes actifs et les systèmes passifs. Les systèmes actifs font la lecture de la direction du vent avec une girouette et utilisent une composante mécanique indépendante pour orienter l'éolienne dans la direction du vent (Voir Figure 17). Les systèmes passifs, pour leur part, utilisent directement le vent pour orienter l'éolienne. Des exemples de systèmes passifs sont les girouettes d'éolienne (Voir Figure 18) et les éoliennes dites sous le vent. Les éoliennes sous le vent ont leur rotor placé du côté sous le vent de la tour. Ces éoliennes ont l'avantage de ne pas avoir à être munies d'un mécanisme d'orientation.

De façon générale, les systèmes actifs sont utilisés pour les éoliennes de grande envergure et les systèmes passifs pour les éoliennes de plus petite envergure.

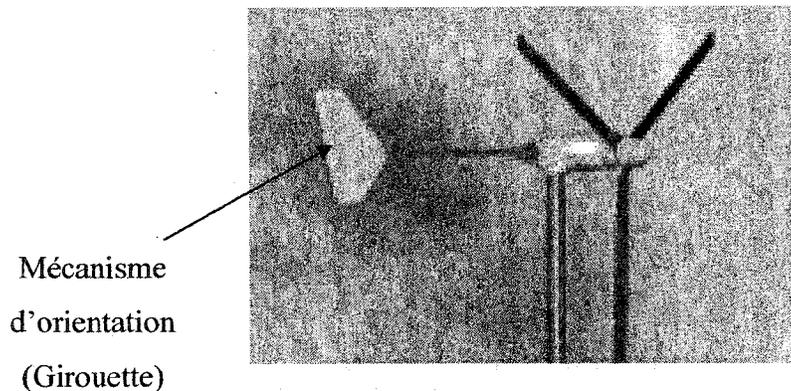


Figure 18 Système passif d'orientation

2.3.3.3 Régulation de puissance

Comme les génératrices sont limitées en puissance, les concepteurs d'éolienne doivent s'assurer que cette limite en puissance ne sera pas dépassée. Pour les systèmes autonomes, les systèmes de régulation sont aussi utilisés pour éviter la survitesse de l'hélice. En effet, lorsque les batteries sont pleines, l'énergie consommée par la charge est inférieure à l'énergie disponible aux pales, d'où une tendance de l'éolienne à s'emballer. La surpuissance doit être évitée afin de ne pas endommager l'alternateur. La survitesse, quant à elle, doit être limitée, pour éviter que la force centrifuge n'endommage les pales, les roulements ou la boîte de vitesse.

De façon similaire aux systèmes d'orientation, les systèmes de régulation de puissance peuvent être de type actif ou passif.

Systemes passifs

Les systèmes passifs de régulation utilisent la force du vent ou la force centrifuge de l'hélice pour réguler la puissance. Par exemple, certaines éoliennes (de petite envergure) ont un système qui fait dévier l'éolienne de la trajectoire du vent. Ce mécanisme est directement contrôlé par la force du vent. Ces systèmes sont dits systèmes d'effacement

(furling). D'autres éoliennes utilisent des balourds soumis à la force gravitationnelle. Lorsque la vitesse de rotation des pales est trop grande, les balourds modifient l'angle de calage des pales, ce qui provoque un décrochage. La survitesse est ainsi évitée.

La puissance des éoliennes de plus grande envergure est souvent contrôlée par décrochage aérodynamique (stall regulated). Les pales sont installées de façon à décrocher lorsque le vent dépasse une certaine vitesse. Les provocateurs de décrochage (stall strip) sont un autre exemple de systèmes de régulation passifs de puissance.

Systèmes actifs

Les systèmes actifs font plutôt une lecture de la puissance de sortie et interviennent sur une composante de l'éolienne pour limiter la puissance. Les éoliennes à pas variable (pitch regulated) sont des exemples de système actif.

2.3.3.4 Système d'arrêt

Afin d'éviter l'excès de force gravitationnelle lors de l'emballement (vitesse excessive de rotation), les éoliennes sont équipées d'un frein d'urgence qui permet l'arrêt de l'hélice lors de forts vents.

2.3.3.5 Boîte de vitesse (multiplicateur)

Pour les éoliennes de grande envergure, la vitesse de rotation de l'hélice est de l'ordre de 20-50 RPM. Cette vitesse de rotation est insuffisante pour que les alternateurs produisent de l'énergie de façon optimale. La boîte de vitesse sert donc à multiplier la vitesse de rotation des pales pour la rendre compatible avec les alternateurs.

2.3.3.6 Génératrices

Trois types de génératrices sont majoritairement utilisés pour les éoliennes : les génératrices synchrones, les génératrices asynchrones et les génératrices à aimants permanents.

Les alternateurs asynchrones sont les plus fréquemment utilisés dans le domaine éolien, car le couplage au réseau de ce type d'alternateur ne nécessite pas de synchronisation avec le réseau, contrairement aux alternateurs synchrones.

Les alternateurs à aimants permanents sont souvent utilisés avec les éoliennes de petite envergure. Ces éoliennes sont principalement utilisées pour des applications hors réseau.

2.3.3.7 Tours

Tel que vu dans la Section 2.1, plus une éolienne sera installée en hauteur, plus la vitesse moyenne du vent perçue sera élevée. Différents modèles de tour ont été développés pour surélever les éoliennes. Les plus utilisés sont les tours tubulaires en acier, les tours en treillis et les tours haubanées. Pour les éoliennes de petite et moyenne envergure, des tours amovibles peuvent être utilisées. Les tours amovibles possèdent plusieurs avantages : elles sont faciles à installer, elles sont un bon moyen de protection contre les vents extrêmes et elles permettent de faciliter l'entretien des éoliennes. Le site d'essai pour éolienne installé sur le toit de l'ETS utilisera une tour haubanée amovible pour tous ces avantages, mais également pour faciliter l'accessibilité à l'éolienne, afin de permettre diverses modifications sur les éoliennes.

2.3.3.8 Accumulateur d'énergie

Comme le vent est une ressource énergétique non constante, il est primordial dans une grande majorité d'applications, en particulier pour les systèmes autonomes, de pouvoir accumuler l'énergie afin de la consommer au moment opportun. Il existe plusieurs moyens pour accumuler l'énergie. Les méthodes les plus répandues présentement se regroupent selon les catégories suivantes :

- Stockage thermique
- Batterie chimique
- Pile à hydrogène
- Roue d'inertie
- Compression d'air
- Bobine superconductrice
- Pompage de l'eau

Comme plusieurs de ces catégories sont encore en voie de développement ou ne sont applicables que pour des conditions particulières, seules les batteries chimiques sont explicitées dans cette section.

Batterie chimique

Les batteries qui accumulent l'énergie sous forme électrochimique sont les plus répandues sur le marché. Les batteries sont normalement constituées d'une électrode, d'une anode et d'un électrolytique. Deux types de batteries sont disponibles sur le marché, les batteries rechargeables et les batteries non rechargeables. Comme leur nom l'indique, les batteries rechargeables peuvent être rechargées à volonté, tandis que les autres doivent être éliminées après utilisation. Évidemment, les systèmes éoliens utilisent des batteries rechargeables. Plusieurs combinaisons d'anode/électrode peuvent

être utilisées. Chacune possède ses avantages et ses inconvénients. Voici une liste des différentes batteries existant sur le marché :

- Plomb / Acide
- Nickel / Cadmium
- Lithium
- Lithium / Polymer
- Zinc

Pour les systèmes éoliens, le type de batteries le plus utilisé est celui au plomb. Bien que lourdes et encombrantes, elles s'accoutument bien des fluctuations engendrées par le vent. C'est donc ce type de batteries qui offre le meilleur rapport qualité/prix pour les systèmes éoliens. Les autres types sont mal adaptés. Toutefois, ce type de stockage ne convient que pour les petits systèmes de quelques kW tout au plus.

Circuit équivalent des batteries chimiques

Les batteries ne sont pas des sources d'énergie parfaites, car elles possèdent une résistance interne qui vient augmenter l'impédance du système et, par le fait même, diminuer l'efficacité du transfert énergétique. De façon simplifiée, une batterie peut être représentée par le circuit équivalent de la Figure 19.

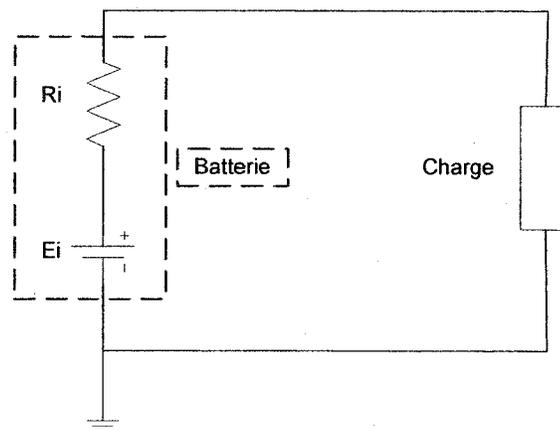


Figure 19 Circuit équivalent d'une batterie branchée à un système

Il est à noter que la tension E_i tend à diminuer avec l'ampérage du circuit. Ainsi, tel qu'illustré dans la Figure 20, le système sera en équilibre au point d'intersection entre la ligne du système et la ligne de la batterie.

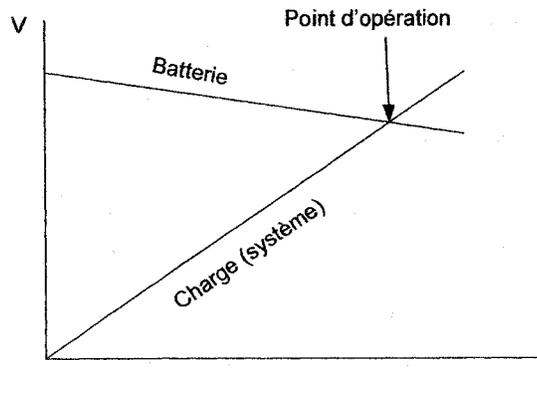


Figure 20 Tension en fonction de l'ampérage (batterie et système)

Pour charger une batterie, il faut fournir une tension supérieure à celle existant aux bornes de cette dernière. Cependant, la tension aux bornes d'une batterie varie selon son état de charge. Donc, plus une batterie sera pleine, plus la tension à ses bornes sera élevée et vice-versa.

Lors de l'évaluation de performance d'éolienne connectée à une banque de batterie (autonome), les différentes caractéristiques des batteries doivent être prises en compte. Par exemple, pour une vitesse de vent donnée, il est possible que la même éolienne produise différentes valeurs de puissance. En effet, l'état de charge des batteries et l'impédance du système viendront modifier le couple mécanique de l'éolienne (Voir Figure 11). Cette diminution du couple aura comme effet d'augmenter la vitesse de rotation de l'hélice (pour les éoliennes à vitesse variable), donc de changer la valeur du C_p .

Il faut aussi noter que la résistance interne d'une batterie est influencée par l'ampérage de recharge (vitesse de recharge) et la température ambiante.

Plusieurs groupes de recherche tentent présentement de trouver un moyen pour standardiser la méthode d'évaluation des éoliennes branchées sur une banque de batteries. La tendance qui semble être privilégiée jusqu'à maintenant est de maintenir constante la tension que perçoit l'éolienne. La tension favorisée serait une tension moyenne entre la tension à vide et la tension pleine charge. Une température constante près des batteries est également proposée par ces différents groupes.

CHAPITRE 3

PROBLÉMATIQUE ET OBJECTIFS DU PROJET

3.1 Problématique

La norme IEC 61400-12, qui prescrit la méthode à utiliser pour l'évaluation des performances d'une éolienne, n'est valide que pour des éoliennes branchées à un réseau. Aucune recommandation n'est faite en ce qui concerne les éoliennes dites autonomes. Plusieurs groupes travaillent de façon active à l'élaboration d'une méthode de calibration pour cette situation particulière, mais aucun consensus n'est encore atteint. Ainsi, aucune méthode normalisée de calibration des éoliennes hors réseau n'existe et aucun fournisseur de ce type d'éolienne ne peut garantir les performances de ses machines. Il est alors impossible aux consommateurs de comparer de façon objective les performances de ce type d'éoliennes.

Également, la méthode actuelle proposée par l'IEC est mal adaptée à la réalité des sites complexes. La méthode proposée semble négliger plusieurs facteurs. Tout d'abord, elle ne prend pas en compte l'effet de la vitesse du vent. Il est possible que pour de faibles vitesses de vent, le coefficient de corrélation entre les deux tours (nécessaire lors de la campagne de calibration) soit différent de celui obtenu à haute vitesse. Ensuite, la norme ne prend pas en compte les effets de la turbulence sur le coefficient de corrélation entre les deux tours. Finalement, les secteurs de 30 degrés et la spécification de 24 heures de données par secteur pour des vitesses de vent entre 5 m/s et 10 m/s semblent mal adaptés aux sites de forte complexité, car ces critères sont trop généraux. Il faut également noter que certains anémomètres sont influencés par la composante verticale du vent, ce qui n'est pas non plus considéré actuellement dans la norme.

3.2 Objectifs du projet

L'objectif final de ce projet consiste à concevoir et à installer un site d'essai d'éoliennes permettant l'évaluation de la performance des éoliennes hors réseau et en milieu complexe.

Comme très peu d'éoliennes sont installées en milieu urbain, il est impossible de trouver sur le marché des tours d'éoliennes qui peuvent être directement installées sur le toit d'un édifice. Le premier objectif de ce projet de maîtrise consiste donc à faire la conception mécanique d'un système éolien qui pourra être installé sur le toit de l'ETS. Cette tour devra également être amovible pour faciliter le montage de différentes éoliennes.

De plus, les systèmes d'acquisition de données spécialisés en éolien ne sont pas facilement modifiables pour l'acquisition de paramètres supplémentaires. Ils sont donc difficilement utilisables pour l'atteinte des différents objectifs de ce projet. Le second objectif de ce projet consiste à effectuer la conception d'un système d'acquisition qui permettra la prise de mesures de tous les paramètres nécessaires.

Le troisième objectif de ce projet consiste à suivre et à valider l'ensemble des recommandations de la norme IEC 61400-12 à propos de la calibration d'un site complexe.

Le dernier objectif de ce projet consiste à vérifier l'influence des divers facteurs omis par la norme 61400-12, qui concernent la calibration d'un site complexe. Des recommandations seront faites selon les résultats obtenus.

CHAPITRE 4

CONCEPTION ET INSTALLATION DU SITE

Ce chapitre expose l'ensemble de la conception du site d'essai pour éolienne. La justification de l'emplacement, la conception mécanique et la conception du système d'acquisition sont présentées.

4.1 Localisation

4.1.1 Site prévu

La localisation prévue du site pour l'évaluation d'éoliennes est le toit de l'École de Technologie Supérieure. L'éolienne sera installée dans le bassin numéro 19, tandis que la tour anémométrique sera dans le bassin numéro 20 (Voir photos annexe 5). Cet emplacement a été choisi afin de permettre une exposition maximale au vent dominant (sud-ouest).

La tour anémométrique sera située à neuf mètres de distance de l'éolienne. Les deux tours possèdent une hauteur de 12 mètres. Sender [38] a démontré qu'à cette hauteur, les éoliennes évitent la couche limite. Cependant, il faudra tenir compte de l'effet de la composante verticale du vent.

4.1.2 Site temporaire

Comme il a été impossible de terminer à temps la fabrication des composantes du pivot des tours, un site temporaire a été utilisé pour la prise de mesure. L'emplacement des tours temporaires #1 et #2 est illustré dans la Figure 21 (Voir photos annexe 5). La rose des vents est également illustrée sur cette figure.

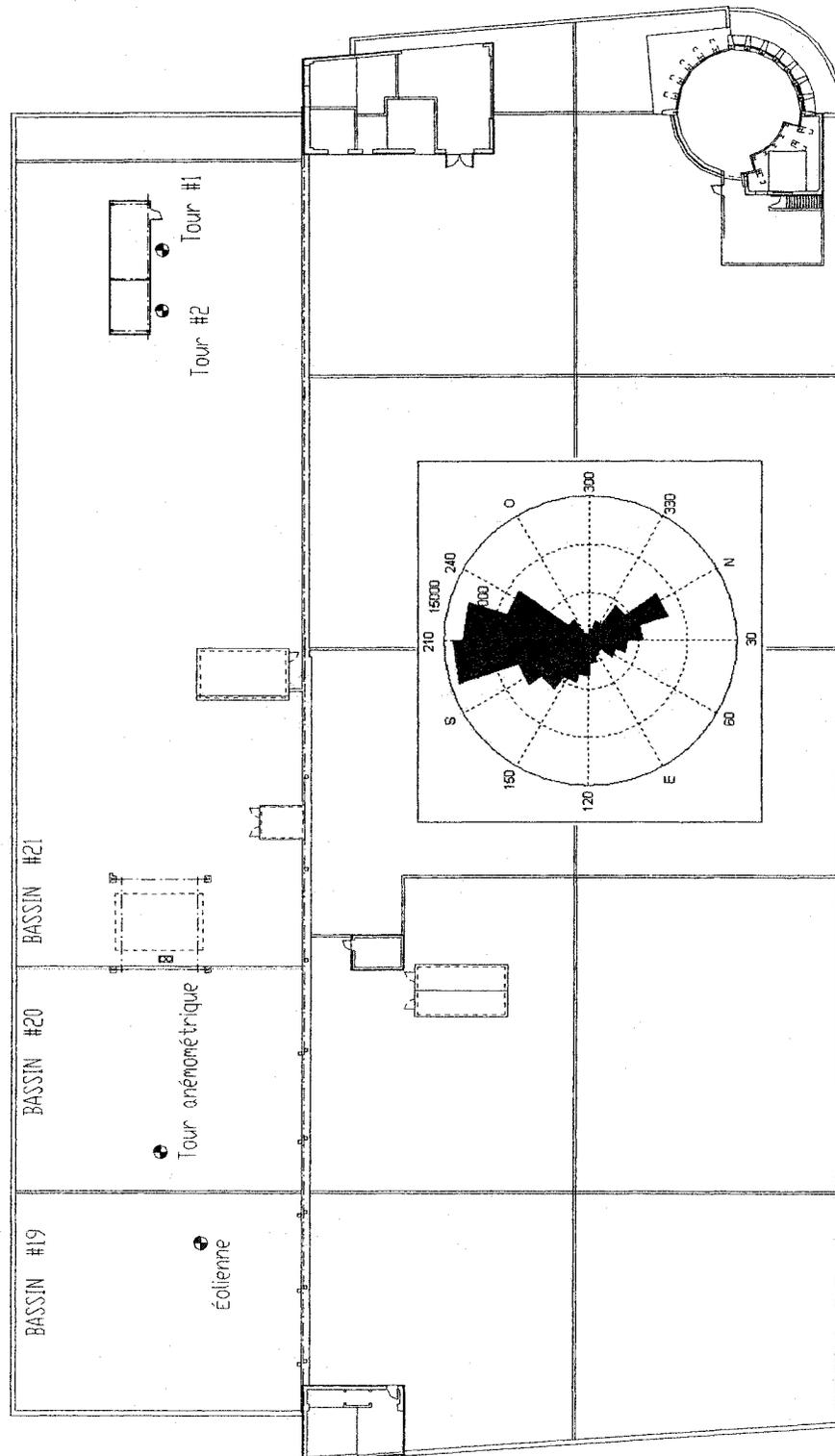


Figure 21 Emplacement du site prévu et du site temporaire

4.2 Conception mécanique

Ce chapitre illustre la conception du système éolien qui sera installé sur le toit de l'ETS. Les conditions de chargement, l'analyse des contraintes critiques ainsi que l'analyse modale seront présentées dans cette section.

4.2.1 Présentation de l'installation

L'ensemble du site d'essai est constitué de deux tours positionnées à neuf mètres de distance. Les deux tours sont munies d'un pivot permettant un redressement plus facile. La Figure 22 illustre le redressement du mât de l'éolienne, tandis que la Figure 23 illustre la position des deux tours lorsque l'installation sera complétée.

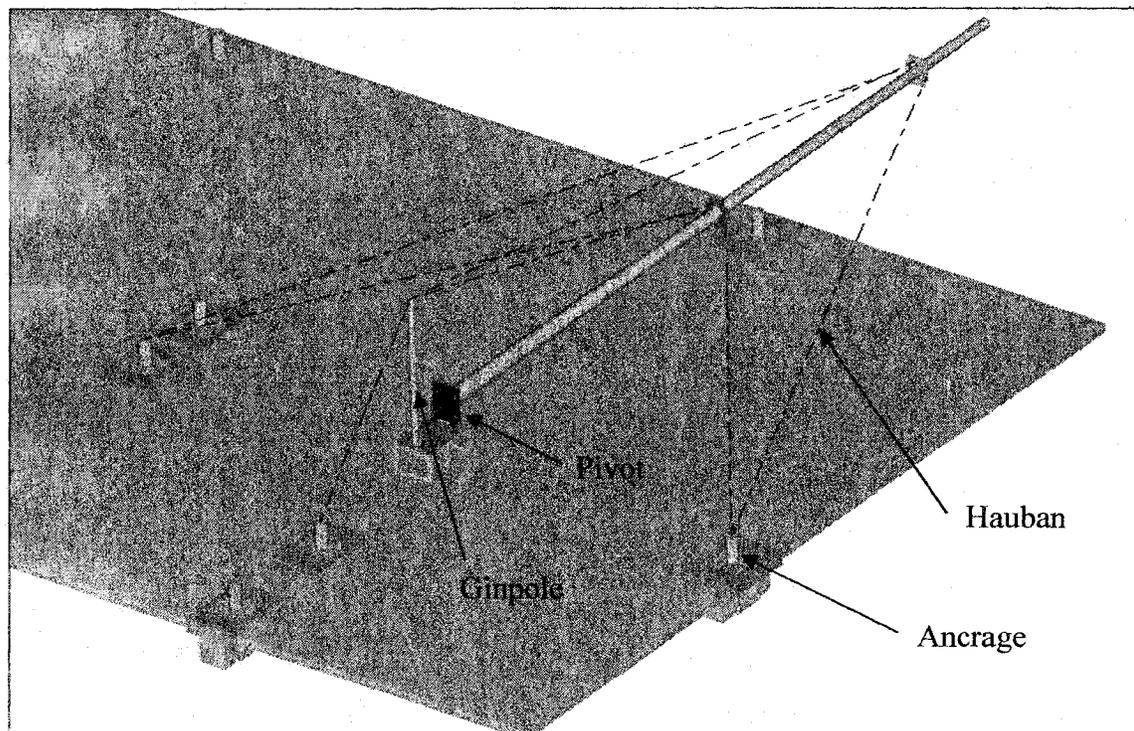


Figure 22 Redressement de l'éolienne

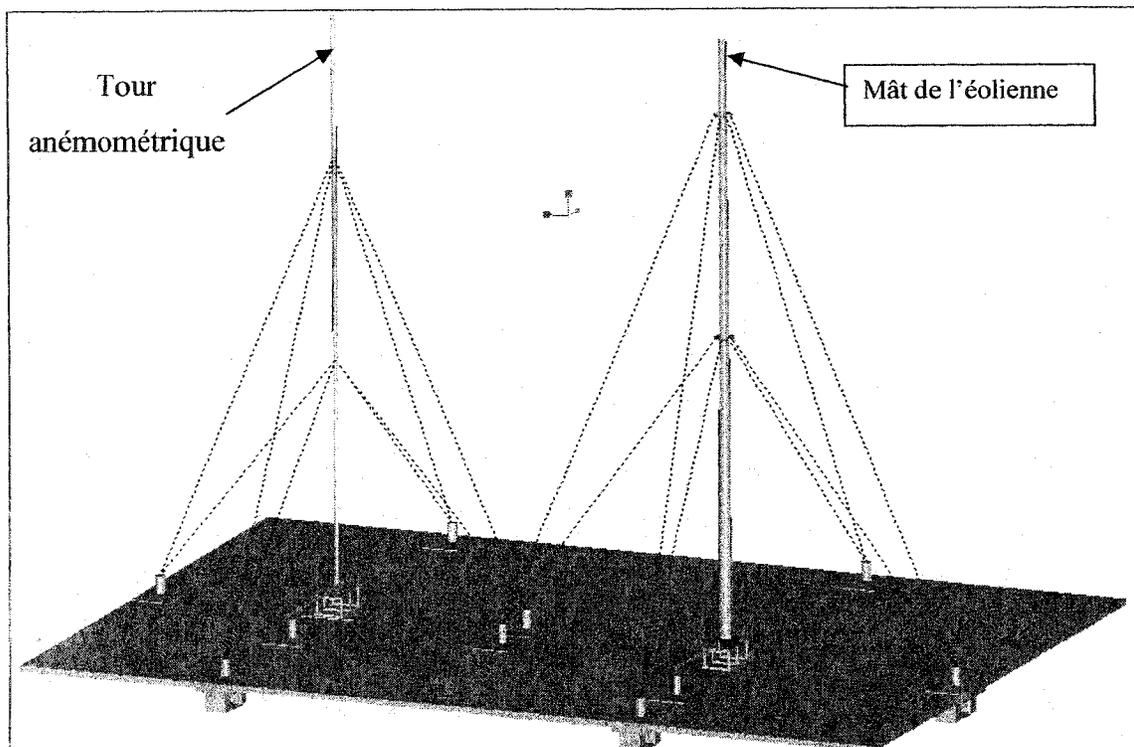


Figure 23 Position finale Éolienne et Tour anémométrique

L'ensemble des dessins FP-00 à FP-11 (Annexe 1) présente le pivot qui sera utilisé pour redresser et soutenir la tour de l'éolienne. Il est à noter que le diamètre maximal de l'éolienne sera de 2,5 mètres. L'analyse des contraintes statiques en condition normale d'utilisation (Voir Annexe 2) permettra de démontrer ce fait.

4.2.2 Chargements dus au vent

La norme IEC 61400-1 [26] a été utilisée afin d'identifier les conditions de chargement les plus contraignantes. Cette norme identifie quatre classes de conditions de vent. Les différents paramètres de cette classification sont affichés dans le Tableau II.

Tableau II
Paramètres pour différentes classes de condition de vent

<i>Paramètres</i>	Classe I	Classe II	Classe III	Classe IV
Vitesse de référence, U_{ref} (m/s)	50	42.5	37.5	30
Vitesse moyenne annuelle U_{moy} (m/s)	10	8.5	7.5	6
Bourrasques 50 ans, $1.4 U_{ref}$ (m/s)	70	59.5	52.5	42
Bourrasques 1 an, $1.05 U_{ref}$ (m/s)	52.5	44.6	39.4	31.5

La vitesse de référence correspond à la valeur maximale de la vitesse du vent moyennée sur 10 minutes pour une probabilité d'occurrence d'une fois par 50 ans. La bourrasque 50 ans correspond à la vitesse maximale enregistrée durant trois secondes avec une probabilité d'occurrence d'une fois par 50 ans. Ce type de bourrasque est identifié comme "condition extrême". Les bourrasques un an correspondent à la vitesse maximale enregistrée durant trois secondes avec une probabilité d'occurrence d'une fois par année. Ce type de bourrasque est identifié comme "condition normale". La norme IEC 61400-1 identifie trois types de chargement possibles sur une éolienne :

- Condition normale de vent + condition normale d'utilisation d'une éolienne
- Condition normale de vent + condition anormale d'utilisation d'une éolienne
(emballement)
- Condition extrême de vent + condition normale d'utilisation d'une éolienne

Une condition anormale d'utilisation d'une éolienne correspond à une éolienne qui s'emballé. Normalement, à haute vitesse de vent, les éoliennes ont un système d'arrêt qui empêche l'emballement. La norme IEC [26] suppose que la probabilité d'occurrence de condition extrême de vent (1 fois / 50 ans), jumelée à une défaillance de l'éolienne,

est trop peu probable pour être considérée. Afin de connaître le chargement maximal de la tour, les deux derniers cas devront être considérés, puisque le premier (condition normale de vent + condition normale d'utilisation d'une éolienne) engendrera toujours des contraintes inférieures aux deux autres.

La prise de mesure effectuée en 1999 sur le toit de l'ETS démontre que la vitesse moyenne du site est d'environ 6 m/s [31]. Le site sera donc de classe IV.

4.2.3 Analyse des contraintes statiques

Deux situations de chargement ont été considérées pour l'analyse des composantes :

- Redressement de la tour
- Conditions d'opération

4.2.4 Analyse des contraintes statiques – redressement

Cette section vérifie si l'intégrité de toutes les composantes est respectée lors de l'opération de redressement. La Figure 24 présente la configuration du mât lors du début du redressement. C'est à ce moment que les contraintes seront maximales, c'est donc pour ce cas que l'ensemble des calculs a été effectué. Il faut noter qu'une poulie devra être utilisée à l'extrémité du ginpole. Cette poulie permettra de distribuer uniformément les contraintes dans les deux câbles. L'analyse sur Ansys considère ce cas.

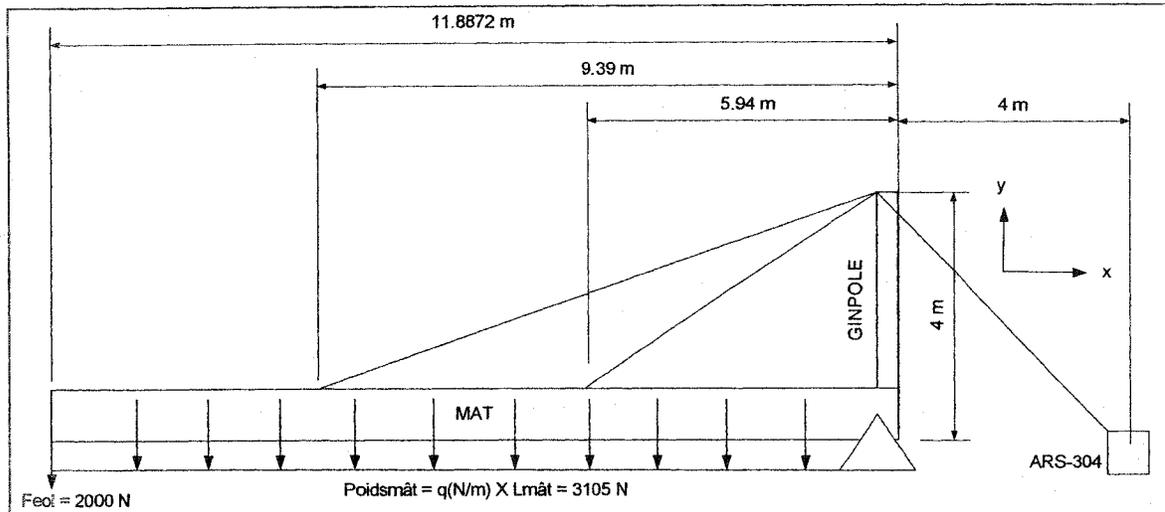


Figure 24 Redressement du mât

Le mât a été modélisé dans Ansys à l'aide des éléments PIPE16. La conicité du mât a été modélisée à l'aide d'une sous-routine interne (Voir Annexe 6). Les haubans ont été modélisés par des éléments de type LINK10. Un seul hauban a été utilisé pour simuler les attaches sur le mât. Ceci a été fait afin de simplifier la modélisation. Cette façon de faire est acceptable, puisque l'ensemble des résultats sont conservateurs. Six degrés de liberté ont été bloqués à l'ancrage ARS-304. Les trois degrés de déplacement ont été bloqués au niveau du pivot. Une force de 2 000 newtons a été appliquée à l'extrémité du mât afin de simuler le poids de l'éolienne et une charge répartie sur toute la longueur du mât a été utilisée pour simuler le poids du mât. La Figure 25 présente l'ensemble des composantes qui ont été analysées à l'aide du modèle Ansys.

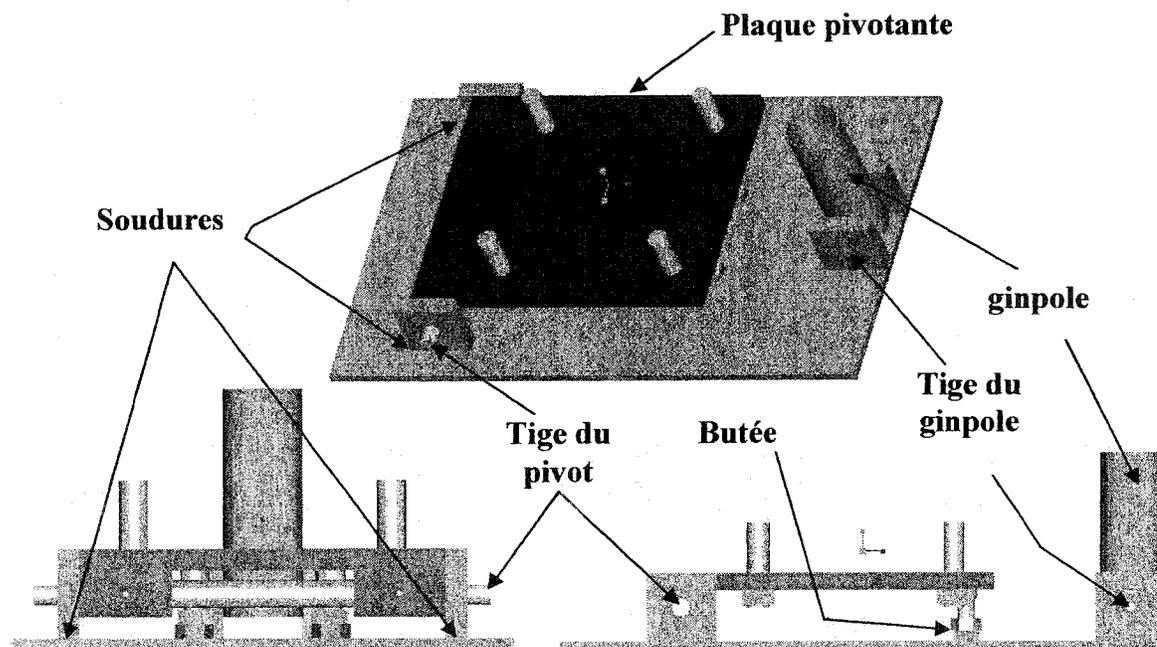


Figure 25 Pivot

Le Tableau III présente l'ensemble des facteurs de sécurité évalués pour chacune des composantes critiques du pivot lors du redressement du mât. Le Tableau IV présente un résumé des réactions lors de l'opération de redressement.

Tableau III
Résumé des facteurs de sécurité lors du redressement

Composantes	Contraintes (MPa)	Facteurs de sécurité	Commentaires
1- Ancrages	-	5.5	Conservateur
2- Haubans	129 t	7.0	FS sur la rupture
3- Flambement du ginpole	-	6.3	Longueur ginpole = 4 m
4- Mât	65 f	3.3	
5- Tige du ginpole	44.4 ci	3.3	Cisaillement maximal
6- Tige du pivot	10 ci	14.8	Cisaillement maximal
7- Soudures	3.2 ci	OK	
8- Attache du mât			Voir condition extrême
9- Base du mât	21.2 eq	13.9	
10- Attaches	132	2.23	

Dans ce tableau, le type de contrainte est indiqué par les symboles ci-dessous :

ci: cisaillement t: tension eq: équivalent
f: flexion co: compression

Tableau IV
Résumé des chargements lors du redressement calculé par Ansys.

Composantes	Chargement (N)		Contrainte (MPa)
Réactions à l'ancrage	Ft = 9 163		-
Réactions à la base	Fx = 7 631	Fy = 8 424	-
Haubans (max)	-		129 MPa
Contrainte maximale mât	-		65 MPa

4.2.4.1 Conclusion

L'intégrité de l'ensemble des composantes sera respectée lors du redressement du mât.

4.2.5 Analyse des contraintes statiques – Condition anormale d'utilisation

Cette section vérifiera si l'intégrité de l'ensemble des composantes est respectée lorsque la tour est en position verticale. Des conditions de vent "normal" jumelées à une condition anormale d'utilisation d'une éolienne (emballement) sont considérées. Cette condition de chargement représente le chargement le plus extrême sur l'installation (Voir Annexe 2). Un vent maximal de 35 m/s (condition normale – 31.5 suggéré par IEC 61400-1) a été utilisé pour l'ensemble des calculs. Des valeurs conservatrices ont été utilisées pour le poids des composantes et les forces de traînée. Un chargement causé par une accumulation de glace a également été considéré.

Les éléments utilisés dans Ansys pour simuler le mât et les haubans sont les mêmes que dans la section sur le redressement. Les six degrés de liberté sont bloqués à la base du mât. Les trois degrés de déplacement sont bloqués pour les haubans. La Figure 27 présente l'ensemble des chargements pour des conditions de vent "normal" et un emballement de l'éolienne.

Il a été démontré, à l'aide de Ansys, que les contraintes maximales dans chacune des composantes dépendaient de l'orientation du vent. Ainsi, pour chacune des composantes, l'orientation la plus contraignante a toujours été utilisée. Deux directions sont critiques : 0 degré et 45 degrés. La Figure 26 présente ces deux chargements.

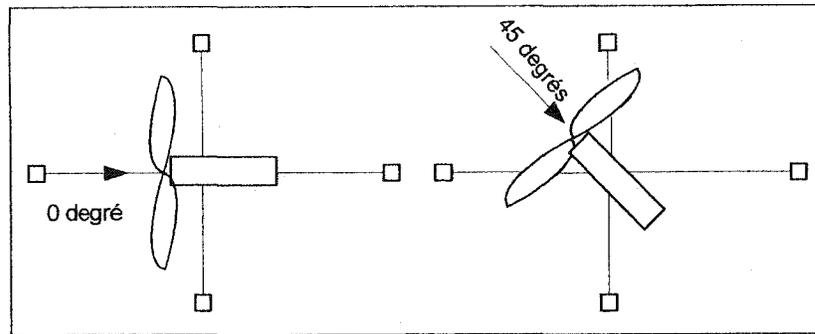


Figure 26 Orientation des chargements (vue du dessus)

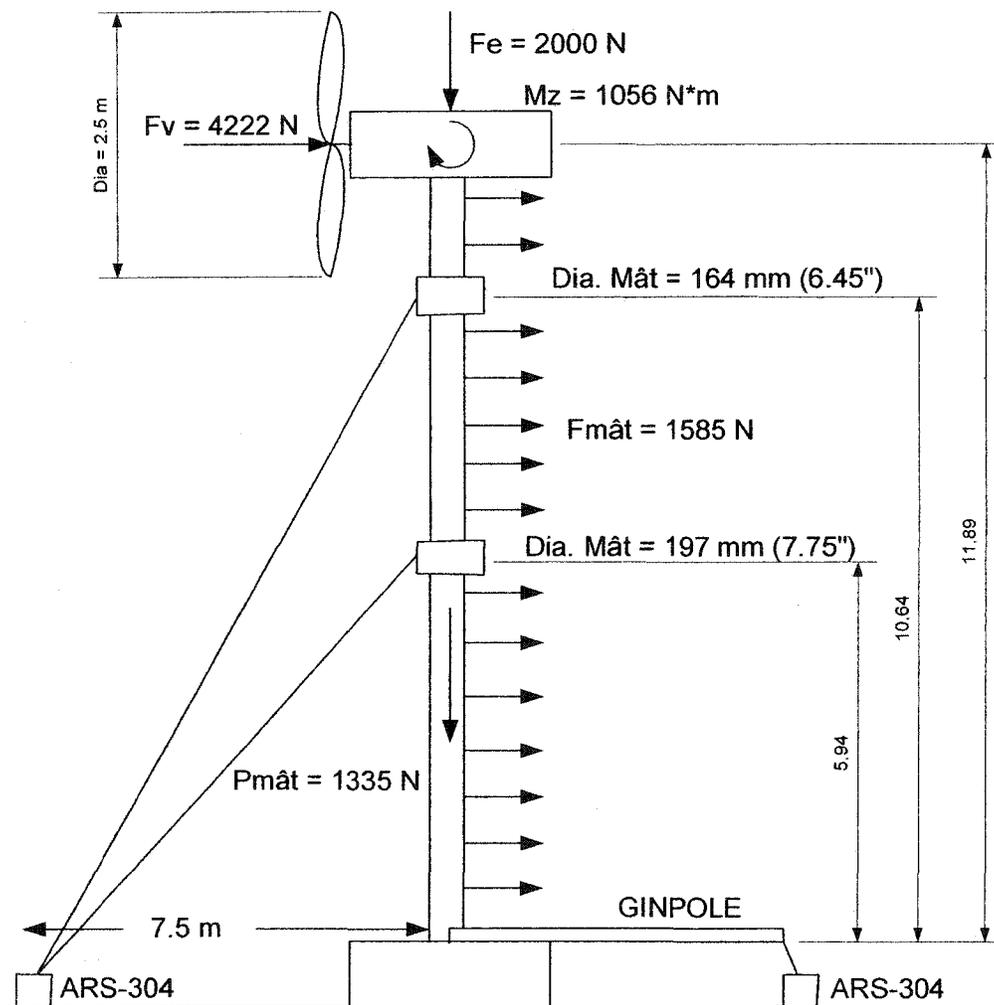


Figure 27 Chargements du mât

Le Tableau V présente un résumé de l'ensemble des facteurs de sécurité évalués pour chacune des composantes critiques.

Tableau V
Résumé des facteurs de sécurité

Composantes	Contraintes (MPa)	Facteurs de sécurité	Commentaires
4.2.5.1 Ancrages	-	4.6	
4.2.5.2 Haubans	155 t	5.8	ANSYS
4.2.5.3 Mât (Flambement local ou Voilement)	70 eq	2.6	Conservateur
4.2.5.4 Mât (Flambement)		3.3	conservateur
4.2.5.5 Mât (Limite élastique)	83 eq	2.6	
4.2.5.6 Plaque pivotante	53 f	5.6	Conservateur
4.2.5.7 Tige du pivot	24.8 ci	5.9	Cisaillement maximal
4.2.5.8 Flambement des boulons/butées		47.6	
4.2.5.9 Compression des boulons/butées	18.6 co	15.9	
4.2.5.10 Base du mât		17.8	

Dans ce tableau, le type de contrainte est indiqué par les symboles ci-dessous :

ci: cisaillement t: tension eq: équivalent
f: flexion co: compression

Le Tableau VI présente un résumé des réactions avec des conditions d'emballage de l'éolienne.

Tableau VI

Résumé des chargements ou des contraintes calculés par Ansys.

Composantes	Chargement (N)			Contraintes (MPa)
	Réactions aux Ancrages (0°)	Fx = 6 253	Fy = 9 106	
Haubans (0°)	Fx = 6 253	Fy = 9 106		
Réactions à la base (45°)	Fx=644	Fy=18 868	Mz= 698	-
Contrainte maximale mât (45°)	-			70

4.2.5.1 Conclusion

Le pivot résistera à un chargement statique lors de conditions dites extrêmes.

4.2.6 Analyse vibratoire du mât

Cette section présente l'analyse harmonique et modale de l'installation. Il est primordial d'effectuer cette analyse, puisque des facteurs d'amplification dynamique importants peuvent être générés si une fréquence d'excitation se retrouve près d'un mode naturel de l'installation. Ceci est d'autant plus vrai que les facteurs d'amortissement (δ) des tours d'éoliennes sont généralement très faibles. Le Wind Energy Handbook [10] affirme que le facteur d'amortissement est inférieur à 3 % pour les tours d'éolienne. Un facteur d'amortissement de 0.7 % a été considéré dans les analyses vibratoires. Cette valeur est conservatrice, puisque la réponse dynamique calculée sera nécessairement supérieure à ce qu'elle sera en réalité.

La référence [10] affirme que la fréquence d'excitation la plus importante est la fréquence de passage des pales (passage des pales = vitesse de rotation x nombre de pales). En effet, chaque fois qu'une pale passe devant la tour, la force de traînée est

diminuée, ce qui engendre une fluctuation de la charge sur la tour. Cette même référence affirme qu'il faut considérer la vitesse de rotation des éoliennes comme force excitatrice seulement dans les cas où il y a une différence géométrique entre les pales.

4.2.6.1 Analyse modale

Une analyse modale sur Ansys a été effectuée afin de trouver les différents modes du mât de l'éolienne. Comme la fréquence naturelle d'une tour varie avec le nombre de haubans et la masse à l'extrémité du mât, plusieurs simulations ont été effectuées. Les mêmes éléments et conditions aux frontières que pour l'analyse statique ont été utilisés dans le modèle Ansys. Le Tableau VII présente un résumé des valeurs obtenues pour la tour avec deux séries de haubans et pour différentes masses.

Tableau VII
Analyse modale de la tour (2 séries de haubans)

MODE	Fréquence (Hz)			
	Masse (kg)			
	203,9 kg	150 kg	100 kg	50 kg
1	4,10	4,76	5,77	7,93
2	19,05	19,05	19,06	19,07
3	25,57	25,57	25,57	25,58
4	37,44	37,51	37,63	37,99
5	57,49	57,53	57,61	57,84
6	90,79	90,81	90,85	90,98
7	123,99	124,02	124,06	124,20
8	179,19	179,20	179,24	179,33
9	219,96	220,01	220,08	220,31
10	285,50	285,58	285,75	286,21

Le Tableau VII illustre l'influence de la masse pour une tour avec 2 séries de haubans. Ainsi, plus le poids de l'éolienne sera important, plus la fréquence du premier mode sera faible. Lors de l'installation d'une éolienne sur le mât, il sera primordial de connaître le poids de l'éolienne et de répéter cette analyse.

4.2.6.2 Analyse harmonique

Une analyse harmonique a été effectuée pour trois conceptions de tours différentes. Des tours avec une seule série de haubans, deux séries de haubans et trois séries de haubans ont été considérées (Voir Annexe 2). Puisque la solution optimale consiste en une tour avec deux séries de haubans, seuls les résultats de cette configuration seront présentés.

La Figure 28 présente le facteur d'amplification dynamique en fonction de la fréquence d'excitation, et ce pour différentes masses à l'extrémité du mât.

La fréquence d'excitation est évaluée par la formule suivante [10]:

$$F_{exc} = (1000 \text{ RPM}) / 60 \times \text{Nombre de pales (3)} = 50.01 \text{ hertz} \quad (4.1)$$

Comme il est probable que des éoliennes à vitesse variable seront utilisées, une plage de valeur d'excitation a été utilisée. La plage de fréquence utilisée sera donc de 25 hz à 60 hz.

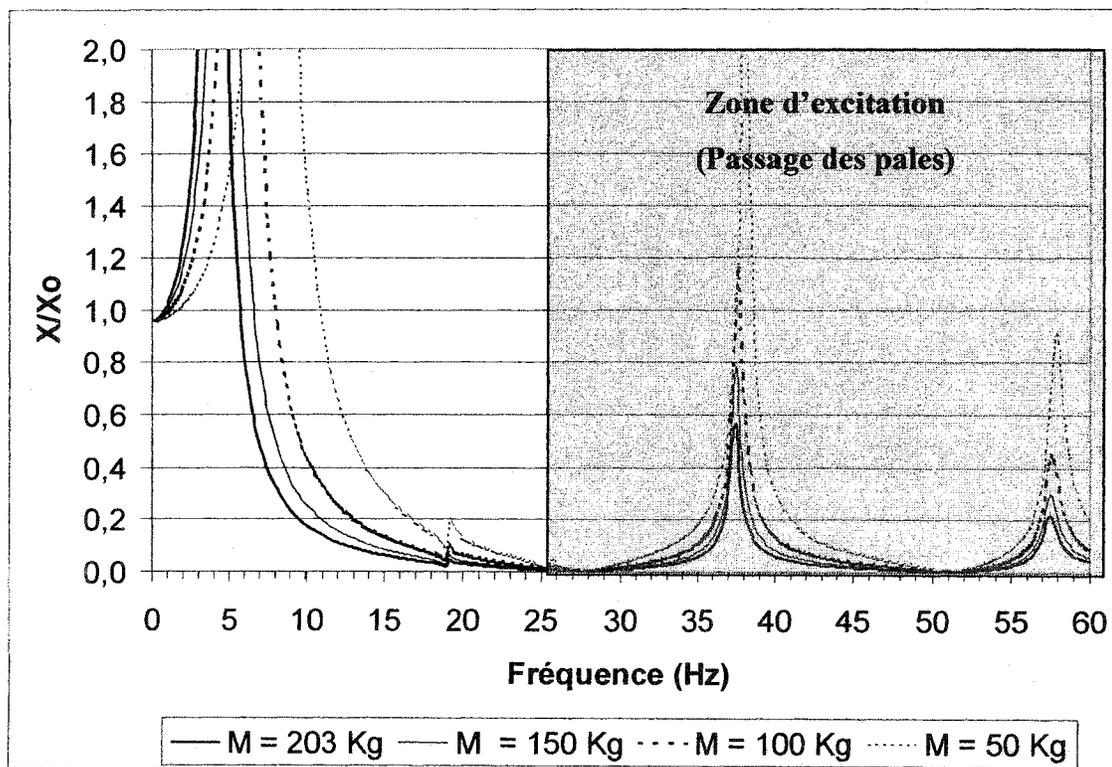


Figure 28 Analyse harmonique – 2 séries de Haubans

La Figure 28 permet d'observer que la zone d'excitation (en gris) se retrouve directement sur le quatrième et le cinquième mode de vibration (le 3^e mode est tellement faible qu'il n'est pas visible sur cette figure), et ce peu importe le poids de l'éolienne. Une conception avec deux séries de haubans serait acceptable seulement si la masse à l'extrémité du mât était supérieure à 150 kg. Dans ces cas, le facteur d'amplification dynamique serait inférieur à un.

4.2.6.3 Analyse des tourbillons de Von Karman

Les tourbillons de Von Karman sont caractérisés par l'instabilité de l'écoulement d'un fluide aux alentours d'un cylindre. Dans notre cas, cette instabilité peut créer une fluctuation de la force sur le mât. Il est alors primordial de vérifier les fréquences de ces tourbillons, afin de s'assurer qu'elles ne correspondent pas à un mode naturel de la conception.

Une analyse des tourbillons de Von Karman a donc été effectuée. Pour y parvenir, le nombre de Strouhal doit être utilisé. Ce nombre adimensionnel est exprimé par la formule 4.2. La valeur de ce nombre est généralement fixée à 0.21 pour l'ensemble des nombres de Reynolds situés entre $10^2 < Re < 10^7$ [41].

$$St = \omega d / 2 \pi U \quad (4.2)$$

où

ω : Fréquence d'oscillation des tourbillons de Von Karman

d : Diamètre du cylindre

U : Vitesse du fluide

Le Tableau VIII donne les valeurs de la fréquence des tourbillons de Von Karman pour un diamètre moyen de la tour de 7'', une densité de 1.225 kg/m^3 , une viscosité cinématique ($\nu=1.8 \times 10^{-5} \text{ m}^2/\text{s}$) et pour différentes vitesses de vent.

Tableau VIII
Analyse de Von Karman

V (m/s)	Re	Freq (Hz)
0	0,00E+00	0
2	2,42E+04	14,84
4	4,84E+04	29,68
6	7,26E+04	44,53
8	9,68E+04	59,37
10	1,21E+05	74,21
12	1,45E+05	89,05
14	1,69E+05	103,90

Il est supposé que pour des vitesses inférieures à 8 m/s, la force de traînée ne sera pas assez importante pour générer des contraintes importantes, et ce même avec l'amplification due au facteur d'amplification dynamique. Ainsi, pour des vitesses de 8 m/s, la fréquence des tourbillons de Von Karman est presque de 60 Hz. Il est possible d'observer à l'aide de la Figure 28 que ces tourbillons n'auront plus d'effet amplificateur sur la structure de la tour.

4.2.6.4 Conclusion

L'analyse harmonique démontre que le système éolien résistera à l'ensemble des excitations dynamiques. Cette analyse démontre également la nécessité d'effectuer ces calculs à chaque fois qu'une nouvelle éolienne sera installée.

4.3 Conception du système d'acquisition

Un système d'acquisition a été développé afin de recueillir les données météorologiques du site à l'étude. Les instruments utilisés, les montages et l'application Labview permettant cette acquisition sont présentés. Une analyse d'erreur pour chacune des données acquisitionnées est également présentée dans ce chapitre.

4.3.1 Instrumentation

Quatre instruments différents ont été utilisés pour l'acquisition des données : deux anémomètres, deux girouettes, un thermomètre et un baromètre (Voir Annexe 4 pour l'ensemble des spécifications de ces instruments).

Anémomètres

Les anémomètres utilisés sont les TYPE 40 MAXIMUM de NRG. Ces anémomètres produisent un signal fréquentiel proportionnel à la vitesse du vent. Pour interpréter le signal, il faut lire la fréquence du signal et calculer la vitesse correspondante. Labview permet d'effectuer ces opérations. Le rapport de calibration donne les caractéristiques suivantes pour les anémomètres utilisés.

Pente : 0.7596 m/s / Hz

Décalage : 0.397 m/s

Girouettes

Les girouettes utilisées sont les 200 SERIES WIND VANE de NRG. Les girouettes possèdent un potentiomètre circulaire qui permet la création d'une tension électrique proportionnelle à la direction. 0 volt correspondant à 0 degré et la tension maximale

d'alimentation correspondant à 360 degrés. Labview permet la transformation de cette tension électrique en valeur de direction (0-360 degrés).

Thermomètre

Le thermomètre utilisé est un NRG#110S. Cet instrument produit un signal de tension électrique proportionnel à la température. NRG fournit les valeurs de conversion suivantes :

$$T(^{\circ}\text{C}) = (V_{\text{out}} \times 55.55) - 86.38$$

Baromètre

L'instrument utilisé est le NRG#BP200. Cet instrument produit également un signal de tension électrique proportionnel à la température. NRG fournit les valeurs de conversion suivantes :

$$\text{Pente} = 0.046 \text{ V / kPa}$$

$$\text{Décalage} = 0$$

4.3.2 Montage physique

Un anémomètre et une girouette ont été installés sur chacune des deux tours. Un thermomètre et un baromètre ont également été installés. Ces deux derniers instruments serviront lors de l'évaluation de la puissance d'éoliennes en essai. (Voir photos annexe 5)

4.3.3 Montage électronique

Le montage électronique de la Figure 29 devra être installé. Ces composants sont nécessaires à la protection des instruments. Par manque de temps, l'installation des ces composants n'a pas été faite, mais le système est tout de même fonctionnel.

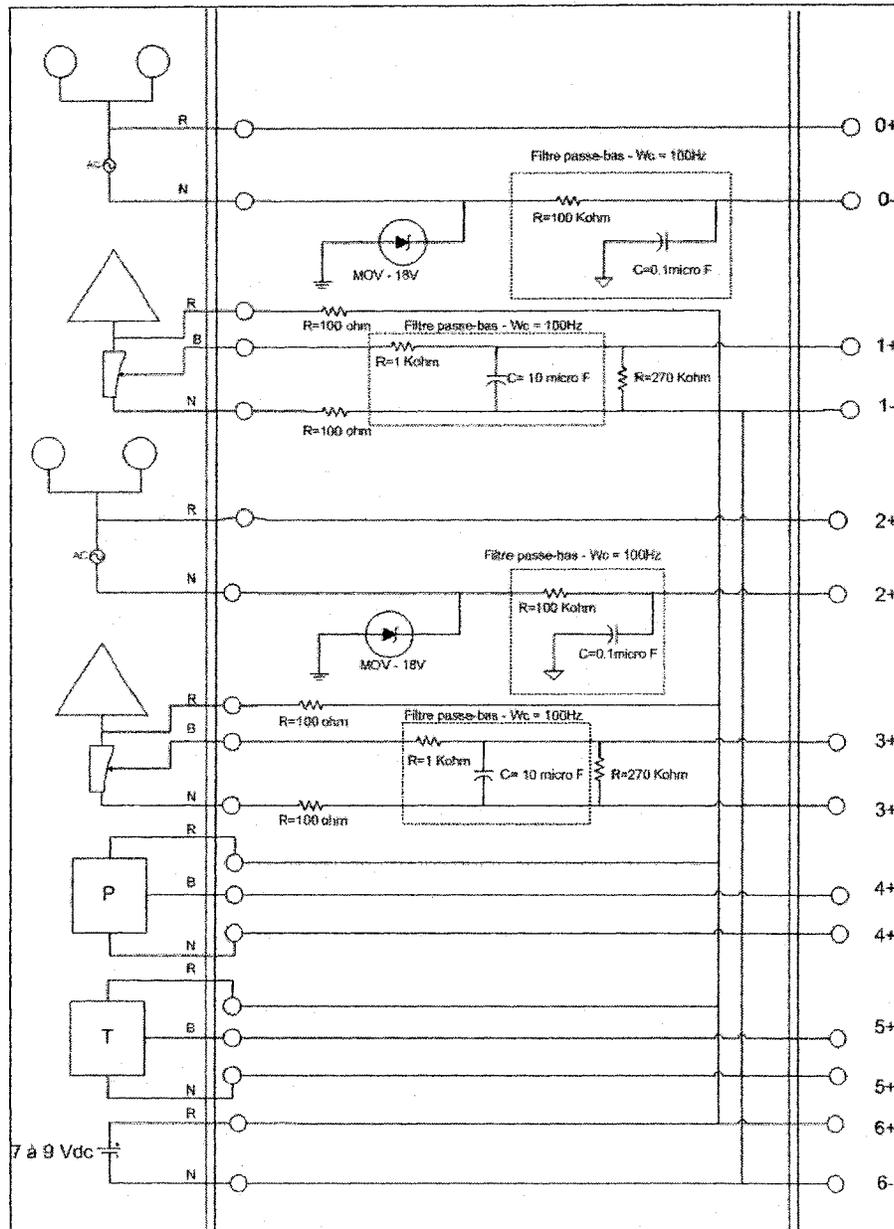


Figure 29 Circuit électronique

4.3.4 Application Labview

Une application Labview a été développée afin de faire l'acquisition et le traitement des différentes données des instruments. La Figure 30 présente l'interface disponible aux utilisateurs. Cette interface permet de faire l'acquisition des données en continu (à une fréquence de 0.5 Hz) et de faire une moyenne selon l'intervalle de temps spécifié par l'utilisateur. Cette interface permet également l'affichage en continu de la vitesse et de la direction du vent pour les deux tours. L'affichage de la vitesse moyenne du vent et sa variance pour l'intervalle de temps choisi est également disponible. Une sauvegarde des données en continu et des moyennes se fait de façon automatique.

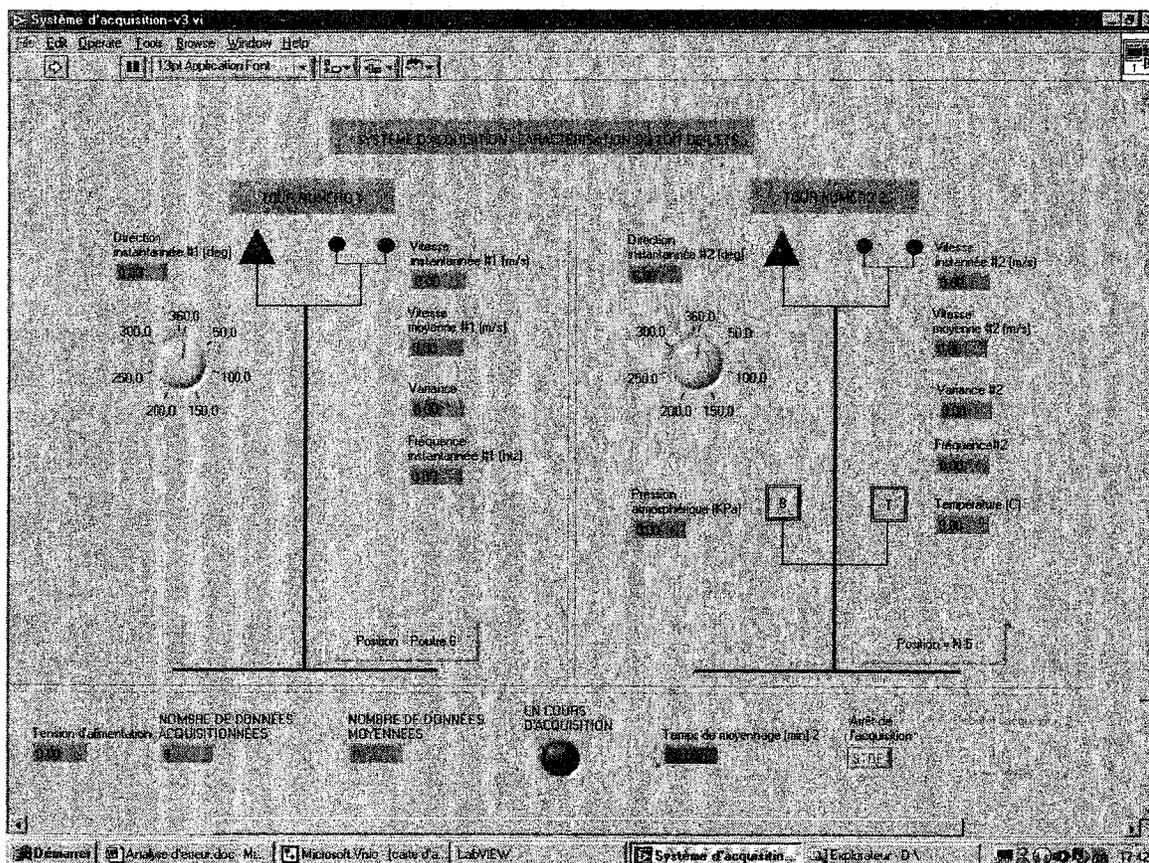


Figure 30 Interface du système d'acquisition

4.4 Analyse d'erreurs

Cette section permet d'évaluer la précision de mesure de chacun des instruments utilisés dans ce projet. Les anémomètres, les girouettes, le thermomètre et le baromètre y sont analysés.

La nomenclature énoncée par la norme ISO « Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement » [29], sera utilisée dans ce travail. Ainsi, pour chacun des instruments, les incertitudes totales sont évaluées par la racine d'une somme quadratique des erreurs.

4.4.1 Vitesse du vent - Anémomètre

L'anémomètre utilisé possède un signal fréquentiel proportionnel à la vitesse du vent. L'incertitude sur la vitesse du vent provient de plusieurs facteurs. La précision de l'instrument (anémomètre), les caractéristiques d'opération et le montage influenceront grandement la valeur de l'incertitude. La carte d'acquisition possède également une incertitude. La valeur de l'incertitude de la vitesse du vent sera exprimée par :

$$u_{v,i} = \pm \text{sqrt} (u^2_{v1,i} + u^2_{v2,i} + u^2_{v3,i} + u^2_{dv1,i})$$

Le Tableau IX présente un résumé de l'ensemble des incertitudes associées aux anémomètres (Voir Annexe 3 pour plus de détails).

Tableau IX
Résumé des incertitudes pour les anémomètres

Variable	Description	Valeur
$u_{v1,i}$	Incertitude de l'instrument	$\pm 0.2 \text{ m/s}$
$u_{v2,i}$	Incertitude due à l'installation et aux caractéristiques d'opération	$\pm 0.65 \%$
$u_{v3,i}$	Incertitude due aux effets de montage	$\pm 0 \%$
$u_{vd1,i}$	Incertitude du système d'acquisition	$\pm 0 \%$
$u_{v,i}$	Incertitude combinée	$\pm \text{sqrt} ((0.2)^2 + (0.0065 * v_i)^2)$

Il apparaît que la plus grande partie de l'incertitude associée à l'anémomètre provient de la calibration initiale de l'instrument ($\pm 0.2 \text{ m/s}$). Il est cependant important de noter que l'erreur pourrait augmenter grandement si l'installation de l'anémomètre n'est pas effectuée correctement.

4.4.2 Direction du vent – Girouette

L'analyse d'erreur pour la girouette s'effectue de la même façon que dans la section précédente. C'est-à-dire qu'il faut évaluer les incertitudes associées à l'instrument lui-même, à son installation et à la carte d'acquisition. La valeur de cette incertitude est exprimée par :

$$u_{d,i} = \pm \text{sqrt} (u_{d1,i}^2 + u_{d2,i}^2 + u_{d3,i}^2 + u_{dd1,i}^2)$$

Le Tableau X présente un résumé de l'ensemble des incertitudes associées aux girouettes (Voir Annexe 3 pour plus de détails).

Tableau X
Résumé des incertitudes pour les girouettes

Variable	Description	Valeur
$u_{d1,i}$	Incertitude de l'instrument	$\pm 3.6^{\circ}$
$u_{d2,i}$	Incertitude associée aux effets de montage	$\pm 0^{\circ}$
$u_{d3,i}$	Incertitude associée au montage	$\pm 5^{\circ}$
$u_{dd,i}$	Incertitude du système d'acquisition	$\pm 0.5^{\circ}$
$u_{d,i}$	Incertitude combinée	$\pm 6.2^{\circ}$

Suite à l'analyse d'incertitude de la girouette, il apparaît que la plus grande partie de cette incertitude provient de deux facteurs : la calibration initiale de l'instrument ($\pm 3.6^{\circ}$) et l'installation ($\pm 5^{\circ}$). Le premier facteur ne pourra être amélioré; cependant, il apparaît maintenant clair que la méthode d'installation devra être la plus précise possible.

4.4.3 Température de l'air – Thermomètre

L'analyse d'erreur s'effectue de la même façon que dans les sections précédentes. C'est-à-dire qu'il faut évaluer les incertitudes associées à l'instrument lui-même, à son installation et à la carte d'acquisition. La valeur de cette incertitude est exprimée par :

$$u_{T,i} = \pm \text{sqrt} (u_{T1,i}^2 + u_{T2,i}^2 + u_{T3,i}^2 + u_{dT1,i}^2)$$

Le Tableau XI présente un résumé de l'ensemble des incertitudes associées au thermomètre (Voir Annexe 3 pour plus de détails).

Tableau XI
Résumé des incertitudes pour le thermomètre

Variable	Description	Valeur
$u_{T1,i}$	Incertitude de l'instrument	$\pm 1.16 \text{ }^\circ\text{C}$
$u_{T2,i}$	Incertitude associée à la radiation	$\pm 2 \text{ }^\circ\text{C}$
$u_{T3,i}$	Incertitude associée aux effets de montage	$\pm 1.43 \text{ }^\circ\text{C}$
$u_{Td,i}$	Incertitude du système d'acquisition	$\pm 0.6 \text{ }^\circ\text{C}$
$u_{T,i}$	Incertitude combinée	$\pm 2.8 \text{ }^\circ\text{C}$

Suite à l'étude des incertitudes, il apparaît que la plus grande partie de cette incertitude provient de trois facteurs : la calibration initiale de l'instrument ($\pm 1.16 \text{ }^\circ\text{C}$), l'incertitude associée à la radiation de l'installation ($\pm 2 \text{ }^\circ\text{C}$) et l'incertitude associée aux effets de montage ($\pm 1.43 \text{ }^\circ\text{C}$). Les deux premiers facteurs ne pourront être améliorés. Cependant, la position du thermomètre devra être la plus haute possible sur le mât de l'éolienne, afin de minimiser cette erreur.

4.4.4 Pression atmosphérique – baromètre

L'analyse d'erreur s'effectue de la même façon que dans les sections précédentes. C'est-à-dire qu'il faut évaluer les incertitudes associées à l'instrument lui-même, à son installation et à la carte d'acquisition. La valeur de cette incertitude est exprimée par :

$$U_{P,i} = \pm \text{sqrt} (u_{P1,i}^2 + u_{P2,i}^2 + u_{dP1,i}^2)$$

Le Tableau XII présente un résumé de l'ensemble des incertitudes associées au baromètre (Voir Annexe 3 pour plus de détails).

Tableau XII
Résumé des incertitudes pour le baromètre

Variable	Description	Valeur
$u_{P1,i}$	Incertitude de l'instrument	$\pm 1.5 \text{ kPa}$
$u_{P2,i}$	Incertitude associée aux effets de montage	$\pm 28 \text{ Pa}$
$u_{dP,i}$	Incertitude du système d'acquisition	$\pm 0.22 \text{ kPa}$
$u_{P,i}$	Incertitude combinée	$\pm 1.5 \text{ kPa}$

Suite à l'étude des incertitudes, il apparaît que la plus grande partie de cette incertitude provient d'un seul facteur: la calibration initiale de l'instrument ($\pm 1.5 \text{ kPa}$). La seule façon d'améliorer cette incertitude sera donc de changer de capteur.

CHAPITRE 5

ANALYSE DU POTENTIEL ÉOLIEN ET CALIBRATION DU SITE

Les objectifs de ce chapitre consistent à déterminer le potentiel éolien d'un site et à effectuer une campagne de calibration d'un site complexe (Voir section 4.1). L'analyse du potentiel éolien permet de connaître la distribution du vent, les niveaux de turbulence et la direction des vents dominants. Cette évaluation suit les recommandations de « Wind Resource Assessment Handbook »[33]. Comme le site utilisé est considéré complexe par la norme IEC 61400-12, la calibration du site permettra d'évaluer les secteurs de vents où il sera possible d'effectuer l'évaluation de la performance d'éoliennes.

Tel que spécifié à la Section 4.1, un site temporaire a dû être utilisé pour l'analyse des résultats. Les résultats obtenus sur ce site temporaire ne pourront pas être utilisés pour le futur site d'évaluation de performance d'éoliennes, mais la méthodologie développée pourra intégralement être reprise.

Il est à noter que la prise de mesure a débuté le 8 avril 2002 et s'est terminée le 26 juillet 2002. Il est considéré par l'auteur qu'une période de trois mois de données est nettement insuffisants pour conclure quoi que ce soit sur les résultats de l'analyse du potentiel éolien et la calibration de ce site. Cependant, la méthode développée pourra intégralement être réutilisée pour évaluer les caractéristiques du site réel d'essai d'éoliennes. Les sections suivantes présentent l'ensemble des résultats obtenus pour le site temporaire.

5.1 Analyse du potentiel éolien du site temporaire :

La vitesse et la direction des vents ainsi que l'intensité de turbulence seront analysées dans cette section. Tous les paramètres (vitesse, direction, température et pression) ont été acquis à une fréquence de 0.5 Hz et ont été moyennés sur une minute.

5.1.1 Analyse de la vitesse du vent :

Le paramètre le plus important dans l'analyse du potentiel éolien est la vitesse moyenne du site. Toutes les données ont été corrigées afin de tenir compte de l'effet accélérateur de la turbulence (Voir Section 2.1.4.4). Ainsi, le Tableau XIII présente l'ensemble des données corrigées et non corrigées pour les deux tours.

Tableau XIII
Résumé des mesures

Description	Non corrigée (m/s)	Corrigée (m/s)
Vitesse moyenne (Tour #1)	4.0	4.0
Vitesse moyenne (Tour #2)	3.96	3.90
Vitesse max (Tour #1)	17.0	14.4
Vitesse max (Tour #2)	17.2	15.6

La Figure 31 et la Figure 32 affichent les distributions statistiques du vent pour les tours numéro 1 et 2. Les distributions de Weibull ont été ajustées aux données dans les deux cas et donnent respectivement un coefficient $K = 1.85$ pour la tour #1 et $K = 1.76$ pour la tour #2. Cette distribution inclut toutes les directions de vent.

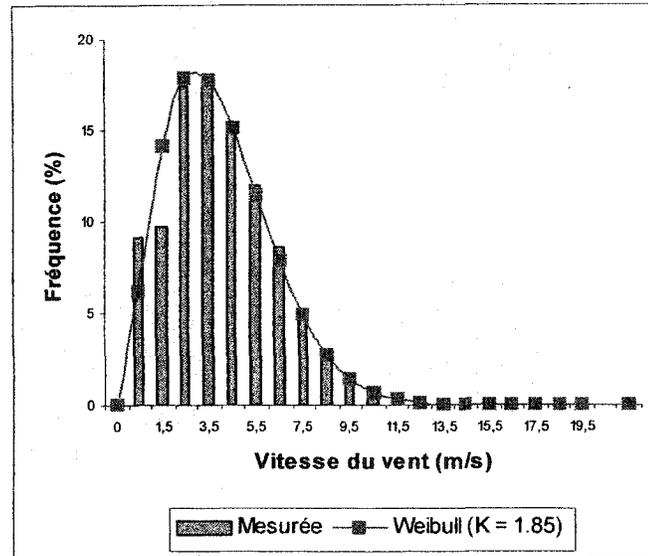


Figure 31 Distribution du vent (Tour #1)

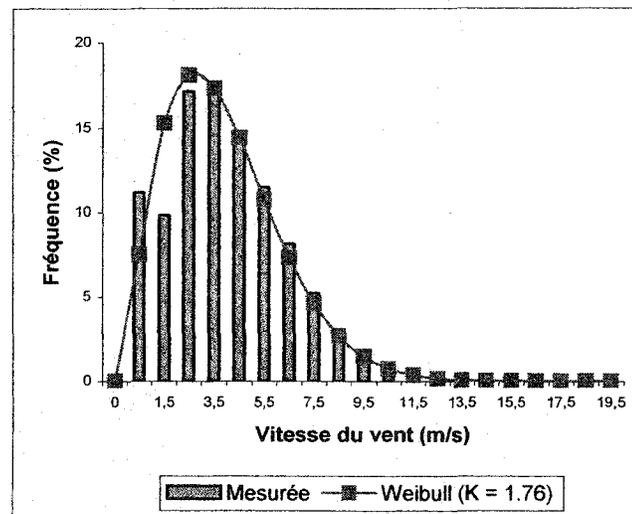


Figure 32 Distribution du vent (Tour #2)

Les Tableaux XIV et XV ainsi que la Figure 33 et la Figure 34 permettent de visualiser la distribution de Weibull cumulée pour les facteurs de forme correspondant à chacune des tours.

Tableau XIV

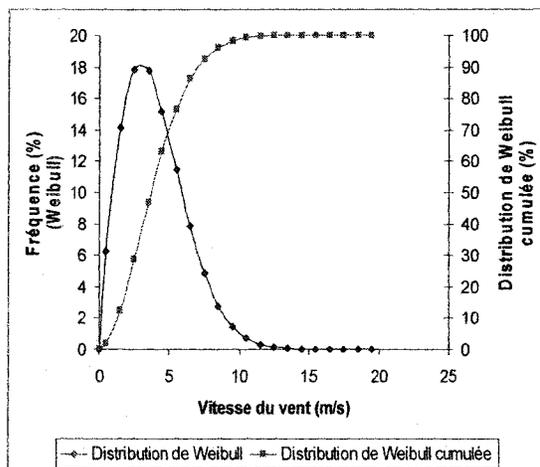
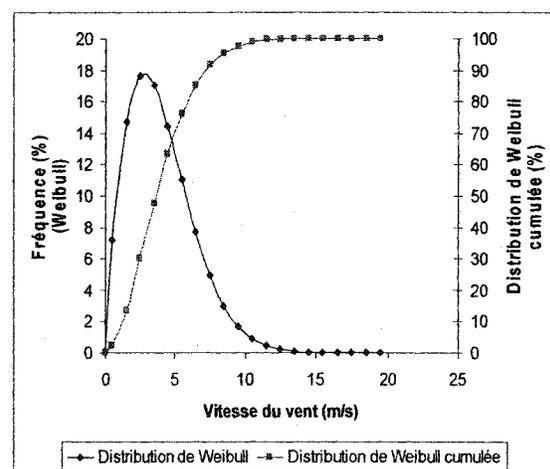
Weibull cumulée (Tour #1)

V (m/s)	Weibull (%)	Weibull cumulée (%)
0	0	0
0,5	6,21	1,69
1,5	14,14	12,24
2,5	17,79	28,55
3,5	17,72	46,58
4,5	15,14	63,16
5,5	11,46	76,49
6,5	7,82	86,10
7,5	4,85	92,36
8,5	2,76	96,09
9,5	1,45	98,14
10,5	0,70	99,17
11,5	0,31	99,66

Tableau XV

Weibull cumulée (Tour #2)

V (m/s)	Weibull (%)	Weibull cumulée (%)
0	0	0
0,5	7,19	2,06
1,5	14,70	13,45
2,5	17,58	29,92
3,5	17,04	47,46
4,5	14,42	63,31
5,5	10,98	76,03
6,5	7,65	85,31
7,5	4,92	91,53
8,5	2,94	95,40
9,5	1,64	97,64
10,5	0,86	98,85
11,5	0,42	99,47

Figure 33 Distribution de Weibull
Cumulée (Tour #1)Figure 34 Distribution de Weibull
Cumulée (Tour #2)

La distribution de Weibull démontre qu'une éolienne avec une vitesse de démarrage de 4.5 m/s (ce qui représente une moyenne selon [18]) ne produira pas d'énergie durant environ 63% du temps.

5.1.2 Analyse des secteurs de vent :

La Figure 35 et la Figure 36 démontrent que la production énergétique d'une éolienne sur ce site proviendrait majoritairement du sud-sud-ouest. Ceci correspond bien aux vents dominants de la région.

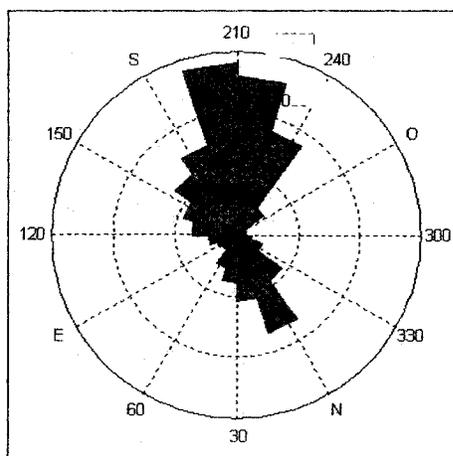


Figure 35 Rose des vents (Tour #1)

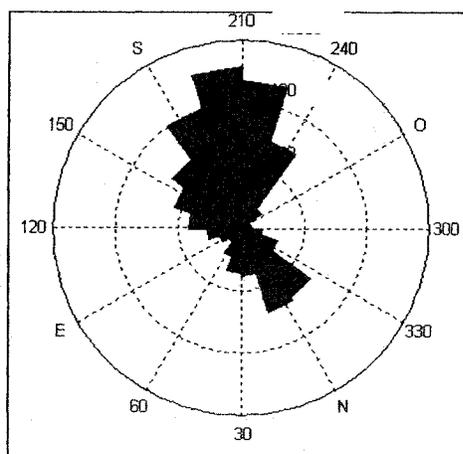


Figure 36 Rose des vents (Tour #2)

Le nord indique le nord magnétique. Comme Montréal est situé à la longitude $73^{\circ} 45'$ W et à la latitude $45^{\circ} 28'$ N, la déclinaison magnétique correspondante est de -15.27 degrés. Comme les girouettes ont été installées à l'aide d'une boussole, l'ensemble des données devra être décalé de cette valeur vers l'est, car une valeur négative de déclinaison indique une déclinaison vers l'ouest.

5.1.3 Analyse de l'intensité de turbulence :

La norme IEC-61400-1 propose des niveaux de turbulence à ne pas dépasser en fonction de la vitesse du vent. Deux classes de niveaux de turbulence ont été définies par IEC : classe A et classe B. La classe A correspond à la courbe supérieure des Figure 37 et 38 et la classe B correspond à la courbe du bas. Les « x » correspondent aux niveaux de turbulence mesurés et moyennés sur 10 minutes. Les rectangles correspondent aux valeurs moyennes de turbulence pour un intervalle de vent (BIN) donné (0.5 m/s). Il a été démontré par IEC que les sites ayant des niveaux de turbulence supérieurs à la classe B, ou encore pire à la classe A, éprouvaient des problèmes d'usure des composantes mécaniques et électriques et une diminution des performances.

De plus, les figures 37 et 38 illustrent que les niveaux de turbulence pour le site à l'étude sont supérieurs à la classe B de IEC pour des vitesses supérieures à 7.5 m/s et qu'ils sont supérieurs à la classe A pour des vitesses de 8 m/s. Ainsi, pour des vitesses inférieures à 7.5 m/s, la performance d'une éolienne ne sera pas altérée, mais elle sera inférieure à celle prévue pour des vitesses supérieures à 7.5 m/s. L'ensemble des composantes mécaniques de l'installation sera grandement sollicité, puisque c'est à fort vent que les contraintes sont les plus importantes. La turbulence aura donc comme conséquence de créer de la fatigue sur les composantes mécaniques d'une installation sur ce site.

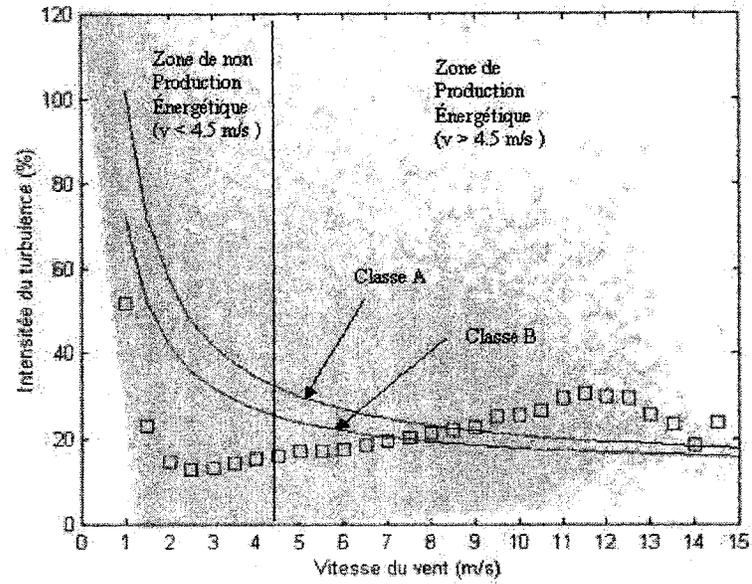


Figure 37 Intensité de turbulence en fonction de la vitesse du vent pour la tour #1.

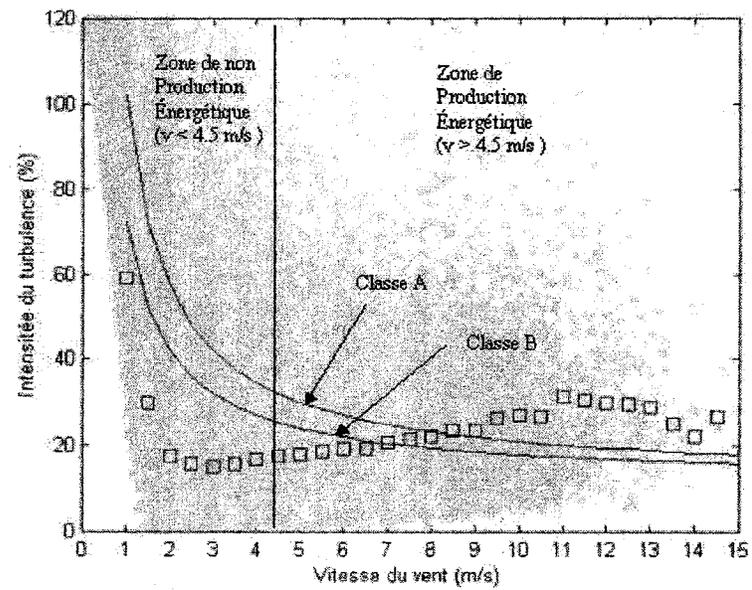


Figure 38 Intensité de turbulence en fonction de la vitesse du vent pour la tour #2.

5.2 Calibration du site temporaire :

Lorsqu'un site est déterminé comme complexe, la norme IEC 61400-12 propose d'effectuer une campagne de calibration du site. Le Tableau XVI résume l'ensemble des critères dictés par cette norme. Cependant, cette norme ne tient pas en compte les particularités des sites très complexes et du milieu urbain. Cette section tente donc d'adapter la norme IEC aux particularités du site à l'étude. Des recommandations seront faites afin d'assurer le maximum de précision.

Tout d'abord, il a été jugé que la corrélation entre deux tours dépendait de plusieurs facteurs :

- Direction du vent
- Vitesse du vent
- Intensité de turbulence
- Grandeur des secteurs
- Période de moyennage
- Durée d'acquisition
- Composante verticale du vent

Chacun de ces facteurs a été vérifié et le Tableau XVI présente un résumé des recommandations pour chacun de ces facteurs.

Tableau XVI
Recommandation pour la calibration de sites complexes

	IEC 61400-12	E.T.S.
Direction du vent	Vérifier toutes directions	Vérifier toutes directions Vérifier la corrélation
Grandeur des secteurs	max : 30 degrés	max : 10 degrés
Vitesse du vent	-	Ne change rien sur la campagne de calibration pour les secteurs avec bonne corrélation
Intensité de turbulence	-	Ne change rien sur la campagne de calibration pour les secteurs avec bonne corrélation
Période de moyennage	10 minutes max	10 minutes max
Durée d'acquisition	24 h minimum pour chaque secteur	14.5 h minimum pour chaque secteur
Composante verticale du vent	-	-

5.2.1 Analyse des données selon la direction:

L'objectif premier d'une campagne de calibration consiste à déterminer la valeur des facteurs de correction de la vitesse. Ces facteurs de correction correspondent au rapport entre la vitesse de la tour #1 et celle de la tour #2 ($V1 / V2$). Une fois ces facteurs trouvés, ils pourront être utilisés pour corriger la vitesse de la tour anémométrique lors de l'évaluation de la performance d'une éolienne. La norme IEC 61400-12 propose de vérifier l'ensemble des directions à l'aide de secteurs de 30 degrés maximums et une période de moyennage des données de 10 minutes maximum.

L'ensemble des données recueillies sur le site temporaire et ayant une vitesse entre 5 m/s et 15 m/s a été analysé. Des secteurs de 5 degrés et une période de moyennage d'une minute ont également été utilisés. Ces valeurs sont considérées plus conservatrices que ce qui est proposé par IEC.

La Figure 39 présente la moyenne des facteurs de correction pour l'ensemble des directions. Le coefficient de corrélation entre les deux tours a également été intégré dans ce graphique. Il apparaît clair que le site à l'étude est un site de haute complexité. En effet, plusieurs types d'interférence sur les tours ont été identifiés : les effets des bâtiments, le paratonnerre, l'interférence entre les tours ainsi que l'interférence due à l'antenne parabolique. Les secteurs en gris sont des secteurs où les données sont insuffisantes (moins de deux heures de données) pour être utilisées.

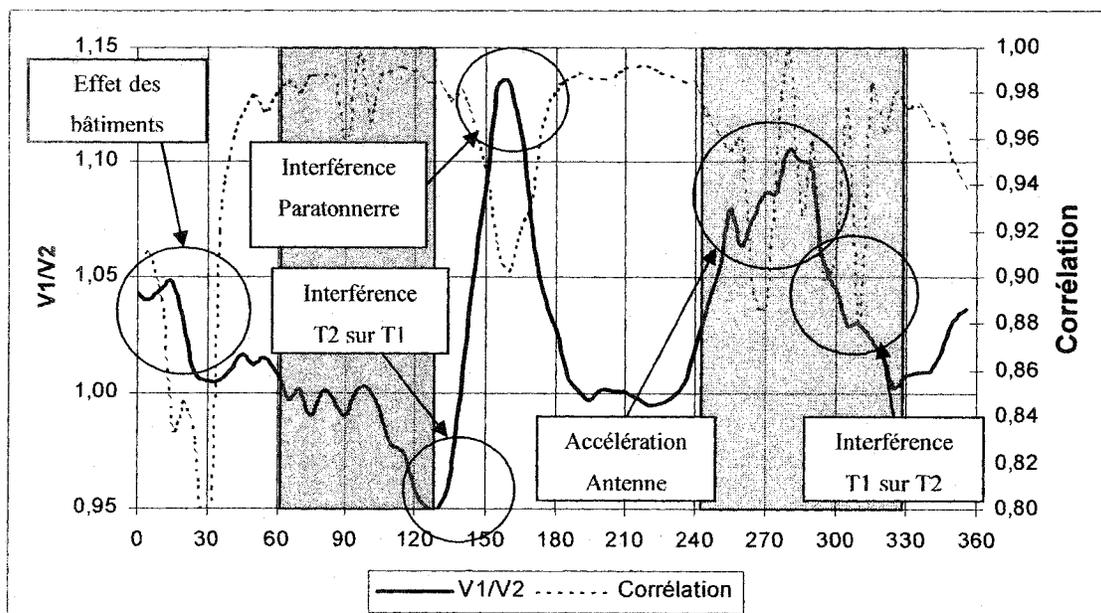


Figure 39 Facteurs de correction et corrélation en fonction des secteurs

Comme l'objectif de la campagne de calibration est de déterminer la valeur du rapport $V1/V2$ avec le plus d'exactitude possible, il apparaît clair que l'évaluation de ce rapport

sans aucune autre considération est insuffisante. En effet, le calcul de $V1/V2$ tel que spécifié par IEC correspond à une moyenne de toutes les mesures pour un secteur donné. Ainsi, il est possible d'avoir deux secteurs de mesure possédant le même facteur de correction ($V1/V2$) mais ayant une dispersion des mesures complètement différentes. Il est certain alors que le rapport de correction du secteur avec la plus petite dispersion serait plus fiable que pour l'autre secteur. Les secteurs 0-30, illustrés sur la Figure 39, possèdent un rapport ($V1/V2$) qui pourrait être considéré comme acceptable, mais lorsque le facteur de corrélation est pris en compte, il apparaît évident que ce secteur est trop turbulent pour être considéré dans l'analyse des performances d'une éolienne. Si ce n'était pas de l'interférence avec le paratonnerre, il est fort probable que le secteur 150-240 serait très favorable pour l'évaluation des performances d'une éolienne, car ce secteur possède un très bon coefficient de corrélation. Ainsi, le choix des secteurs favorables à l'évaluation des performances d'une éolienne doit tenir compte de la dispersion de son échantillonnage.

5.2.2 Effet de la grandeur des secteurs

Afin de vérifier l'effet de la grandeur des secteurs sur le rapport $V1/V2$, les données ont été analysées pour différentes valeurs de secteurs. La Figure 40 affiche les valeurs de ce rapport pour des secteurs de 5, 10, 20 et 30 degrés.

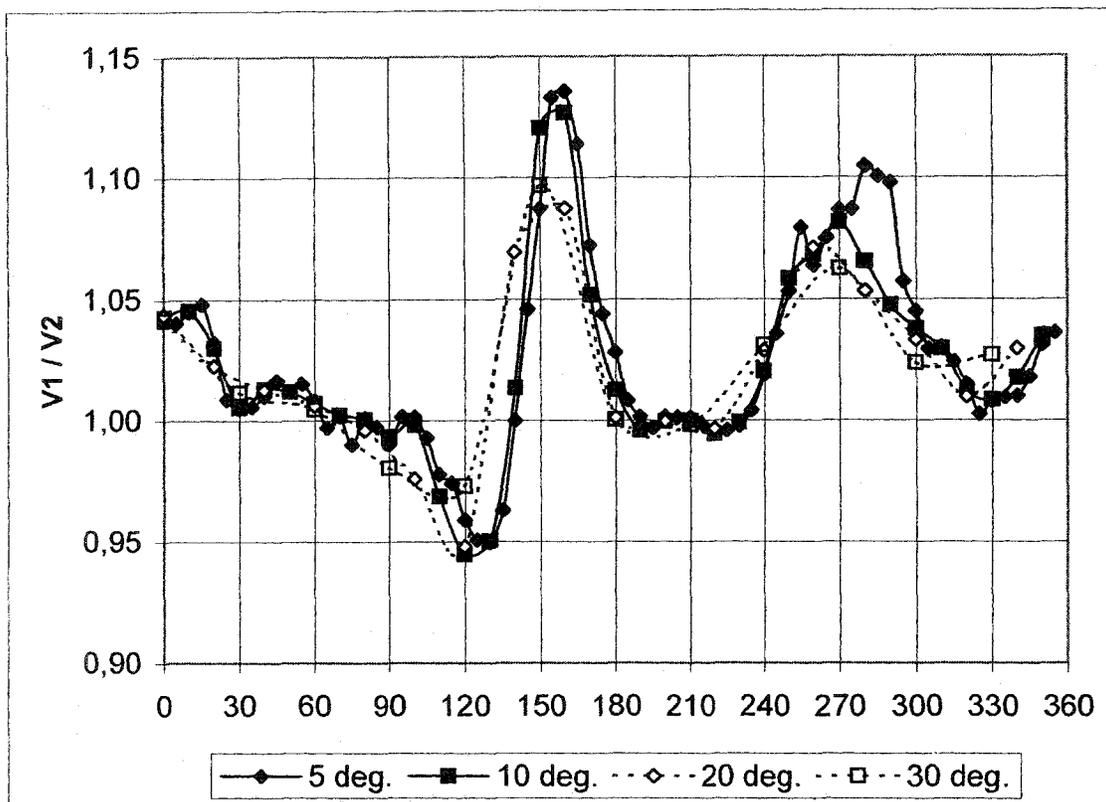


Figure 40 Effet de la grandeur des secteurs sur le rapport $V1/V2$

Des secteurs de 30 degrés semblent bien représenter l'allure générale du terrain. Cependant, afin de bien mesurer les effets locaux (tel un paratonnerre), il serait préférable d'avoir des secteurs de 10 degrés au maximum. L'erreur maximale commise sur le rapport $V1/V2$ pour des secteurs de 30 degrés comparativement à des secteurs de 5 degrés est de 3,5 %. Cette erreur est de moins de 1 % pour des secteurs de 10 degrés. Ainsi, plus la grandeur des secteurs sera petite, plus la précision du rapport $V1/V2$ sera bonne. Il est donc suggéré d'utiliser, autant que possible, des secteurs de 10 degrés ou moins.

5.2.3 Effet de la vitesse

Seul le secteur 180-240 a été considéré pour la vérification de l'effet de la vitesse du vent sur le facteur de correction $V1/V2$. Les autres secteurs ont été éliminés par manque de données. La Figure 41 présente l'analyse des résultats.

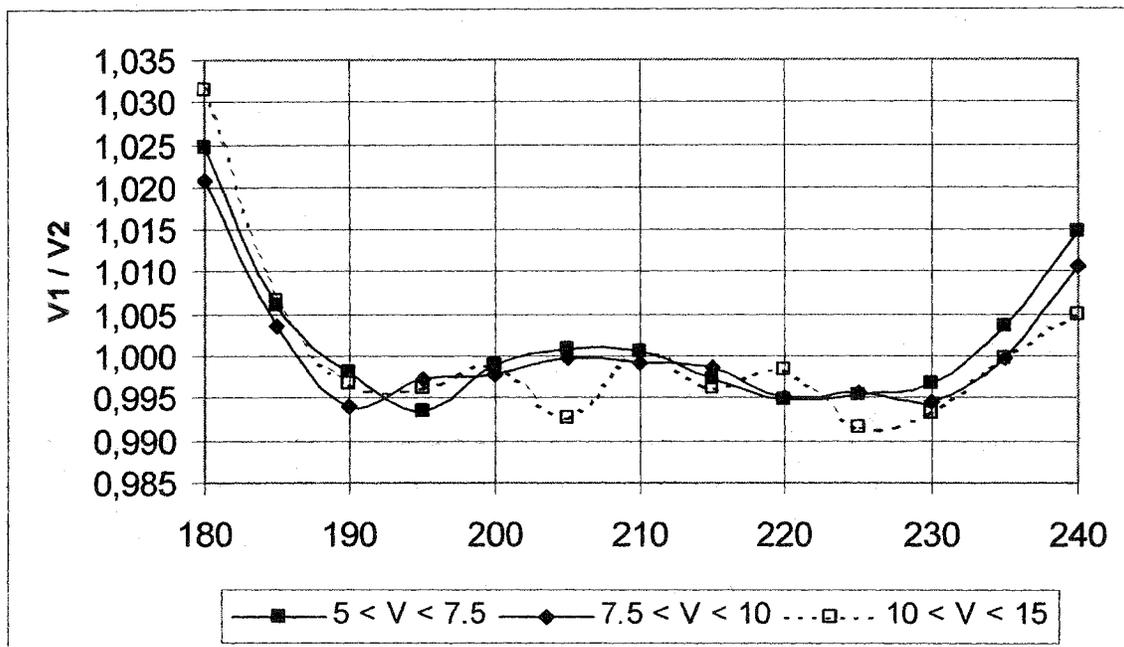


Figure 41 Effet de la vitesse sur le rapport $V1/V2$

La vitesse ne semble pas avoir d'influence sur le rapport $V1/V2$. L'erreur maximale pour le secteur 180-240 est inférieure à 1 %. Cette conclusion n'est valide que pour les secteurs avec une forte corrélation. Il faudra cependant valider cette conclusion pour les secteurs avec un plus faible facteur de corrélation.

5.2.4 Effet de la turbulence

La Figure 42 présente les résultats concernant l'analyse de la turbulence.

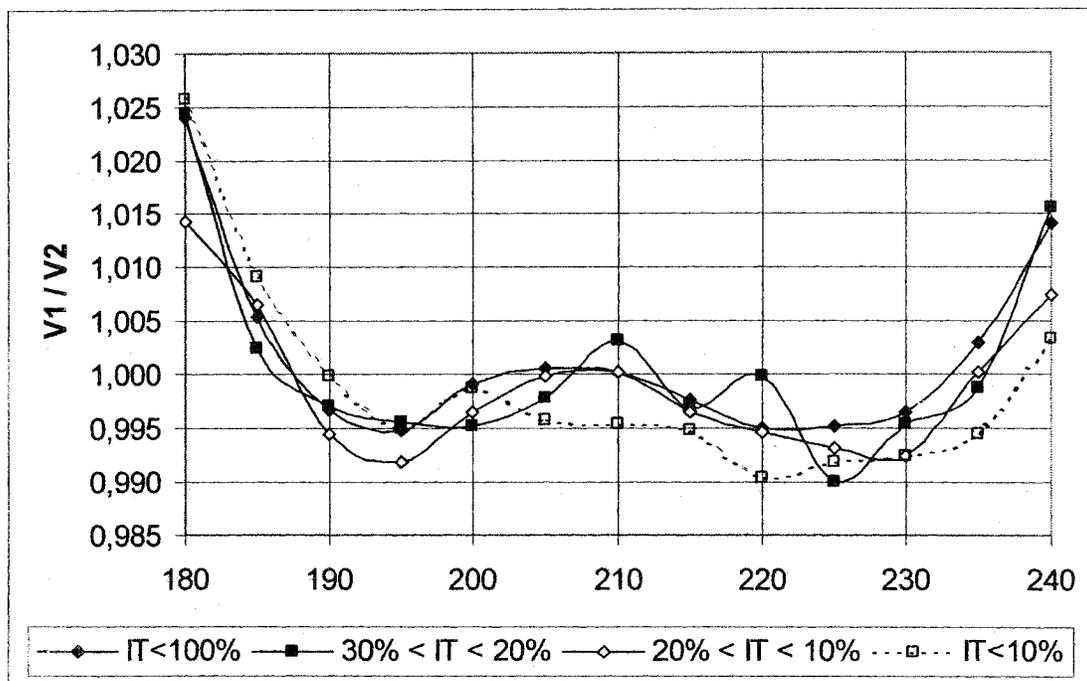


Figure 42 Effet de la turbulence sur le rapport de vitesse $V1/V2$

La turbulence ne semble pas avoir d'effet marquant sur la calibration d'un site. L'erreur maximale engendrée par la variation des niveaux de turbulence est inférieure à 1 %. Il serait cependant préférable de vérifier cette conclusion pour des secteurs ayant un moins bon niveau de corrélation.

5.2.5 Effet de la période de moyennage

La Figure 43 présente l'effet de la période de moyennage sur le rapport $V1/V2$.

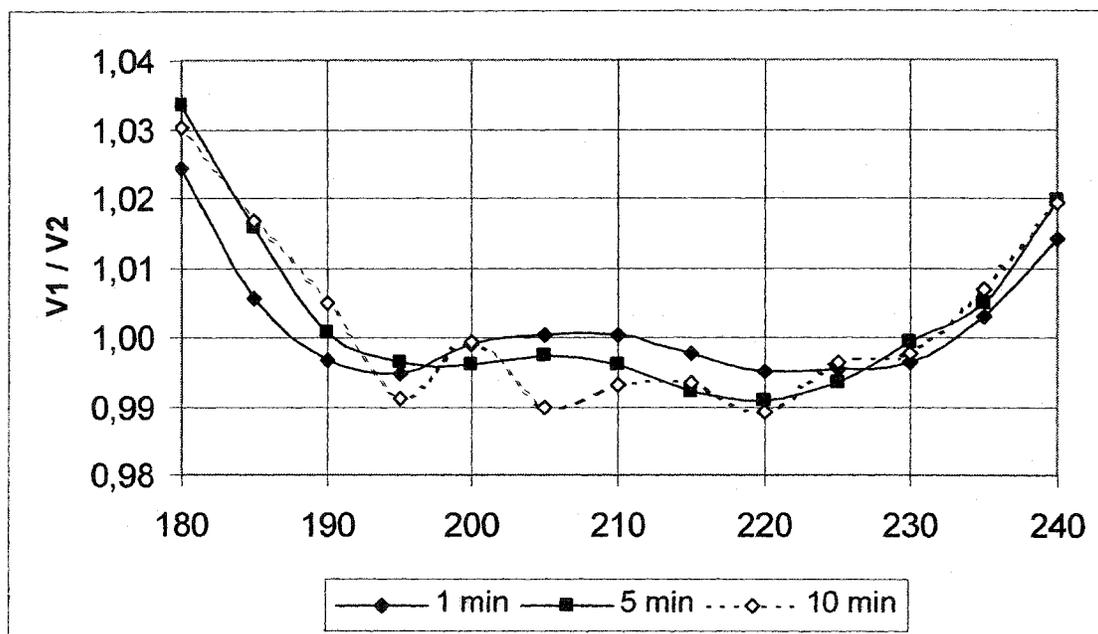


Figure 43 Effet de la période de moyennage sur le rapport de vitesse $V1/V2$

Tel qu'illustré à la Figure 43, la période de moyennage ne semble pas avoir d'effet sur la campagne de calibration des secteurs ayant un bon niveau de corrélation, puisque l'erreur maximale est inférieure à 1 %.

5.2.6 Effet de la durée d'acquisition

La Figure 44 présente l'effet de la durée d'acquisition sur le rapport V1/V2.

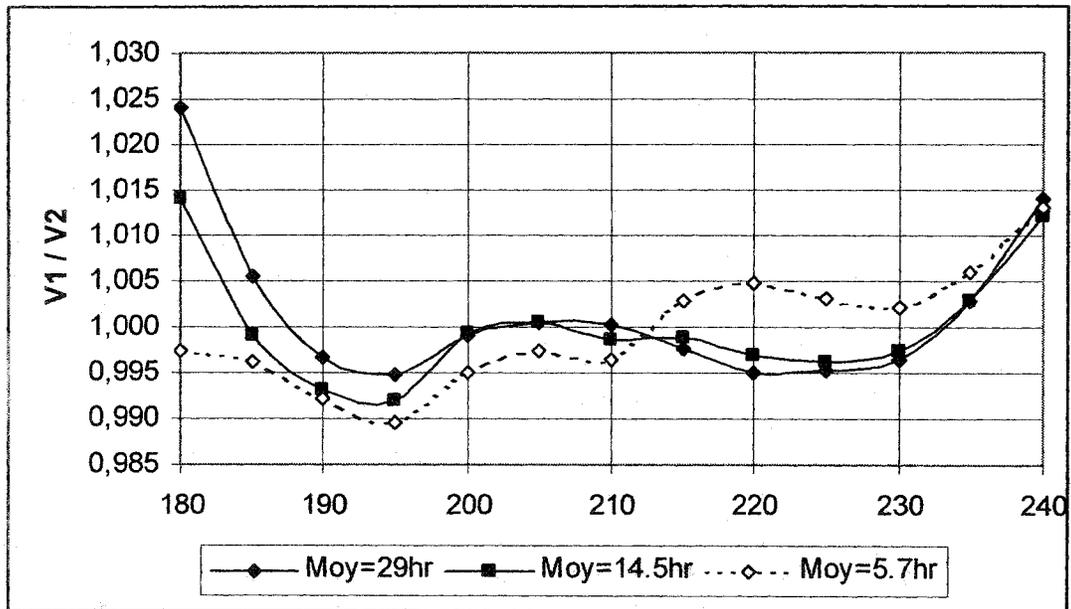


Figure 44 Effet de la durée d'acquisition sur le rapport de vitesse V1/V2

Un temps moyen d'acquisition a été calculé par chacune des analyses. Ainsi, la première analyse porte sur des échantillons de données ayant une moyenne de 29 heures de temps de lecture ($29 \times 60 = 1\,740$ données) pour chacun des secteurs de cinq degrés et ainsi de suite. 14.5 heures d'acquisition semblent être le minimum permettant une précision acceptable des résultats (erreur inférieure à 1%). Il serait cependant préférable de vérifier cette conclusion pour des secteurs ayant un moins bon niveau de corrélation.

5.2.7 Corrélation entre les deux tours

La Figure 45 illustre la relation entre les deux tours temporaires. Seuls les secteurs 180-240 ont été analysés. Des secteurs de cinq degrés avec une période de moyennage de une minute ont été utilisés. Toutes les vitesses et tous les niveaux de turbulence ont été considérés.

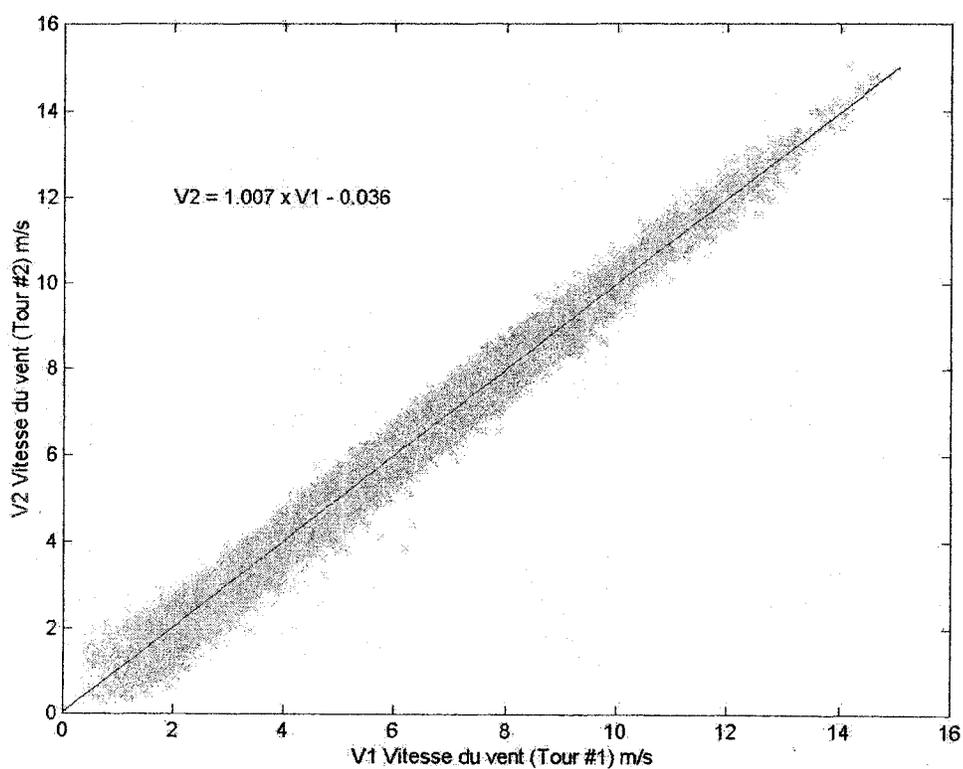


Figure 45 Corrélation entre les deux tours

Une corrélation linéaire entre V1 et V2 a permis d'obtenir l'équation suivante :

$$V2 = 1.007 \times V1 - 0.0036 \quad (5.1)$$

CONCLUSION

Compte rendu du mémoire

Ce travail a permis la conception d'un site d'essai d'éoliennes hors réseau sur le toit de l'École de Technologie Supérieure. Un système d'acquisition et une méthode d'analyse des sites complexes ont également été développés. Un résumé de chacun des chapitres est présenté ci-dessous :

- Le chapitre 1 concernait la revue bibliographique de ce travail. Ainsi, une série d'articles et ouvrages concernant l'évaluation des performances des éoliennes hors réseau et la calibration des sites complexes ont été résumés. Les différents intervenants dans le domaine éolien ont également été présentés dans ce chapitre.
- Le chapitre 2 présentait l'ensemble des notions générales du domaine éolien. Cette introduction à l'éolien a permis de mieux comprendre la problématique des sites complexes d'évaluation des performances des éoliennes.
- Le chapitre 3 était consacré à la problématique et aux objectifs de ce projet. Il a donc été identifié qu'aucun consensus n'était atteint concernant l'évaluation des performances des éoliennes hors réseau et la calibration des sites complexes. Pour palier à ces manques, il a donc été nécessaire de concevoir un site d'évaluation des performances hors réseau en milieu complexe et un système d'acquisition de données.
- Le chapitre 4 explicitait les résultats de la conception mécanique du site d'évaluation et de la conception du système d'acquisition. Une analyse d'erreurs y est également présentée, afin de connaître la précision des données recueillies.
- Finalement, le chapitre 5 présentait l'analyse du potentiel éolien et la calibration du site temporaire. La première partie a illustré les résultats de l'analyse de trois mois de données du site temporaire. Ces résultats peuvent être résumés de la façon suivante :

- Le site possède une vitesse moyenne d'environ 3.9 m/s
- Le facteur de forme est d'environ $K = 1.8$
- La direction du vent dominant est S-S-O
- Le site est très turbulent

La seconde partie de ce chapitre illustre la méthode proposée pour la calibration d'un site complexe et les résultats obtenus. Les résultats peuvent se résumer de la façon suivante :

- Vérifier toutes les directions de vents
- Vérifier la corrélation de la vitesse du vent entre les deux tours
- Faire une campagne de calibration pour des vitesses de 5 m/s à 15 m/s
- La turbulence ne semble pas avoir d'influence sur la calibration du site (à vérifier pour les secteurs avec une mauvaise corrélation)
- Un temps de moyennage maximum de 10 minutes
- Un minimum de 14.5 heures pour chaque secteur
- La relation entre la tour #1 et #2 pour les secteurs 180 – 240 degrés est:
$$V2 = 1.007 \times V1 - 0.0036$$

Contributions

La contribution globale de ce projet de maîtrise est le développement d'un site d'évaluation de la performance des éoliennes autonomes en milieu complexe. Pour ce faire, plusieurs étapes ont dû être complétées. Ainsi, une méthode de conception mécanique d'un mât amovible sur le toit d'un édifice a été développée. Un système d'acquisition très versatile a été conçu et installé. Finalement le développement d'une méthode pour la calibration d'un site complexe a été présenté.

RECOMMANDATIONS

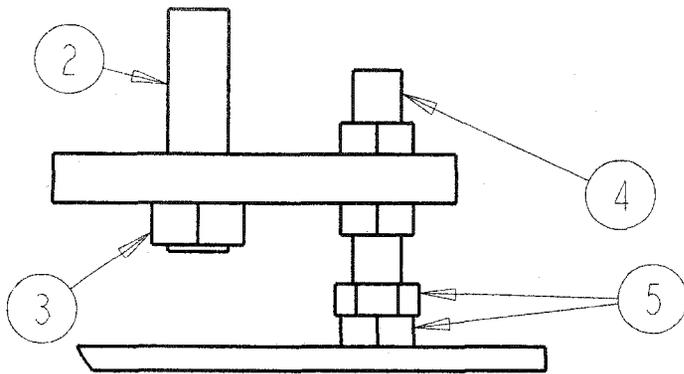
Les recommandations quant aux efforts futurs à investir dans la continuité de ce travail concernent trois domaines principaux : (i) la conception mécanique du site, (ii) la sécurité de l'installation et (iii) le développement de méthodologies pour la calibration des sites complexes et l'évaluation des performances d'éoliennes hors réseau. Ainsi, pour réaliser ces trois objectifs, les travaux suivants devront être réalisés :

- La conception mécanique sera vérifiée par une firme externe afin de s'assurer que l'installation respecte l'ensemble des normes en vigueur. Ainsi, il est possible que certaines modifications soient apportées à la conception présentée dans ce mémoire. Ces modifications devront être intégrées dans la conception présentée dans ce mémoire.
- Un cahier des charges (Log book) devra être créé afin de répertorier l'historique des chargements et modifications de l'installation.
- Il est fortement suggéré d'établir des rondes par les gardiens afin d'identifier toute anomalie possible.
- Vérifier l'effet de la composante verticale du vent. La composante verticale du vent engendre un gradient de vitesse verticale qui aura des effets importants sur la production énergétique des éoliennes à l'essai.
- Modifier le système d'acquisition afin de permettre l'ajout d'instruments pour l'évaluation de la performance d'éoliennes.

En conclusion, ce travail étant la première étape d'un projet menant à l'installation d'un site d'évaluation d'éoliennes hors réseau en milieu complexe, l'auteur espère que ce travail facilitera la recherche pour d'autres chercheurs dans ce domaine.

ANNEXE 1

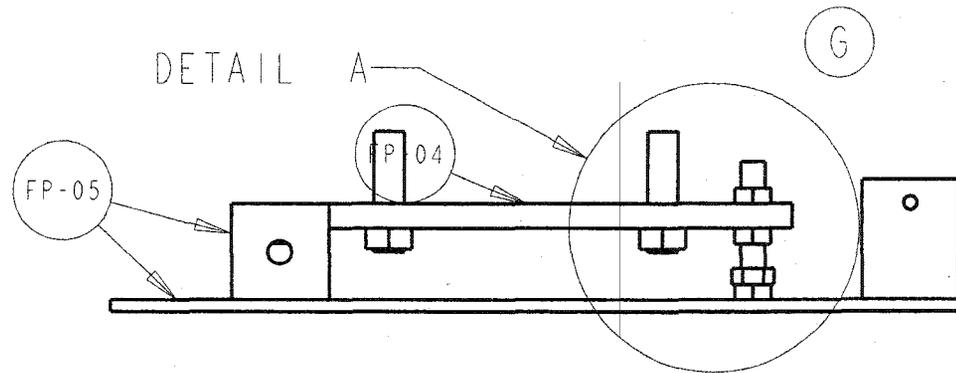
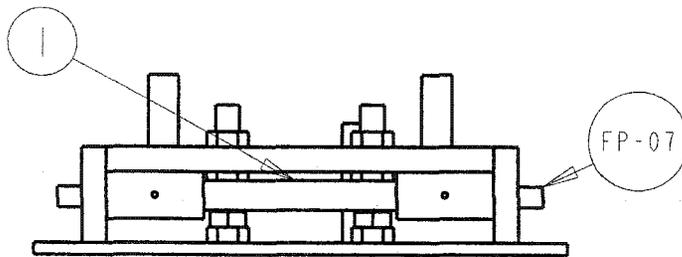
Dessins



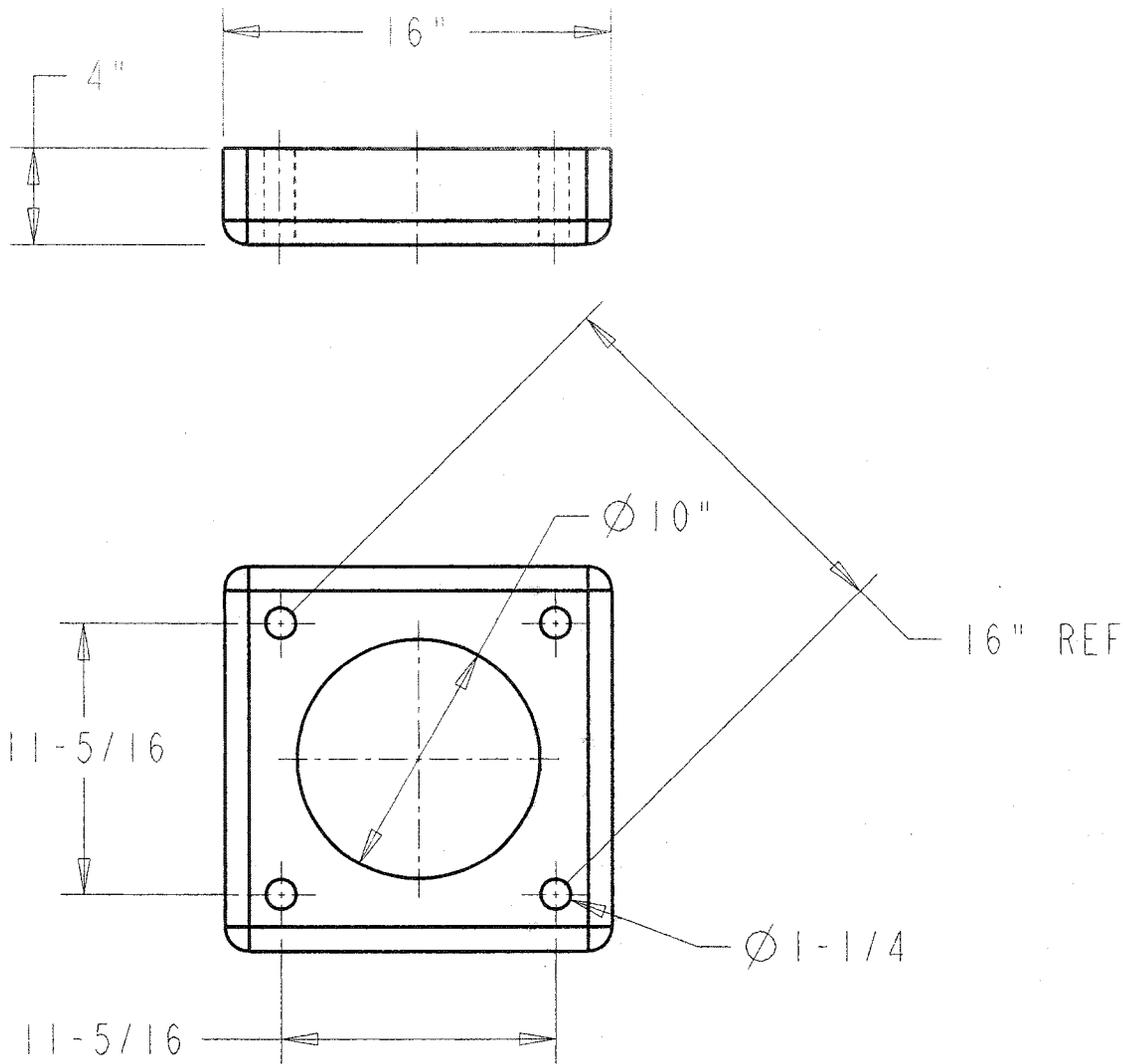
DETAIL A
SCALE 0.250

- 1- Sleeve - Dia. int. - 1" QTE=1
- 2- Tige filletée - 1"1/4UNCX9"Long QTE=4
acier galv.
- 3- Écrous 1"1/4UNC QTE=8
- 4- Tige filletée 1"UNCX6 1/4Long QTE=2
- 5- Écrous 1"UNC QTE=8
- 6- Setscrew 5/16-18 QTE=2
- 7- Adapataeur huileur: Dia. 1/4-28 QTE=2

NOTE: Peinturer toutes les pieces sauf FP-07
G = Ginpole



TOLÉRANCES SI NON SPÉCIFIÉES		École de Technologie Supérieure		Titre: Assemblage Pivot	
x.x	±0.062	Échelle: 1/8	Matériel: N/A	Dessin par: FP	Unités: IN
x.xx	±0.010			Vérifié par: HC	Format: A
x.xxx	±0.005	Date: 2002/10/21	No. Dessin: FP-00	Feuille: 1/1	Revision: 03
Angulaire	±1				
Fract	±1/16				



TOLÉRANCES SI
NON SPÉCIFIÉES

x . x	±0.062
x . xx	±0.010
x . xxx	±0.005
Angulaire	±1
Fract	±1/16

École de
Technologie
Supérieure

Échelle: 1/8

Date: 2002/02/01

Titre:
Base du mat

Dessin par: FP

Vérifié par: HC

Matériel: ALU 6063T6

No. Dessin: FP-01

Unités:

Format:

Feuille

Révision:

IN

A

1/1

03

POWERLITE (tel.: 514-685-2277)

PF-40-1055E-AB

PF: Poteaux pour montage en bout et projecteurs

40: 40' de longueur

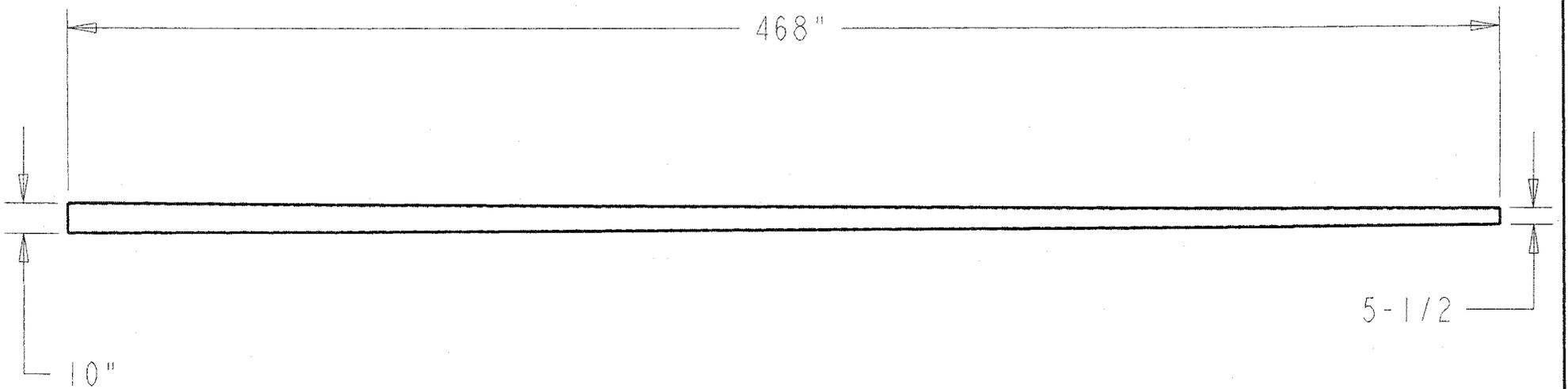
10: Dia. ext. a la base

55: Dia. ext. du sommet 5" 1/2

E: 1/4" d'épaisseur

-: Aluminium Poli

AB: Avec boulon d'ancrage



TOLÉRANCES SI
NON SPÉCIFIÉES

x.x	±0.062
x.xx	±0.010
x.xxx	±0.005
Angulaire	±1
Fract	±1/16

École de
Technologie
Supérieure

Échelle: 1/20

Date: 2002/02/01

Titre:

Mat

Dessin par: FP

Vérifié par: HC

Matériel: ALU 6063T6

No. Dessin: FP-02

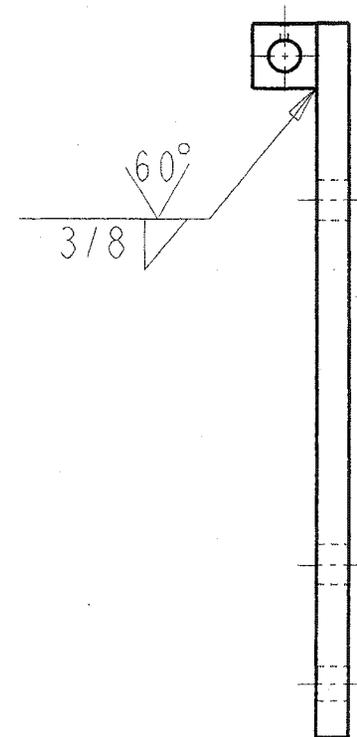
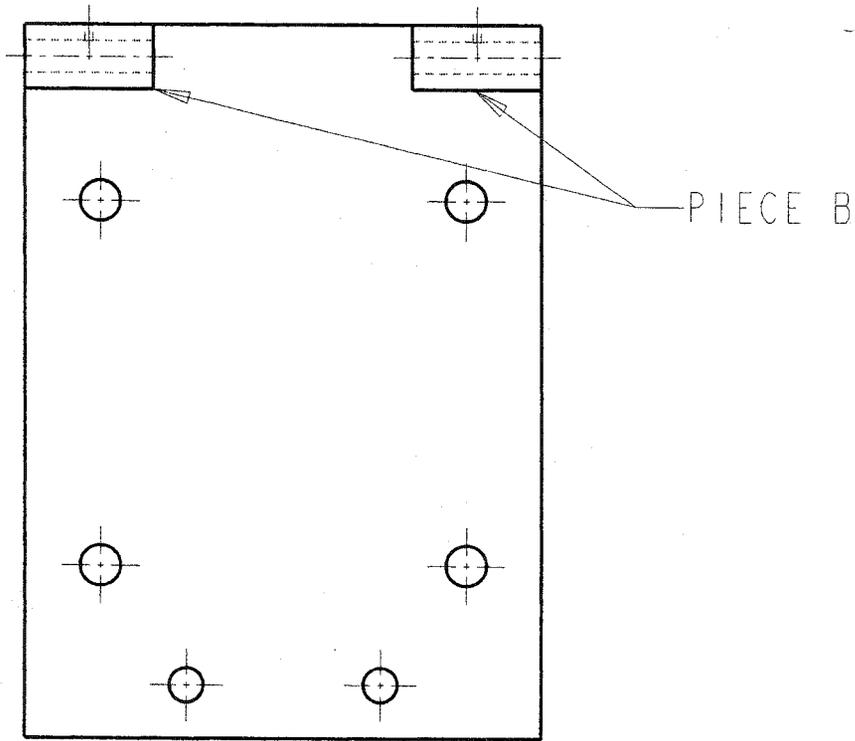
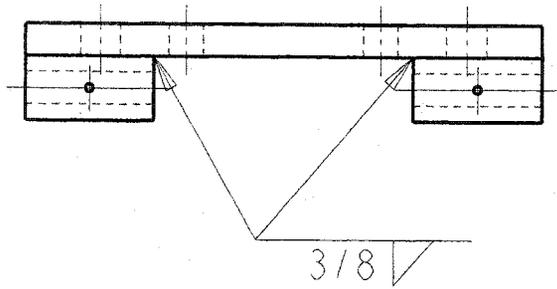
Unités: IN

Format: A

Feuille 1/1

Révision: 02

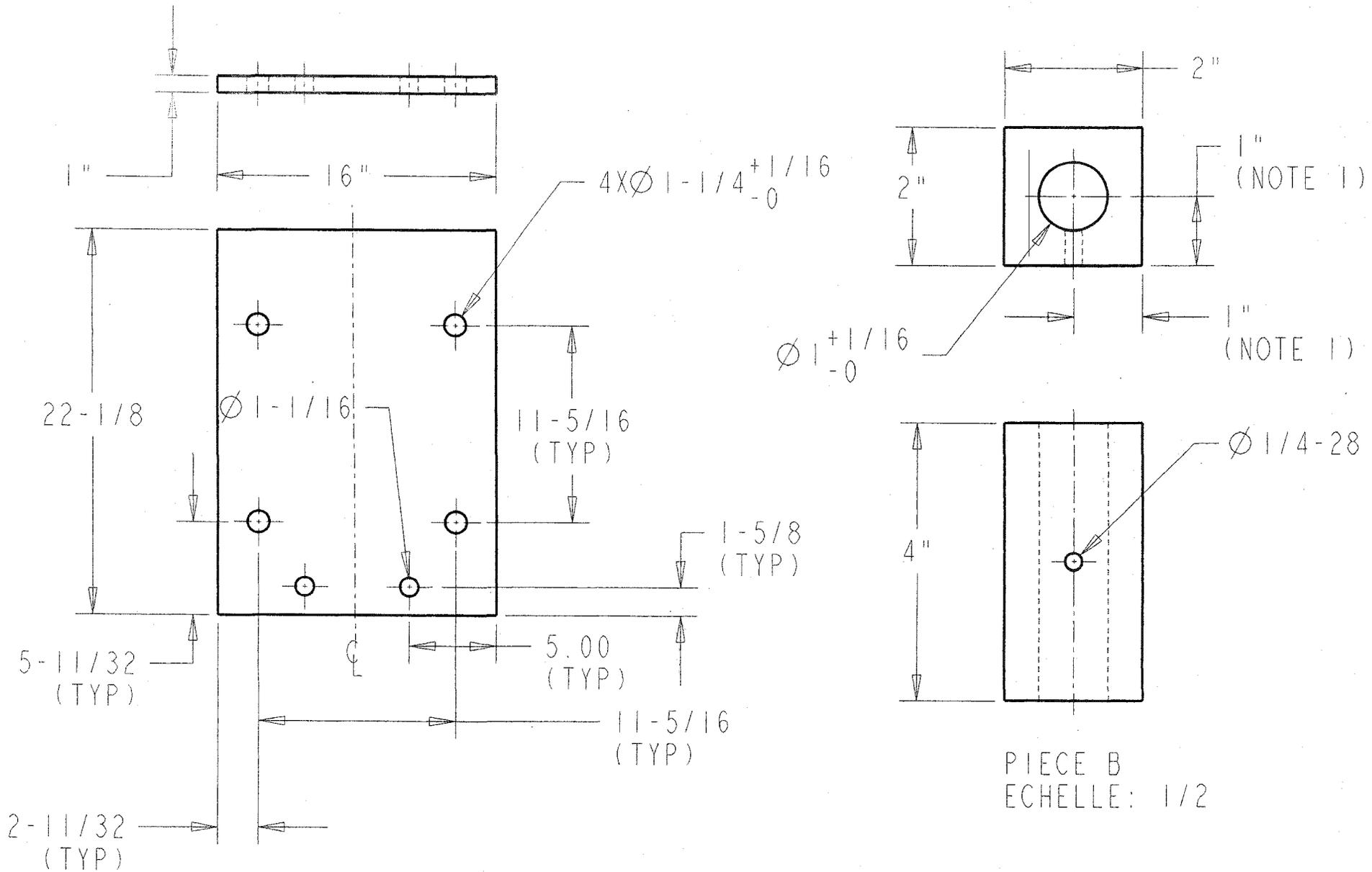
NOTES: 1- S'assurer de l'enlignement avec les pieces FP-05 et FP-07.



PIECE A

TOLÉRANCES SI NON SPÉCIFIÉES	
x.x	±0.062
x.xx	±0.010
x.xxx	±0.005
Angulaire	±1
Fract	±1/16

École de Technologie Supérieure	Titre: Plaque pivotante		
	Dessin par: FP	Unités: IN	
	Vérifié par: HC	Format: A	
Échelle: 1/6	Matériel: AISI-1020	Feuille: 1/2	
Date: 2001/10/21	No. Dessin: FP-04	Révision: 03	



PIECE A
ECHELLE: 1/8

PIECE B
ECHELLE: 1/2

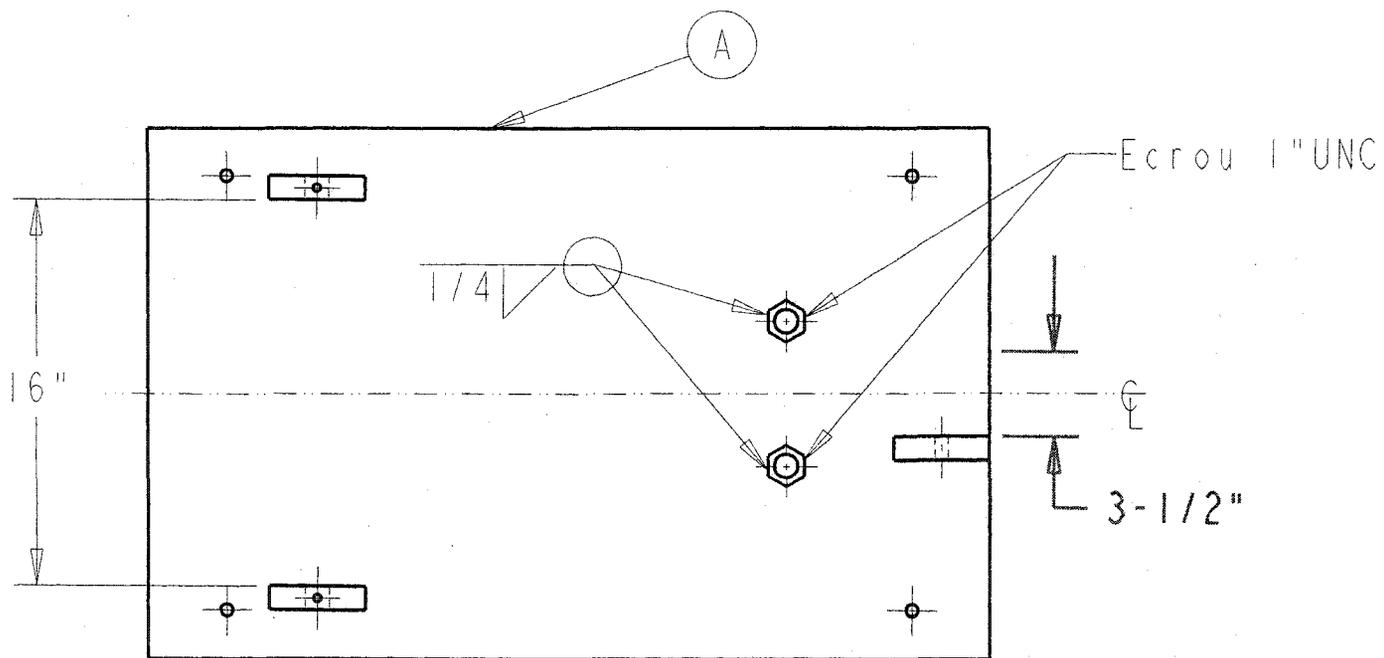
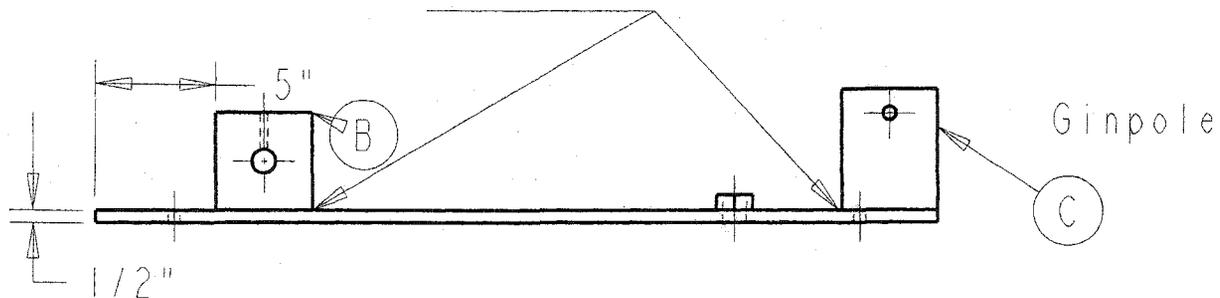
TOLÉRANCES SI NON SPÉCIFIÉES	
x.x	±0.062
x.xx	±0.010
x.xxx	±0.005
Angulaire	±1
Fract	±1/16

École de Technologie Supérieure
 Échelle: N/A
 Date: 2002/10/21

Titre: Plaque pivotante		
Dessin par: FP	Unités: IN	
Vérifié par: HC	Format: A	
Matériel: AISI-1020	Feuille: 2/2	
No. Dessin: FP-04	Révision: 03	

3/8

NOTE: S'assurer de l'alignement avec les pieces FP-04 et FP-07



TOLÉRANCES SI
NON SPÉCIFIÉES

x.x	±0.062
x.xx	±0.010
x.xxx	±0.005
Angulaire	±1
Fract	±1/16

École de
Technologie
Supérieure

Échelle: 1/8

Date: 2002/10/21

Titre:

Base du pivot

Dessin par: FP

Vérifié par: HC

Matériel: AISI-1020

No. Dessin: FP-05

Unités:

Format:

Feuille

Révision:

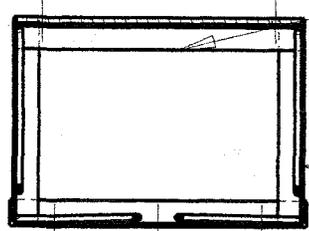
IN

A

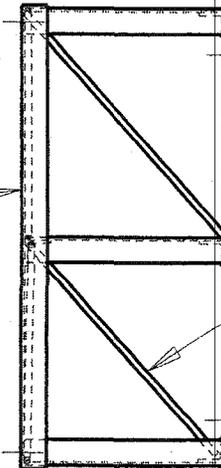
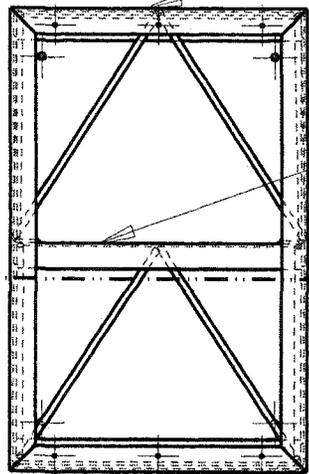
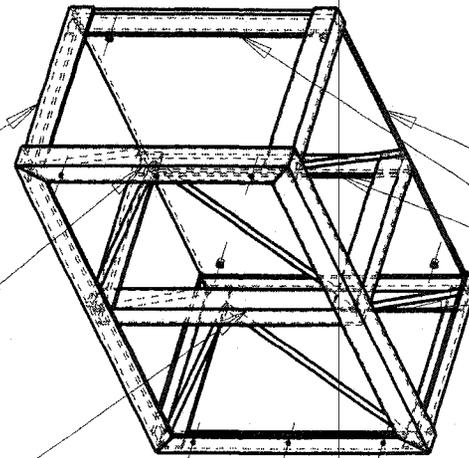
1/2

04

NOTE: Soudure partout : 1/4"



SECTION A-A

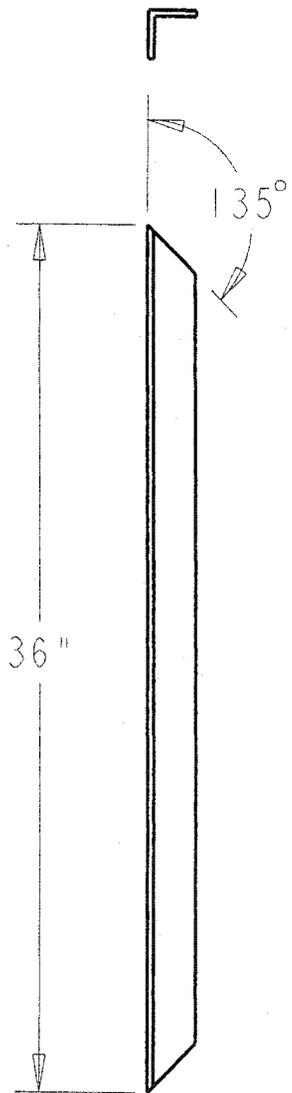


Tige 1/2"

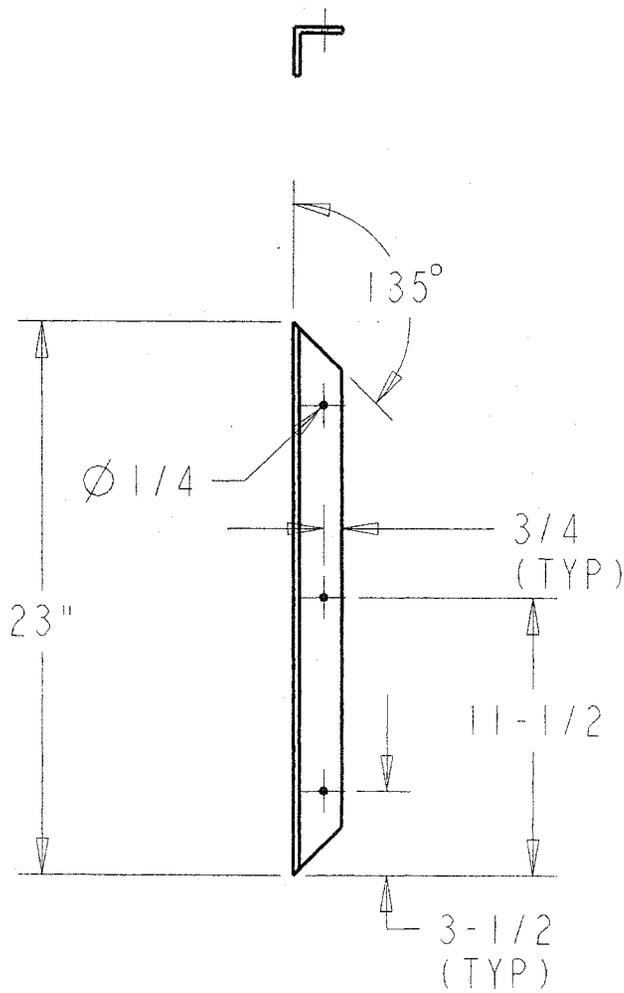
QUANTITÉ = 2

TOLÉRANCES SI NON SPÉCIFIÉES	
x.x	±0.062
x.xx	±0.010
x.xxx	±0.005
Angulaire	±1
Fract	±1/16

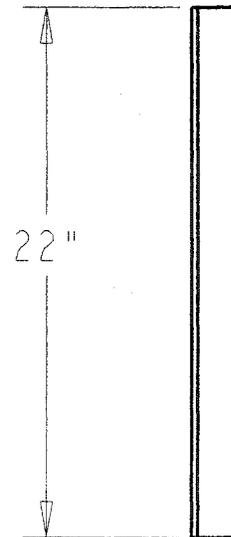
École de Technologie Supérieure	Titre: Base éolienne & TA		
	Dessin par: FP	Unités: IN	
Échelle: 1/15	Vérifié par: HC	Format: A	
Date: 2002/03/06	Matériel: AISI-1020	Feuille: 1/3	
	No. Dessin: FP-08	Révision: 01	



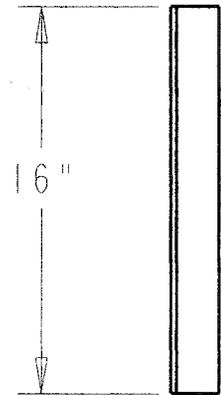
Piece A
2"x2"x1/4"



Piece B
2"x2"x1/4"



Piece C
2"x2"x1/4"



Piece D
2"x2"x1/4"

TOLÉRANCES SI
NON SPÉCIFIÉES

x.x	±0.062
x.xx	±0.010
x.xxx	±0.005
Angulaire	±1
Fract	±1/16

École de
Technologie
Supérieure

Échelle: 1/8

Date: 2002/03/06

Titre:

Base éolienne & TA

Dessin par: FP

Vérifié par: HC

Matériel: AISI-1020

No. Dessin: FP-08

Unités: IN

Format: A

Feuille

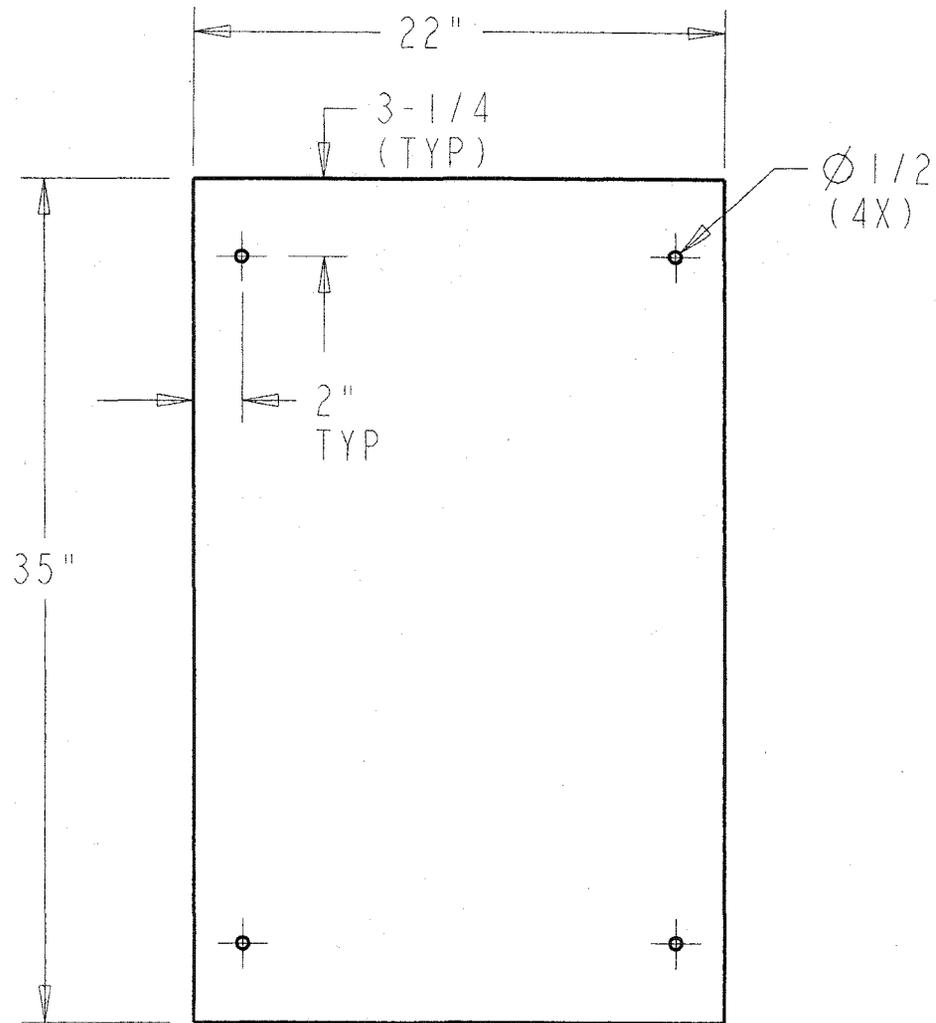
Révision: 01

IN

A

2/3

01



Piece E
Épaisseur 1/2"

TOLÉRANCES SI NON SPÉCIFIÉES	
x . x	± 0.062
x . xx	± 0.010
x . xxx	± 0.005
Angulaire	± 1
Fract	$\pm 1/16$

École de
Technologie
Supérieure

Titre:
Base éolienne & TA

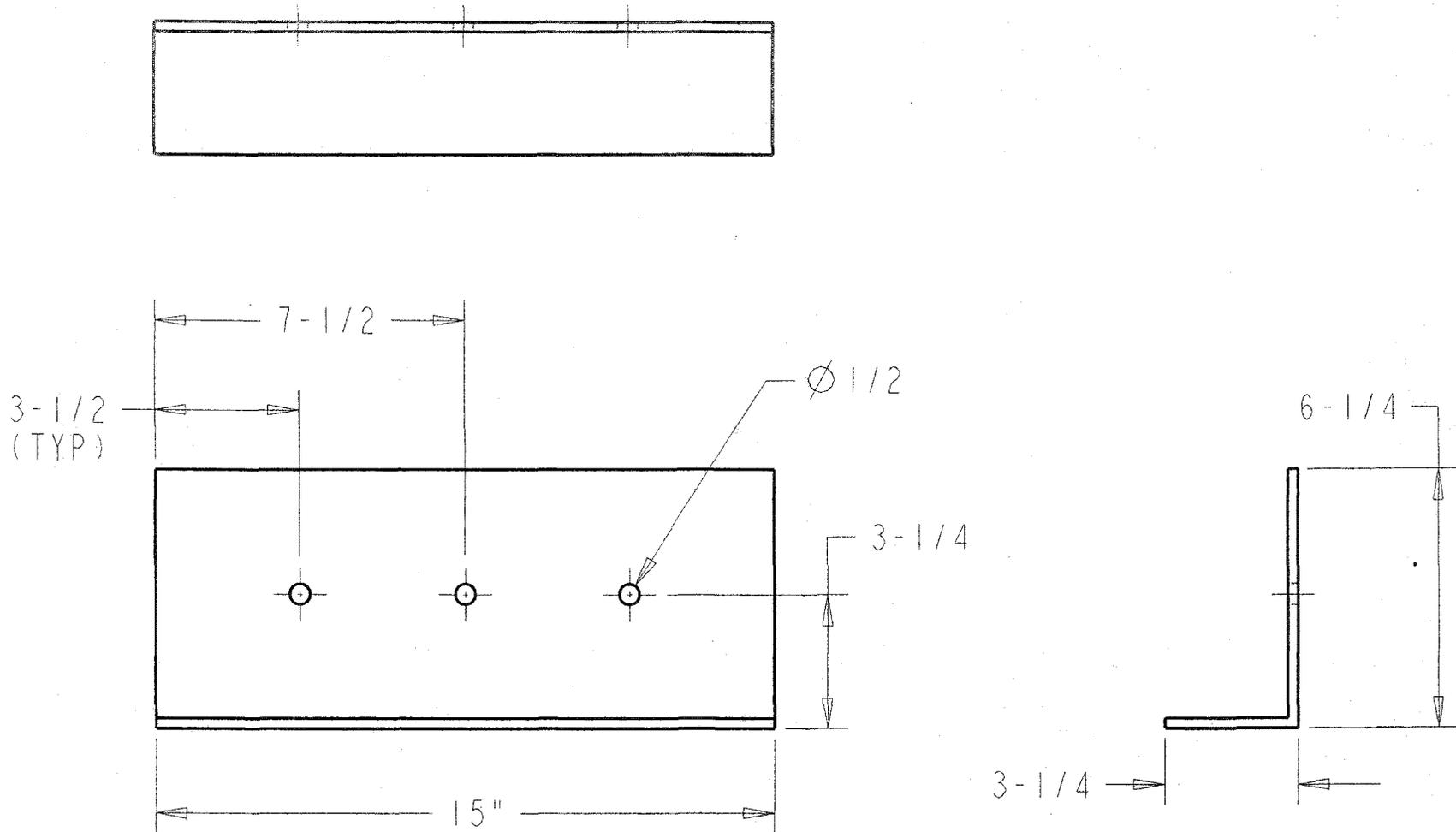
Dessin par: FP	Unités: IN
----------------	------------

Vérifié par: HC	Format: A
-----------------	-----------

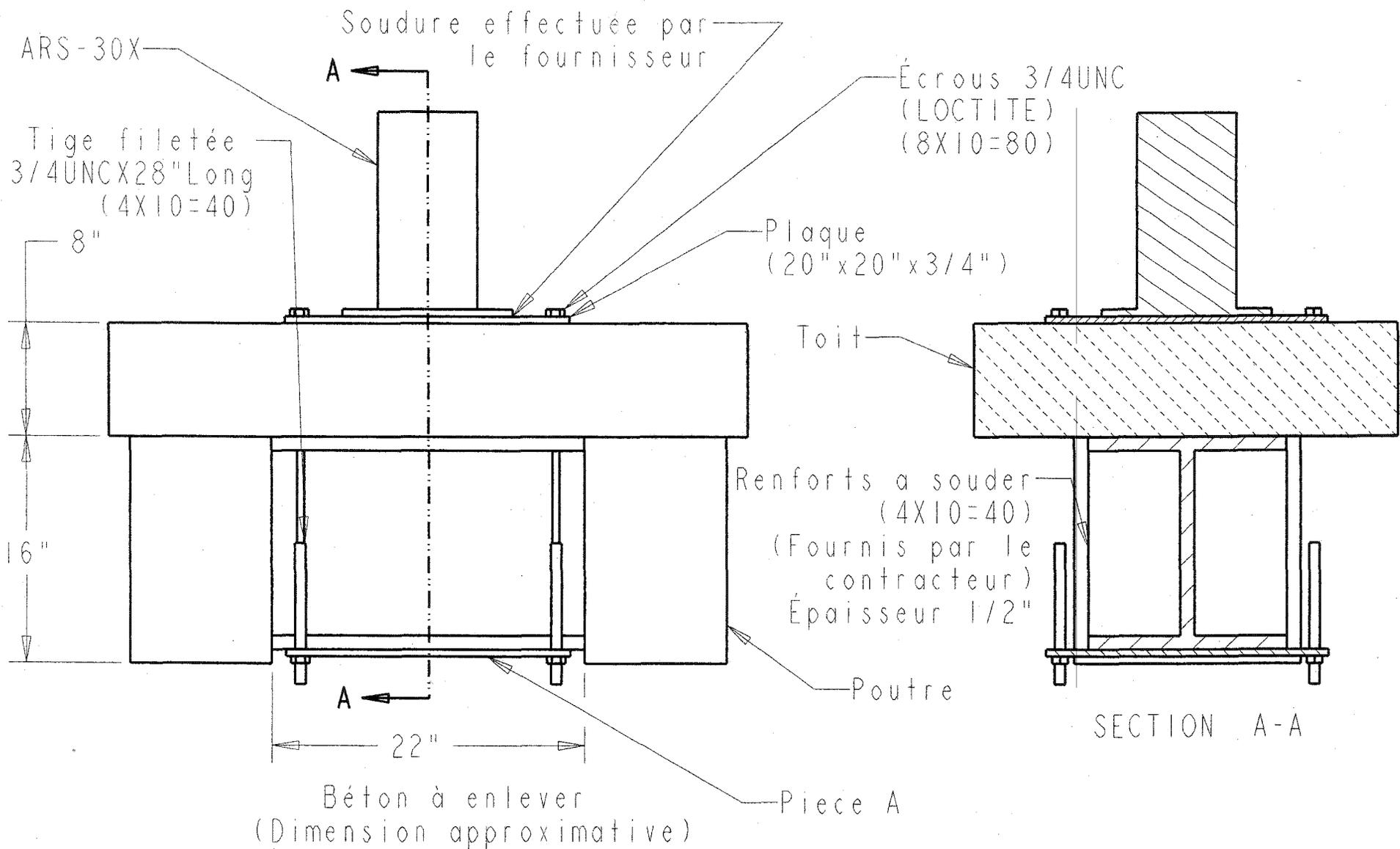
Échelle: 1/8	Matériel: AISI-1020	Feuille: 3/3
--------------	---------------------	--------------

Date: 2002/03/06	No. Dessin: FP-08	Révision: 01
------------------	-------------------	--------------

NOTE: En attente de validation



<p>TOLÉRANCES SI NON SPÉCIFIÉES</p> <p>x.x ±0.062 x.xx ±0.010 x.xxx ±0.005 Angulaire ±1 Fract ±1/16</p>	<p>École de Technologie Supérieure</p>	<p>Titre: Base TA</p>		
		<p>Dessin par: FP</p>	<p>Unités: IN</p>	
	<p>Échelle: 1/4</p>	<p>Vérifié par: YB</p>	<p>Format: A</p>	
	<p>Date: 2002-03-11</p>	<p>Matériel: AISI-1020</p>	<p>Feuille: 1/1</p>	
		<p>No. Dessin: FP-09</p>	<p>Révision: 00</p>	

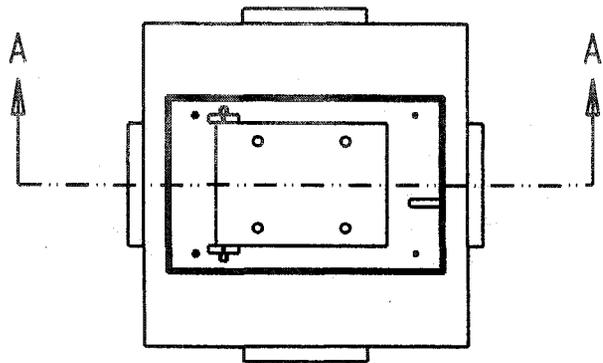


1- Installation des
ancrages sur les poutres

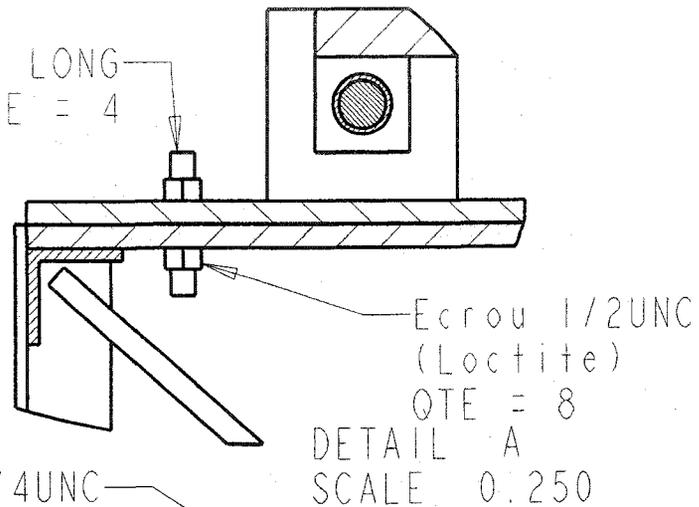
QUANTITÉ = 10

TOLÉRANCES SI NON SPÉCIFIÉES	
x.x	±0.062
x.xx	±0.010
x.xxx	±0.005
Angulaire	±1
Fract	±1/16

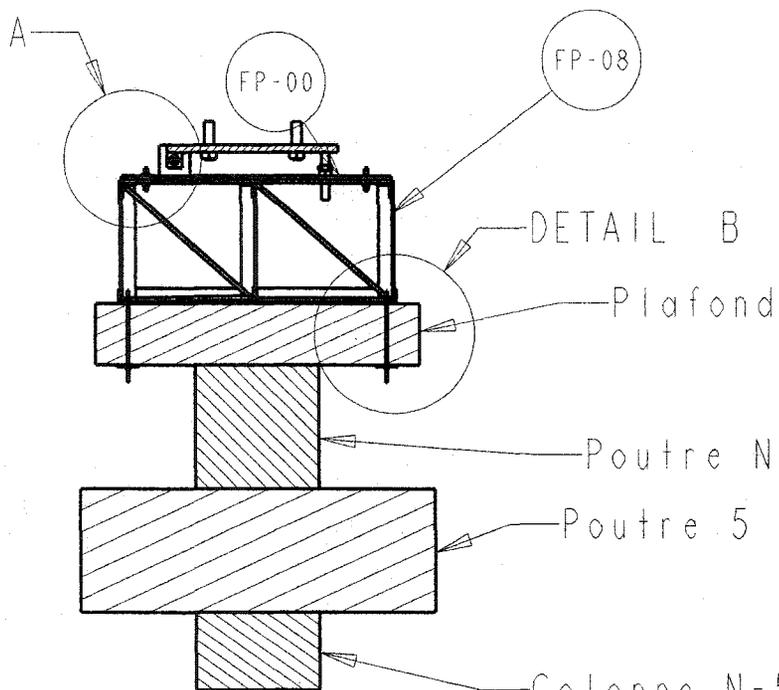
École de Technologie Supérieure	Titre: Installation ancrages		
	Dessin par: FP	Unités:	IN
Échelle: 1/10	Vérifié par: HC	Format:	A
	Matériel: N/A	Feuille	1/4
Date: 2002-03-04	No. Dessin: FP-10	Révision:	01



Tige 1/2UNC x 3" LONG
QTE = 4



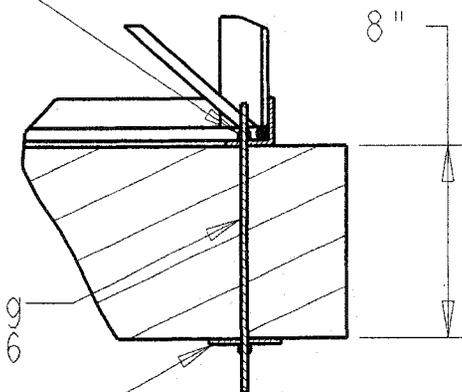
DETAIL A



Ecrou 3/4UNC
(Loctite)
QTE = 3X2X2=12

Tige 3/4UNC x 10" Long
QTE = 3X2=6

Plaque 3"X3"X1/2"
QTE=3X2=6



SECTION A-A

2- Installation de la base pour l'éolienne

TOLÉRANCES SI NON SPÉCIFIÉES

x.x	±0.062
x.xx	±0.010
x.xxx	±0.005
Angulaire	±1
Fract	±1/16

École de Technologie Supérieure

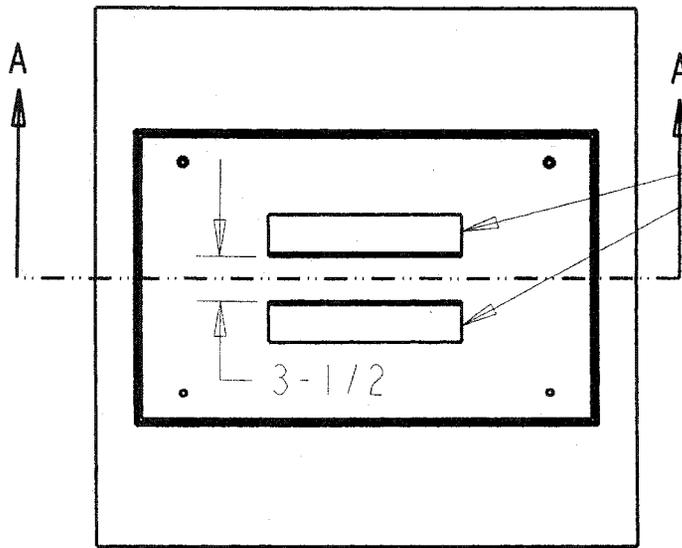
Titre: Installation Ancrages

Dessiné par: FP Unités: IN

Vérifié par: HC Format: A

Échelle: 1/25 Matériel: N/A Feuille 2/4

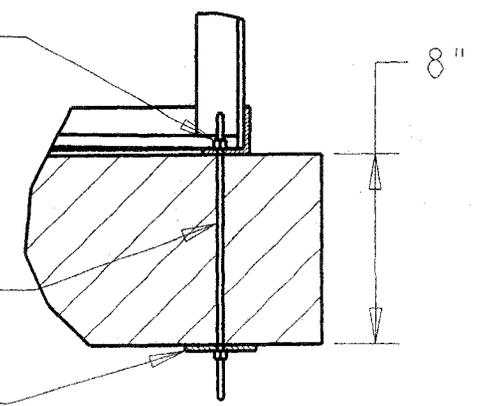
Date: 2002-03-04 No. Dessin: FP-10 Révision: 01



Écrou 3/4UNC
(Loctite)
QTE=3X2X2=12

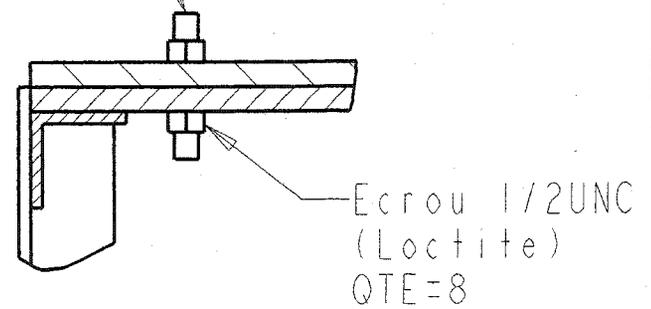
Tige 3/4UNCx10"Long
QTE=3X2=6

Plaque 3"X3"x1/2"
QTE=3X2=6



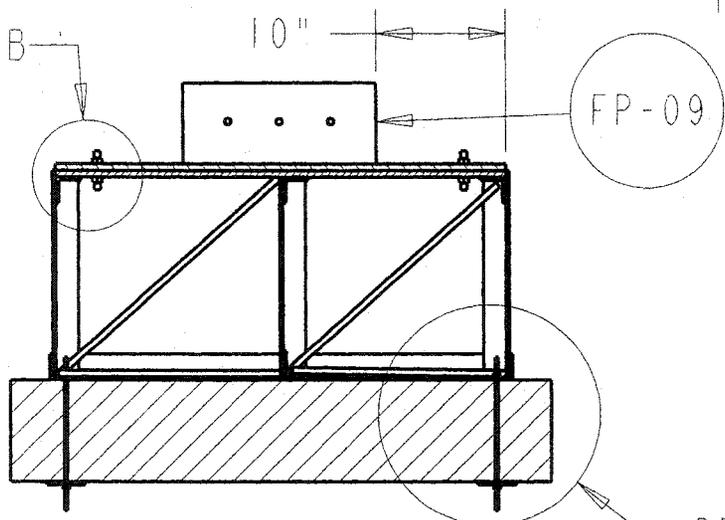
DETAIL A
SCALE 0.125

Tige 1/2UNC x 3" Long
QTE=4



DETAIL B
SCALE 0.250

DETAIL



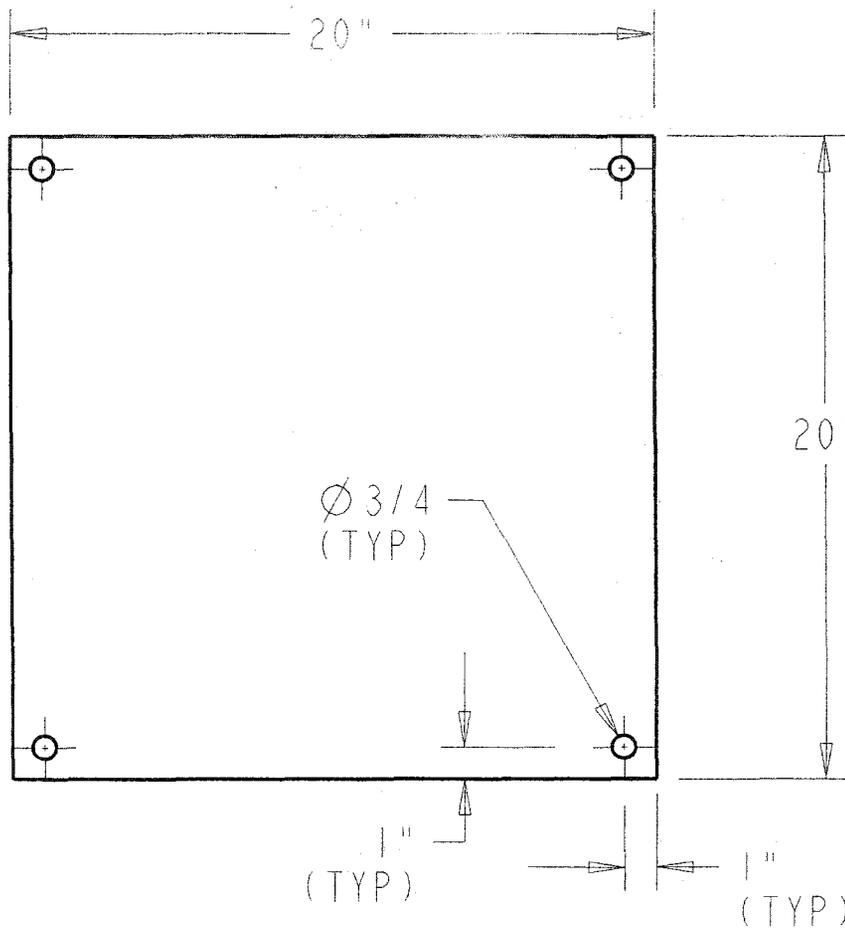
SECTION A-A

DETAIL A

3- Installation de la base pour la TA

TOLÉRANCES SI NON SPÉCIFIÉES	
x.x	±0.062
x.xx	±0.010
x.xxx	±0.005
Angulaire	±1
Fract	±1/16

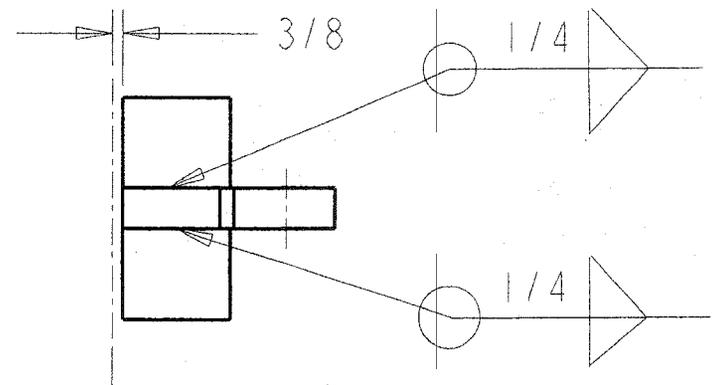
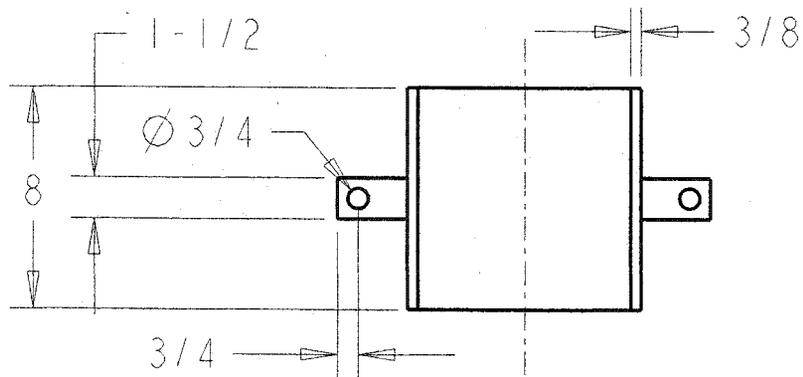
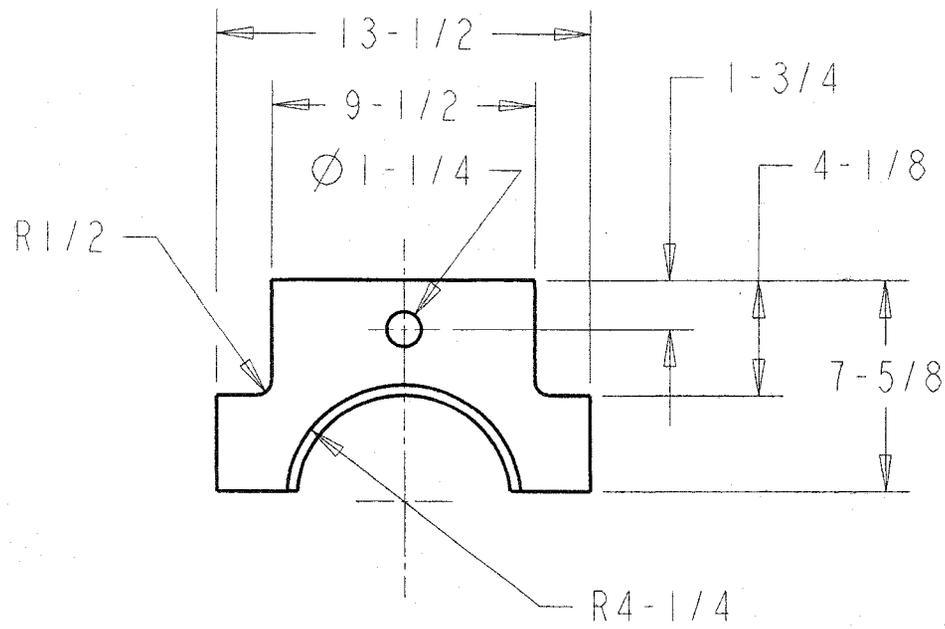
École de Technologie Supérieure	Titre: Installation ancrages		
	Dessin par: FP	Unités: IN	
Échelle: 1/15	Vérifié par: HC	Format: A	
	Date: 2002-03-04	Matériel: N/A	Feuille 3/4
	No. Dessin: FP-10	Révision: 01	



Épaisseur = 3/4"
 QUANTITÉ = 10

Piece A

TOLÉRANCES SI NON SPÉCIFIÉES		École de Technologie Supérieure	Titre: Installation ancrages		
x.x	±0.062		Dessin par: FP	Unités:	IN
x.xx	±0.010	Échelle: 1/6	Vérifié par: HC	Format:	A
x.xxx	±0.005		Matériel: N/A	Feuille	4/4
Angulaire	±1	Date: 2002-03-04	No. Dessin: FP-10	Révision:	01
Fract	±1/16				



TOLÉRANCES SI NON SPÉCIFIÉES x . x ±0.062 x . xx ±0.010 x . xxx ±0.005 Angulaire ±1 Fract ±1/16	École de Technologie Supérieure		Titre: Attaches	
	Échelle: N/A		Dessin par: FP	Unités: IN
Date: 2002/09/24		Vérifié par: HC	Format: A	
		Matériel: AISI-1020	Feuille: 1/1	
		No. Dessin: FP-11	Révision: 00	

ANNEXE 2

Calculs mécaniques

Conception mécanique

L'ensemble des dessins FP-00 à FP-11 (Annexe 1) présente le pivot qui sera utilisé pour redresser et soutenir la tour de l'éolienne. Ce chapitre permet de démontrer que l'intégrité mécanique du pivot et du mât supportant l'éolienne sera respectée.

Conditions d'analyses et hypothèses de calculs

Deux situations de chargement ont été considérées pour l'analyse des composantes :

- Redressement de la tour
- Conditions d'opération

Voici les différentes hypothèses utilisées :

- Aucune fissure ou défaut initial de composantes n'a été considéré
- Aucune corrosion n'a été considérée
- Diamètre maximum de l'éolienne = 2,5 mètres
- Poids de l'éolienne = 2000 N
- Poids de la tour = 1335 N
- Les pièces sont considérées conformes aux dessins

Voici les différents types d'analyses effectuées :

- Analyse des contraintes statiques – redressement
- Analyse des contraintes statiques – position verticale (35 m/s)
- Analyse des contraintes dans les attaches
- Analyse des contraintes statiques – toit

Voici les propriétés des matériaux utilisés:

MÂT : ALU 6063T6

- Module d'Young $E = 70 \times 10^3 \text{ MPa}$
- Coefficient de Poisson $\nu = 0,3$
- Limite élastique $S_y = 215 \text{ MPa}$
- Limite ultime $S_{ut} = 240 \text{ MPa}$

ATTACHE MÂT ET PIVOT : AISI-1020

- Module d'Young $E = 193,4 \text{ GPa}$
- Limite élastique $S_y = 295 \text{ MPa}$
- Limite ultime $S_{ut} = 395 \text{ MPa}$

TIGE FILETÉE – 19 mm (3/4")

- Classe 5
- $S_y = 586 \text{ MPa (85 000 psi)}$
- $S_{ut} = 827 \text{ MPa (120 000 psi)}$
- $A_t = 245 \text{ mm}^2$

HAUBANS (Voir annexe 4):

- TYPE : 9,5 mm (3/8") 7X19 Câbles d'aviation – Acier galvanisé
- CHARGE DE RUPTURE : 64 077 N (14 400 Lbf)
- Contrainte de rupture : 899,3 MPa

BOULONS À ŒIL (Voir annexe 4) :

- TYPE : 31.75 mm X 177.8 mm
- Charge maximale d'utilisation : 145 MPa (21 000 psi)

Chargements dus au vent

La norme IEC 61400-1 identifie quatre classes de conditions de vent. Les différents paramètres de cette classification sont affichés dans le tableau I.

Tableau I Paramètres pour différentes classes de condition de vent

<i>Paramètres</i>	Classe I	Classe II	Classe III	Classe IV
Vitesse de référence, Uref (m/s)	50	42.5	37.5	30
Vitesse moyenne annuelle Umoy (m/s)	10	8.5	7.5	6
Bourrasques 50 ans, 1.4 Uref (m/s)	70	59.5	52.5	42
Bourrasques 1 an, 1.05 Uref (m/s)	52.5	44.6	39.4	31.5

La vitesse de référence correspond à la valeur maximale de la vitesse du vent moyennée sur 10 minutes pour une probabilité d'occurrence d'une fois par 50 ans. La bourrasque 50 ans correspond à la vitesse maximale enregistrée durant trois secondes, avec une probabilité d'occurrence d'une fois par 50 ans. Ce type de bourrasque est identifié comme "condition extrême". Les bourrasques un an correspondent à la vitesse maximale enregistrée durant trois secondes, avec une probabilité d'occurrence d'une fois par année. Ce type de bourrasque est identifié comme "condition normale". La norme IEC 61400-1 identifie trois types de chargement possibles sur une éolienne :

- Condition normale de vent + condition normale d'utilisation d'une éolienne
- Condition normale de vent + condition anormale d'utilisation d'une éolienne (emballement)
- Condition extrême de vent + condition normale d'utilisation d'une éolienne

Une condition anormale d'utilisation d'une éolienne correspond à une éolienne qui s'emballe. Normalement, à haute vitesse de vent, les éoliennes ont un système d'arrêt qui empêche l'emballement. La norme IEC 61400-1 assume que la probabilité d'occurrence de condition extrême de vent (1 fois / 50 ans) jumelée à une défaillance de l'éolienne est trop peu probable pour être considérée. Afin de connaître le chargement maximal de la tour, les deux derniers cas devront être considérés, puisque le premier (condition normale de vent + condition normale d'utilisation d'une éolienne) engendrera toujours des contraintes inférieures aux deux autres.

La prise de mesure effectuée en 1999 sur le toit de l'ETS démontre que la vitesse moyenne du site est d'environ 6 m/s. Le site sera donc de classe IV.

Calculs généraux

Cette section présente les calculs des forces pour chacun des cas spécifiés dans la section précédente. Ces calculs permettront d'évaluer les conditions les plus extrêmes qui serviront à l'analyse mécanique.

Force de traînée maximale de l'éolienne / Condition extrême de vent et fonctionnement normal de l'éolienne (arrêt)

Pour des conditions extrêmes de vent (42 m/s) et un fonctionnement normal de l'éolienne, deux cas de chargement de l'éolienne sont possibles: vent face à l'éolienne et vent transversal à l'éolienne. Dans les deux cas, la force de traînée sera évaluée par :

$$F_{\text{traînée}} = \frac{1}{2} \rho A C_d V^2 \quad (1)$$

Pour une éolienne de 2.5 mètres de diamètre, les valeurs suivantes sont supposées conservatrices :

$\Delta = 1.58 \text{ kg/m}^3$	(à -50°C)	
Aire projetée de l'hélice :	2.5×0.25	$= 0.625 \text{ m}^2$
Aire projetée de la nacelle vue de face :	$(\pi \times (0.5)^2) / 4$	$= 0.196 \text{ m}^2$
Aire projetée de la nacelle vue de côté :	0.5×1	$= 0.5 \text{ m}^2$
$C_d = 2$ (Valeur conservatrice)		
$V = 42 \text{ m/s}$ (Bourasque 50 ans – classe IV)		

$$F_{\text{traînée face}} = 2\,288 \text{ newtons}$$

$$F_{\text{traînée côté}} = 1\,394 \text{ newtons}$$

Suite à ces calculs, il apparaît que le pire des chargements se produit lorsque le vent soufflera face à l'éolienne.

Force de traînée maximale de l'éolienne / Condition normale de vent et anomalie de l'éolienne (emballement)

Pour des conditions normales de vent (31.5 m/s) avec des conditions anormales de fonctionnement de l'éolienne, la traînée sera évaluée par :

$$F_{\text{trainéemax}} = 4/9 \rho A V^2 \quad (2)$$

$$\Delta = 1.58 \text{ kg/m}^3 \quad (\text{à } -50^\circ\text{C})$$

$$D = 2.5 \text{ mètres}$$

$$A = B r^2 = 4.90 \text{ m}^2$$

$$V = 35 \text{ m/s} \quad (\text{conservateur})$$

$$F_{\text{trainéemax}} = 4\,222 \text{ newtons}$$

Ainsi, pour l'ensemble des calculs en analyse statique, la force de traînée sur l'éolienne est estimée à 4 222 newtons. Cette valeur est conservatrice puisque les valeurs de la densité et de la vitesse du vent ont été surestimées.

Force de traînée maximale du mât

La force de traînée sur le mât sera également nécessaire pour l'analyse statique. Elle est évaluée de la façon suivante :

$$F_{\text{trainéemat}} = 1/2 \rho A_{\text{proj}} C_d V^2 \quad (3)$$

$$\Delta = 1.58 \text{ kg/m}^3 \quad (\text{à } -50^\circ\text{C})$$

$$A_{\text{proj}} = 2.34 \text{ m}^2$$

$$C_d = 0.7 \quad (\text{conservateur})$$

$$V = 35 \text{ m/s}$$

$$F_{\text{trainéemat}} = 1\,585 \text{ newton}$$

Analyse des contraintes statiques – redressement

Comme il s'agit d'un site d'essai pour éoliennes, l'interchangeabilité des éoliennes doit être possible. C'est pour cette raison qu'une tour amovible a été conçue. Cette section vérifiera si l'intégrité de toutes les composantes est respectée lors de l'opération de redressement. La Figure 1 présente la configuration du mât lors du début du redressement. C'est à ce moment que les contraintes seront maximales. C'est donc pour ce cas que l'ensemble des calculs a été effectué. Il faut noter qu'une poulie devra être utilisée à l'extrémité du ginpole. Cette poulie permettra de distribuer uniformément les contraintes dans les deux câbles. L'analyse sur Ansys considère ce cas.

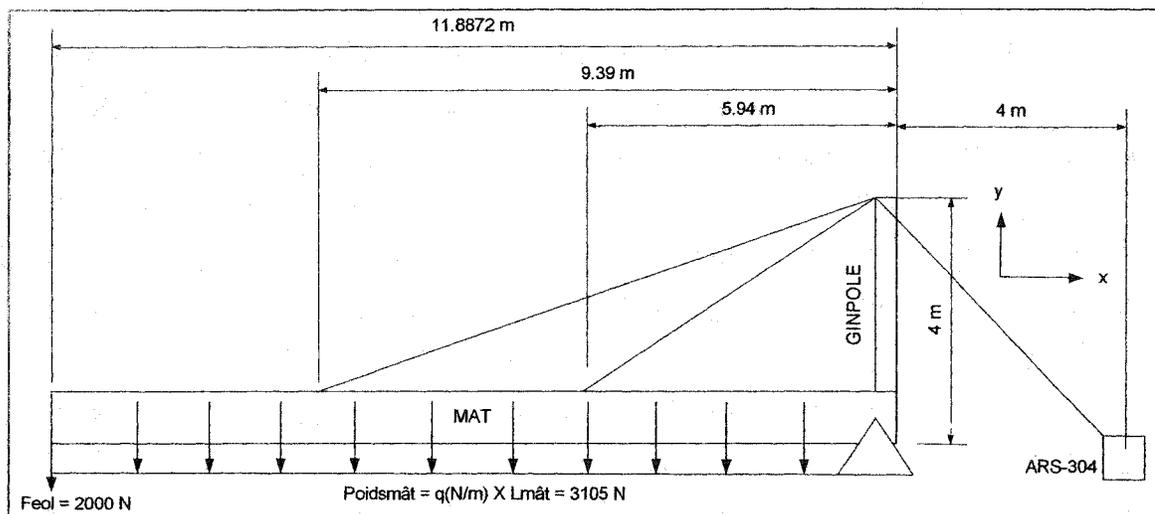


Figure 1 Redressement du mât

Le mât a été modélisé dans Ansys à l'aide des éléments PIPE16. La conicité du mât a été modélisée à l'aide d'une sous-routine interne (Voir Annexe 6). Les haubans ont été modélisés par des éléments de type LINK10. Un seul hauban a été utilisé pour simuler les attaches sur le mât. Cette façon de faire est acceptable, puisque l'ensemble des résultats sont conservateurs. Six degrés de liberté ont été bloqués à l'ancrage ARS-304. Les trois degrés de déplacement ont été bloqués au niveau du pivot. Une force de 2000 Newtons a été appliquée à l'extrémité du mât afin de simuler le poids de l'éolienne et

une charge répartie sur toute la longueur du mât à été utilisée pour simuler le poids du mât. La Figure 2 présente l'ensemble des composantes qui ont été analysées à l'aide du modèle Ansys.

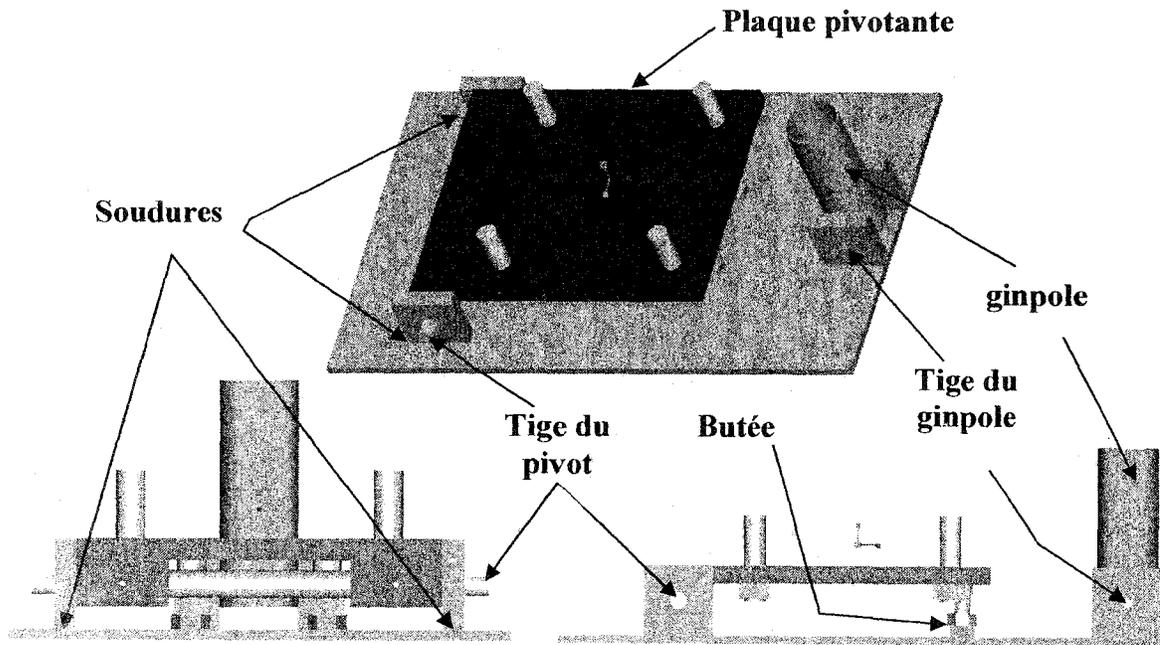


Figure 2 Pivot

Le tableau II présente l'ensemble des facteurs de sécurité évalués pour chacune des composantes critiques du pivot lors du redressement du mât. Le tableau III présente un résumé des réactions lors de l'opération de redressement.

Tableau II Résumé des facteurs de sécurité lors du redressement

Composantes	Contraintes (MPa)	Facteurs de sécurité	Commentaires
4.2.4.1 Ancrages	-	5.5	Conservateur
4.2.4.2 Haubans	129 t	7.0	FS sur la rupture
4.2.4.3 Flambement du « ginpole »	-	6.3	Longueur ginpole = 4 m
4.2.4.4 Mât	65 f	3.3	
4.2.4.5 Tige du ginpole	44.4 ci	3.3	Cisaillement maximal
4.2.4.6 Tige du pivot	10 ci	14.8	Cisaillement maximal
4.2.4.7 Soudures	3.2 ci	OK	
4.2.4.8 Attache du mât			Voir condition extrême
4.2.4.9 Base du mât	21.2 eq	13.9	

Dans ce tableau, le type de contrainte est indiqué par les symboles ci-dessous :

ci: cisaillement t: tension eq: équivalent
 f: flexion co: compression

Tableau III Résumé des chargements lors du redressement calculé par Ansys.

Composantes	Chargement (N)		Contrainte (MPa)
Réactions à l'ancrage	Ft = 9 163		-
Réactions à la base	Fx = 7 631	Fy = 8 424	-
Haubans (max)	-		129 MPa
Contrainte maximale mât	-		65 MPa

Ancrages

Le chargement critique sur l'ancrage a été évalué à 9 163 newtons (2 066 lbf) à un angle de 45 degrés. L'ancrage ARS-304 peut résister à une charge de 50 710 Newton (11 400 lbf) à un angle de 45 degrés. Ainsi, le facteur de sécurité pour cette configuration est de 5.5. Cette valeur est conservatrice puisque lors du redressement, le mât ne sera pas tout à fait horizontal puisque le mât sera déposé sur une partie surélevée du toit, diminuant ainsi les charges. L'ancrage utilisé pour le redressement résistera au chargement prévu.

Haubans

Tel qu'illustré dans la figure 1, deux haubans seront utilisés lors du redressement de la tour. Les contraintes dans les haubans ont été calculées à l'aide du logiciel Ansys. La contrainte maximale calculée dans les haubans donne la valeur suivante : $\sigma'_{\max} = 129$ MPa et elle est située dans le hauban qui est relié à l'ancrage. Les haubans utilisés ont un diamètre de 9.525 mm (3/8"). La contrainte en rupture associée à ce diamètre de hauban est de 900 MPa. Le facteur de sécurité est alors de 7.0. Il faut noter ici encore que cette valeur est conservatrice, pour les raisons citées précédemment. Les haubans utilisés pour le redressement résisteront au chargement prévu.

Flambement du « ginpole »

La charge critique d'un « ginpole » de 4 mètres de longueur est de 53 284 N. Cette valeur a été calculée à l'aide de la théorie des colonnes longues (Formule d'Euler). La valeur de la charge verticale appliquée a été évaluée à 8 424 N. Le facteur de sécurité est ainsi de 6.3. Le « ginpole » utilisé pour le redressement résistera au chargement prévu.

Mât

Les contraintes dans le mât ont également été calculées à l'aide du logiciel Ansys. La contrainte maximale est de 65 MPa. Le facteur de sécurité correspondant est de 3.3. Cette valeur est conservatrice pour les raisons citées précédemment et parce que l'analyse sur Ansys a été effectuée de façon conservatrice (un seul hauban au lieu de deux). Le mât résistera au redressement.

Tige du « ginpole »

Lors du redressement, la tige du « ginpole » sera sollicitée en cisaillement pur. La tige possède un diamètre de 12.7 mm (1/2"). La force la plus élevée que devra supporter la tige correspond à la composante verticale de la force totale sur le « ginpole », et ce au début du soulèvement. Cette force correspond à 8 424 N et équivaut à une contrainte en cisaillement de 44.4 MPa. Le facteur de sécurité associé à ce chargement est de 3.3. Cette valeur est conservatrice, puisque le cisaillement maximal a été considéré dans cette analyse. La tige du « ginpole » supportera le chargement dû au redressement du mât.

Tige du pivot

Lors du soulèvement, la tige du pivot sera sollicitée en cisaillement pur. La tige possède un diamètre de 25.4 mm (1"). La force la plus élevée que devra supporter la tige correspond à la composante horizontale de la force totale à la base du mât. Cette force correspond à 7 631 N et équivaut à une contrainte maximale de cisaillement de 10 MPa. Le facteur de sécurité associé à ce chargement est de 14.8. La tige du pivot supportera amplement le chargement.

Soudures des supports/tige

Cette section correspond à l'analyse des soudures de la pièce B du dessin FP-05. Les contraintes dans les soudures ont été évaluées à l'aide de la méthode des lignes de soudure. L'épaisseur maximale de la soudure, en considérant l'épaisseur des plaques utilisées, est de 9.525 mm (3/8"). La contrainte maximale ainsi trouvée est de 3.2 MPa (464 psi). La force qui a été considérée est la composante horizontale de la force totale au moment où débute le redressement. Cette très faible valeur de contrainte dans les soudures démontre qu'elles résisteront au redressement du mât.

Contraintes dans les attaches du mât

Comme les contraintes sont inférieures à celles calculées pour des conditions anormales d'utilisation d'une éolienne (emballement), cette composante sera analysée dans la section concernant l'emballement.

Base du mât

L'analyse de cette composante correspond au dessin FP-08. L'ensemble de l'analyse pour cette composante a été effectuée à l'aide de Ansys. La contrainte maximale ainsi trouvée est de 21.2 MPa, correspondant à un facteur de sécurité de 13.9. La base du mât supportera amplement le chargement causé par le redressement.

Conclusion

L'intégrité de l'ensemble des composantes sera respectée lors du redressement du mât.

Analyse des contraintes statiques – Condition anormale d'utilisation d'une éolienne (emballement)

Cette section vérifiera si l'intégrité de l'ensemble des composantes est respectée lorsque la tour est en position verticale. Des conditions de vent "normal" jumelées à une condition anormale d'utilisation d'une éolienne (emballement) sont considérées. Un vent maximal de 35 m/s (condition normale – 31.5 suggéré par IEC 61400-1) a été utilisé pour l'ensemble des calculs. Des valeurs conservatrices ont été utilisées pour le poids des composantes et les forces de traînée. Un chargement causé par une accumulation de glace a également été considéré.

Les éléments utilisés dans Ansys pour simuler le mât et les haubans sont les mêmes que dans la section sur le redressement. Les six degrés de liberté sont bloqués à la base du mât. Les trois degrés de déplacement sont bloqués pour les haubans. La Figure 4 présente l'ensemble des chargements pour des conditions de vent "normal" et un emballement de l'éolienne.

Il a été démontré, à l'aide de Ansys, que les contraintes maximales dans chacune des composantes dépendaient de l'orientation du vent. Ainsi, pour chacune des composantes, l'orientation la plus contraignante a toujours été utilisée. Deux directions sont critiques : 0 degré et 45 degrés. La Figure 3 présente ces deux chargements.

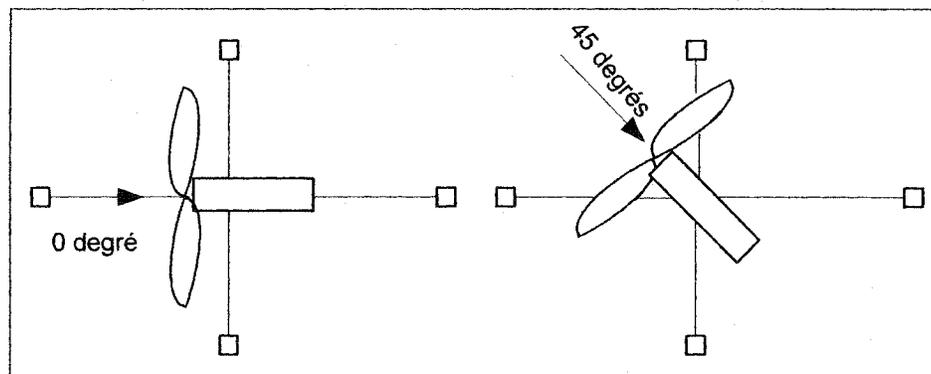


Figure 3 Orientation des chargements (vue du dessus)

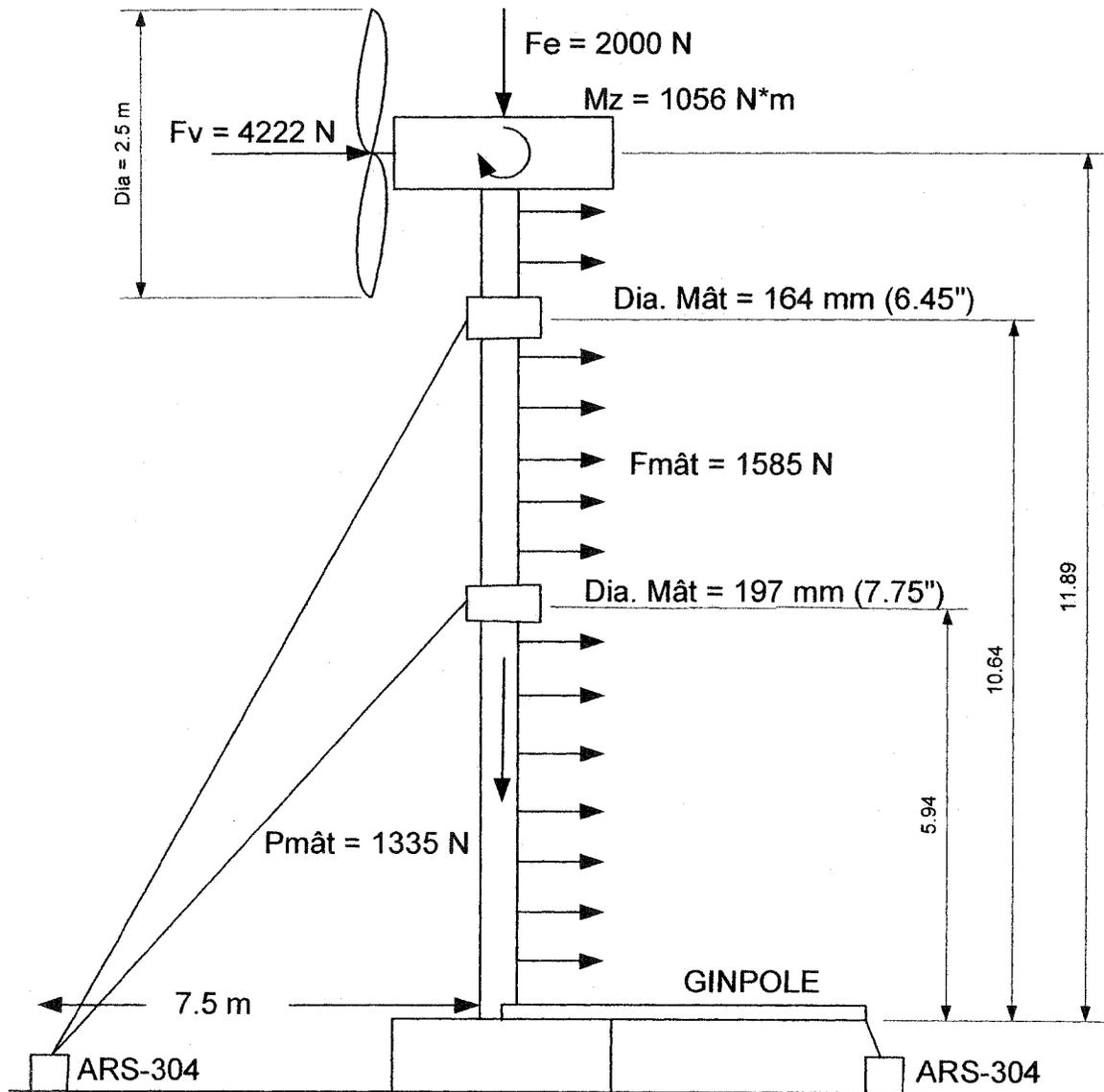


Figure 4 Chargements du mât

Le tableau IV présente un résumé de l'ensemble des facteurs de sécurité évalués pour chacune des composantes critiques.

Tableau IV Résumé des facteurs de sécurité

Composantes	Contraintes (MPa)	Facteurs de sécurité	Commentaires
4.2.5.1 Ancrages	-	4.6	
4.2.5.2 Haubans	155 t	5.8	ANSYS
4.2.5.3 Mât (Flambement local ou Voilement)	70 eq	2.6	Conservateur
4.2.5.4 Mât (Flambement)		3.3	conservateur
4.2.5.5 Mât (Limite élastique)	83 eq	2.6	
4.2.5.6 Plaque pivotante	53 f	5.6	Conservateur
4.2.5.7 Tige du pivot	24.8 ci	5.9	Cisaillement maximal
4.2.5.8 Flambement des boulons/butées		47.6	
4.2.5.9 Compression des boulons/butées	18.6 co	15.9	
4.2.5.10 Base du mât		17.8	

Dans ce tableau, le type de contrainte est indiqué par les symboles ci-dessous :

ci: cisaillement t: tension eq: équivalent
 f: flexion co: compression

Le tableau V présente un résumé des réactions avec des conditions d'emballage de l'éolienne.

Tableau V Résumé des chargements ou des contraintes calculés par Ansys.

Composantes	Chargement (N)			Contraintes (MPa)
Réactions aux Ancrages (0°)	F _x = 6 253	F _y = 9 106		
Haubans (0°)	F _x = 6 253	F _y = 9 106		
Réactions à la base (45°)	F _x = 644	F _y = 18 868	M _z = 698	-
Contrainte maximale mât (45°)	-			70

Ancrages

Tel qu'illustré dans la figure 4, huit haubans seront utilisés à deux hauteurs différentes. Les contraintes dans les haubans ont été calculées à l'aide du logiciel Ansys. La réaction maximale dans les ancrages donne les valeurs suivantes : $R_h = 6\,253\text{ N}$, $R_v = 9\,106\text{ N}$, ce qui équivaut à un chargement total de $11\,046\text{ N}$ ($2\,483\text{ lbf}$). Ces chargements se produisent lorsque le vent a un angle d'incidence de 0 degré. Le chargement maximal que peut supporter l'ancrage ARS-304 à 45 degrés est de $50\,710\text{ N}$ ($11\,400\text{ lbf}$). Le facteur de sécurité associé est donc 4.6. Les ancrages résisteront à ce type de chargement.

Haubans

Les calculs concernant les haubans ont été effectués à l'aide du logiciel Ansys. Les résultats démontrent que pour un vent maximal de 35 m/s , avec un angle de 0 degré (voir figure 3), la contrainte maximale observée est de 155 MPa . Les haubans de 9.5 mm ($3/8''$) ont une limite en rupture de 900 MPa . Le facteur de sécurité correspondant est de 5.8. Les haubans résisteront à ce type de chargement.

Mât (Flambement local ou voilement)

Le flambement local - aussi nommé voilement - affecte les systèmes à parois minces. Ce type de flambement se manifeste par l'apparition d'ondulations orientées dans une direction normale aux contraintes de compression. Cette section démontre comment obtenir la contrainte critique en flambage local pour un tube à parois minces.

La contrainte critique en flambement local est évaluée de la façon suivante :

$$\sigma_{\text{flambement}} = S_y \cdot \left[1 - 0.4123 \cdot \left(\frac{S_y}{\alpha_b \cdot \sigma_{cr}} \right)^{0.6} \right] \quad \text{pour } \alpha_b \cdot \sigma_{cr} > \frac{S_y}{2} \quad (4)$$

ou

$$\sigma_{\text{flambement}} = 0.75 \cdot \alpha_b \cdot \sigma_{cr} \quad \text{pour } \alpha_b \cdot \sigma_{cr} < \frac{S_y}{2} \quad (5)$$

α_b correspond à un coefficient de réduction pour les charges en flexion et est évalué par:

$$\alpha_b = 0.1887 + 0.8113 \cdot \alpha_o \quad (6)$$

Où α_o est le coefficient de réduction dû à la charge axiale. α_o est évalué par :

$$\alpha_o = \frac{0.83}{\sqrt{1 + 0.01 \cdot \frac{r}{t}}} \quad \text{pour } r/t < 212 \quad (7)$$

ou

$$\alpha_o = \frac{0.70}{\sqrt{0.1 + 0.01 \cdot \frac{r}{t}}} \quad \text{pour } r/t > 212 \quad (8)$$

$$\sigma_{cr} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{E}{\sqrt{1 - \nu^2}} \cdot \frac{t}{r} \quad (9)$$

Cependant, des essais expérimentaux ont démontré que le voilement se produit entre 40 % et 60 % de cette valeur. En considérant un coefficient de poisson égale à 0.3, la formule suivante est obtenue:

$$\sigma_{cr} = 0.3 \cdot \frac{E \cdot t}{r} \quad (10)$$

La Figure 5 présente le rapport de la limite en flambage sur la limite élastique pour différentes valeurs de r / t et considérant l'ensemble des caractéristiques de l'installation prévue.

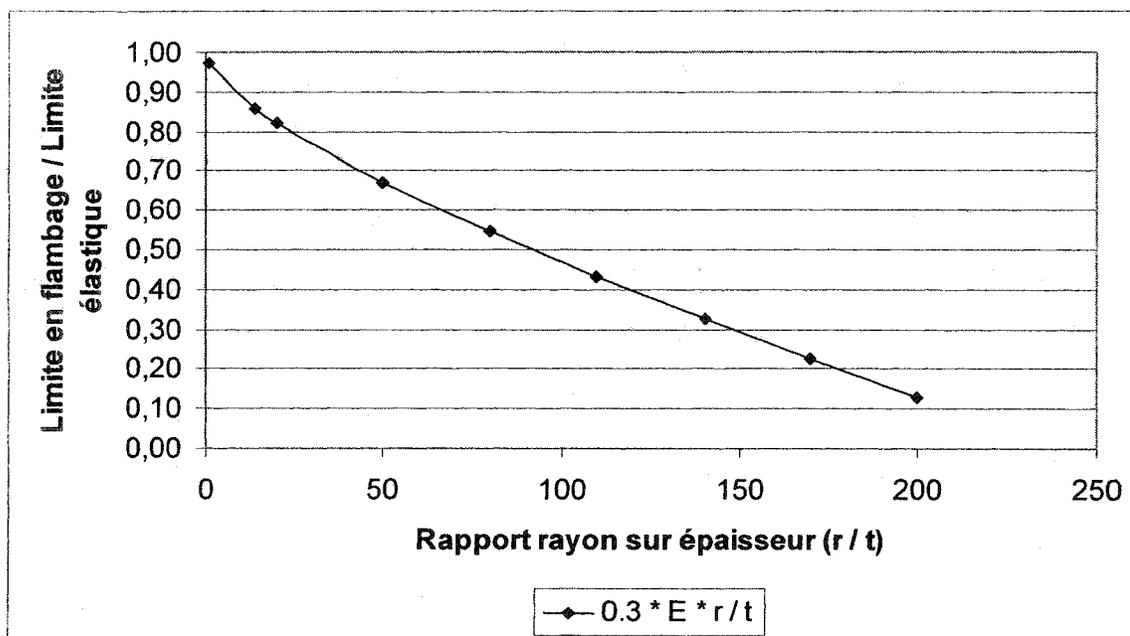


Figure 5 Coefficient de correction dû au flambage local.

Ainsi, pour un rapport $r / t = 0.0889 / 0.00635 = 14$ (correspondant aux conditions du mât à l'étude) la valeur du rapport de la limite de flambage sur la limite élastique équivaut à 0.86.

Les contraintes dans le mât ont été trouvées à l'aide du logiciel Ansys. La contrainte maximale est de 70 MPa. Cette valeur ne tient pas en compte le serrage des attaches sur le mât, puisque le voilement ne pourra pas arriver à cet endroit. Le facteur de sécurité corrigé pour le flambement local est de $215 \times 0.86 / 70 = 2.6$. Cette valeur est conservatrice, puisque la contrainte utilisée (70 MPa) est supérieure à ce qui se passera en réalité. En effet, les attaches sont conçues de façon à renforcer le mât, empêchant ainsi toute possibilité de flambement local à cet endroit. Les contraintes ont été calculées au centre des attaches. A l'extrémité supérieure de l'attache, la contrainte sera plus faible que celle calculée.

Mât (Flambement)

Il est nécessaire d'effectuer une analyse en flambement pour les trois sections du mât. Il a été déterminé que pour les trois sections, le rapport d'élancement ($\lambda = KL / r$) était inférieur à $\lambda_1 = \sqrt{B^2 E / S_y}$. Ainsi, l'analyse par colonnes courtes a été utilisée pour l'ensemble des sections. Cette analyse démontre que la section la plus critique au flambement est la section centrale et qu'elle possède un facteur de sécurité de 3.3. Cette valeur est conservatrice, puisque le plus petit diamètre de la section à l'étude a été utilisé. Le mât ne subira pas de flambement pour le chargement prévu.

Mât (limite élastique)

Les contraintes dans le mât ont été trouvées à l'aide du logiciel Ansys. La contrainte maximale est de 83 MPa. Cette valeur tient compte du serrage des attaches sur le mât. La pression de serrage a été estimée à 5 MPa (au lieu de 1.3 MPa et 2.05 MPa). Cette valeur vient de l'analyse des attaches. Elle est conservatrice, puisqu'au centre du manchon, la pression sur le mât est élevée, alors qu'à son extrémité supérieure, elle est plus faible. En prenant la valeur moyenne de la pression sur le mât, il est alors assuré que la valeur utilisée est conservatrice. Le facteur de sécurité est de 2.6. Ce faible facteur

de sécurité est causé par les faibles propriétés mécaniques du mât. Il faudra porter une attention spéciale pour cette composante, en particulier pour l'analyse en fatigue.

Plaque pivotante

L'analyse de cette composante correspond à la pièce A du dessin FP-04. Le moment maximal trouvé est de 2 315 N-m. La contrainte en flexion correspondante est de 53 MPa, ce qui donne un facteur de sécurité de 5.6. Cette valeur est conservatrice, puisque la rigidité de la base du mât n'a pas été prise en compte.

Tige pivot

L'analyse de cette composante correspond à la pièce du dessin FP-07. La tige du pivot est sollicitée en cisaillement pur. La force maximale trouvée par Ansys est ($F = (F_y^2 + F_x^2)^{1/2}$) de 18 879 N; ce qui correspond à un facteur de sécurité de 5.9. Cette valeur est conservatrice, puisque le cisaillement maximal et non moyen a été considéré.

Flambement des boulons/butées

L'analyse de cette composante correspond à la pièce no. 4 du dessin FP-00. La force critique, selon la théorie d'Euler, a été comparée à la réaction maximale trouvée par Ansys. Ainsi, la force critique trouvée pour cette butée est de 897 676 N; ce qui donne un facteur de sécurité de 47.6. Il n'y aura donc pas de flambement.

Compression des boulons/butées

Le facteur de sécurité associé à la réaction de 18 868 N (valeur conservatrice) pour les boulons/butées est de 15.9.

Base du mât

L'analyse de cette composante correspond au dessin FP-08. L'analyse de cette composante a été effectuée à l'aide de Ansys. Le facteur de sécurité trouvé pour cette composante est de 17.8. La base du mât supportera amplement le chargement causé par le redressement.

Conclusion

Le pivot résistera à un chargement statique lors de conditions dites extrêmes.

Analyse des contraintes statiques – Attaches

Cette section présente l'analyse sur les composantes de fixation du mât (FP-11). Trois types de chargement sont considérés dans cette analyse : le serrage de l'attache sur le mât, le chargement dans le sens du boulon à œil et le chargement sur les tiges filetées (transversal). La Figure 6 présente l'ensemble des composantes du système de fixation et les différents types de chargement.

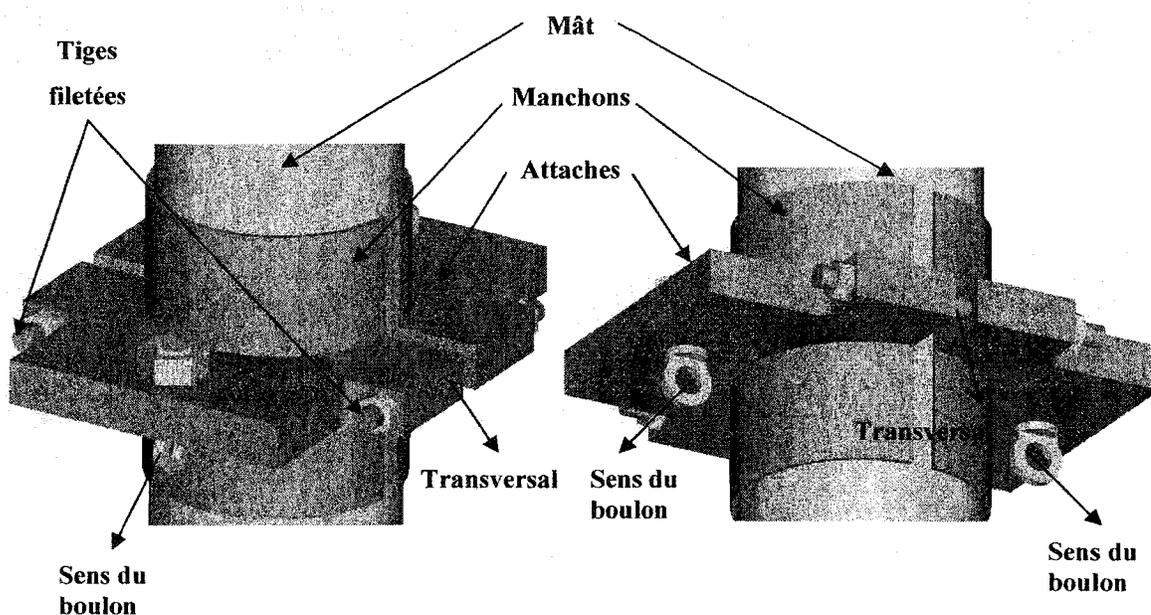


Figure 6 Fixation du mât

Un modèle axisymétrique des attaches a été développé sur Ansys. L'élément SOLID92 a été utilisé pour cette modélisation. Cet élément est constitué de dix nœuds à six degrés de liberté chacun. La Figure 7 présente l'ensemble des conditions aux frontières correspondant au modèle développé.

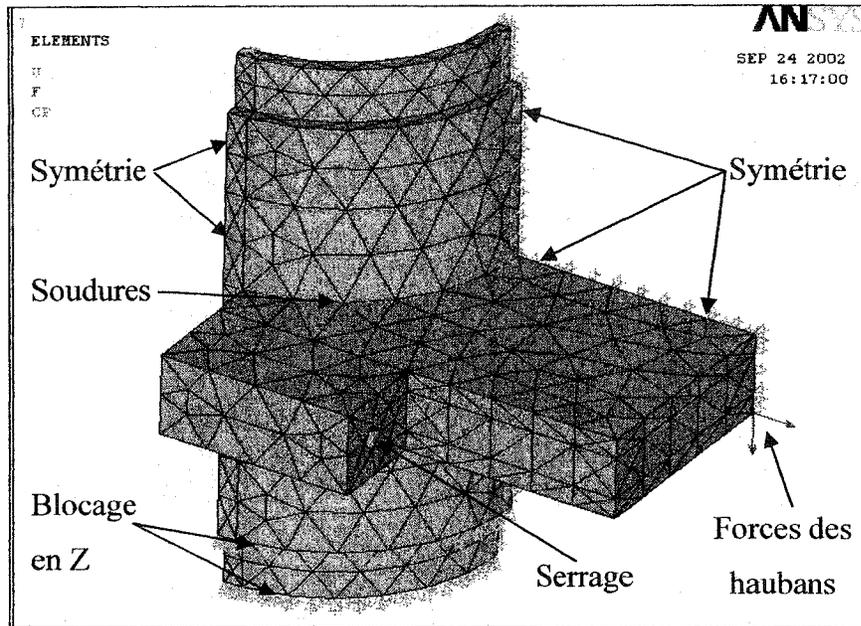


Figure 7 Conditions aux frontières de l'attache

Ainsi, deux conditions de symétrie ont été imposées au modèle afin de diminuer le nombre d'éléments. Les soudures ont été modélisées en jumelant les nœuds du manchon et de l'attache aux endroits où il y aura des soudures. Le serrage a été simulé à l'aide de forces appliquées aux alentours des trous où seront installées les tiges filetées. L'application de la force a été effectuée tel qu'illustré à la Figure 7.

Le tableau VI résume l'ensemble des résultats obtenus pour les trois types d'analyses effectuées sur le système de fixation.

Tableau VI Facteurs de sécurité pour les chargements critiques des attaches.

Composantes	Contraintes (MPa)	Facteurs de sécurité	Commentaires
FIXATION			
4.2.6.1 Serrages tiges filetées	306.9 eq	2.7	
4.2.6.2 Mât / manchon / attache	130 eq	2.9	Mât, acceptable
CHARGEMENT DANS LE SENS DU BOULON À ŒIL (35 m/s)			
4.2.6.3 Boulon à œil		10.5	
4.2.6.4 Mât / manchon / attache	132	2.23	Attache, acceptable
4.2.6.5 Friction minimale	-1.13 co	1.9	Conservateur
CHARGEMENT TRANSVERSAL (35 m/s)			
4.2.6.6 Cisaillement tige filetée	263 ci	3.15	
4.2.6.7 Mât / manchon / attache	260 eq	3.15	Manchon, acceptable
4.2.6.8 Friction minimale	-2.05 co	3.4	Conservateur

Dans ce tableau, le type de contraintes est indiqué par les symboles ci-dessous :

ci: cisaillement t: tension eq: équivalent
f: flexion co: compression

Fixation – serrage tiges filetées

Cette partie concerne l'installation des attaches sur le mât. Deux tiges filetées de 19.05 mm (3/4") seront utilisées pour chacune des fixations. Les tiges seront comprimées à 50 % du S_p , afin de permettre l'ajustement des couples de serrage si nécessaire. S_p est la contrainte éprouvée ($S_p \approx 0.85 S_y$). La contrainte principale calculée pour les tiges filetées sera ainsi de 306.9 MPa, ce qui correspond à un facteur de sécurité de 2.7. Ce facteur de sécurité est jugé acceptable, puisque les contraintes dans les tiges diminueront avec le temps lorsque la contrainte de cisaillement disparaîtra.

Fixation – mât / manchon / attache

Les contraintes créées par la fixation des attaches sur le mât ont été calculées à l'aide d'une analyse sur Ansys. Tel qu'illustré à la Figure 8, les contraintes maximales dans le manchon sont de 100 MPa. Le facteur de sécurité correspondant est de 3.0. La contrainte maximale dans le mât est de 75.4 MPa, ce qui équivaut à un facteur de sécurité de 2.9. Finalement, la contrainte maximale calculée dans l'attache est de 70 MPa. Le facteur de sécurité correspondant est de 4.2. Il est assumé que ces trois composantes résisteront à la fixation par une tige filetée de 19.05 mm (3/4") avec un couple de serrage correspondant à 50% du S_p .

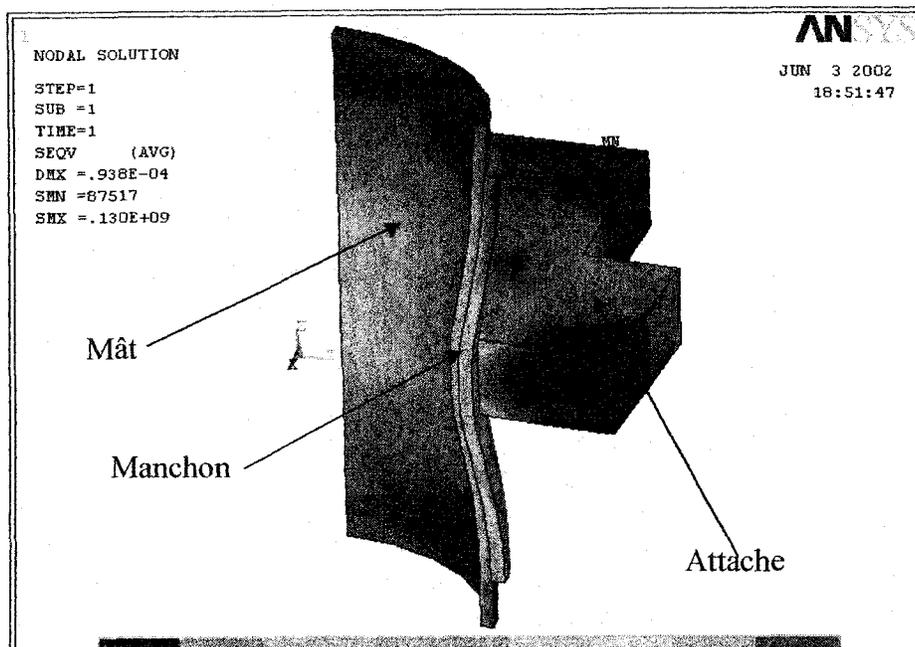


Figure 8 Contraintes équivalentes lors de la fixation de l'attache sur le mât

Chargement dans le sens du boulon à œil – boulon à œil

Le premier chargement à l'étude sera un chargement dans le sens de l'axe du boulon à œil. Les forces correspondant à un vent de 35 m/s ont été imposées au modèle Ansys (voir Figure 4). L'angle des haubans par rapport à l'horizontale est d'environ 45 degrés. Pour cet angle, la charge que peut supporter le boulon à œil correspond à 30 % de la charge maximale du chargement vertical (Voir annexe 4). Le chargement maximal pour cette configuration et pour un boulon de 31.75 mm (1 1/4") est donc de $(0.30) \times 93412 \text{ N}$ (21000 lbf) = 28 024 N (6 300 lbf). Comme le fournisseur des boulons à œil garantit un facteur de sécurité de 5 sur le chargement maximal, le facteur de sécurité total pour cette configuration sera de 10.5, ce qui est acceptable.

Chargement dans le sens du boulon à œil – mât / manchon / attache

Les contraintes créées par la fixation des attaches et le chargement dans le sens du boulon à œil (Voir Figure 6) ont été calculées par une analyse sur Ansys. Les figures 9 à 11 illustrent les contraintes dans le mât, le manchon et l'attache. Tel qu'illustré à la Figure 9, la contrainte maximale dans le mât correspond à 57 MPa, ce qui équivaut à un facteur de sécurité de 3.8. La contrainte maximale calculée dans le manchon est de 116 MPa (Voir Figure 10). Le facteur de sécurité du manchon est donc de 2.5. La Figure 11 illustre la contrainte maximale dans les attaches. La valeur maximale de la contrainte équivalente est de 132 MPa. Le facteur de sécurité associé est donc de 2.23. L'ensemble résistera au chargement dans le sens du boulon à œil.

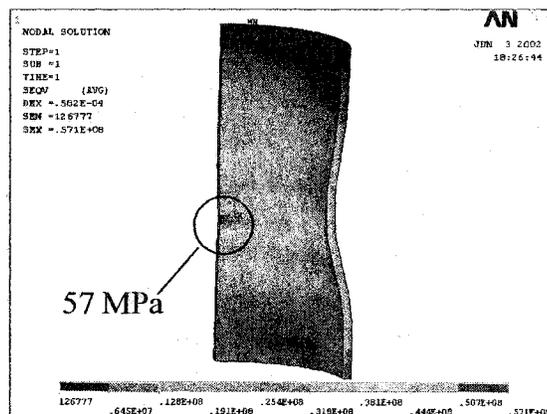


Figure 9 Contraintes équivalentes dans le mât

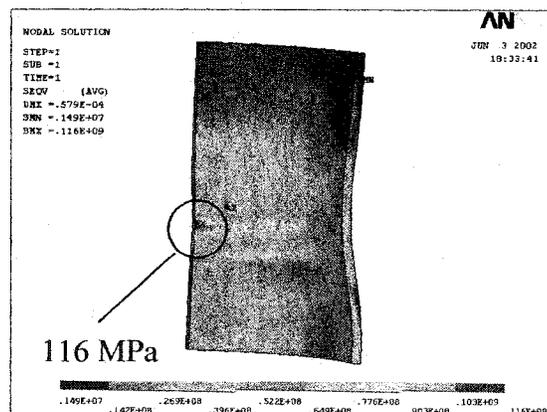


Figure 10 Contraintes équivalentes dans le manchon

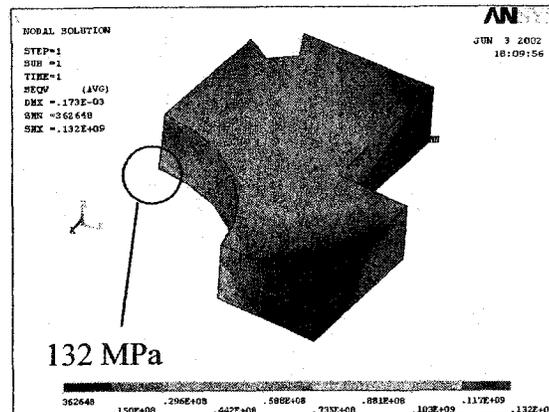


Figure 11 Contraintes équivalentes dans l'attache

Chargement dans le sens du boulon à œil – Friction minimale

À l'aide du logiciel Ansys, la valeur moyenne de compression du mât a été calculée pour un chargement dans le sens du boulon à œil. Cette valeur correspond à 1.13 MPa. Le coefficient de friction a été estimé à 0.15. Pour ces valeurs, il a été calculé que la force verticale que pourra supporter l'attache par friction est de 17 730 N. Comme la valeur maximale de la force verticale pour un vent de 35 m/s est de 9 546 N, nous obtenons un facteur de sécurité de 1.9. Cette valeur est conservatrice car plus l'attache tendra à descendre, plus la force de compression augmentera puisque le mât possède une forme conique.

Chargement transversal – Cisaillement tige filetée

Le deuxième chargement sera causé par les haubans qui seront directement installés sur les tiges filetées (voir Figure 6). Ce chargement s'ajoutera à la contrainte en tension du serrage initial. La contrainte équivalente ainsi calculée est de 263 MPa. Le facteur de sécurité sera alors de 3.15. La tige résistera à ce chargement. Il faut noter cependant qu'il faudra ajouter un manchon autour des tiges filetées pour éviter toute flexion de la tige. Ce manchon devra être le plus rigide possible.

Chargement transversal – mât / manchon / attache

Les contraintes créées par la fixation des attaches sur le mât ont été calculées par une analyse sur Ansys. Les figures 12 à 14 illustrent les contraintes dans le mât, le manchon et l'attache. Tel qu'illustré à la Figure 12, la contrainte maximale équivalente du mât est de 94 MPa, ce qui équivaut à un facteur de sécurité de 2.3. La contrainte maximale dans le manchon est de 110 MPa. Le facteur de sécurité pour le manchon est donc de 2.7. L'attache possède une contrainte maximale de 146 MPa, ce qui équivaut à un facteur de sécurité de 2.02 (Voir Figure 14). L'ensemble résistera au chargement transversal.

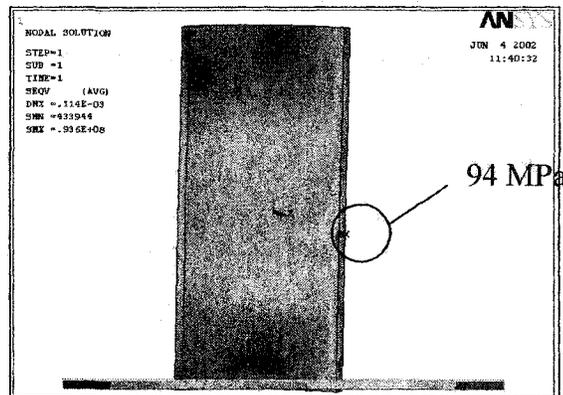


Figure 12 Contraintes équivalentes dans le mât

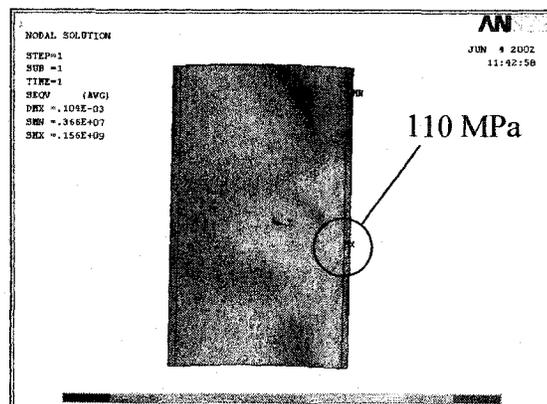


Figure 13 Contraintes équivalentes dans le manchon

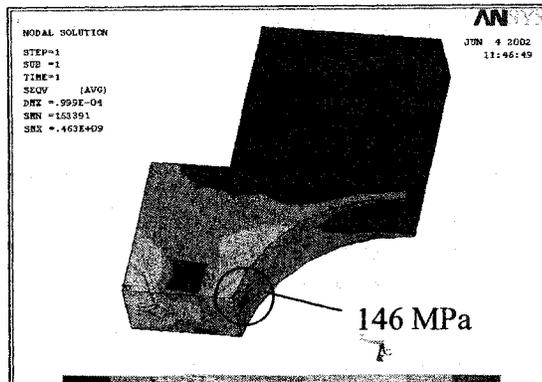


Figure 14 Contraintes équivalentes dans l'attache

Chargement transversal – Friction minimale

À l'aide du logiciel Ansys, la valeur moyenne de compression du mât a été calculée lors d'un chargement transversal. Cette valeur correspond à 2.05 MPa. Le coefficient de friction a été estimé à 0,15. Pour ces valeurs, il a été calculé que la force verticale que pourra supporter l'attache par friction est de 32 165 N. Comme la valeur maximale de la force verticale pour un vent de 35 m/s est de 9 546 N, nous obtenons un facteur de sécurité de 3.4. Cette valeur est conservatrice car plus l'attache tendra à descendre, plus la force de compression augmentera puisque le mât possède une forme conique.

Analyse des contraintes statiques – Toit

Cette section permet de vérifier si la structure portante, le toit de l'ETS, peut supporter l'installation de la tour de l'éolienne et de la tour anémométrique. La procédure prescrite dans le Code national du bâtiment est suivie.

Chargement de l'éolienne (avec glace)

Voici les différentes caractéristiques de l'installation de l'éolienne.

Diamètre maximal de l'éolienne :	Dia = 2.5 mètres
Charge verticale à la base du mât :	Fy = -18 868 N (- 4 242 lbf)
Charge horizontale à la base du mât :	Fx = 644 N = (145 lbf)
Charge maximale des ancrages :	F = 11 046 N = (2 483 lbf)
Charge maximale de l'ancrage de levage :	F = 9 163 N = (2 060 lbf)
Angle de la force résultante sur les ancrages:	$\phi \geq 45$ degrés
Type d'ancrage :	ARS-304 (11 400 lbf à 45 degrés)

Chargement tour anémométrique (14 m - avec glace)

Voici les différentes caractéristiques de l'installation de la tour anémométrique.

Charge verticale à la base de la TA :	Fy = - 1 894 kgf = (- 8 424 lbf)
Charge maximale des ancrages :	F = 365 kgf = (804 lbf)
Charge maximale sur l'ancrage de levage :	F = 113 kgf = (250 lbf)
Angle de la force résultante sur les ancrages:	$\phi = 47$ degrés
Type d'ancrage :	ARS-303 (5 300 lbf à 45 degrés) ARS-301 (1 560 lbf à 45 degrés)

Étude de l'augmentation du chargement due à l'éolienne

L'ensemble des calculs démontre que l'augmentation du chargement sur la colonne supportant l'éolienne sera de 3.4 %. Ce très faible pourcentage permet d'affirmer que l'installation sera acceptable. De plus, l'ajout des ancrages est considéré comme acceptable, puisque ces éléments auront une sollicitation contraire aux chargements actuels (due au poids mort du toit).

Étude de l'augmentation du chargement due à la tour anémométrique

L'ensemble des calculs démontre que l'augmentation du chargement sur la poutre sous la tour anémométrique sera de 2.7 %. Ce très faible pourcentage permet d'affirmer que l'installation sera acceptable. De plus, l'ajout des ancrages est considéré comme acceptable, puisque ces éléments auront une sollicitation contraire aux chargements actuels (due au poids mort du toit).

ANNEXE 3

Analyse d'erreurs

Analyse d'erreurs

Cette section permet d'évaluer la précision des mesures de chacun des instruments utilisés dans ce projet. Les anémomètres, les girouettes, le thermomètre et le baromètre y sont analysés.

La nomenclature énoncée par la norme ISO « Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement », sera utilisée dans ce travail. Ainsi, pour chacun des instruments, les incertitudes totales sont évaluées par la racine d'une somme quadratique des erreurs.

1- Vitesse du vent - Anémomètre

L'anémomètre que nous utilisons possède un signal fréquentiel proportionnel à la vitesse du vent. Une calibration a été effectuée par le fournisseur afin de trouver la formule de conversion suivante :

$$V \text{ [m/s]} = 0.7596 * (\text{Hz}) + 0.397$$

Inversement, la fréquence à partir de la vitesse sera exprimée selon :

$$F \text{ [Hz]} = (V \text{ [m/s]} - 0.397) / 0.7596$$

L'incertitude sur la vitesse du vent provient de plusieurs facteurs. La précision de l'instrument (anémomètre), les caractéristiques d'opération et le montage influenceront grandement la valeur de l'incertitude. La carte d'acquisition possède également une incertitude. La valeur de l'incertitude de la vitesse du vent sera exprimée par :

$$u_{v,i} = \pm \text{sqrt} (u_{v1,i}^2 + u_{v2,i}^2 + u_{v3,i}^2 + u_{dv1,i}^2)$$

Les sections suivantes permettent d'expliquer et d'évaluer chacun de ces termes.

$U_{v1,i}$ = Incertitude de l'anémomètre

Cette incertitude comprend la calibration initiale de l'anémomètre et une possible variation de la calibration dans le temps. Les valeurs entre parenthèses sont des valeurs approximatives. La plus petite valeur correspond au meilleur des systèmes existant et la plus grande au pire.

Incertitude associée à la calibration initiale (1% à 5%) :

Selon le fournisseur : $u_{a1} = \pm 0.2$ m/s

Incertitude associée à la variation de la calibration dans le temps (0.2% - 1.5%) :

L'incertitude est négligeable si une calibration est effectuée tous les 6 mois ou si des calibrations ont été effectuées avant et après les essais.

$$u_{a2} = \pm 0 \text{ m/s}$$

Ainsi, l'incertitude de l'anémomètre équivaut à :

$$\boxed{u_{v1,i} = \pm 0.2 \text{ m/s}}$$

$u_{v2,j}$ = Incertitude due à l'installation et aux caractéristiques d'opération

Cette incertitude comprend la réponse dynamique de l'anémomètre, les effets d'inclinaison et les effets de variation de température.

Incertitude associée à la réponse dynamique de l'anémomètre :

Une formule a été développée par Westermann, D. pour tenir compte de cet effet. Il est à noter qu'il est possible de corriger la valeur de la vitesse en fonction de cette erreur, puisque la turbulence créera toujours un effet de survitesse (Voir annexe sur dynamique des anémomètres). Voici la formule évaluant cette survitesse :

$$E = I^2 * (1.8 * d - 1.4) \quad (1)$$

où I : intensité de turbulence
d : constante de distance

Il faut noter que cette formule a été vérifiée expérimentalement et tient compte des effets de la friction des paliers.

Comme l'ensemble des données a été corrigé pour la survitesse, la valeur de l'incertitude pour cet aspect ne sera pas considérée.

$$u_{a3} = 0 \%$$

Incertitude associée à l'inclinaison de l'anémomètre (0.2% - 1.5%) :

Comme aucune donnée du fournisseur n'est encore disponible pour cet aspect, la valeur moyenne sera considérée. Ainsi,

$$u_{a4} = \pm 0.65 \%$$

Incertitude associée aux effets de la température :

Aucune donnée du fournisseur n'est disponible. Cependant, pour des températures supérieures à 0 degré Celcius, il est supposé qu'il n'y aura aucun effet sur les valeurs

indiquées par l'anémomètre. Il faudra donc effectuer le plus possible les essais durant l'été. Si c'est impossible, le test devra se faire lors de conditions météorologiques similaires. Une autre façon de résoudre ce problème serait d'utiliser des anémomètres chauffants. Pour le cas présent, nous n'assumerons aucune erreur associée à cet aspect.

$$u_{a5} = 0\%$$

La valeur de l'incertitude combinée due à l'installation et aux caractéristiques d'opération est alors :

$$u_{v2,j} = \pm 0.65 \%$$

$u_{v3,j}$ = Incertitude due aux effets de montage

Cette incertitude comprend la distorsion de l'écoulement due aux supports, la distorsion causée par le mât, la distorsion due aux attaches, aux haubans, au paratonnerre. Cette incertitude comprend aussi l'influence du cisaillement horizontal sur un anémomètre.

Incetitude associée à la distorsion de l'écoulement engendrée par les supports :

Puisque les anémomètres seront installés à l'extrémité du mât, aucun support ne causera de l'interférence à l'écoulement. Ce type d'installation est optimal.

$$u_{a6} = 0\%$$

Incetitude associée à la distorsion de l'écoulement engendrée par le mât :

Tel que spécifié précédemment, les anémomètres seront installés à l'extrémité du mât. Ainsi, il n'y aura aucune interférence causée par le mât.

$$u_{a7} = 0\%$$

Incertitude associée à la distorsion de l'écoulement engendrée par les attaches, les haubans et le paratonnerre :

Puisque les anémomètres sont installés à l'extrémité du mât et qu'aucun paratonnerre ne sera installé dans la direction du vent dominant, il n'y aura pas de distorsion de l'écoulement.

$$u_{a8} = 0\%$$

Ainsi, l'incertitude due aux effets de montages équivaut à :

$$u_{v3,i} = \pm 0 \%$$

$u_{dv,i}$ = Incertitude du système d'acquisition (vitesse du vent)

Cette incertitude comprend l'incertitude causée par la transformation et la transmission du signal, l'incertitude causée par le traitement numérique de la carte d'acquisition et finalement l'incertitude causée par le programme qui traite les données.

Incertitude associée à la transmission et au conditionnement du signal :

Le seul conditionnement du signal pour l'anémomètre consiste à un filtre passe-bas ayant une constante de temps de 0.01 sec. Ceci implique que l'amplitude du signal sera atténuée de façon significative seulement pour des fréquences supérieures à $1 / 0.01 = 100$ Hz (60 Hz = 45.82 m/s). À cette fréquence, l'amplitude du signal est assez importante pour ne changer en rien la précision du signal. Il est important de noter que la vitesse du vent est proportionnelle à la fréquence du signal et que l'amplitude ne sert

différencier le signal du bruit environnant. Ainsi l'incertitude associée à ce type d'erreur est négligeable.

$$u_{a9} = 0\%$$

Incertitude associée au traitement numérique de la carte d'acquisition :

Cette incertitude est causée par trois facteurs différents : l'erreur de zéro, l'erreur de pente et la résolution de la carte.

- L'erreur de zéro peut être évaluée en effectuant un court-circuit dans un des canaux. L'ensemble des tensions lues pourra être corrigé par la suite, éliminant ainsi cette erreur. Comme dans notre cas, les tensions lues sont de l'ordre du Volt et que l'erreur de zéro est de l'ordre du $1 \cdot 10^{-3}$ mV, cette erreur est négligeable.

$$u_{a10} = 0\%$$

- L'erreur de pente sera approximée (selon IEC-61400-12) à :

0.1% de la pleine valeur

Comme la vitesse ne dépend que de la fréquence et non de l'amplitude de la tension, cette erreur n'aura aucun effet sur la vitesse lue par l'anémomètre.

$$u_{a11} = 0\%$$

- L'erreur associée à la résolution de la carte s'estime de la façon suivante :

$$u = \pm (10 / 4095) / 2 = \pm 1.22 \text{ mV}$$

Comme la vitesse ne dépend que de la fréquence et non de l'amplitude de la tension, cette erreur n'aura aucun effet sur la vitesse lue par l'anémomètre.

$$u_{a12} = 0 \%$$

Incertitude associée au traitement des données (FFT) :

La fréquence est proportionnelle à la vitesse du vent. Une application informatique devra être utilisée afin de déterminer la valeur de la fréquence du signal enregistré. La méthode privilégiée est l'analyse de Fourier (FFT).

L'incertitude associée à cette application mathématique sera négligeable pour des vitesses de vent supérieures à 3 m/s. À cette vitesse, la fréquence du signal sera de :

$$F [\text{Hz}] = 3 [\text{m/s}] / 0.7596 - 0.397 / 0.7596 = 3.43 \text{ Hz}$$

Comme notre temps d'acquisition est de 2 secondes, le signal perçu aura ainsi 3.43 cycles complets. L'analyse de Fourier pourra faire l'analyse de ce signal sans perdre aucune précision. Donc, plus la vitesse du vent sera importante, plus l'analyse de Fourier sera précise. Ainsi, nous considérons cette erreur négligeable :

$$u_{a13} = 0\%$$

Ainsi, l'incertitude de la carte d'acquisition pour l'évaluation de la vitesse du vent est :

$$u_{dv,i} = \pm 0 \%$$

$u_{v,i}$ = Incertitude combinée

L'incertitude combinée associée à la vitesse du vent est alors :

$$u_{v,i} = \pm \text{sqrt} (u_{v1,i}^2 + u_{v2,i}^2 + u_{v3,i}^2 + u_{dv1,i}^2)$$

$$u_{v,i} = \pm \text{sqrt} ((0.2)^2 + (0.65 * v_i)^2 + 0 + 0)$$

La précision obtenue pour la vitesse du vent est :

$$u_{v,i} = \pm \text{sqrt} ((0.2)^2 + (0.0065 * v_i)^2)$$

Conclusion

Suite à l'étude des incertitudes, il est possible de remarquer que le poids de chacun des facteurs (leur exposant) est le même. Il apparaît également que la plus grande partie de cette incertitude provient de la calibration initiale de l'instrument (± 0.2 m/s). Il est cependant important de noter que l'erreur pourrait augmenter grandement si l'installation de l'anémomètre n'est pas effectuée correctement.

2- Direction du vent – Girouette

L'analyse d'erreur s'effectue de la même façon que dans la section précédente. C'est-à-dire qu'il faut évaluer les incertitudes associées à l'instrument lui-même, à son installation et à la carte d'acquisition. La valeur de cette incertitude est exprimée par :

$$u_{d,i} = \pm \text{sqrt} (u_{d1,i}^2 + u_{d2,i}^2 + u_{d3,i}^2 + u_{dd1,i}^2)$$

Les sections suivantes permettront d'expliquer et d'évaluer chacun de ces termes.

$U_{d1,i}$ = Incertitude de la girouette

Cette incertitude comprend la calibration initiale de la girouette. Les données suivantes sont produites par le fournisseur :

Linéarité : $\pm 1 \% (1/100 * 360) = \pm 3.6^\circ$

L'erreur de l'instrument est donc :

$$u_{d1,i} = \pm 3.6^\circ$$

$u_{d2,i}$ = Incertitude associée aux effets de montage

La girouette est beaucoup moins sensible aux distorsions de vent causées par des interférences. Ainsi, nous supposons qu'aucune erreur ne sera associée à cette situation.

$$u_{d2,i} = \pm 0^\circ$$

$u_{d3,i}$ = Incertitude associée au montage

La plus grande erreur des girouettes provient de ce facteur. En effet, lors de l'installation, il est assez difficile d'aligner précisément la girouette. Ainsi, l'erreur estimée pour ce cas est de :

$$u_{d3,i} = \pm 5^\circ$$

 $u_{d4,i}$ = Incertitude du système d'acquisition (direction du vent)

Cette incertitude comprend l'incertitude causée par la transformation et la transmission du signal, l'incertitude causée par le traitement numérique de la carte d'acquisition et finalement l'incertitude causée par le programme qui traite les données.

Incertitude associée à la transmission et au conditionnement du signal :

Le signal de sortie est un signal en tension pure. Puisque nous supposons que l'impédance de la carte est assez élevée afin de limiter au minimum l'ampérage du signal, il est supposé qu'aucune baisse de tension ne sera présente et ce peu importe la longueur du câble de transmission. Ainsi :

$$u_{d1} = 0\%$$

Incertitude associée au traitement numérique de la carte d'acquisition :

Les résultats sont identiques à ceux de la section précédente.

- L'erreur de zéro :

$$u_{d2} = 0\%$$

- L'erreur de pente sera approximée (Selon IEC-61400-12) à :

0.1% de la pleine valeur

Ici l'erreur diverge de la section précédente, puisque ce qui doit être mesuré est la tension électrique. Ainsi :

$$u_{d3} = \pm 0.001\% * 10 \text{ V} = \pm 0.01 \text{ V}$$

NOTE: Cette façon d'évaluer l'incertitude associée à la sensibilité de la carte est conservatrice car, c'est l'erreur maximale qui a été évaluée.

- L'erreur associée à la résolution de la carte s'estime de la façon suivante :

$$u_{d4} = \pm (10 / 4095) / 2 = \pm 1.22 \text{ mV}$$

Incertitude associée au traitement des données :

Comme la direction du vent provient du rapport entre la tension lue sur l'instrument et la tension d'alimentation de l'instrument, une incertitude supplémentaire sera occasionnée par l'évaluation de cette tension de référence :

$$u_{d5} = 0.01 \text{ V}$$

Ainsi, l'incertitude de la carte d'acquisition pour l'évaluation de la direction du vent est :

$$u_{dd,i} = \pm \sqrt{(0.01)^2 + (0.00122)^2 + (0.01)^2}$$

$$u_{dd,i} = \pm 0.014 \text{ V}$$

Comme la tension d'alimentation maximum de l'instrument sera de 10 Volts.

L'incertitude maximale sera de :

$$u_{dd,i} = \pm (360/10) * 0.014 = \pm 0.5^{\circ}$$

$u_{v,i}$ = Incertitude combinée

L'incertitude combinée associée à la direction du vent est alors :

$$u_{d,i} = \pm \text{sqrt} (u_{d1,i}^2 + u_{d2,i}^2 + u_{d3,i}^2 + u_{dd,i}^2)$$

$$u_{d,i} = \pm \text{sqrt} ((3.6)^2 + (0)^2 + (5)^2 + (0.5)^2)$$

$$u_{d,i} = \pm 6.2^{\circ}$$

Conclusion

Suite à l'étude des incertitudes, il est possible de remarquer que le poids de chacun des facteurs (leur exposant) est le même. Il apparaît également que la plus grande partie de cette incertitude provient de deux facteurs : la calibration initiale de l'instrument ($\pm 3.6^{\circ}$) et l'installation ($\pm 5^{\circ}$). Le premier facteur ne pourra être amélioré, cependant, il apparaît maintenant clair que la méthode d'installation devra être la plus précise possible.

3- Température de l'air – Thermomètre

L'analyse d'erreur s'effectue de la même façon que dans les sections précédentes, c'est-à-dire qu'il faut évaluer les incertitudes associées à l'instrument lui-même, à son installation et à la carte d'acquisition. La valeur de cette incertitude est exprimée par :

$$u_{T,i} = \pm \text{sqrt} (u_{T1,i}^2 + u_{T2,i}^2 + u_{T3,i}^2 + u_{dT1,i}^2)$$

Les sections suivantes permettent d'expliquer et d'évaluer chacun de ces termes.

$u_{T1,i}$ = Incertitude du thermomètre

Cette incertitude comprend la calibration initiale du thermomètre. Les données suivantes sont produites par le fournisseur :

$$T(^{\circ}\text{C}) = (\text{Vout} \times 55.55) - 86.39$$

Précision : $\pm 1.11^{\circ}\text{C}$

Non-linéarité : $\pm 0.33^{\circ}\text{C}$

L'erreur de l'instrument est donc :

$$\boxed{u_{T1,i} = \text{sqrt} ((1.11)^2 + (0.33)^2) = \pm 1.16^{\circ}\text{C}}$$

$u_{T2,i}$ = Incertitude associée à la radiation

Malgré une protection antiradiations, la température sera affectée par l'environnement extérieur (soleil et autres). La valeur de cette incertitude est estimée par la norme IEC 61400-12 à ± 2 °C.

$$u_{T2,i} = \pm 2 \text{ °C}$$

$u_{T3,i}$ = Incertitude associée aux effets de montage

Puisque la température varie selon la hauteur, une erreur sera engendrée si le thermomètre n'est pas à la même hauteur que le moyeu de l'éolienne. Selon IEC 61400-12, l'incertitude peut être estimée de cette façon :

- Si le thermomètre est installé à plus de 10 mètres du sol :

$$u_{T3} = \pm 1/3 \text{ °C} / 10 \text{ mètres de différence}$$

- Si le thermomètre est installé à moins de 10 mètres du sol :

$$u_{T3} = \pm 1 + 1/3 \text{ °C} / 10 \text{ mètres de différence}$$

En ce qui l'application prévue, le thermomètre sera installé à environ 2 mètres du sol. L'éolienne sera à environ 15 mètres du sol. Ainsi, l'incertitude associée au montage sera de :

$$u_{T3,i} = \pm 1 + 1/3 \text{ °C} * (13/10) \text{ °C/m} = \pm 1.43 \text{ °C}$$

$u_{Td,i}$ = Incertitude du système d'acquisition (Température)

Cette incertitude comprend l'incertitude causée par la transformation et la transmission du signal, l'incertitude causée par le traitement numérique de la carte d'acquisition et finalement l'incertitude causée par le programme qui traite les données.

Incertitude associée à la transmission et au conditionnement du signal :

Le conditionnement du signal est effectué à l'intérieur même de l'instrument. Les erreurs de conditionnement ont donc été évaluées dans la section précédente. Le signal de sortie est un signal en tension pure. Puisque nous assumons que l'impédance de la carte est assez élevée afin de limiter au minimum l'ampérage de ce signal, il est considéré qu'aucune baisse de tension ne sera présente, et ce peu importe la longueur du câble de transmission. Ainsi :

$$u_{T4} = 0\%$$

Incertitude associée au traitement numérique de la carte d'acquisition :

Les résultats sont identiques à ceux de la section précédente.

- L'erreur de zéro :

$$u_{T5} = 0\%$$

- L'erreur de pente sera approximée (Selon IEC-61400-12) à :

0.1% de la pleine valeur

Ici, l'erreur diverge de la section précédente, puisque ce qui doit être mesuré est la tension électrique. Ainsi :

$$u_{T6} = \pm 0.001\% * 10 \text{ V} = \pm 0.01 \text{ V}$$

- L'erreur associée à la résolution de la carte s'estime de la façon suivante :

$$u_{T7} = \pm (10 / 4095) / 2 = \pm 1.22 \text{ mV}$$

NOTE: Cette façon d'évaluer l'incertitude associée à la sensibilité de la carte est conservatrice, car c'est l'erreur maximale qui a été évaluée.

Incertitude associée au traitement des données :

Aucun traitement de signal n'est effectué pour ce type de données. L'incertitude associée à ce facteur est donc nulle.

L'incertitude de la carte d'acquisition pour l'évaluation de la température est :

$$u_{dT,i} = \pm \text{sqrt} ((0.01)^2 + (0.00122)^2)$$

$$u_{dT,i} = \pm 0.01 \text{ V}$$

$$\boxed{u_{dT,i} = (0.01 * 55.55) = 0.6^\circ\text{C}}$$

4.4.3.1 $U_{T,i}$ = Incertitude combinée

$$u_{T,i} = \pm \text{sqrt} ((1.16)^2 + (2)^2 + (1.43)^2 + (0.6)^2)$$

$$\boxed{u_{T,i} = \pm 2.8^\circ\text{C}}$$

Conclusion

Suite à l'étude des incertitudes, il est possible de remarquer que le poids de chacun des facteurs (leur exposant) est le même. Il apparaît également que la plus grande partie de cette incertitude provient de trois facteurs : la calibration initiale de l'instrument (± 1.16 °C), l'incertitude associée à la radiation l'installation (± 2 °C) et l'incertitude associée aux effets de montage (± 1.43 °C). Les deux facteurs ne pourront être améliorés. Cependant, la position du thermomètre devra être la plus haute possible sur le mât de l'éolienne afin de minimiser cette erreur.

4- Pression atmosphérique – baromètre

L'analyse d'erreur s'effectue de la même façon que dans les sections précédentes, c'est-à-dire qu'il faut évaluer les incertitudes associées à l'instrument lui-même, à son installation et à la carte d'acquisition. La valeur de cette incertitude est exprimée par :

$$U_{P,i} = \pm \text{sqrt} (u_{P1,i}^2 + u_{P2,i}^2 + u_{dP1,i}^2)$$

Les sections suivantes permettent d'expliquer et d'évaluer chacun de ces termes.

$U_{P1,i}$ = Incertitude du baromètre

Cette incertitude concerne la calibration initiale du baromètre. Les données suivantes sont produites par le fournisseur :

$$P = (V_{out} \times 21.79) + 10.61 \text{ kPa}$$

Plage de mesure : 15 à 115 kPa

Précision : ± 1.5 kPa

Non-linéarité : ± 0.1 % maximum

L'erreur de l'instrument est donc :

$$\boxed{u_{P1,i} = \text{sqrt} ((1.5)^2 + (0.001 * 115)^2) = \pm 1.5 \text{ kPa}}$$

$u_{p2,i}$ = Incertitude associée aux effets de montage

Puisque la pression varie avec l'altitude, une erreur sera engendrée si le baromètre n'est pas à la même hauteur que le moyeu de l'éolienne. Selon IEC61400-12 l'incertitude peut être estimée à $0.28 \text{ hPa} = 28 \text{ Pa}$.

$$u_{p2,i} = \pm 28 \text{ Pa}$$

$u_{p,i}$ = Incertitude du système d'acquisition (Pression)

Cette incertitude comprend l'incertitude causée par la transformation et la transmission du signal, l'incertitude causée par le traitement numérique de la carte d'acquisition et finalement l'incertitude causée par le programme qui traite les données.

Incertainitude associée à la transmission et au conditionnement du signal :

Le conditionnement du signal est effectué à l'intérieur même de l'instrument. Les erreurs de conditionnement ont donc été évaluées dans la section précédente. Le signal de sortie est un signal en tension pure. Puisque nous assumons que l'impédance de la carte est assez élevée afin de limiter au minimum l'ampérage de ce signal, il est considéré qu'aucune baisse de tension ne sera présente, et ce peu importe la longueur du câble de transmission. Ainsi :

$$u_{p2} = 0\%$$

Incertitude associée au traitement numérique de la carte d'acquisition :

Les résultats sont identiques à ceux de la section précédente.

- L'erreur de zéro :

$$u_{p3} = 0\%$$

- L'erreur de pente sera approximée (Selon IEC-61400-12) à :

0.1% de la pleine valeur

Ainsi :

$$u_{p4} = \pm 0.001\% * 10 \text{ V} = \pm 0.01 \text{ V}$$

- L'erreur associée à la résolution de la carte s'estime de la façon suivante :

$$u_{p5} = \pm (10 / 4095) / 2 = \pm 1.22 \text{ mV}$$

NOTE: Cette façon d'évaluer l'incertitude associée à la sensibilité de la carte est conservatrice, car c'est l'erreur maximale qui a été évaluée.

Incertitude associée au traitement des données :

Aucun traitement de signal n'est effectué pour ce signal. L'incertitude associée à ce facteur est donc nulle.

L'incertitude de la carte d'acquisition pour l'évaluation de la pression est :

$$u_{dP,i} = \pm \sqrt{(0.01)^2 + (0.00122)^2}$$

$$u_{dP,i} = \pm 0.01 \text{ V}$$

$$u_{dP,i} = (0.01 * 21.79) = 0.22 \text{ kPa}$$

$U_{P,i}$ = Incertitude combinée

$$u_{P,i} = \pm \sqrt{u_{P1,i}^2 + u_{P2,i}^2 + u_{P3,i}^2 + u_{dP,i}^2}$$

$$u_{P,i} = \pm \sqrt{(1.5)^2 + (0.028)^2 + (0.22)^2}$$

$$u_{P,i} = \pm 1.5 \text{ kPa}$$

Conclusion

Suite à l'étude des incertitudes, il est possible de remarquer que le poids de chacun des facteurs (leur exposant) est le même. Il apparaît également que la plus grande partie de cette incertitude provient d'un seul facteur : la calibration initiale de l'instrument ($\pm 1.5 \text{ kPa}$). La seule façon d'améliorer cette incertitude sera donc de changer de capteur.

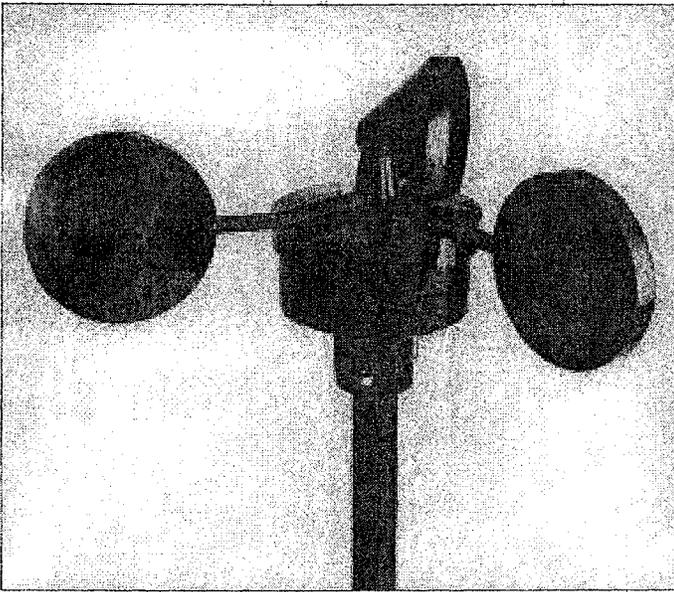
ANNEXE 4

Instrumentation et équipements

.....
TYPE 40 MAXIMUM ANEMOMETER



MEASURING THE WIND'S ENERGY



The Maximum #40 has three conical cups molded in one continuous piece. Cup rotation induces a sine wave voltage in a single coil by a four pole magnet. Two sine wave cycles are produced for each revolution of the cups with the frequency directly proportional to windspeed.

■ The Maximum #40 Anemometer has proven to be rugged, reliable and highly accurate. Over 100,000 units are now in use on wind farms, on mountaintops and in thousands of household, wind energy and institutional installations. ■ Maximum cup anemometers have recorded wind to 96 m/s (214mph). Their low moment of inertia and unique bearings permit very rapid response to gusts and lulls. The black Lexan cups (virtually shatterproof) have thermal properties which resist and shed icing far more effectively than metal assemblies. ■ Because of their output linearity, these sensors are ideal for use with various data retrieval systems and controllers. The unique bearing system ensures that wind-blown dirt and moisture will not destroy the bearings or degrade performance. ■ The unbeatable combination of accuracy, simple yet rugged construction and very low cost have made the #40 the first choice for professionals in all fields. Optional digital outputs and calibration are available. The Maximum #40 from NRG Systems: the wind industry standard anemometer.

NRG SYSTEMS

110 Commerce Street
Hinesburg, VT 05461 USA
(802) 482-2255

FAX (802) 482-2272

Email: sales@nrgsystems.com

TYPE 40 MAXIMUM ANEMOMETER

APPLICATIONS

- Anemometer for wind resource assessment instrumentation
- Research measurements in environmental studies
- Control anemometer for new or existing wind turbines
- Sensing wind speeds at sporting events (i.e. Olympics)
- Engineering studies on wind effects on bridges, skyscrapers

FEATURES

- Very simple, elegantly engineered construction
- Dirt and wear resistant, modified Teflon bearing system
- All corrosion-resistant materials
- All 3 cups molded in one piece for repeatable performance
- Frequency output for ease of filtering and long cable runs
- Professional qualities at a minimum price
- Never change bearings; stays accurate many years in hostile environments
- Optional signal conditioners for digital and analog outputs available

SPECIFICATIONS

MECHANICAL:

3 cups of conical cross-section, 51mm (2") diameter

190mm (7.5") swept diameter of rotor

51mm (3.2") overall assembly height

Moment of inertia of rotor assembly = 68×10^{-8} S-ft²

Mounting—(Using a cotter pin and set screw) on a 13mm (0.5") diameter mast with a #35 hole, 11mm (.35") from the top.

Materials:

Cups—one piece injection-molded black polycarbonate (Lexan)

Body—housing is black ABS plastic

Shaft—beryllium copper, fully hardened

Bearing—modified Teflon, self-lubricating. Rated PV factor of 20,000 (at 15 mph, PV is approx. 500; at 100 mph PV is approx. 2,000). Upper bearing is centered in the plane of cup thrust for optimal loading.

Permanent magnet—Indux 1, 25mm (1") dia., 13mm (0.5") long, 4 poles

Threshold:

Starting threshold—0.78 m/s (1.75 mph)

Cup distance constant (63% recovery)—3.0m (10')

Environmental:

Operating temperature -55°C to 60°C (-67 to 150 F)

Operating humidity range 0 to 100% RH

Weight: 0.1kg (0.2 lb)

Shipping Weight: 0.5kg (1 lb)

ELECTRICAL:

Single coil, bobbin wound, 4100 turns of #41 wire

Voltage is a sine wave with frequency changing linearly with wind speed—

60 hz = 45.82 m/s (102.5 mph) [1.7 mph/Hz w/0.78 offset, 0.765 m/s/Hz w/0.35 offset]

Voltage is 2.0 VAC at 60 cycles—minimum (typical is 6 VAC P-P)

Hall Effect (#40H): A Hall Effect switch replaces the single coil. The voltage output is a square wave with the same frequency-to-wind speed relationship as the single coil. Requires a 5 to 24 VDC voltage with 5ma of current.

Custom sensors available for wind turbine control, etc.
Please contact us directly.

SPECIFICATIONS MAY CHANGE WITHOUT NOTICE.

ORDERING INFORMATION:

NRG #40 Anemometer

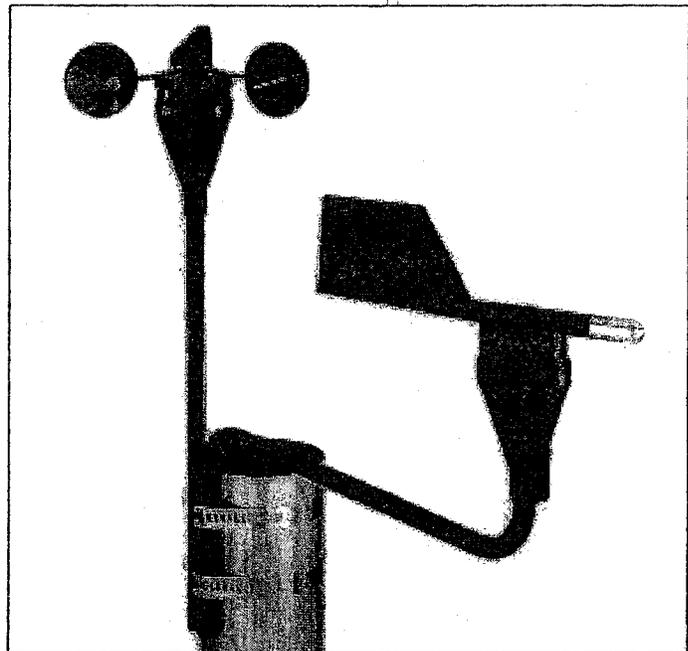
#40 Hall Effect Output Anemometer

#40 Calibrated Anemometer

Cat. No. 40

Cat. No. 40H

Cat. No. 40C



Shown here is the #40 Anemometer
with the #200P NRG wind direction vane.

NRG
Systems

MEASURING THE WIND'S ENERGY

110 Commerce Street

Hinesburg, VT 05461 USA

(802) 482-2255

FAX (802) 482-2272

Email: sales@nrgsystems.com

Interfacing to the NRG Maximum #40 Anemometer or IceFree™ Heated Anemometer

Introduction

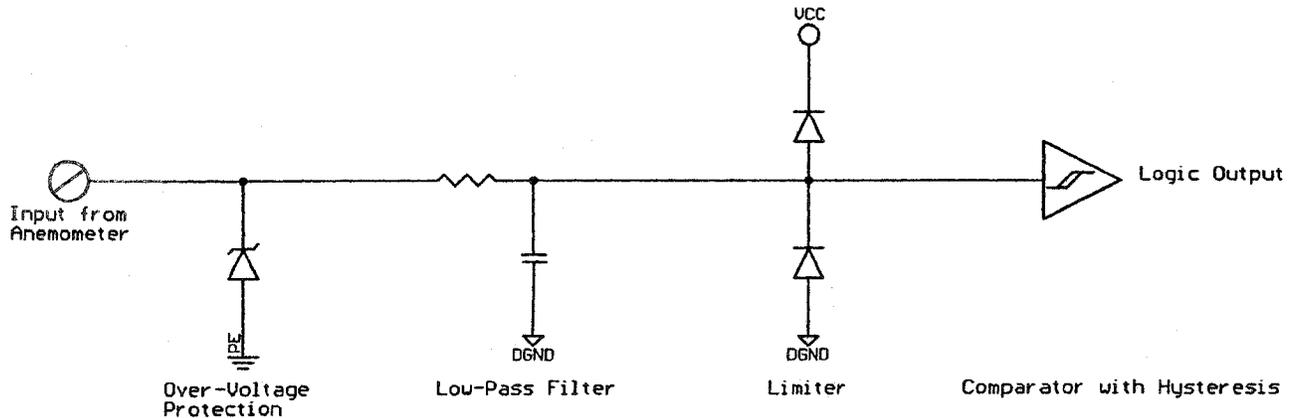
The output signals of the NRG Maximum #40 Anemometer and the NRG IceFree™ Anemometer are variable amplitude sine wave AC, with frequency proportional to wind speed. This application note gives you some guidelines for developing an interface for these sensors.

Output Signal

The frequency of the anemometers' output signal is proportional to wind speed. The frequency range that must be reliably sensed varies from approximately 2 Hz at threshold to more than 100 Hz at high wind speeds. (Consult the sensor's specifications for the exact wind-speed frequency calibration data.)

The amplitude of the output signal is specified at a minimum of 80 mV peak-to-peak at 2 mph to a maximum of 12 V peak-to-peak (typical 9 V p-p) at high wind speeds.

Here is a block diagram of a typical input circuit for these Anemometers:



Block Diagram of Anemometer Input Circuit

Overvoltage protection

For the anemometer to provide accurate data, it must be mounted high and in the clear. This inevitably makes the sensor susceptible to electrostatic discharge or even lightning damage.

Adequate precautions are required to provide life- and fire-safety in the event of a lightning strike on the sensor, but are far beyond the scope of this Note.

To provide reliable data collection, your measurement system must be protected against the more likely electrostatic discharge overvoltage. As a minimum, we recommend placing an 18V rated metal-oxide



Application Note

varistor (MOV), or a Transient Voltage Suppressor (TVS) diode, across the signal input. As with any sensor, careful attention to earth grounding, over-voltage protection components, and cable shield connections is also important.

Input Filtering

To remove high frequency noise at the input which may falsely trigger your input circuit, we recommend low-pass filtering the input. NRG input circuits use a single-pole RC filter of 100 k Ω and 0.1 μ F, giving a time constant of 0.01 seconds. This corresponds to a 100Hz corner frequency, which attenuates the signal significantly only at high wind speeds where the anemometers' outputs are of higher amplitude.

Limiter

The anemometer output signal amplitude is AC (positive and negative) and can exceed the power supply voltages. A limiter is usually needed to protect the comparator inputs from reverse polarity and over voltage, unless the comparator is specified to withstand the wide input voltage range. Since the input filter resistor is in series, a simple diode limiter, such as the circuit shown, is sufficient.

Comparator

To convert the sine-wave signal to a logic-compatible digital signal, a comparator is used. The threshold of the comparator must be set low enough to detect the signal at minimum amplitude, at the low threshold wind speed. Also, the comparator must have hysteresis to prevent bursts of false counts around the sine wave zero crossing.

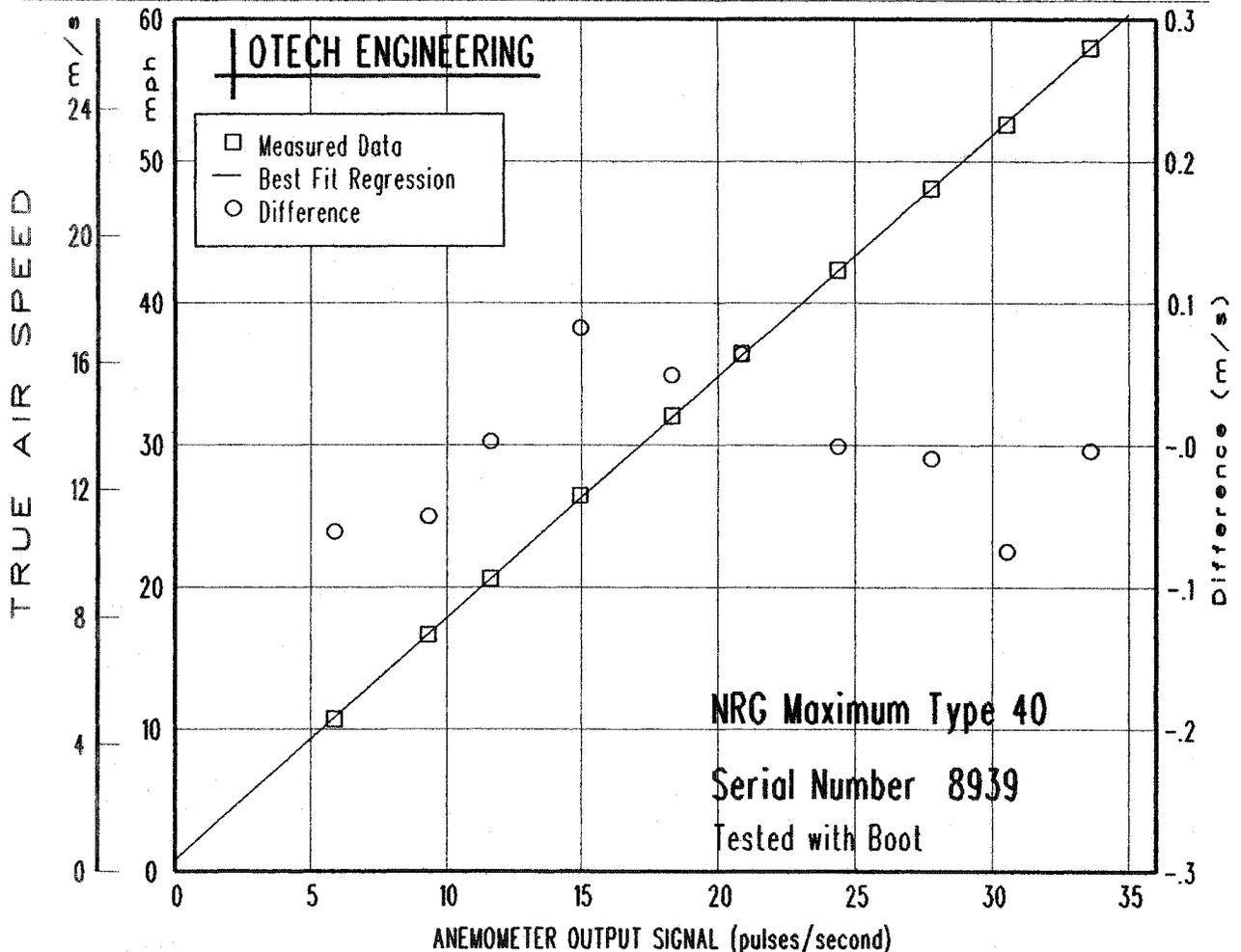
ANEMOMETER CALIBRATION REPORT

-- Summary results of an open atmosphere calibration test --

This calibration was performed by comparing side-by-side readings from the tested anemometer with a helioid reference propeller anemometer. Tests are conducted during calm air conditions at ten near-constant wind speeds. The reference propeller anemometer has been directly compared with the Round Robin 2 anemometer from the Meteorological Standards Institute's Round Robin Experiment. This transfer standard is traceable to the National Institute of Standards and Technologies (NIST) wind tunnel, as well as other authoritative wind tunnels around the world.

Reference Anemometer: R.M.Young Model 27106D/08234, S/N 53854 R.M.Young 30 cm Pitch Propeller, S/N 53854
 Test Start/End: 26-AUG-2001 05:05:04 to 26-AUG-2001 05:15:53 Test Letter/Position: J 6
 Report Date: 27-AUG-2001 Raw Data File Name: R0000826.J01 Test Interval: Variable
 Mean Axial Turbulence Intensity = 0.02 Air Temp (C) 13.4 Air Press (mb) 1021 Air Density (kg/m3) 1.242

Parameter	SI Units	English Units	True Speed	Output Frequency Hz
X-Coefficient, (Slope)	a = 0.7596 m/s / Hz	1.699 mph/Hz	4.8 m/s	5.89
Y-Intercept, (Offset)	b = 0.397 m/s	0.888 mph	9.2 m/s	11.61
Standard Error of Y-Estimate	= 0.057 m/s	0.127 mph	14.3 m/s	18.30
Correlation Coefficient,	r = 0.99997	0.99997	18.9 m/s	24.38
Standard Dev. X-Coefficient	= 0.002 m/s	0.005 mph	23.5 m/s	30.55
Standard Dev. Y-Intercept	= 0.040 m/s	0.089 mph	25.9 m/s	33.61
X-Coefficient (K Intercept)	= 0.7616 m/s / Hz	1.704 mph/Hz	21.5 m/s	27.77
Constant Intercept (K)	= 0.350 m/s	0.783 mph	16.3 m/s	20.86
Number of Data Points,	n = 10	10	11.8 m/s	14.95
Position Adjustment Factor =	1.0239		7.4 m/s	9.34



NRG IceFree II Electrically Heated Anemometer Transfer Function

Introduction

NRG has been monitoring the transfer function of the NRG IceFree II anemometer performing calibrations on over three hundred different IceFree II Electrically Heated Anemometers from November 17, 1998 to present. The results of this study are provided below.

Calibration Sheet Format

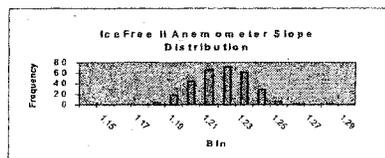
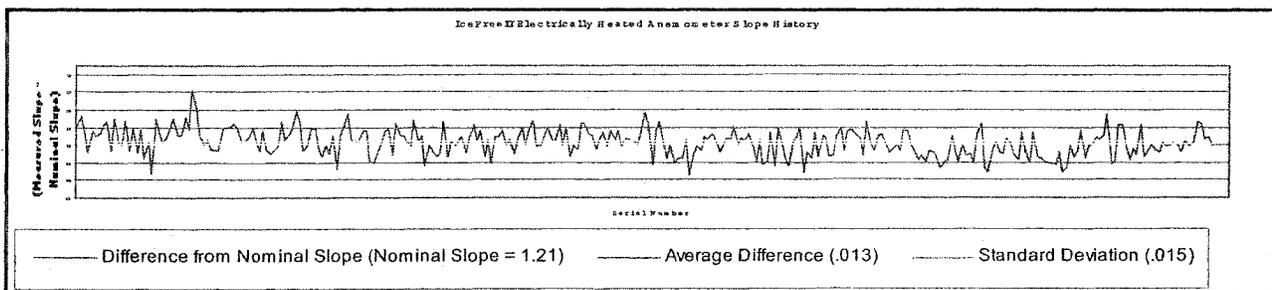
The Calibration Report format for the NRG IceFree II Electrically Heated Anemometer shows a Constant Intercept (K) which corresponds to the fixed offset of the anemometer transfer function and an X-Coefficient (K Intercept) which corresponds to the slope of the transfer function. These values were used to create the plots shown below.

Transfer Function Statistics Summary

Ideally, the plotted slopes appear randomly scattered around the nominal slope value indicating that the transfer function model fits the data well. By studying the scatter plot, adjustments can be applied to the transfer function. The newly compiled data indicates that the original transfer function [Mph = (1.21 x Hz) + 1.8] was slightly conservative and that the new transfer function:

$$\text{Mph} = (1.223 \times \text{Hz}) + 1.8$$

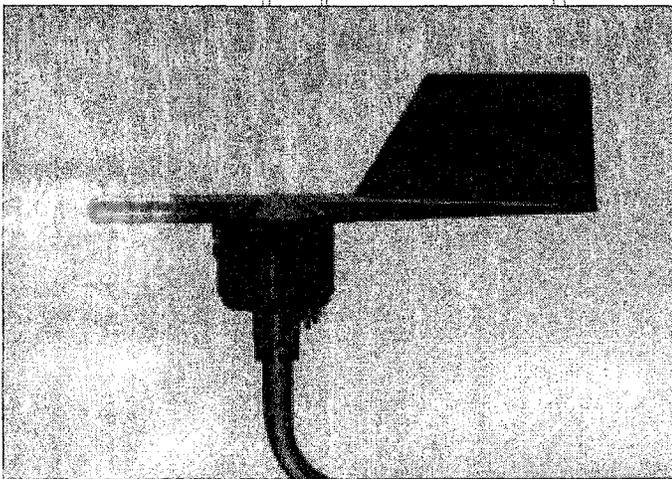
should be applied to scale the sensor signal output. Statistics indicate that readings based on the new transfer function will be accurate to within 1.26% (standard deviation).



.....
200 SERIES WIND VANE
Wind Direction Sensor



MEASURING THE WIND'S ENERGY



■ The 200 Series Wind Direction Vane is a professional quality sensor, originally designed for use in some of the world's largest wind power plants. Its unique qualities make it ideal for use in many other applications in environmental testing and meteorology. ■ Although moderately priced, these sensors offer a level of quality and reliability often found only at a very high premium. The thermoplastic and stainless steel components resist corrosion, and contribute to a high strength-to-weight ratio. ■ As with all NRG Systems products, the 200 Series Vane is elegantly engineered, employing a minimum number of parts while maximizing functional performance. ■ The vane is directly connected to a precision conductive plastic potentiometer located in the main body. An analog voltage output directly proportional to the wind direction is produced when a constant DC excitation voltage is applied to the potentiometer. Several different yaw vane configurations are available for wind turbine control. ■ Field proven, the #200 is the wind industry de facto standard.

NRG SYSTEMS

110 Commerce Street

Hinesburg, VT 05461 USA

(802) 482-2255

FAX (802) 482-2272

Email: sales@nrgsystems.com

.....

200 SERIES WIND VANE

Wind Direction Sensor

APPLICATIONS

- Wind direction sensor for wind data loggers
- Yaw control on wind turbines
- Environmental monitoring instrumentation
- Meteorological studies

FEATURES

- Simple mechanical construction
- Long life, professional quality potentiometer
- No slip rings or brushes result in high reliability, low cost
- Corrosion-resistant materials
- Multiple mechanical and contact seals
- No setscrews to vibrate loose
- Very stable and smooth response to wind changes
- Fully balanced sensor vane

SPECIFICATIONS

MECHANICAL:

Range: Direction—360° mechanical, continuous rotation

Sensitivity: Approx. 1 m/s (2.2 mph)

Materials:

Direction vane and housing—black UV stabilized injection molded plastic

Balance weight—stainless steel

Terminals—three #4-40 solid brass studs with nuts

Potentiometer—stainless steel shaft in two shielded precision grade, stainless steel ball bearings, conductive plastic potentiometer element mounted in a machined aluminum housing

Hardware—all stainless steel construction

Dimensions:

Overall length—21cm (8.3")

Swept diameter—27cm (10.5")

Overall height—12cm (4.3")

Vane size—6cm high x 10cm long (2.3" x 3.8")

Main housing diameter—5cm (2")

Mounting—13mm (0.5") diameter mast with cotter pin and mast set screw

Weight: 0.1kg (0.25 lb)

Shipping Weight: 0.5kg (1 lb)

ELECTRICAL:

Range:

Direction—#200: 340° electrical (20° open); #200P: 352° electrical (8° open)

Signal:

Analogy DC voltage from conductive plastic potentiometer 1K(#200), 10K(#200P); linearity 1.0%, life expectancy of 50 million revolutions (2-6 years normal operation)

Power Requirements:

Regulated potentiometer excitation of 1 to 15 VDC

#200YZ YAW CONTROL WIND VANE

The #200YZ Vane is built with standard #200 Series vane and body with an opto-interrupter type switching system. This yaw control sensor has an open collector sinking output. Switch points are +/- 10° right or left. Also will control wind turbine yaw at 90° out of the wind.

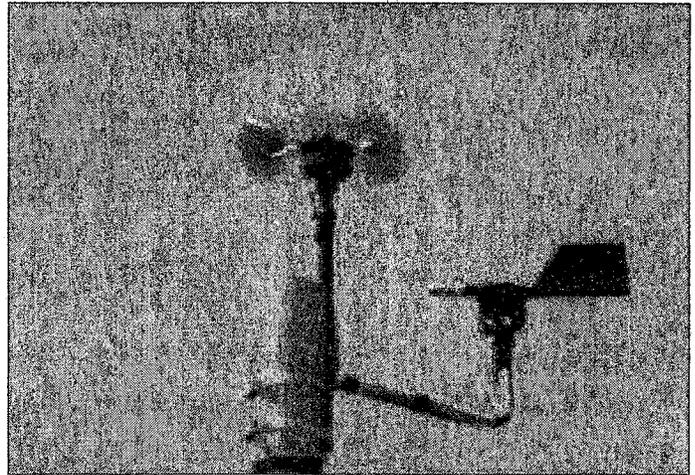
ORDERING INFORMATION:

Wind Direction Vane—1K

Cat. No. 200

Precision Wind Direction Vane—10K

Cat. No. 200P



MEASURING THE WIND'S ENERGY

110 Commerce Street

Hinesburg, VT 05461 USA

(802) 482-2255

FAX (802) 482-2272

Email: sales@nrghsystems.com

Interface Circuits for NRG Direction Vanes²

Introduction

NRG's model 200P and IceFree™ model HVE Wind Direction sensors are potentiometer sensors. This Application Note gives you additional information on how to use these sensors on non-NRG data acquisition systems.

Output Signal

The output signal of the direction sensor is a ratiometric voltage developed across the potentiometer's 10 K Ohm element. The typical interface circuit develops a DC voltage signal by applying a DC "excitation" voltage across the potentiometer, and sensing the voltage at the wiper.

Deadband Compensation

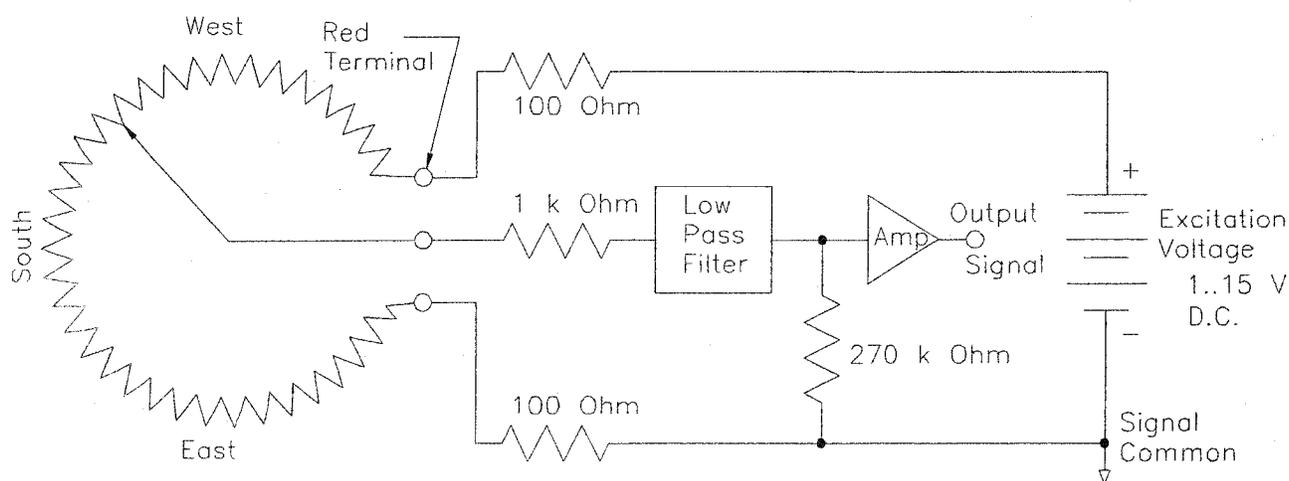
Since the potentiometer is circular, there is a small "deadband" region between the two ends of the potentiometer. This deadband is a maximum of 8 degrees wide for the Model 200P. By adding 100 Ohm resistors between the excitation and the potentiometer, and between signal common and the potentiometer, the potentiometer range is reduced slightly to compensate for the sensor deadband. At the same time, these resistors prevent direct short circuits in the event of a field wiring problem.

Sensing Circuits

Similarly, the 1 K ohm series resistor shown in the wiper lead prevents short circuits from causing over-current damage to the potentiometer. If the sensing circuit has an input impedance greater than 1 K, the additional resistor is not needed.

The 270 k Ohm pull-down resistor is desirable to make sure that the input reads North when the wiper is in the deadband, and is open circuited. A large value prevents the pull-down from affecting the readings.

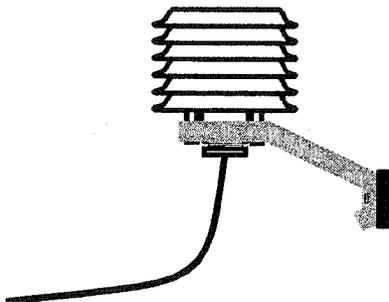
The sensing circuit should have some low pass filtering to reject noise. A simple R-C filter is very effective, since the signal is DC. For most data acquisition systems, an amplifier is desirable to buffer the sensor signal from the any loading in the data acquisition system.



SENSORS

APPLICATIONS

- Wind resource assessments
- Meteorological studies
- Environmental monitoring



FEATURES

- Internal reference and linearization provides high accuracy.
- Universal mounting assembly mounts quickly to pipe or tower.
- Six-plate radiation shield to properly measure ambient air temperature

SPECIFICATIONS

Range:

- Temperature: -40 °C to +52.5 °C (-40 °F to +126.5 °F).
- Accuracy: +/-1.11 °C (2 °F) maximum

Output Signal:

- V_{out} in volts =
Celsius: $(Temp \text{ in } ^\circ C \times 0.018) + 1.555$ volts
Fahrenheit: $(Temp \text{ in } ^\circ F \times 0.010) + 1.235$ volts
- To obtain temperature value in degrees from the output voltage use:
Temp in Celsius: $(V_{out} \times 55.55) - 86.38$ °C
Temp in Fahrenheit: $(V_{out} \times 100) - 123.5$ °F
(These values are automatically calculated in all NRG loggers.)
- Nonlinearity: +/-0.33 °C (+/-0.6 °F) maximum
- Thermal Time Constant: 5 minutes
- Electrical Time Constant: 250 μ s

Power Requirements:

- Supply voltage: 4 to 35 VDC
- Supply current: 300 μ A max. (no load on output)

Materials:

- Sensor: Aluminum
- Shield: UV-stabilized thermoplastic

Mounting:

- Mounts directly to tower with supplied Hose Clamps (specify tower diameter)

Dimensions:

- Sensor only: Height 30.5 mm (1.2"), Diameter: 12.7 mm (0.5")
- Sensor with Radiation Shield: Height 120 mm (4.7"), Diameter: 120 mm (4.7")
- Cable length: 4.2 m (15')

Weight:

- Sensor only: 0.2 kg (0.4 lb)
- Sensor with Radiation Shield: 0.65 kg (1.5 lb)

Temperature Sensor

The NRG #110S Temperature Sensor is a low-cost, durable integrated circuit temperature sensor and includes a six-plate UV-stabilized radiation shield.

The sensor is ideal for collecting temperature data for energy density calculations and monitoring air temperature where icing of sensors is a possibility.

ORDERING INFORMATION

- Model #110S sensor with shield
Part No. 1906
- Model #110 sensor only
Part No. 2045
- Radiation Shield only
Part No. 2245

NRG Systems

110 Commerce Street
Hinesburg, VT 05461 USA

TEL (802) 482-2255

FAX (802) 482-2272

EMAIL sales@nrgsystems.com



Application Note

Using the 110S Temperature Sensor with early versions of BaseStation, TermReader and the 9200

Introduction

Early versions of TermReader and BaseStation are configured to work with the model 100S Temperature Sensor. If you are using the NRG model 110S Temperature Sensor with BaseStation Release 1.14 or earlier, or with TermReader Version 1.07 or earlier, they will display incorrect temperature information. The following procedures explain how to enter new slope and offset values into BaseStation and how to convert the temperature values displayed on the TermReader.

If you are using the model 110S sensor on the NRG 9200 Logger's Extra channel, the last section of this Note explains how to convert the raw Extra Channel readings to Fahrenheit or Celsius degrees. With the NRG 9200 Plus, function 3.1 displays the temperature directly.

BaseStation Release 1.14 or Earlier

Look for the release number above the BaseStation menu bar. Release 1.14 or earlier of BaseStation assumes calibration constants that are specific to the Model 100S Temperature Sensor. To configure BaseStation for the Model 110S, edit the Site Parameters to use the following slope and offset values.

To obtain Units...	... enter Slope	... and enter Offset
°C	0.1356	-86.39
°F	0.2441	-123.5

TermReader Version 1.07 or Earlier

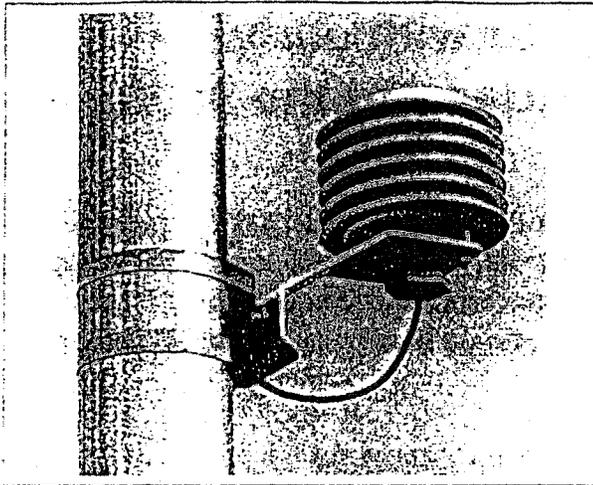
Look for the TermReader version number on the TermReader introductory screen. TermReader version 1.07 or earlier displays real-time temperature data in °F, scaled for the Model 100S. When using an early version TermReader with the 110S, multiply the TermReader's displayed temperature in °F by 0.851, then subtract 68.17 degrees. The result is the corrected temperature in °F.

9200 Logger

The 9200 Logger displays temperature as a number between 0 and 255. To convert the number that is displayed on the 9200 to degrees, use the following formulas:

Units	Formula
°C	$^{\circ}\text{C} = (9200 \text{ reading}/1.8) - 86.39$
°F	$^{\circ}\text{F} = (9200 \text{ reading}) - 123.5$

110S Temperature Sensor



Supply Current: 300 uA max. (no load on output)
 Sensor dimensions: 12.7 mm (0.5") diameter, 30.5 mm (1.2") long
 Cable length: 4.2 m (15 ft), 4.8 mm (0.1875") diameter cable

Mounting

Mount the 110S Temperature Sensor directly to the TallTower with the supplied hose clamps. Mount the 110S out of direct sunlight with the vent holes on the bottom.

Wire Connections

Wire Description	Wire Color
Power supply	red wire
Signal output	white wire
Ground (common)	black wire

Description

The 110S Temperature Sensor is a low-cost and durable integrated circuit temperature sensor. The 110S includes an internal reference, amplifiers, and linearization. The 110S provides a high level voltage output signal.

Output Signal

The output signal is defined by the formula:

$$^{\circ}\text{C} = (V_{\text{out}} \times 55.55) - 86.39$$

$$^{\circ}\text{F} = (V_{\text{out}} \times 100) - 123.5$$

The output voltage of a 110S Temperature Sensor connected to a 9200 or 9200 Plus Logger can be converted to $^{\circ}\text{C}$ or $^{\circ}\text{F}$ by using the following formulas.

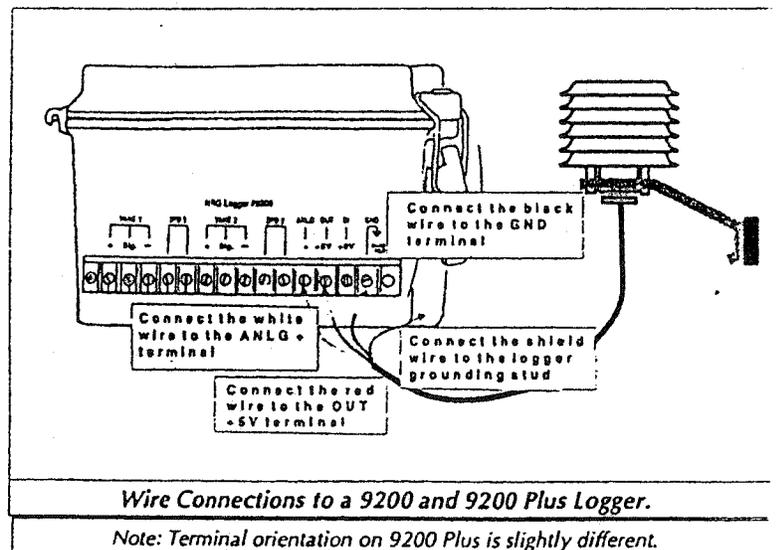
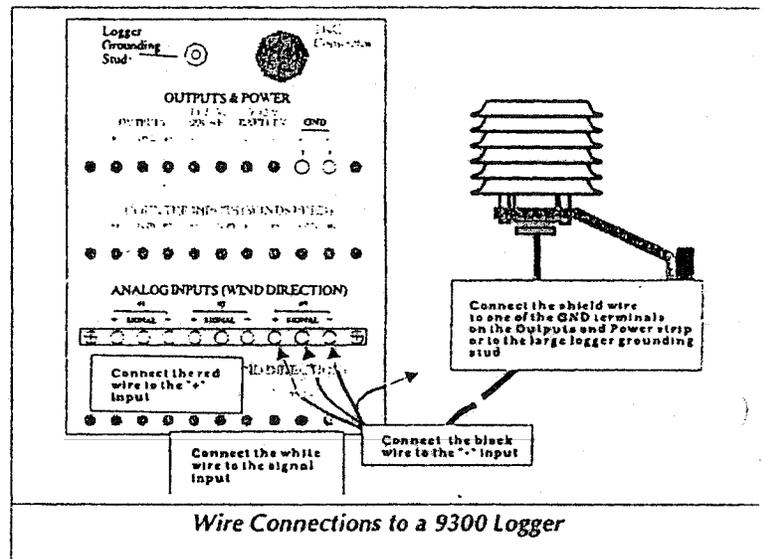
110S with a 9200 or 9200 Plus	Units	Formula
	$^{\circ}\text{C}$	$^{\circ}\text{C} = (9200 \text{ reading}/1.8) - 86.39$
	$^{\circ}\text{F}$	$^{\circ}\text{F} = (9200 \text{ reading}) - 123.5$

The Model 110S Temperature Sensor can be scaled in BaseStation by entering slope and offset values from the following table.

110S with BaseStation	Units	Slope	Offset
	$^{\circ}\text{C}$	0.1356	-86.39
	$^{\circ}\text{F}$	0.2441	-123.5

Specifications

Temperature Range:	-40 $^{\circ}\text{C}$ to +52.5 $^{\circ}\text{C}$ (-40 $^{\circ}\text{F}$ to +126.5 $^{\circ}\text{F}$)
Output Slope:	0.018 V per $^{\circ}\text{C}$ (0.010 V per $^{\circ}\text{F}$)
Output Offset:	1.235 V at -17.8 $^{\circ}\text{C}$ (1.235 V at 0 $^{\circ}\text{F}$)
Accuracy:	$\pm 1.11^{\circ}\text{C}$ ($\pm 2^{\circ}\text{F}$) maximum
Nonlinearity:	$\pm 0.33^{\circ}\text{C}$ ($\pm 0.6^{\circ}\text{F}$) maximum
Thermal Time Constant:	5 minutes
Electrical Time Constant:	250 uS
Supply Voltage:	4 V to 35 V



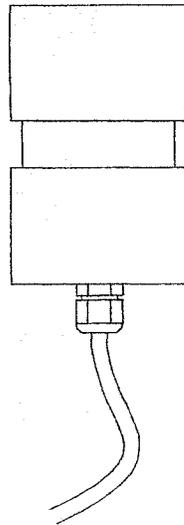
SENSORS

APPLICATIONS

- Wind resource assessments
- Meteorological studies
- Environmental monitoring

FEATURES

- High level linear voltage output.



Barometric Pressure Sensor

The NRG #BP20 Pressure Sensor is a micromachined absolute pressure sensor.

The BP20 provides a high level voltage output signal that is proportional to absolute pressure. It includes built-in temperature compensation, linearization, and an output amplifier.

SPECIFICATIONS

Range:

- Pressure Range: 15 to 115 kPa (4.43 to 34.0 in. Hg)
- Accuracy: +/- 1.5 kPa max. uncorrected offset (+/- 0.443 in. Hg)
- included Calibration sheet specifies offset correction for each sensor

Output Signal:

- Output Slope: 0.046 volts per kPa (0.155 V per inHg)
- Output Offset: 0 output at 10.55 kPa (3.115 inHg)
- Half-Span Output Slope: 0.023 volts per kPa (0.077 V/inHg)
- Nonlinearity: 0.1 % maximum

Power Requirements:

- Supply Voltage: 7 to 35 VDC
- Supply Current: 15 mA max. (8 mA typical)
- Turn-on Time: 15 ms

Materials:

- Enclosure: Weatherproof PVC

Mounting:

- Mounts directly to tower or inside steel shelter box with supplied Hose Clamps (specify tower diameter)

Dimensions:

- Overall Assembly Diameter: 57 mm (2.25")
- Overall Assembly Length: 112 mm (4.4") (including cable bushing)
- Cable Length: 1.5 m (5'), Cable Diameter: 4.8 mm (3/16")

Weight:

- 0.1 kg (0.2 lb.)

ORDERING INFORMATION

- Model #BP20
Part No. 2046

NRG Systems
110 Commerce Street
Hinesburg, VT 05461 USA
TEL (802) 482-2255
FAX (802) 482-2272
EMAIL sales@nrgsystems.com

SENSORS

INSTRUCTIONS

Output Signal

The primary output signal is defined by the formula:

$$V_{out} = 0.0459 V \times P - 0.4845 V,$$

for P in kiloPascals (kPa).

So, to convert the output voltage to kPa absolute, use the following formula:

$$P = (V_{out} \times 21.79) + 10.55$$

Note that one kPa is 10 millibars (mb) or 0.2952 inches of mercury (inHg).

A half-span output is also available which provides exactly one half the output signal.

Mounting

The BP-20 may be clamped along side a tower or boom using a stainless-steel hose clamp, or it may be placed inside the Logger shelter box.

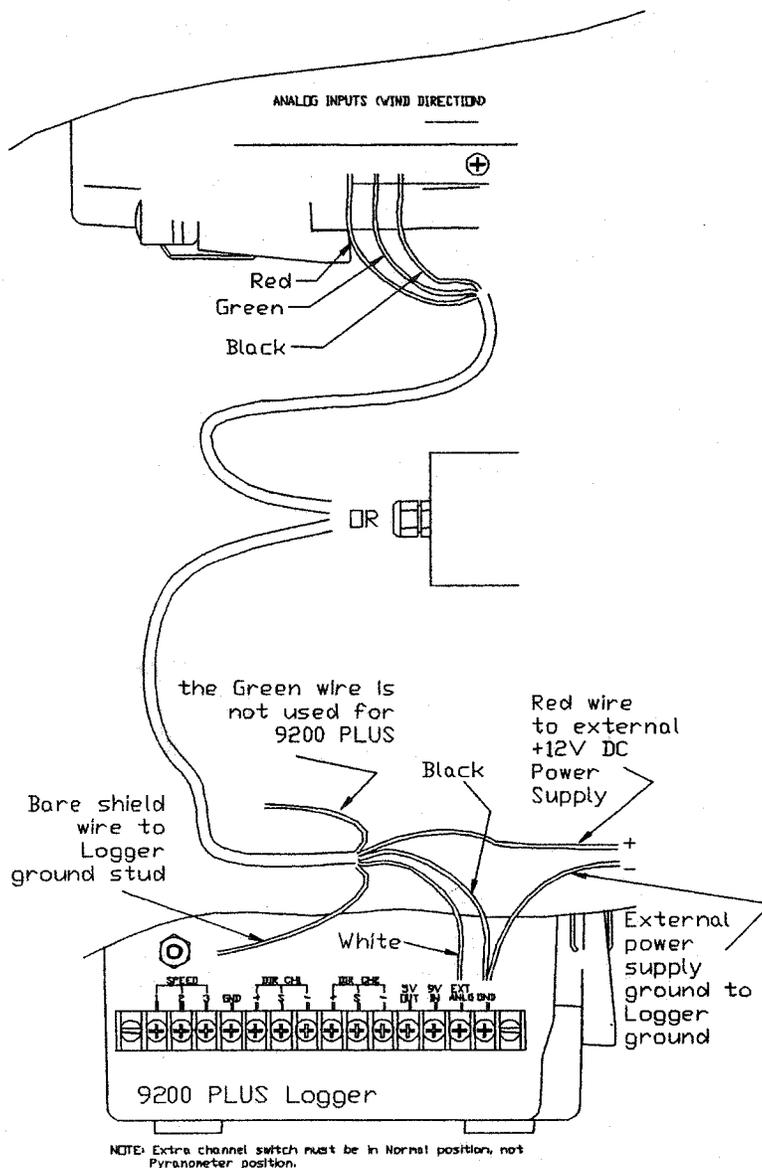
Connections

Power Supply:	Red
Ground (common):	Black
Main Output:	Green
Half-span Output:	White
Cable shield drain	bare

To connect the BP-20 to a 9300 Logger, refer to the diagram. If the T-P-RH card is used in slot J7, the Barometric Pressure channel is Analog #2. If the T-P-RH card is used in slot J8, it is Analog #5. Connect the Black wire from the BP-20 to the channel's "-" terminal, the Green wire to the "SIGNAL" terminal. Connect the Red wire to the "+" terminal. The White wire is not used on 9300 installations.

The BP-20 is not normally used with the 9200 Plus Logger. To use the BP-20 with the 9200 Plus, an external power supply is required. Refer to the diagram. Connect the Black wire from the RH-5 to the Logger "GND" terminal, the White wire to the "ANLG +" terminal. Connect the Red wire to the external 12 V DC power supply. The external power supply's return (ground) terminal should be connected to the Logger "GND" terminal. The Green wire is not used on 9200 installations.

The extra analog channel switch must be set in the Normal position, not the Pyramometer position. Refer to your Logger User Guide for more information.



NRG Systems
110 Commerce Street
Hinesburg, VT 05461 USA
TEL (802) 482-2255
FAX (802) 482-2272
EMAIL sales@nrgsystems.com



BP-20 Absolute Pressure Sensor Calibration Report

Serial #1805 1353

Calibration of this BP-20 Absolute Pressure Sensor was performed against Reference Absolute Pressure Sensor, NRG Instrument #1044. Output voltage measured with Scope Instruments DVM-6005 meter, NI Instrument #1009. Uncertainty of the voltage measurement is +/- 0.5 millivolts. Calibration of these instruments is traceable to the National Institute for Standards and Technology (NIST).

Reference Sensor Output (Volts)	BP-20 Full Span Output (Volts)	BP-20 Half-Span Output (Volts)	Test Absolute Pressure (kPa)	BP-20 Slope (Volts/kPa)	BP-20 Offset (kPa @ 0 Volts)
3.615	4.18	2.086	101.69	21.79	10.61

PASS

The output (in kPa) for this BP-20 sensor is defined by:

$$P = V_{out} \times 21.79 + 10.61$$

NRG's *Microsite* and *BaseStation* software allow you to enter sensor-specific Offset and Slope, which used to convert the raw data to engineering units. This table gives the specific values to be used with your sensor, whose serial number is located at the top of this sheet.

to scale to...	enter scale factor...	...and enter offset
millibars	0.4255	650.788
kPa	0.04255	65.079
inches of Mercury (in Hg)	0.01257	19.218

Wiring the BP-20 for use with the NRG Logger 9300:

The T-P-RH SIM Card for the 9300 is designed to connect a BP-20 to its second channel. Connect Red wire (power) to "+" terminal of the channel. Connect Black wire (common) to "-" terminal of the channel. Connect Green wire (output) to the "SIGNAL" terminal of the channel. The white wire (Half-span output) is not used with the 9300 Logger.

Notes:

For the 9300 with T-P-RH SIM Card, the scaled Barometric pressure measurement range is 78.5 to 108.6 kPa, 785 to 1086 millibars, or 23.17 to 32.07 in. Hg.

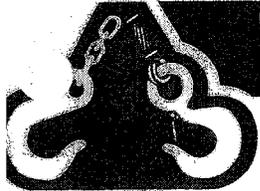
To obtain station pressure (corrected for site altitude), add the altitude correction value (from table) to the offset value given above. Never use slope changes to make corrections.

calibration performed by: *AB* 10/8/01

This certifies that this instrument has been calibrated as recorded above and found to be in compliance with all product specifications.

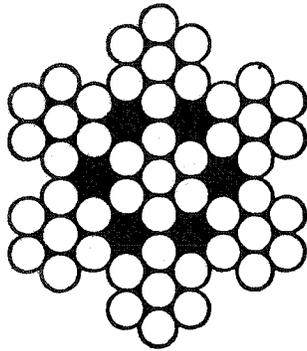
ALTITUDE CORRECTION TABLE

ALTITUDE (feet)	ALTITUDE (meters)	DELTA P (kPa)	DELTA P (inHg)
0	0	0.00	0.000
100	30	.39	0.115
200	61	.77	0.229
300	91	1.16	0.343
400	122	1.54	0.456
500	152	1.92	0.569
600	183	2.30	0.681
700	213	2.68	0.793
800	244	3.06	0.905
900	274	3.43	1.016
1000	305	3.80	1.127
1100	335	4.18	1.237
1200	366	4.55	1.347
1300	396	4.92	1.456
1400	427	5.29	1.565
1500	457	5.65	1.674
1600	488	6.02	1.782
1700	518	6.38	1.890
1800	549	6.74	1.997
1900	579	7.11	2.104
2000	610	7.47	2.211
2100	640	7.82	2.317
2200	671	8.18	2.423
2300	701	8.54	2.528
2400	732	8.89	2.633
2500	762	9.24	2.738
2600	792	9.60	2.842
2700	823	9.95	2.946
2800	853	10.30	3.049
2900	884	10.64	3.152
3000	914	10.99	3.254
3100	945	11.33	3.357
3200	975	11.68	3.458
3300	1006	12.02	3.560
3400	1036	12.36	3.661
3500	1067	12.70	3.761
3600	1097	13.04	3.861
3700	1128	13.38	3.961
3800	1158	13.71	4.061
3900	1189	14.05	4.160
4000	1219	14.38	4.258
4100	1250	14.71	4.357
4200	1280	15.04	4.455
4300	1311	15.37	4.552
4400	1341	15.70	4.649
4500	1372	16.03	4.746
4600	1402	16.35	4.843
4700	1433	16.68	4.939
4800	1463	17.00	5.034
4900	1494	17.32	5.130
5000	1524	17.64	5.225
5100	1554	17.96	5.319
5200	1585	18.28	5.414
5300	1615	18.60	5.507
5400	1646	18.91	5.601
5500	1676	19.23	5.694
5600	1707	19.54	5.787
5700	1737	19.85	5.879
5800	1768	20.16	5.971
5900	1798	20.47	6.063
6000	1829	20.78	6.155

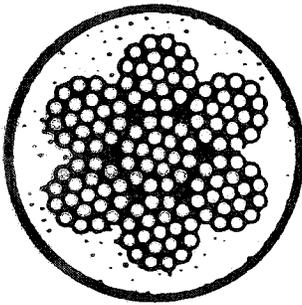


CÂBLES D'AVIATION

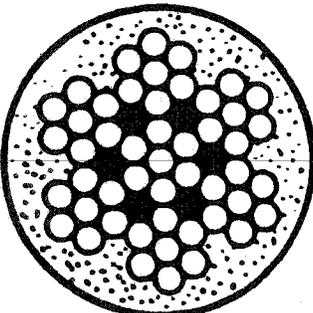
ACIER GALVANISÉ



7 x 7



7 x 19
(Revêtement de vinyle)



7 x 7
(Revêtement de vinyle)

Diamètre en pouces	Construction	Charge de rupture minimale/lb	Poids 100 pi/lb
$\frac{1}{32}$	7 x 7	920	1.6
$\frac{1}{16}$	7 x 19	2,800	4.5
$\frac{1}{8}$	7 x 19	5,600	8.6
$\frac{3}{16}$	7 x 19	8,000	13.9
$\frac{1}{4}$	7 x 19	14,400	24.3

ACIER INOXYDABLE

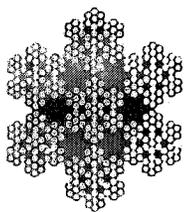
Diamètre en pouces	Construction	Charge de rupture minimale/lb	Poids 100 pi/lb
$\frac{1}{32}$	7 x 7	920	1.6
$\frac{1}{16}$	7 x 19	2,400	4.5
$\frac{1}{8}$	7 x 19	5,000	8.6
$\frac{3}{16}$	7 x 19	7,800	13.9
$\frac{1}{4}$	7 x 19	12,000	24.3

REVÊTEMENT DE VINYLE (GALVANISÉ)

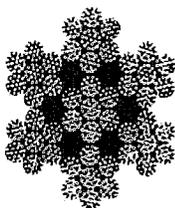
Diamètre en pouces	Revêtement	Construction	Charge de rupture minimale/lb	Poids 100 pi/lb
$\frac{1}{16}$	$\frac{1}{16}$	7 x 7	1,700	4
$\frac{1}{8}$	$\frac{1}{8}$	7 x 19	4,200	9
$\frac{1}{4}$	$\frac{1}{8}$	7 x 19	9,800	22

GRELIN

Préformé, acier galvanisé, qualité aéronautique



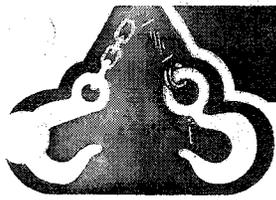
7 x 7 x 7
Grelin



7 x 7 x 19
Grelin

Diamètre en pouces	Construction	Charge de rupture minimale/lb	Poids 100 pi/lb
$\frac{1}{2}$	7 x 7 x 7	19,500	37
$\frac{3}{4}$	7 x 7 x 19	40,000	88
1	7 x 7 x 19	67,400	156

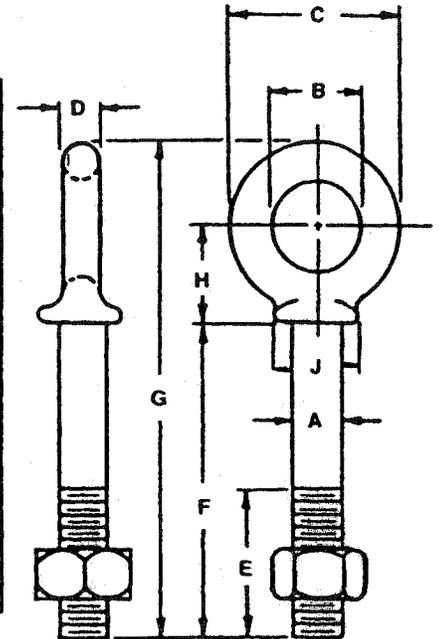




BOULON À OEIL AVEC ÉPAULEMENT ET ÉCROU

ACIER FORGÉ
TREMPÉ ET REVENU

Diamètres	Dimensions en pouces									Charge maximale d'utilisation* lb	Poids unitaire lb
	A	B	C	D	E	F	G	H	J		
1/4 x 4	.25	.50	.88	.19	2.50	4.00	4.94	.50	.47	650	.08
7/16 x 4 1/4	.31	.62	1.12	.25	2.50	4.25	5.50	.69	.56	1,200	.18
1/2 x 4 1/2	.38	.75	1.38	.31	2.50	4.50	5.97	.78	.66	1,550	.31
5/8 x 6	.50	1.00	1.75	.38	3.00	6.00	7.88	1.00	.91	2,600	.56
3/4 x 6	.62	1.25	2.25	.50	3.00	6.00	8.44	1.31	1.12	5,200	1.00
1/2 x 6	.75	1.50	2.75	.62	3.00	6.00	8.94	1.56	1.38	7,200	1.50
1 x 6	1.00	2.00	3.75	.88	3.00	6.00	9.97	2.09	1.81	13,300	3.75
1 1/2 x 8	1.25	2.50	4.50	1.00	4.00	8.00	12.72	2.47	2.28	21,000	6.50
1 1/2 x 15	1.50	3.00	5.50	1.25	6.00	15.00	20.75	3.00	2.75	24,000	14.25



***AVERTISSEMENT:** ne jamais dépasser la charge maximale d'utilisation.
La charge d'essai est deux fois la charge maximale d'utilisation.
Coefficient de sécurité: 5:1
Tous les boulons sont galvanisés à chaud après le filetage. Les écrous hexagonaux sont américains normalisés, renforcés, zingués à chaud.
La charge maximale d'utilisation est basée sur la charge verticale.

UTILISATION DES BOULONS À OEIL AVEC ÉPAULEMENT

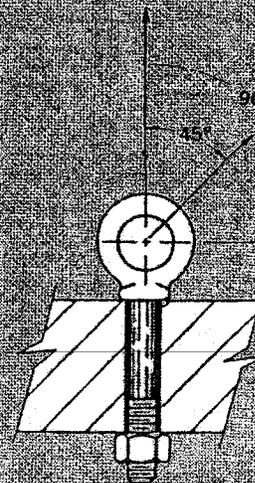
La charge maximale d'utilisation indiquée est basée sur la traction exercée dans le sens de l'axe du boulon.

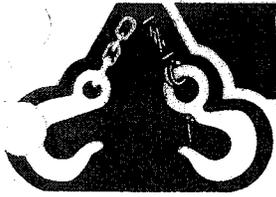
Dans le cas de levages angulaires, l'utilisation des boulons à œil avec épaulement est recommandée.

Lors de levages angulaires, la charge maximale d'utilisation doit être réduite comme suit:

Sens de la traction	(Charge maximale d'utilisation modifiée)
45°	30% de la charge maximale indiquée
90°	25% de la charge maximale indiquée

Les valeurs ci-dessus sont valables pour les boulons à œil dont l'épaulement est appuyé contre la pièce correspondante et lorsque la traction est dans le plan du plan de l'œil, tel qu'illustré.





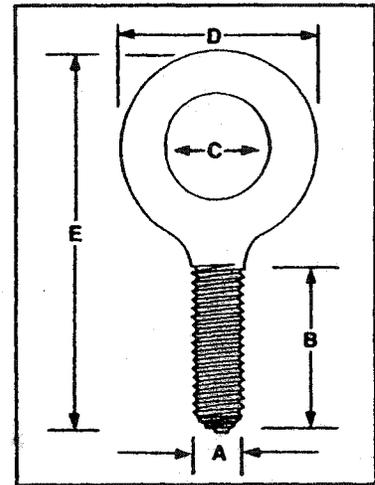
BOULONS À OEIL FILETÉS Modèle ordinaire

ACIER AU CARBONE • FORGÉ
• SANS REVÊTEMENT COLORÉ

• Traités thermiquement pour obtenir la résistance et les caractéristiques désirées.

Filetage gros pas normalisé 2A A	Dimensions en pouces				Charge maximale d'utilisation* lb	Poids unitaire lb
	Longueur de la tige B	Oeil dia. int. C	Oeil dia. ext. D	Longueur hors tout E		
3/16-18	1 1/4	7/8	1 1/16	2 13/16	900	.10
7/16-14	1 3/4	1 1/16	1 13/16	3 7/16	1,800	.24
1/2-12	1 1/2	1 1/8	2 1/16	4 1/4	3,200	.47
3/4-10	2	1 1/2	2 13/16	5 1/4	6,000	1.00
1-8	2 1/2	1 3/4	3 7/16	6 1/8	9,000	2.22
1 1/4-7	3	2 1/16	4 7/16	8 7/32	15,000	4.44
1 3/4-5	3 1/2	2 3/8	6	10 13/16	28,000	11.35
2 1/4-4	5	4	8 1/2	13 3/8	56,000	29.00

*AVERTISSEMENT: ne jamais dépasser la charge maximale d'utilisation.
La charge maximale d'utilisation est basée sur la charge verticale.



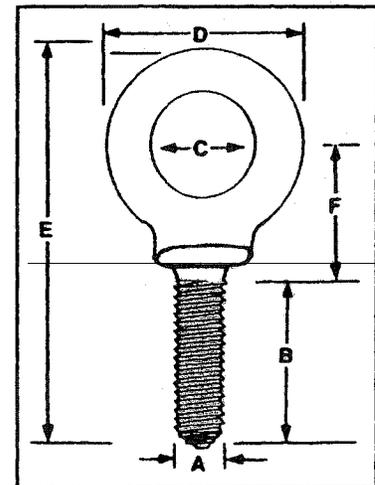
Boulons bruts disponibles.
Filetage métrique ISO disponible sur demande.

BOULONS À OEIL FILETÉS Modèle à épaulement

ACIER AU CARBONE • FORGÉ
• SANS REVÊTEMENT COLORÉ

Filetage gros pas normalisé 2A A	Dimensions en pouces				Charge maximale d'utilisation* lb	Poids unitaire lb
	Longueur de la tige B	Oeil dia. int. C	Oeil dia. ext. D	Longueur hors tout E		
3/16-18	1 1/4	7/8	1 1/16	2 13/16	1,200	.10
7/16-14	1 3/4	1 1/16	1 13/16	3 7/16	1,800	.24
1/2-12	1 1/2	1 1/8	2 1/16	4 1/4	3,200	.47
3/4-10	2	1 1/2	2 13/16	5 1/4	7,200	1.00
1-8	2 1/2	1 3/4	3 7/16	6 1/8	13,300	2.22
1 1/4-7	3	2 1/16	4 7/16	8 7/32	21,000	4.44
1 3/4-5	3 1/2	2 3/8	6	10 13/16	28,000	11.35

*AVERTISSEMENT: ne jamais dépasser la charge maximale d'utilisation.
La charge maximale d'utilisation est basée sur la charge verticale.



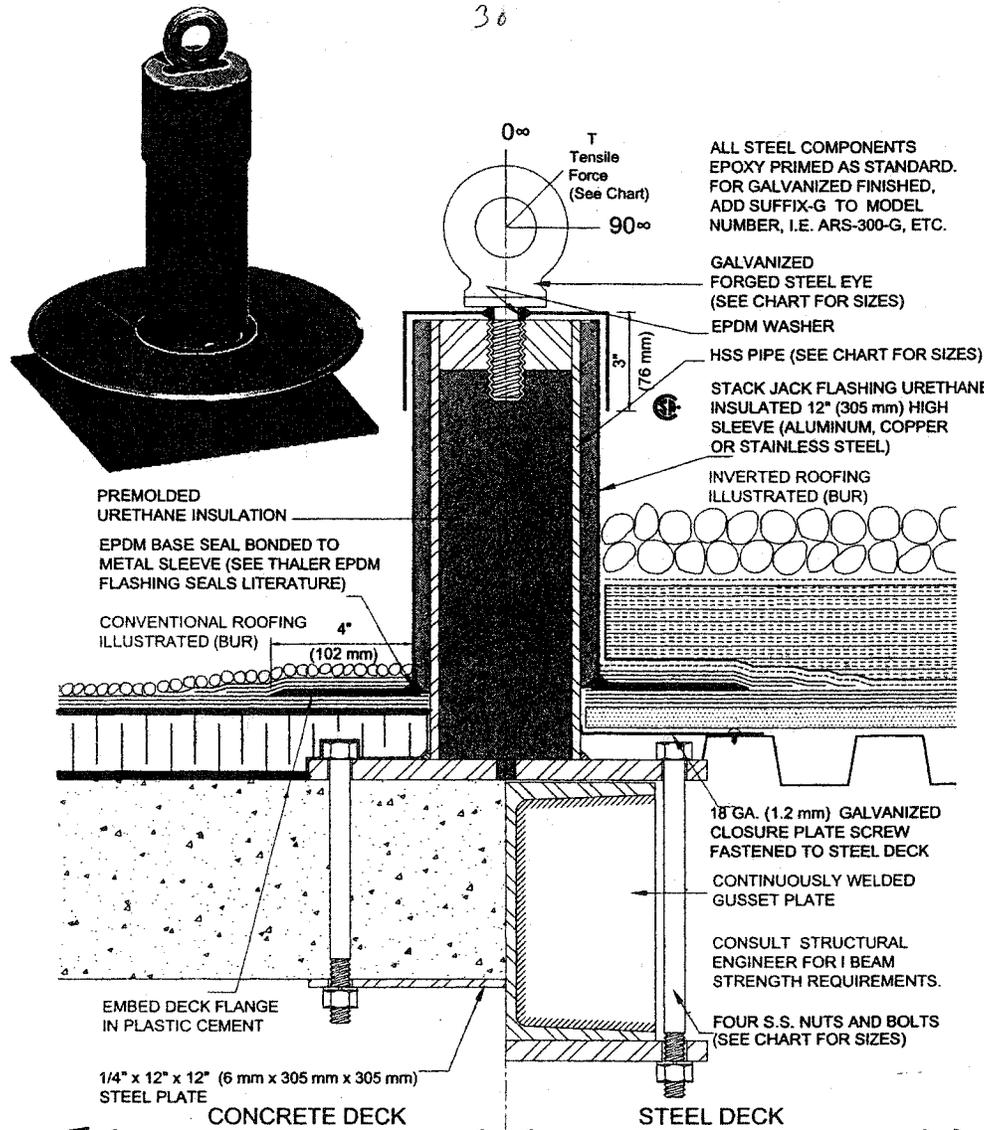
2.3 x 13300 = 2160

0.3 x 13300 = 399



ARS-300 GUY WIRE ROOF SUPPORTS

MODEL NUMBER	HSS SUPPORT PIPE			EYE BOLT			BASE PLATE		FASTENING BOLT Ø	MAXIMUM ALLOWABLE TENSILE FORCE LBS. (KN)				
	Height	Outside Ø	Thickness	Inside Ø	Outside Ø	Thread Ø	Bolt Securement	Weld Securement		0°	30°	45°	60°	90°
ARS-300	14" (356 mm)	2-3/8" (60 mm)	1/4" (6 mm)	1" (25 mm)	2-1/4" (57 mm)	1/2" (12 mm)	1/4" X 12" X 12" (6 X 305 X 305 mm)	3/8" X 4" X 4" (9 X 102 X 102 mm)	3/8" (10 mm)	2200 (9.8)	0850 (3.8)	0660 (2.9)	0600 (2.7)	0550 (2.5)
ARS-301	14" (356 mm)	3-1/2" (87 mm)	1/4" (6 mm)	1-1/2" (38 mm)	3" (76 mm)	3/4" (19 mm)	3/8" X 12" X 12" (10 X 305 X 305 mm)	3/8" X 4" X 4" (9 X 102 X 102 mm)	1/2" (12 mm)	5200 (23.1)	2200 (9.8)	1560 (6.9)	1456 (6.5)	1300 (5.8)
ARS-302	14" (356 mm)	4-1/2" (113 mm)	1/4" (6 mm)	2" (50 mm)	3-3/4" (95 mm)	1" (25 mm)	1/2" X 12" X 12" (12 X 305 X 305 mm)	1/2" X 6" X 8" (12 X 152 X 152 mm)	5/8" (16 mm)	10000 (44.5)	3900 (17.4)	3000 (13.3)	2800 (12.5)	2500 (11.2)
ARS-303	14" (356 mm)	4-1/2" (113 mm)	1/4" (6 mm)	3" (76 mm)	5-1/4" (133 mm)	1-1/2" (38 mm)	3/4" X 12" X 12" (19 X 305 X 305 mm)	5/8" X 8" X 8" (16 X 203 X 203 mm)	3/4" (19 mm)	21000 (93.5)	7200 (32)	5300 (23.5)	4500 (20)	4000 (17.8)
ARS-304	14" (356 mm)	6-3/8" (168 mm)	5/16" (8 mm)	4" (102 mm)	7" (178 mm)	2" (51 mm)	1" X 12" X 12" (25 X 305 X 305 mm)	3/4" X 8" X 8" (19 X 203 X 203 mm)	3/4" (19 mm)	38000 (169)	18000 (71.2)	11400 (50.7)	10900 (48.5)	9700 (43.2)



ARS-300, 301, 302, 303, AND 304 GUY WIRE ROOF SUPPORTS

PATENTED

INSTALLATION

"Installation instructions" are provided with every Thaler product. Essentially, the Thaler ARS-300 selection of Roof Supports are installed by fastening the mounting plate to the structural roof deck, placing the flashing sleeve over the support and roof membrane, installing the steel cap/guy wire ring, and as follows:

BUR: Set flashing deck flange in layer of plastic cement and flash in with 3 overlapping layers of felt flashing.

ModBit: Torch membrane until bitumen is fluid and set flashing deck flange into fluid. Flash in flange with two overlapping layers of ModBit and seal with asphalt sealer. Do not overheat (melt) EPDM Base Seal.

Single Ply: Set flashing deck flange in layer of membrane adhesive and extend single ply up sleeve to top of metal flashing and then screw cap down over single ply. Note: for PVC membrane, specify PVC coated aluminum, etc. flashing deck flange by adding suffix P to end of model number e.g. ARS-300-A-P; weld roofing to deck flange using PVC torch.

Precautions: Apply an asphaltic or other type protective coating to aluminum flashing to a height of 2" (51 mm) above a limestone ballast to avoid corrosive reaction. Also, if coating deck flange with a bituminous paint on site, allow 24 hours for drying before applying roof membrane.

Guy Wire Ring: Thread upper portion of support (with ring) onto lower support leg and attach guy wire (by others).

Ordering and Availability: Specify flashing material required by adding appropriate suffix to model number e.g. ARS-300-A, for aluminum, etc. Available throughout North America. Contact Thaler for list of distributors and current cost information. Most products are readily available from stock.

DESCRIPTION

Thaler ARS-300 selection of Guy Wire Supports consist of urethane insulated, epoxy primed, hollow steel support, mounting plate, and galvanized guy wire ring. A urethane insulated flashing, available in aluminum, copper, or stainless steel, with EPDM Base Seal, completes the assembly. Five different models are available to suit a range of structural requirements.

Prominent Features: Condensation free. Maintenance free (never needs caulking).
Options: PVC coated flashing deck flange for PVC roof membrane. Bituminous painted flashing deck flange for BUR and ModBit roof membrane. See Thaler ARS-350 selection of wall mounted guy wire supports.

RECOMMENDED USE

Suitable for all flat roofs as a support for chimney stacks, high antennas and similar rooftop items requiring guy wire stabilization.

WARRANTY

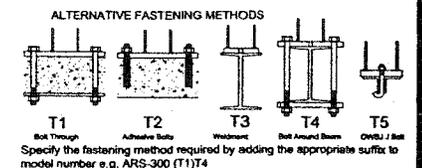
20 year warranty against leaks, condensation and defects in materials and/or manufacture when installed in accordance with Thaler "Installation Instructions". Copy of Warranty Certificate available upon request

MAINTENANCE :

No maintenance required (maintenance free).

SPECIFICATION (Short Form)

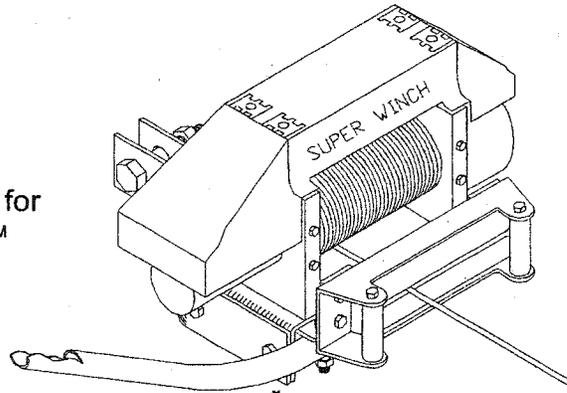
Guy wire roof supports: Thaler [ARS-300] [ARS-301] [ARS-302] [ARS-303] [ARS-304] epoxy coated, urethane insulated hollow steel support, including appropriate fastening to structural roof deck (adhesive type by others), and steel ring with galvanized (optional) eye and cap hot dipped galvanized to CSA G164-M1992) for affixing guy wire (by others); manufacturer's standard urethane insulated [.064" (1.6 mm) mill finish 1100-OT alloy aluminum] [.021" (0.53 mm) 16 oz.copper] [.018" (0.64 mm) Type 304 stainless steel] flashing and EPDM Base Seal and [PVC coated deck flange][bituminous painted deck flange]; manufactured by Thaler Metal Industries, 1-800-387-7217 (Mississauga, Ontario, Canada) or 1-800-576-1200 (Niagara Falls, NY), installed as per manufacturer's written instructions. Provide 20 year warranty against leaks, condensation and defects in materials and/or manufacture.



TOWER WINCHES

FEATURES

- Complete Kits
- Proven, reliable system
- Sized specifically for NRG TallTowers™



SPECIFICATIONS

2000 lb. Winch Kit

For use with 14m, 20m, 26m, 30m and 30m heavy duty TallTowers. NOT suitable for 40m and 50m TallTowers. Includes (2) pulleys and all hardware to attach to anchor.

- Single Line Pull: 907 kg (2000 lb.) maximum
- Stall: 1134 kg (2500 lb.)
- Motor: 1.3 H.P.
- Cable Diameter: 3.18mm (1/8") 7x19 galvanized aircraft cable [907 kg (2000 lb.) breaking strength]
- Cable Length: 50.3m (165')
- Weight: 12.3 kg (27 lb.)

6000 lb. Winch Kit

For use with all TallTowers. Required for 40m and 50m TallTowers. Includes (1) pulley and all hardware to attach to anchor.

- Single Line Pull: 2722 kg (6000 lb.) maximum
- Stall: 2994 kg (6600 lb.)
- Motor: 1.6 H.P.
- Cable Diameter: 6.35mm (1/4") 7x19 galvanized aircraft cable [3175 kg (7000 lb.) breaking strength]
- Cable Length: 50.3m (165')
- Weight: 58 kg (128 lb.)

Winch Kits

We suggest the use of an NRG Winch Kit to raise and lower your tower for a safe and reliable installation.

These winches come complete with cable, pulley system, battery cable, connectors and mounting hardware for an easy, calculated and proven method of TallTower™ installation.

These strong and durable winches are worth every penny to ensure a successful and safe installation. All winches mount to the winch-point earth anchor.

ORDERING INFORMATION

- 2000 lb. Winch Kit (X1)
Part No. 1998
- 6000 lb. Winch Kit (S6)
Part No. 1999

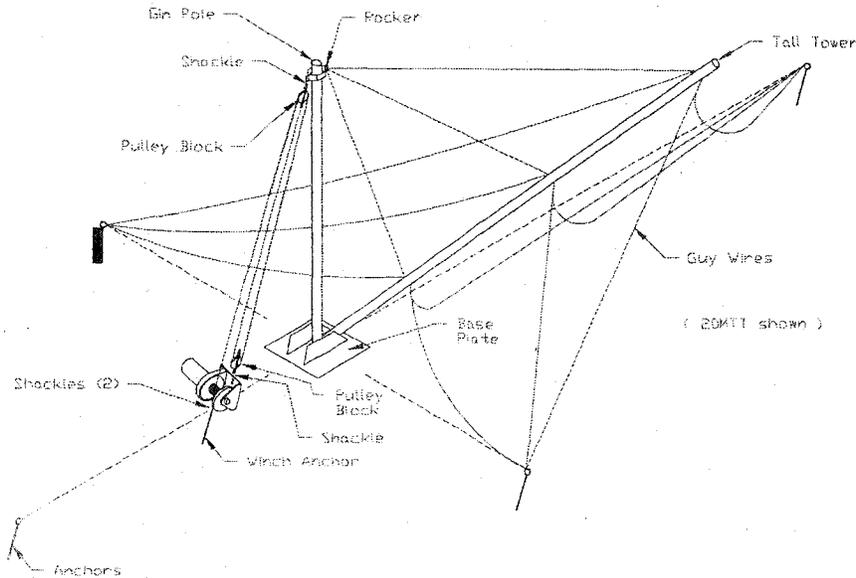
NRG Systems
110 Commerce Street
Hinesburg, VT 05461 USA
TEL (802) 482-2255
FAX (802) 482-2272
EMAIL sales@nrgsystems.com



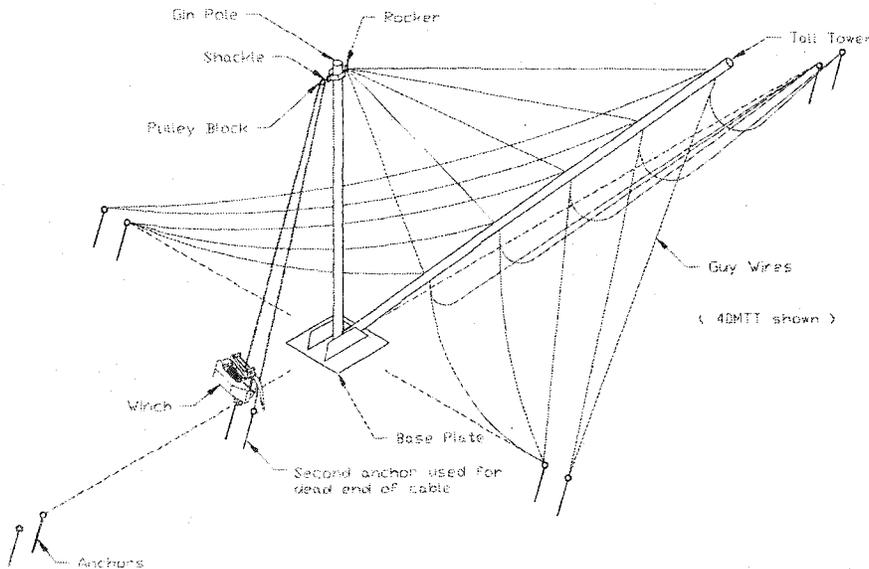
TOWER WINCHES

INSTRUCTIONS

2000 lb Winch



6000 lb Winch



Winch Assembly 2000 lb. Winch

- For 20m to 30m TallTowers™ use the X1 2000 lb winch.
- This winch is pre-strung with a winch cable, and you only need to spool the cable out and connect it to the ginpole.

Winch Assembly 6000 lb. Winch

- For 40m to 50m TallTowers use the S6 6000 lb winch.
- Connect the winch to one of the winch anchors.
- Connect the pulley block that is included with the winch system to the rocker on the top of the ginpole.
- Bring the end of the winch cable back to the second winch anchor and connect with shackle.

Both Winch Types

- It is recommended that you raise the tower slowly, stopping every 10° to 15° to make sure that the installation is going smoothly. Remember to constantly communicate with your co-workers.
- Keep the winch assembly attached to the ginpole until all guy wires have been transferred to the guy anchors.

NRG Systems
 110 Commerce Street
 Hinesburg, VT 05461 USA
 TEL (802) 482-2255
 FAX (802) 482-2272
 EMAIL sales@nrgsystems.com

NRG
 Systems

ANNEXE 5

Photos

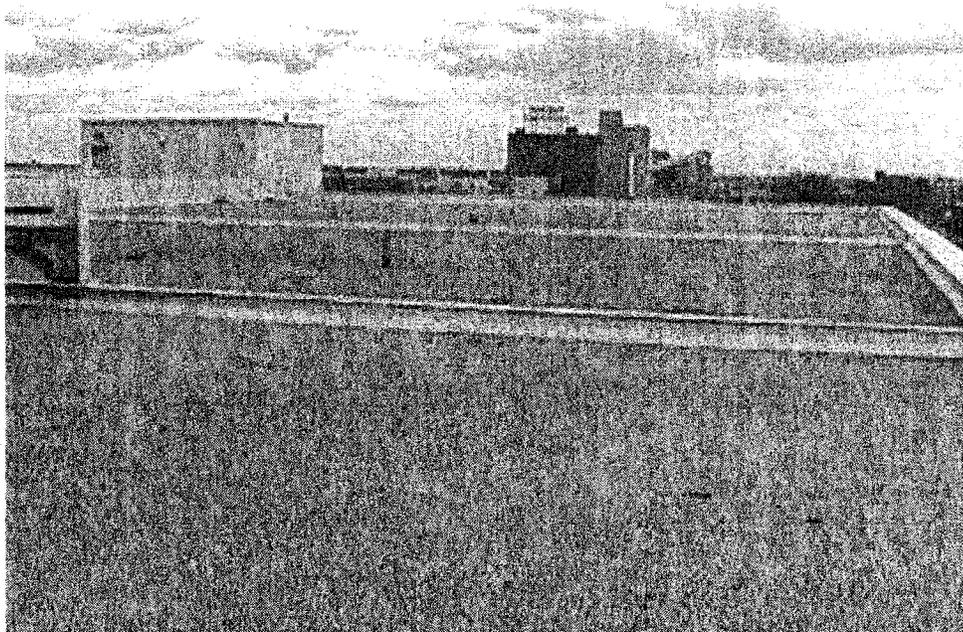


Photo 1 : Vue du site prévu (vue dans la direction 120 degrés)

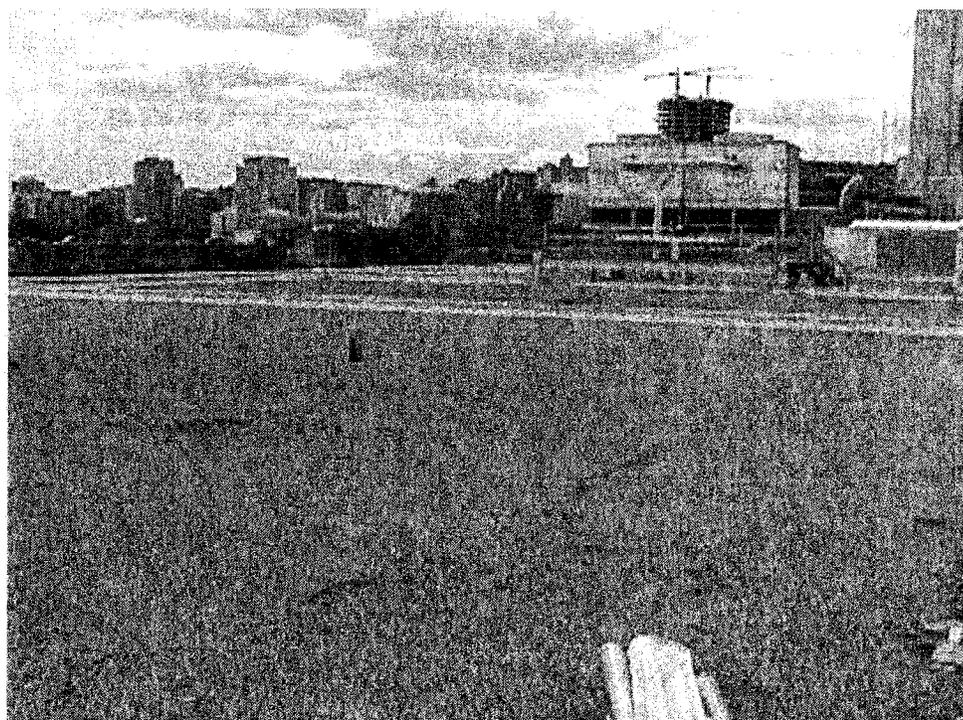


Photo 2 : Vue à partir du site prévu (vue dans la direction 270 degrés)

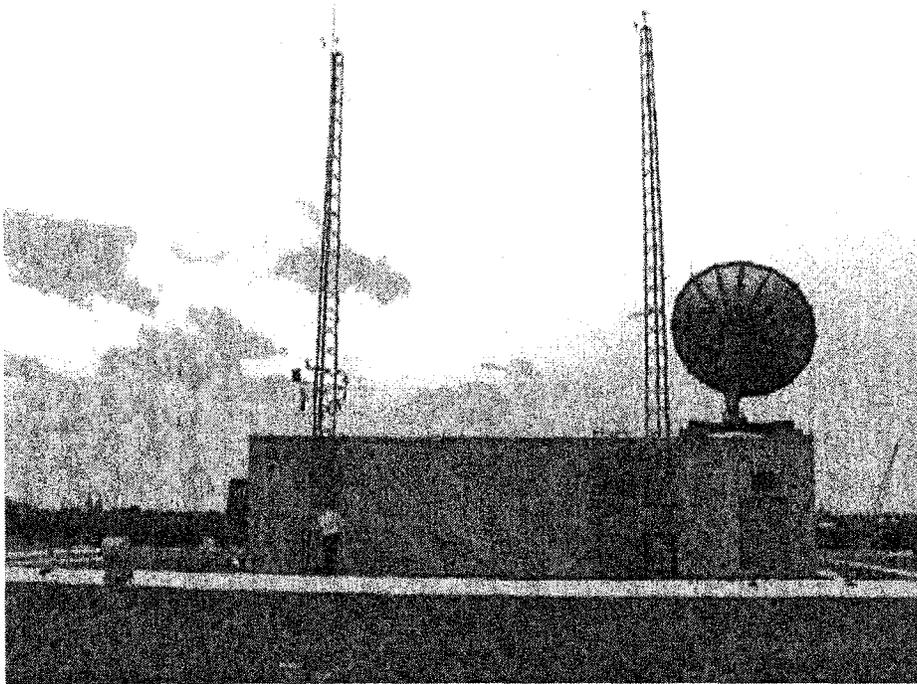


Photo 3 : Vue du site temporaire (vue dans la direction 210 degrés)

NOTE : Tour #1 à droite - Tour #2 à gauche

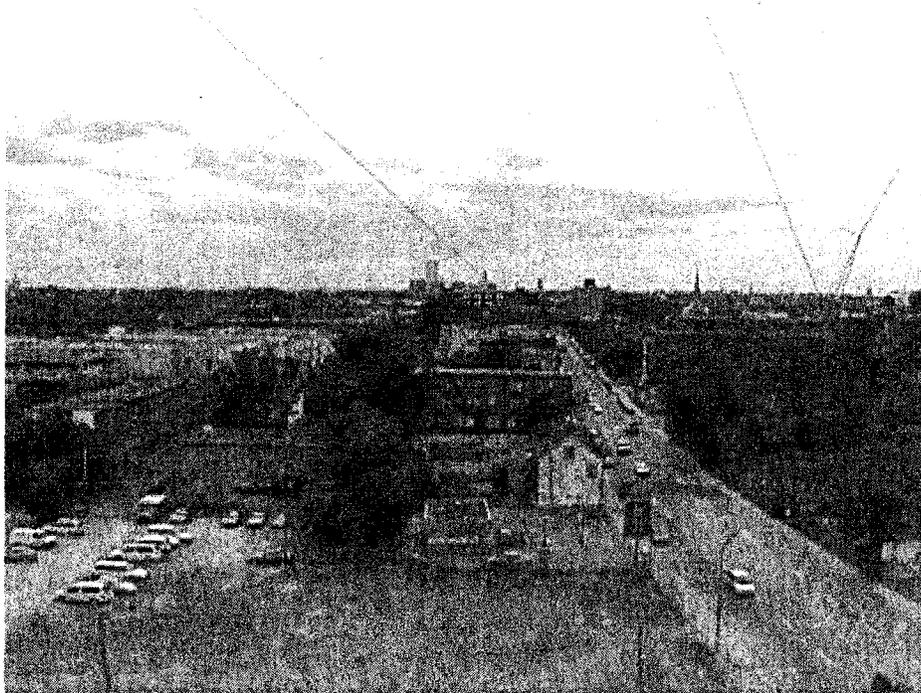


Photo 4 : Vue à partir du site temporaire (vue dans la direction 210 degrés)

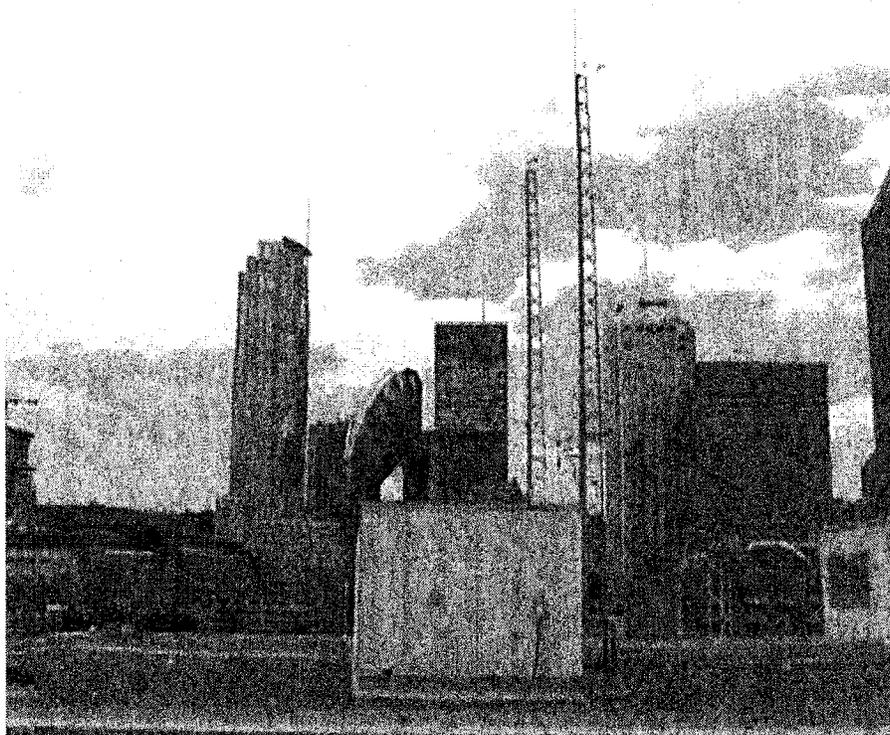


Photo 5 : Vue du site temporaire (vue dans la direction 300 degrés)

NOTE : Tour #1 au fond - Tour #2 à l'avant

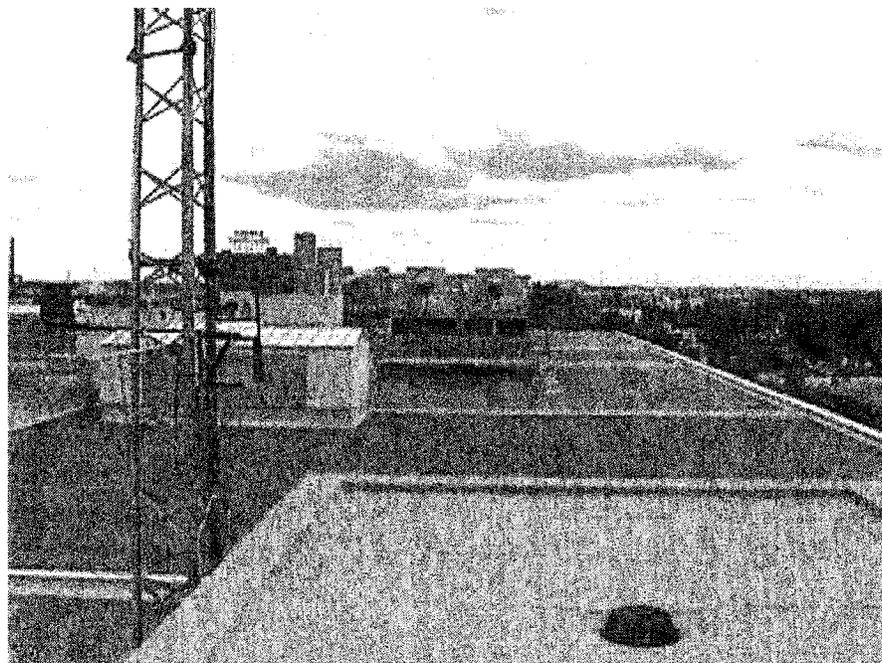


Photo 6 : Vue à partir du site temporaire (vue dans la direction 120 degrés)

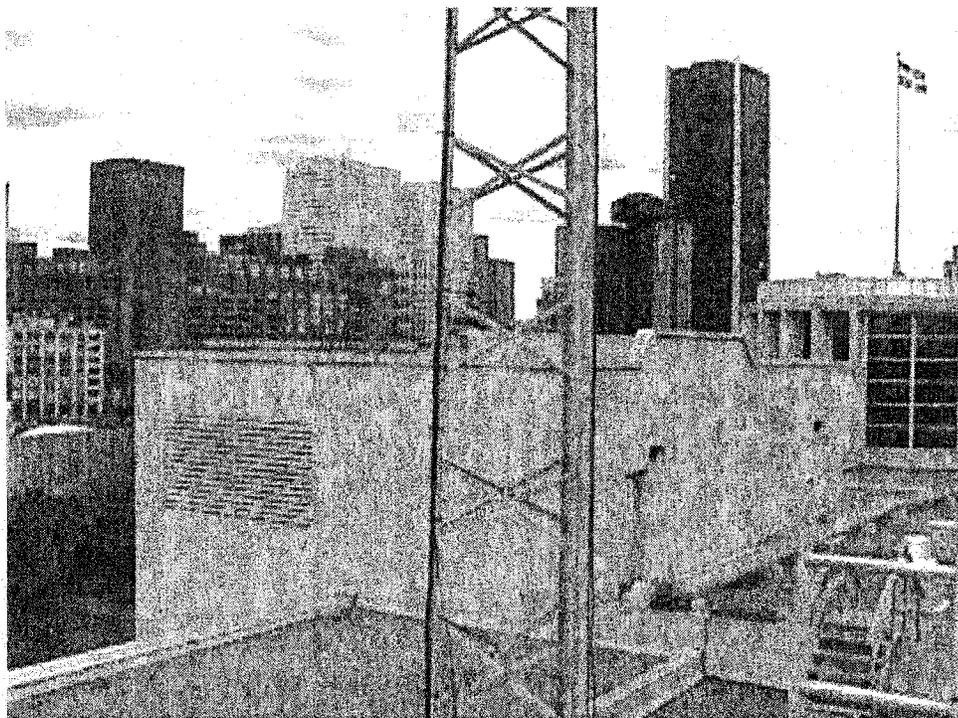


Photo 7 : Vue à partir du site temporaire (vue dans la direction 0 degré)

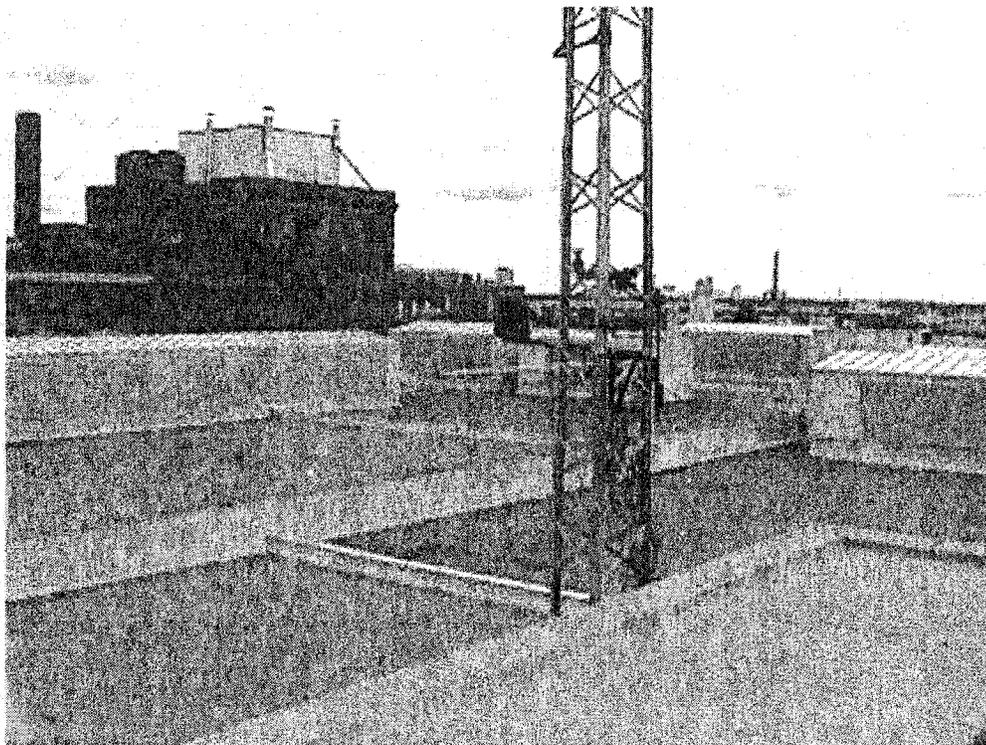


Photo 8 : Vue à partir du site temporaire (vue dans la direction 60 degrés)

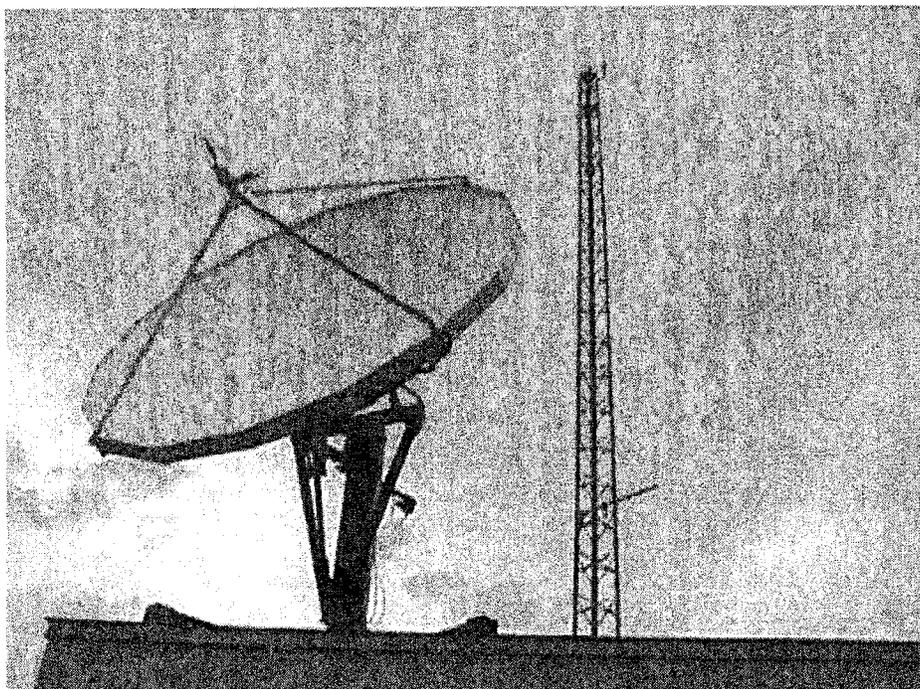


Photo 9 : Vue du site temporaire (vue dans la direction 30 degrés)

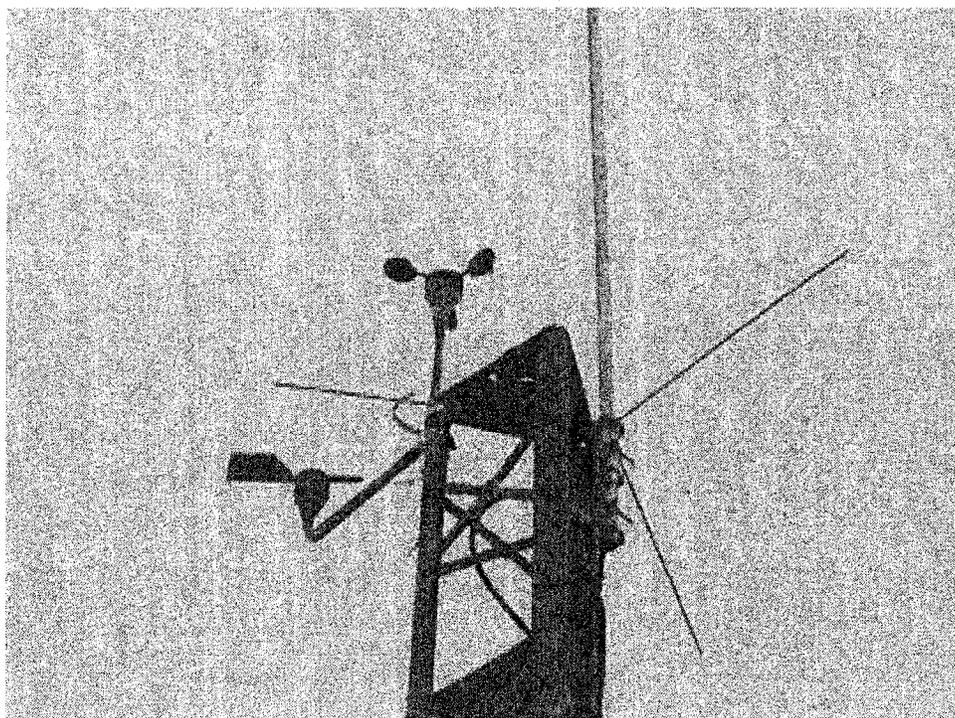


Photo 10 : Tour #2 Girouette, anémomètre et paratonnerre

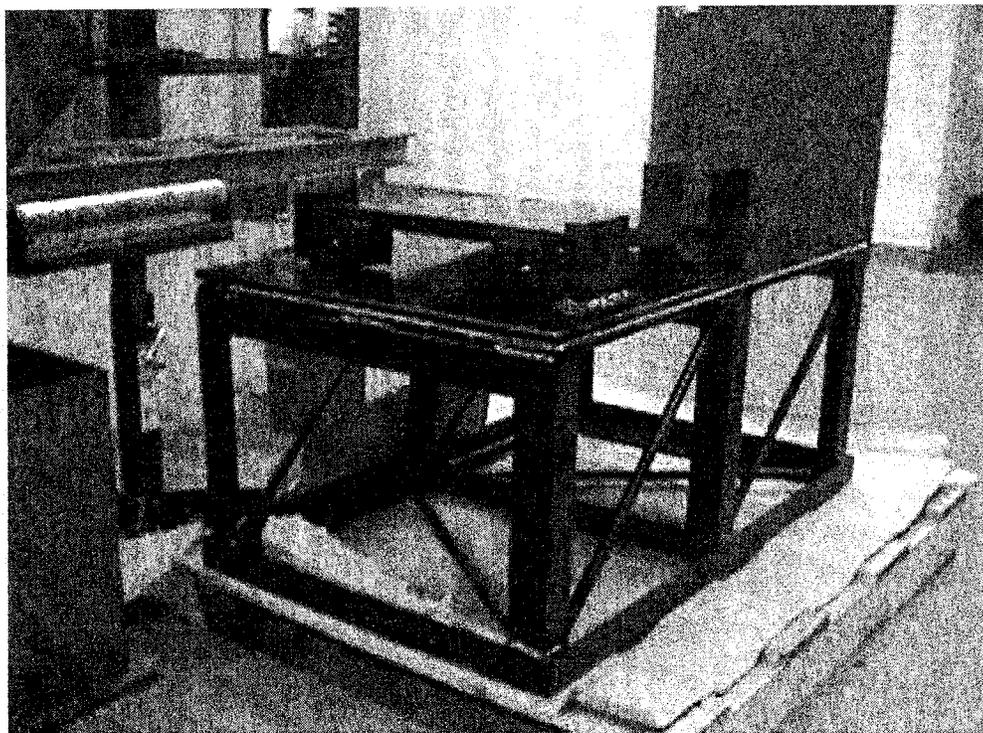


Photo 11 : Base de la tour de l'éolienne

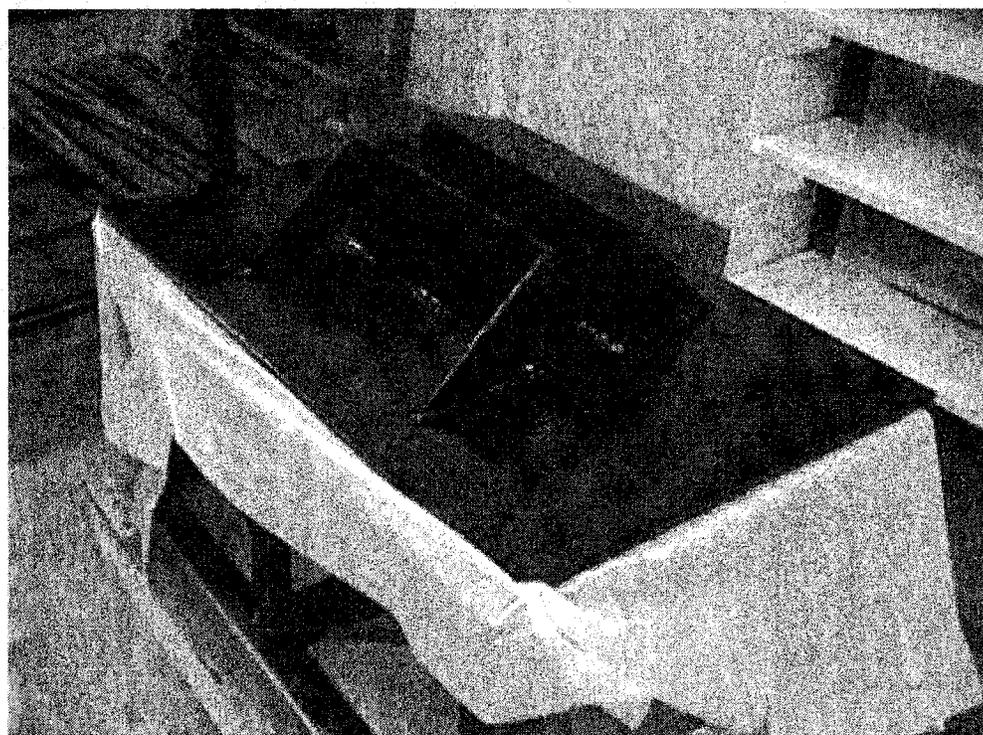


Photo 12 : Base de la tour anémométrique

ANNEXE 6

Programme ANSYS

FINISH

/CLEAR

/title, analyse statique du redressement

/unit,SI

!----- Paramètres de base -----

inch=0.0254 ! 1 pouce = 0.0254 m
 pi=3.14159265 ! PI
 g=9.81 ! accélération de la pesanteur en m/s²
 d1=10*inch ! diamètre extérieur au sommet de pylône en m
 d2=5.5*inch ! diamètre extérieur au sommet de pylône en m
 Dg=0.089 ! Diamètre du Ginpole
 Tg=0.00165 ! Épaisseur du Ginpole
 th=inch/4 ! épaisseur de la paroi du tube en m
 hp=11.8872 ! hauteur du pylône en m
 me= 70000e6 ! module d'élasticité en N/m² du mat - Aluminium
 mc=210000e6 ! module d'élasticité en N/m² des câbles
 mvp=2800 ! masse volumique en kg/m³ du mât
 mvc=5407.5 ! masse volumique en kg/m³ des câbles
 ne=200 ! Nombre d'éléments pour le mat (Nbre paire)
 diac=3/8*inch ! Diamètre des haubans

Fmat=1335 ! Force gravitationnelle due au mât (N)
 Fe=2000 ! Force gravitationnelle due à la nacelle (N)

Lginpole=4 ! Longueur du ginpole

/PREP7

!----- Élément de type poutre tubulaire à section circulaire -----

ET,1,PIPE16

MP,EX,1,me

MP,DENS,1,mvp

----- Construction du mât (Cônique) -----

! noeuds

N,1,0,0,0

N,ne+1,hp,

FILL

TYPE,1 \$MAT,1

*DO,i,1,ne,1

R,i,d1-(i-1)*(d1-d2)/(ne-1),th

REAL,i

E,i,i+1

*ENDDO

----- Ginpole -----

R,800,Dg,Tg

TYPE,1 \$ MAT,1 \$ REAL,800

N,ne+2,0,Lginpole,0

E,1,ne+2

----- Élément de type Hauban -----

ET,2,LINK10

MP,EX,2,mc

MP,DENS,2,mvc

R,900,(PI*diac*diac)/4

----- Construction des haubans -----

MAT,2 \$TYPE,2 \$REAL,900

----- 1er hauban -----

N,ne+3,(5.94+9.39)/2,

E,ne+2,ne+3

!----- 2e hauban -----

N,ne+4,-6,

E,ne+2,ne+4

CPINTF,ALL,(hp/ne)/2 !Couplage de deux noeuds à leur interface

!-----

/ESHAPE,1 !0 - Use simple display of line and area elements (default).

!1 - Use real constants to form a solid shape display of element

EPLOTT

/PSF,PRES,NORM,2 ! Visualisation des forces de pression par des flèches

FINISH

/SOLU

!----- Conditions aux frontières (Forces) -----

! chargement dû au poids propre du pylône

ACEL,,g ! Accélération selon l'axe des x !!!

!Force dû au poids de l'éolienne

F,(ne+1),FY,-Fe

!----- Conditions aux frontières (déplacement) -----

D,1,UX,0 ! encastrement à la base du pylône

D,1,UY,0

D,1,UZ,0

D,ne+4,UX,0

D,ne+4,UY,0

D,ne+4,UZ,0

SOLVE

FINISH

!----- Affichage des résultats -----!

/POST1

PLNS,S,EQV

/PBC,U,,1

/PBC,F,,2

/PBC,M,,2

/PBC,ROT,,1

/PSF,PRES,NORM,3,1

/REP

ETAB,stige,LS,1

PLNS,S,EQV

/UI,VIEW

!Active la fenêtre pour la visualisation

*GO,:FIN

:FIN

FINISH

/CLEAR

/title, analyse statique

/unit,SI

*AFUN,DEG ! Utiliser degrés pour les fonctions trigo
 ! au lieu des radians

!----- Paramètres de base -----

inch=0.0254 ! 1 pouce = 0.0254 m
pi=3.14159265 ! PI
g=9.81 ! accélération de la pesanteur en m/s²
d1=10*inch ! diamètre extérieur au sommet de pylône en m
d2=5.5*inch ! diamètre extérieur au sommet de pylône en m
th=inch/4 ! épaisseur de la paroi du tube en m
hp=11.8872 ! hauteur du pylône en m
me= 70000e6 ! module d'élasticité en N/m² du mat - Aluminium
mc=210000e6 ! module d'élasticité en N/m² des câbles
mvp=2800 ! masse volumique en kg/m³ du mât
mvc=5407.5+12448 ! masse volumique en kg/m³ des cables (DIA 3/8 po.)
ne=200 ! Nombre d'éléments pour le mat (Nbre paire)
diac=3/8*inch ! Diamètre des haubans

Fglace=1241
Fmat=2032 ! Force de trainée du mât
pp=Fmat/hp ! pression exercée par le vent sur le pylône en N/m²
Feol=4222 ! Force de trainée engendrée par l'éolienne (N)
Fe=2000!+Fglace ! Force gravitationnelle due à la nacelle (N)
Moment=Feol/4 ! Moment dû à la nacelle (N-m) (0.25 m)

theta=0

!----- Paramètres pour la position des haubans -----

Lancrage=7.5 ! Position de l'ancrage
Hancrage=-(16+2)*inch ! Base de l'éolienne + 2 po

/PREP7

!----- Élément de type poutre tubulaire à section circulaire -----

ET,1,PIPE16
 MP,EX,1,me
 MP,DENS,1,mvp

!----- Construction du mât (Cônique) -----

! noeuds
 N,1,0,0,0
 N,ne+1,0,hp
 FILL

TYPE,1 \$MAT,1

*DO,i,1,ne,1
 R,i,d1-(i-1)*(d1-d2)/(ne-1),th
 REAL,i
 E,i,i+1
 *ENDDO

!----- Élément de type Hauban -----

ET,2,LINK10
 MP,EX,2,mc
 MP,DENS,2,mvc
 R,ne+2,PI*diac*diac/4,0 !Area,ISTRN

!----- Construction des haubans -----

MAT,2 \$TYPE,2 \$REAL,ne+2

K,1,0,10.64,0
 K,2,0,7.1,0
 K,7,0,3.55,0
 K,3,Lancrage*cos(theta),Hancrage,Lancrage*sin(theta)
 K,4,Lancrage*cos(theta+90),Hancrage,Lancrage*sin(theta+90)
 K,5,Lancrage*cos(theta+180),Hancrage,Lancrage*sin(theta+180)
 K,6,Lancrage*cos(theta+270),Hancrage,Lancrage*sin(theta+270)

```

!----1er hauban -----
L,1,3
!----2e hauban -----
L,1,4
!----3e hauban -----
L,1,5
!----4e hauban -----
L,1,6
!----5e hauban -----
L,2,3
!----6e hauban -----
L,2,4
!----7e hauban -----
L,2,5
!----8e hauban -----
L,2,6
!----9e hauban -----
!L,7,3
!----10e hauban -----
!L,7,4
!----11e hauban -----
!L,7,5
!----12e hauban -----
!L,7,6

```

```

ESIZE,,1          ! Nombre d'élément par ligne
LMESH,ALL         ! Voir aussi AMESH, VMESH

```

```

CPINTF,ALL,(hp/ne)/2  !Couplage de deux noeuds à leur interface

```

```

!-----

```

```

/ESHAPE,1          !0 - Use simple display of line and area elements (default).
                   !1 - Use real constants to form a solid shape display of element

EPLLOT

/PSSF,PRES,NORM,2  ! Visualisation des forces de pression par des flèches

FINISH

```

/SOLU

!----- Conditions aux frontières (Forces) -----

! chargement dû au poids propre du pylône

!ACEL,,g

!Force dû au poids de l'éolienne

!F,(ne+1),FY,-Fe

F,(ne+1),FX,Feol ! Trainée de l'éolienne

!F,(ne+1),MZ,-Moment ! Trainée de l'éolienne

!SFBEAM,ALL,2,PRES,pp ! Trainée du mât

!----- Conditions aux frontières (déplacement) -----

D,1,ALL,0 ! encastrement à la base du pylône

DK,3,UX,0

DK,3,UY,0

DK,3,UZ,0

DK,4,UX,0

DK,4,UY,0

DK,4,UZ,0

DK,5,UX,0

DK,5,UY,0

DK,5,UZ,0

DK,6,UX,0

DK,6,UY,0

DK,6,UZ,0

SOLVE

FINISH

!----- Affichage des résultats -----

/POST1

/PBC,U,,1

/PBC,F,,2

/PBC,M,,2

/PBC,ROT,,1

/PSF,PRES,NORM,3,1,ON

/REP

ETABLE,MOMENTzz,SMISC,6 ! Moment en zz aux noeuds i

ETABLE,SMAXI,NMISC,1 ! Contrainte maximale aux noeuds i

PRETAB,AXIALI,MOMENTzz,SMAXI

ETABLE,Ctrcable,LS,1 ! Contrainte maximale dans les cables

PRETAB,Ctrcable ! Affichage de la table

PLNS,S,EQV

!*get,rep31,elem,174,etab,SMAXI ! Nom variable,élément,#,dans etab,variable

*get,rep201,elem,201,etab,Ctrcable ! Nom variable,élément,#,dans etab,variable

*get,rep202,elem,202,etab,Ctrcable ! Nom variable,élément,#,dans etab,variable

*get,rep203,elem,203,etab,Ctrcable ! Nom variable,élément,#,dans etab,variable

*get,rep204,elem,204,etab,Ctrcable ! Nom variable,élément,#,dans etab,variable

/OUT,Instmat,tst,d:\Frankie\Maitrise\Ansys\statique

/COM'----- Fichier de résultats -----

/COM'

/COM'----- CONTRAINTES DANS LES CABLES: -----

/COM'

/COM'ÉLÉMENT #201 (Pascal)

*VWRITE,rep201

(E10.5)

/COM'ÉLÉMENT #202 (Pascal)

*VWRITE,rep202

(E10.5)

/COM'ÉLÉMENT #203 (Pascal)

*VWRITE,rep203

(E10.5)

/COM'ÉLÉMENT #204 (Pascal)

*VWRITE,rep204

(E10.5)

/COM'

/COM'-----

/OUT

/UI,VIEW

!Active la fenêtre pour la visualisation

*GO,:FIN

:FIN

```

FINISH
/CLEAR
/title, analyse harmonique
/unit,SI
*AFUN,DEG          ! Utiliser degrés pour les fonctions trigo
                   ! au lieu des radians

!----- Paramètres de base -----

inch=0.0254        ! 1 pouce = 0.0254 m
pi=3.14159265     ! PI
g=9.81            ! accélération de la pesanteur en m/s2
d1=10*inch        ! diamètre extérieur au sommet de pylône en m
d2=5.5*inch       ! diamètre extérieur au sommet de pylône en m
th=inch/4         ! épaisseur de la paroi du tube en m
hp=11.8872        ! hauteur du pylône en m
me=70000e6        ! module d'élasticité en N/m2 du mat - Aluminium
mc=210000e6       ! module d'élasticité en N/m2 des câbles
mvp=2800          ! masse volumique en kg/m3 du mât
mvc=5407.5+12448 ! masse volumique en kg/m3 des câbles (DIA 3/8 po.)
ne=200            ! Nombre d'éléments pour le mat (Nbre paire)
diac=3/8*inch     ! Diamètre des haubans

Fglace=1241
Fmat=2032         ! Force de trainée du mât
pp=Fmat/hp        ! pression exercée par le vent sur le pylône en N/m2
Feol=4222        ! Force de trainée engendrée par l'éolienne (N)
Fe=2000+Fglace   ! Force gravitationnelle due à la nacelle (N)
Moment=Feol/4    ! Moment dû à la nacelle (N-m) (0.25 m)

Masse=2000/g

theta=0

!----- Paramètres pour la position des haubans -----

Lancrage=7.5      ! Position de l'ancrage
Hancrage=- (16+2)*inch ! Base de l'éolienne + 2 po

```

/PREP7

!----- Élément de type poutre tubulaire à section circulaire -----

ET,1,PIPE16
 MP,EX,1,me
 MP,DENS,1,mvp

!----- Construction du mât (Cônique) -----

! noeuds

N,1,0,0,0
 N,ne+1,0,hp
 FILL

TYPE,1 \$MAT,1

*DO,i,1,ne,1
 R,i,d1-(i-1)*(d1-d2)/(ne-1),th
 REAL,i
 E,i,i+1
 *ENDDO

!----- Élément de type Hauban -----

ET,2,LINK10
 MP,EX,2,mc
 MP,DENS,2,mvc
 R,ne+2,PI*diac*diac/4,0 !Area,ISTRN

!----- Construction des haubans -----

MAT,2 \$TYPE,2 \$REAL,ne+2

K,1,0,10.64,0
 K,2,0,7.1,0
 K,7,0,3.55,0

K,3,Lancrage*cos(theta),Hancrage,Lancrage*sin(theta)

K,4,Lancrage*cos(theta+90),Hancrage,Lancrage*sin(theta+90)
 K,5,Lancrage*cos(theta+180),Hancrage,Lancrage*sin(theta+180)
 K,6,Lancrage*cos(theta+270),Hancrage,Lancrage*sin(theta+270)

!----1er hauban -----

L,1,3

!----2e hauban -----

L,1,4

!----3e hauban -----

L,1,5

!----4e hauban -----

L,1,6

!----5e hauban -----

L,2,3

!----6e hauban -----

L,2,4

!----7e hauban -----

L,2,5

!----8e hauban -----

L,2,6

!----9e hauban -----

L,7,3

!----10e hauban -----

L,7,4

!----11e hauban -----

L,7,5

!----12e hauban -----

L,7,6

ESIZE,,1 ! Nombre d'élément par ligne

LMESH,ALL ! Voir aussi AMESH, VMESH

CPINTF,ALL,(hp/ne)/2 !Couplage de deux noeuds à leur interface

!-----MASSE-----

ET,3,MASS21

R,ne+100,Masse

TYPE,3 \$ REAL,ne+100

E,ne+1

!-----

/ESHAPE,1 !0 - Use simple display of line and area elements (default).

!1 - Use real constants to form a solid shape display of element

EPLLOT

/PSF,PRES,NORM,2 ! Visualisation des forces de pression par des flèches

FINISH

/SOLU

ANTYPE,HARMIC,NEW ! Harmonic response analysis

DMPRAT,0.007

HROPT,FULL ! Full harmonic response

HRROUT,OFF ! Print results as amplitudes and phase angles

OUTPR,BASIC,1 ! Item, FREQ, Cname - Controls the solution printout

D,1,ALL,0 ! encastrement à la base du pylône

DK,3,UX,0

DK,3,UY,0

DK,3,UZ,0

DK,4,UX,0

DK,4,UY,0

DK,4,UZ,0

DK,5,UX,0

DK,5,UY,0

DK,5,UZ,0

DK,6,UX,0

DK,6,UY,0

DK,6,UZ,0

F,ne+1,FX,Feol

NSUBST,15 ! 50 Intervals within freq. range
KBC,1 ! Step boundary condition
HARFRQ,1,2 ! Frequency range from 1 to 30 HZ

SOLVE

FINISH

!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!! POST !!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!

/post26 ! Charger le module post1

NSEL,ALL

NUMVAR,100 ! Specifies the number of variables allowed in POST26

INSOL,2,2,U,X,2UX

ESOL,2,180,181,NMISC,25,1ere attache

! Option de visualisation

/AXLAB,Y,Force (N) ! Y-axis label disp

/AXLAB,X,Fréquence (Hz)

PLVAR,2 ! Display variables 2

!PRVAR,2

/UI,VIEW ! Active la fenêtre pour la visualisation

*GO,:END ! Outil de "débogage"

:END

FINISH

/CLEAR

/title, analyse modale

/unit, SI

*AFUN,DEG ! Utiliser degrés pour les fonctions trigo
 ! au lieu des radians

!----- Paramètres de base -----

inch=0.0254 ! 1 pouce = 0.0254 m
pi=3.14159265 ! PI
g=9.81 ! accélération de la pesanteur en m/s²
d1=10*inch ! diamètre extérieur au sommet de pylône en m
d2=5.5*inch ! diamètre extérieur au sommet de pylône en m
th=inch/4 ! épaisseur de la paroi du tube en m
hp=11.8872 ! hauteur du pylône en m
me= 70000e6 ! module d'élasticité en N/m² du mat - Aluminium
mc=210000e6 ! module d'élasticité en N/m² des câbles
mvp=2800 ! masse volumique en kg/m³ du mât
mvc=5407.5+12448 ! masse volumique en kg/m³ des cables (DIA 3/8 po.)
ne=200 ! Nombre d'éléments pour le mat (Nbre paire)
diac=3/8*inch ! Diamètre des haubans

Fglace=1241
Fmat=2032 ! Force de trainée du mât
pp=Fmat/hp ! pression exercée par le vent sur le pylône en N/m²
Feol=4222 ! Force de trainée engendrée par l'éolienne (N)
Fe=2000+Fglace ! Force gravitationnelle due à la nacelle (N)
Moment=Feol/4 ! Moment dû à la nacelle (N-m) (0.25 m)

Masse=Feol/g
theta=0
precon1=-0.9
precon2=-0.9

!----- Paramètres pour la position des haubans -----

Lancrage=7.5 ! Position de l'ancrage
Hancrage=-((16+2)*inch ! Base de l'éolienne + 2 po

/PREP7

!----- Élément de type poutre tubulaire à section circulaire -----

ET,1,PIPE16
 MP,EX,1,me
 MP,DENS,1,mvp

!----- Construction du mât (Cônique) -----

! noeuds

N,1,0,0,0
 N,ne+1,0,hp
 FILL

TYPE,1 \$MAT,1

*DO,i,1,ne,1
 R,i,d1-(i-1)*(d1-d2)/(ne-1),th
 REAL,i
 E,i,i+1
 *ENDDO

!----- Élément de type Hauban -----

ET,2,LINK10
 MP,EX,2,mc
 MP,DENS,2,mvc
 R,ne+2,PI*diac*diac/4,precon1 !Area,ISTRN
 R,ne+3,PI*diac*diac/4,precon2

!----- Construction des haubans -----

MAT,2 \$TYPE,2 \$REAL,ne+2

K,1,0,hp/2,0
 K,2,0,10.64,0

K,3,Lancrage*cos(theta),Hancrage,Lancrage*sin(theta)

K,4,Lancrage*cos(theta+90),Hancrage,Lancrage*sin(theta+90)
 K,5,Lancrage*cos(theta+180),Hancrage,Lancrage*sin(theta+180)
 K,6,Lancrage*cos(theta+270),Hancrage,Lancrage*sin(theta+270)

!----1er hauban -----

L,1,3

!----2e hauban -----

L,1,4

!----3e hauban -----

L,1,5

!----4e hauban -----

L,1,6

!----5e hauban -----

L,2,3

!----6e hauban -----

L,2,4

!----7e hauban -----

L,2,5

!----8e hauban -----

L,2,6

ESIZE,,1 ! Nombre d'élément par ligne

LMESH,1,4 ! Voir aussi AMESH, VMESH

REAL,ne+3

ESIZE,,1

LMESH,5,8

CPINTF,ALL,(hp/ne)/2 !Couplage de deux noeuds à leur interface

!-----MASSE-----

ET,4,MASS21

R,ne+100,Masse

TYPE,4 \$ REAL,ne+100

E,ne+1

```

!-----
/ESHAPE,1      !0 - Use simple display of line and area elements (default).
                !1 - Use real constants to form a solid shape display of element
EPlot
/PSF,PRES,NORM,2    ! Visualisation des forces de pression par des flèches

FINISH

/SOLU

ANTYPE,MODAL,NEW
MODOPT,LANB,10      ! LANB=Block-Lanczos(REDUC,etc.),10=Nbre de modes

!----- Conditions aux frontières (Forces) -----

! chargement dû au poids propre du pylône
ACEL,,g

!Force dû au poids de l'éolienne
!F,(ne+1),FY,-Fe

!F,(ne+1),FX,Feol! Trainée de l'éolienne
!F,(ne+1),MZ,-Moment    ! Trainée de l'éolienne
!SFBEAM,ALL,2,PRES,pp! Trainée du mât

!----- Conditions aux frontières (déplacement) -----

D,1,ALL,0      ! encastrement à la base du pylône

DK,3,UX,0
DK,3,UY,0
DK,3,UZ,0

DK,4,UX,0
DK,4,UY,0
DK,4,UZ,0

DK,5,UX,0

```

DK,5,UY,0

DK,5,UZ,0

DK,6,UX,0

DK,6,UY,0

DK,6,UZ,0

SOLVE

FINISH

/SOLU

EXPASS,on

MXPAND,10,,,yes

! Nombre de mode,basse freq,haute freq,calculer force

SOLVE

FINISH

!----- Affichage des résultats -----!

/POST1

/PBC,U,,1

/PBC,F,,2

/PBC,M,,2

/PBC,ROT,,1

/PSF,PRES,NORM,3,1,ON

/REP

EPLOT

/ESHAPE,1

SET,LIST

! LIST permet d'afficher tous les modes

SET,,1

! Lecture du premier mode

pldisp,1

! Affiche les déplacements du mode sélectionné

/UI,VIEW

! Active la fenêtre pour la visualisation

:FIN

ANNEXE 7

Analyse en fatigue

Analyse en fatigue

Une pièce soumise à un chargement répété peut finir par se rompre et ce même si les niveaux de contraintes sont inférieurs aux limites prédites par les différentes théories d'écoulement (Tresca, Von Mises). Ce phénomène est nommé fatigue.

Plusieurs essais et courbes de durée de vie ont été développés pour différents matériaux. Des méthodes d'évaluation de durée de vie selon le type de chargement sont également proposées par différents auteurs. La méthode la plus utilisée est la méthode de Miner, qui permet d'évaluer le cumul du dommage d'une pièce.

Pour le domaine éolien, le plus grand défi vient du fait qu'il est très difficile d'évaluer l'historique du chargement d'une composante. En effet, l'amplitude du vent, sa direction et l'intensité de turbulence sont des phénomènes très aléatoires. Plusieurs recherches sont présentement en cours afin de développer une méthode qui sera la plus fiable, pour ne pas surdimensionner les installations éoliennes, tout en respectant les normes de sécurité. La méthode la plus utilisée présentement semble être la norme Germanischer Lloyd – Rules and Regulations – IV : Non marine technology – Pat 1 : Wind energy – Regulation for the certification of wind energy conversion systems. Cette norme fait appel au spectre en fréquence du vent. Ce spectre est obtenu par une transformée de Fourier (FFT) des données du vent.

Les courbes de durée de vie en fatigue pour différents matériaux sont habituellement obtenues à l'aide de codes nationaux. Par exemple, pour les structures en acier, il est possible d'utiliser l'Eurocode3 (Calcul des structures en acier et documents d'application nationale – Partie 1-1 : Règle générales et règles pour les bâtiments. Chapitre 9 : Fatigue)

Comme le mât est en aluminium, il serait important de retrouver la courbe de durée de vie pour le ALU6063T6. L'aluminium possède la mauvaise propriété de ne pas avoir de

limite en endurance, ce qui signifie que peu importe la valeur de la charge alternée, il y aura toujours défaillance en fatigue du matériau. Il apparaît donc très clair qu'une analyse en fatigue du mât est primordiale, puisqu'une défaillance est inévitable. Il faudra déterminer si la durée de vie de l'installation est acceptable ou non pour l'application proposée. Il apparaît également clair qu'un registre contenant l'historique des chargements du mât devra être utilisé. L' "âge" du mât doit être connu afin d'éviter toute défaillance de l'installation.

Dans le cadre de cette maîtrise, il a été impossible de se procurer à temps la norme Germanischer Lloyd et de trouver une courbe de durée de vie du ALU6063T6. Il est cependant estimé que l'installation du mât peut être faite pour la calibration du site, car les instruments (anémomètre et girouette) occasionnent une force de traînée qui sera inférieure aux chargements prévus pour ce type de mât (lumière, feu de circulation). De plus, la tour sera haubanée, ce qui n'est pas le cas lors des installations courantes.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Atlantic Wind Test Site, Home page, [en ligne] : <http://www.awts.pe.ca/>, (page consultée septembre 2002).
- [2] Avallone, Eugene, (1996). *Marks' Standard Handbook for Mechanical Engineering* (10e éd.). New York : McGraw-Hill.
- [3] Code national du bâtiment du Canada, (1995). (11^e éd.). Ottawa : Conseil national de recherches du Canada.
- [4] Avia, Felix., (2002). *Power performance of SWT not connected to the grid*, Ciemat, (présenté dans le cadre du 39th IEA Topical Meeting on Power Performance of Small Wind Turbines not connected to the Grid).
- [5] American Wind Energy Association, Home Page, [en ligne] : <http://www.awea.org/>, (page consultée septembre 2002).
- [6] Avia, Felix. (2002). *Introductory note – IEA Topical expert meeting*, Ciemat, (présenté dans le cadre du 39th IEA Topical Meeting on Power Performance of Small Wind Turbines not connected to the Grid).
- [7] Bazergui, A., Bui-Quoc, T., Biron, A., McIntyre, G., Laberge, C., (1993), *Résistance des matériaux* (2^e éd.). Montréal : Éditions de l'École Polytechnique de Montréal.
- [8] Bahà'i Computer & Communication association, Look-up Latitude and Longitude–Canada, [en ligne] : http://www.bcca.org/misc/qiblih/latlong_ca.html, (page consultée septembre 2002).
- [9] Bouzid, H. *Résistance des matériaux, MEC329, Notes de cours*, Département de génie mécanique, École de Technologie Supérieure de Montréal, 2002/01.

- [10] Burton, T., Sharpe, D., Jenkins, N., Bossanyi, E., (2001), *Wind Energy Hand book*, Toronto: Wiley.
- [11] CANmet, Home page, [en ligne] : <http://cedrl.mets.nrcan.gc.ca/eng/accueil.html>, (Page consultée septembre 2002).
- [12] Canadian Wind Energy Association, Home page, [en ligne] : <http://www.canwea.ca/>, (page consultée septembre 2002).
- [13] Cochrane, B., (2002), *The influence of Atmosphéric Turbulence on the Kinetic Energy Available During Small Wind Turbine Power Performance Testing*, CPP, (présenté dans le cadre du 39th IEA Topical Meeting on Power Performance of Small Wind Turbines not connected to the Grid).
- [14] Corbus, D., Link, H., Butterfield, S., Stork, C., Newcomb, C., (1999), *Certification testing for small wind turbines*, NREL, NREL/CP-500-27062.
- [15] Dabin, N., Leclerc, C., Masson, C., Alinot, C., "Wind Turbines Operating In Cold Cimates : Reynolds Number And Trubulence Effects On Performances", A collection of the 2002 ASME Wind Energy Symposium Papers, Reno, pp.382-392, janvier 2002
- [16] Delft University, Home page, [en ligne], <http://www.windenergy.citg.tudelft.nl/home/flash/index.html>, (page consultée septembre 2002).
- [17] Drouin G., Gou, M., Thiry, P., Vinet, R., (1986), *Éléments de machines* (2^e éd.). Montréal : Éditions de l'École Polytechnique de Montréal.
- [18] Éole, Home page, [en ligne] : http://www.eole.org/carte_des_vents.htm, (page consultée juin 2002).
- [19] École de Technologie Supérieure, Home page, [en ligne] : <http://www.etsmtl.ca/>, (page consultée septembre 2002).

- [20] European Wind Energy Association, Home page, [en ligne] : <http://www.ewea.org/>, (Page consultée septembre 2002).
- [21] FOI, Home page, [en ligne] : <http://www.foi.se/>, (page consultée septembre 2002).
- [22] Hunter, R., (2001), *Measurement method to verify wind turbine performance characteristics*, Risoe National Laboratory, (présenté dans le cadre du European Wind Turbine Testing Procedure Developments).
- [23] Hunter, R., (1999), *Wind speed Measurements and use of cup anemometry* (1^{ère} éd.), International Energy Agency Expert group Study on Recommended Practices for Wind Turbine Testing and Evaluation.
- [24] International Energy Agency, Home page, [en ligne] <http://www.afm.dtu.dk/wind/iea/>, (page consultée septembre 2002).
- [25] International Electrotechnical Commission, Home page, [en ligne] : <http://www.iec.ch/index.html>, (page consultée septembre 2002).
- [26] International Electrotechnical Commission , *Wind Turbine Generator Systems, Part 1 : Safety requirements*, IEC 61400-1-1994.
- [27] International Electrotechnical Commission , *Wind Turbine Generator Systems, Part 12 : Wind Turbines Power Performance Testing*, IEC 61400-12-1998.
- [28] Imamura, H., Matsumiya, H., Yamada, S., Kawamura, S., (1999), *Performance Evaluation of a WTGS in complex Terrain*, 1999 European Wind Energy Conference, Nice, France.
- [29] International Standards Organisation, *Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement*, 1992.

- [30] Institut de Recherche d'Hydro-Québec (IREQ), Home page, [en ligne] : <http://www.hydro.qc.ca/profile/ireq.html>, (page consultée septembre 2002).
- [31] Kruijen, S., (1999). *Design d'une pale d'éolienne*, projet de synthèse en mécanique, École de Technologie supérieure.
- [32] Link, Hal, (2002). *Quantification of Preaveraging interval on three small wind turbines*, NREL.
- [33] National Renewable Energy Laboratory (NREL), Answers, [en ligne] : <http://www.nrel.gov/wind/answers.html>, (page consultée septembre 2002).
- [34] National Renewable Energy Laboratory (1997), *Wind Ressource Assessment Handbook*.
- [35] NRG, Products, [en ligne] : <http://shop.cki.com/nrg/shop.cgi>, (page consultée juin 2002).
- [36] Pierik, J., Lee, Wai-Kong, Gabriel, J., (2001), *Power performance evaluation of Autonomous Wind Turbine Systems*, ECN, (présenté dans le cadre du 39th IEA Topical Meeting on Power Performance of Small Wind Turbines not connected to the Grid).
- [37] RISOE, Home page, [en ligne] : <http://www.risoe.dk/vea/index.htm>, (page consultée septembre 2002).
- [38] Sender M., (2002), *Small Wind Turbines On Flat Roofs*, Delft University of Technology, (présenté dans le cadre du 39th IEA Topical Meeting on Power Performance of Small Wind Turbines not connected to the Grid).
- [39] Technical University of Denmark, Home page, [en ligne] : <http://www.afm.dtu.dk/wind/>, (page consultée septembre 2002).

- [40] Westermann, D., (1996), *Overspeeding Measurements of Cup Anemometers Compared to a Simple Numerical Model*, Deutsches Windenergie-Institut gemeinnützig GmbH.
- [41] White, Frank M., (1986). *Fluid Mechanics*, McGraw-Hill, Second edition.
- [42] Young, Warren, (2002), *Roark's Formulas for Stress and Strain*, McGraw-Hill, seventh edition.