
DIRECTION DES ÉVALUATIONS ENVIRONNEMENTALES

ENERGIE NORTHLAND POWER S.E.C.

PROJET D'AMÉNAGEMENT D'UN PARC ÉOLIEN COMMUNAUTAIRE
DANS LA MUNICIPALITÉ DE FRAMPTON
MRC LA NOUVELLE-BEAUCE

AVIS DE PROJET

Avril 2010

*Développement durable,
Environnement
et Parcs*

Québec 

INTRODUCTION

La section IV.1 de la *Loi sur la qualité de l'environnement* (L.R.Q., c. Q-2) oblige toute personne ou groupe à suivre la *Procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement* et à obtenir un certificat d'autorisation du gouvernement, avant d'entreprendre la réalisation d'un projet visé par le *Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement* (R.R.Q., c. Q-2, r. 9). Entrée en vigueur le 30 décembre 1980, cette procédure s'applique uniquement aux projets localisés dans la partie sud du Québec. D'autres procédures d'évaluation environnementale s'appliquent aux territoires ayant fait l'objet de conventions avec les Cris, les Inuits et les Naskapis.

Le dépôt de l'avis de projet constitue la première étape de la procédure. Il s'agit d'un avis écrit par lequel l'initiateur informe le ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs de son intention d'entreprendre la réalisation d'un projet. Il permet aussi au Ministère de s'assurer que le projet est effectivement assujéti à la procédure et, le cas échéant, de préparer une directive indiquant la nature, la portée et l'étendue de l'étude d'impact que l'initiateur doit préparer.

Le formulaire « Avis de projet » sert à décrire les caractéristiques générales du projet. Il doit être présenté d'une façon claire et concise et se limiter aux éléments pertinents à la bonne compréhension du projet et de ses impacts appréhendés. Ce formulaire et tout document annexé doivent être fournis en trente copies papier et en une copie électronique. Dès sa réception par le Ministère, l'avis de projet est inscrit au registre prévu à l'article 118.5 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*. Il est aussi transmis à toute personne qui en fait la demande et, comme prévu à la procédure, l'avis de projet doit être mis à la disposition du public pour information et consultation publique du dossier.

Dûment rempli par l'initiateur du projet ou le mandataire de son choix, l'avis de projet est ensuite retourné à l'adresse suivante :

Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs

Direction des évaluations environnementales

Édifice Marie-Guyart, 6^e étage

675, boul. René-Lévesque Est, boîte 83

Québec (Québec) G1R 5V7

Téléphone :

(418) 521-3933

Télécopieur :

(418) 644-8222

Internet :

www.mddep.gouv.qc.ca

Par ailleurs, en vertu de l'Entente de collaboration Canada-Québec en matière d'évaluation environnementale de mai 2004, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs transmettra une copie de l'avis de projet à l'Agence canadienne d'évaluation environnementale afin qu'il soit déterminé si le projet est également assujéti à la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*. Le cas échéant, le projet fera l'objet d'une évaluation environnementale coopérative et l'avis de projet sera inscrit au registre public prévu à la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*. L'initiateur de projet sera avisé par lettre si son projet fait l'objet d'une évaluation environnementale coopérative.

Enfin, selon la nature du projet, son envergure et son emplacement, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs pourrait avoir à consulter un ou des groupes autochtones concernés au cours de l'évaluation environnementale du projet. L'avis de projet alors déposé par l'initiateur pourrait être transmis à une ou des communautés autochtones afin de les informer d'un projet potentiel et de les consulter à cet effet. L'initiateur de projet sera avisé par lettre si son projet fait l'objet d'une consultation auprès des autochtones.

À l'usage du ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs	Date de réception
	Numéro de dossier

1. Initiateur du projet

Nom :	Énergie Northland Power S.E.C.	
Adresse civique :	30 avenue St. Clair Ouest, 17 ^e étage	
	Toronto (Ontario) M4V 3A1, Canada	
Adresse postale (si différente) :	
Téléphone :	(416) 962-6262	
Télécopieur :	(418) 737-1324	
Courriel :	DCA@northlandpower.ca	
Responsable du projet :	David Cheung Atkinson	
N° d'entreprise du Québec (NEQ) du Registraire des entreprises du Québec	N° NEQ 3362675905	

Énergie Northland Power S.E.C. appartient entièrement à Northland Power inc., un important développeur et opérateur de projets énergétiques du Québec et de l'Ontario. Depuis janvier 2007, Northland possède également une société québécoise, soit Éolienne Northland Power Québec S.E.C. Northland Power est actif dans le domaine de l'éolien, notamment par sa participation dans la coentreprise Énergie Éolienne du mont Miller inc. qui a permis de développer et d'exploiter le parc éolien de 54 MW du Mont Miller à Murdochville. Récemment, en date du 1^{er} décembre 2009, Northland Power a mis en service le parc éolien de Saint-Ulric Saint-Léandre, d'une puissance de 127,5 MW. Northland Power travaille également à la mise sur pied d'un projet éolien de 100,5 MW à Saint-Maxime-du-Mont-Louis, en Haute-Gaspésie. Northland Power a également développé plusieurs projets de biomasse dont ceux de Kirkland Lake et Cochrane, ainsi que le projet de cogénération d'Iroquois Falls. Actuellement des projets similaires sont en développement dans les régions de Toronto et Thorold en Ontario. Northland Power est le propriétaire majoritaire dans un projet de chauffage urbain en Ukraine ainsi que partenaire dans un projet de cogénération à Kingston en Ontario.

2. Consultant mandaté par l'initiateur du projet (s'il y a lieu)

Nom :	SNC-Lavalin inc. division Environnement
Adresse :	5955, rue Saint-Laurent, bureau 300 ----- Lévis, Québec ----- G6V 3P5
Téléphone :	(418) 837-3621
Télécopieur :	(418) 837-2039
Courriel :	steve.vertefeuille@snclavalin.com
Responsable du projet :	Steve Vertefeuille, Directeur de projets éoliens

3. Titre du projet

Projet d'aménagement d'un parc éolien communautaire dans la municipalité de Frampton, MRC La Nouvelle-Beauce

4. Objectifs et justification du projet

Mentionner les principaux objectifs poursuivis et faire ressortir les raisons motivant la réalisation du projet.

Le projet d'aménagement d'un parc éolien communautaire dans la municipalité de Frampton, située dans la MRC de la Nouvelle-Beauce, présenté par Énergie Northland Power S.E.C., en partenariat avec la Municipalité de Frampton, consiste en l'aménagement et l'exploitation d'un parc éolien comprenant entre 12 et 16 éoliennes pour une puissance installée de 24 MW. L'initiateur préconise deux variantes pour le développement du projet, soit l'utilisation de 12 éoliennes Enercon E-82, d'une puissance nominale de 2 MW ou l'utilisation de 16 éoliennes GE 1.5 sle d'une puissance de 1.5 MW.

Ce projet, développé dans l'objectif de produire de l'électricité sur une base commerciale, sera soumis dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2009-02 d'Hydro-Québec Distribution, émis le 30 avril 2009 pour 2 000 MW de production d'énergie éolienne.

Cet appel d'offres découle de l'adoption par le Gouvernement du Québec, le 29 octobre 2008, des décrets numéros 1043-2008 et 1045-2008 édictant respectivement le *Règlement sur un bloc de 250 MW d'énergie éolienne issu de projets autochtones* et le *Règlement sur un bloc de 250 MW d'énergie éolienne issu de projets communautaires*, des décrets 179-2009 et 180-2009 adoptés le 4 mars 2009 édictant respectivement le *Règlement modifiant le Règlement sur un bloc de 250 MW d'énergie éolienne issu de projets communautaires* et le *Règlement modifiant le Règlement sur un bloc de 250 MW d'énergie éolienne issu de projets autochtones*, des décrets adoptés le 29 avril 2009 édictant respectivement le *Règlement modifiant le Règlement sur un bloc de 250 MW d'énergie éolienne issu de projets communautaires* et le *Règlement modifiant le Règlement sur un bloc de 250 MW d'énergie éolienne issu de projets autochtones* (les « Règlements ») et des décrets numéros 1044-2008 et 1046-2008 *Concernant les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie à l'égard d'un bloc de 250 MW d'énergie éolienne issu de projets autochtones* et *Concernant les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie à l'égard d'un bloc de 250 MW d'énergie éolienne issu de projets communautaires* adoptés le 29 octobre 2008.

La région de Chaudière-Appalaches possède un bon potentiel pour un développement éolien en raison de la qualité des vents du secteur et d'un réseau routier possédant des chemins secondaires bien élaborés facilitant ainsi l'accès aux différents sites.

5. Localisation du projet

Mentionner l'emplacement ou les emplacements où le projet est susceptible de se réaliser, les coordonnées géographiques (longitude et latitude) et inscrire, si connus, les numéros cadastraux (en termes de lot, rang, canton et municipalités). Préciser la municipalité régionale de comté. Ajouter en annexe une carte topographique ou cadastrale de localisation du projet.

Le projet est situé à l'intérieur des limites de la MRC de La Nouvelle-Beauce. La carte 1 illustre la localisation de la zone d'étude dans la région de Chaudière-Appalaches. La carte 2, quant à elle, présente la localisation projetée des éoliennes à l'échelle de la zone d'étude. Il est cependant important de préciser que la micro-localisation des éoliennes n'est toujours pas déterminée, celle-ci pourra donc être appelée à changer ou à se préciser. Un tableau indiquant les coordonnées de chacune des éoliennes est présenté à l'annexe 2.

6. Propriété des terrains

Indiquer, s'il y a lieu, le statut de propriété des terrains où la réalisation du projet est prévue. Fournir ces renseignements sur une carte si possible.

L'ensemble du parc éolien sera aménagé sur des terres du domaine privé.

Le tableau suivant présente les lots visés par le projet.

MRC Nouvelle Beauce – Municipalité de Frampton	
Rang 5	Lots : 462 à 465P
Rang 6	Lots : 532 à 543P

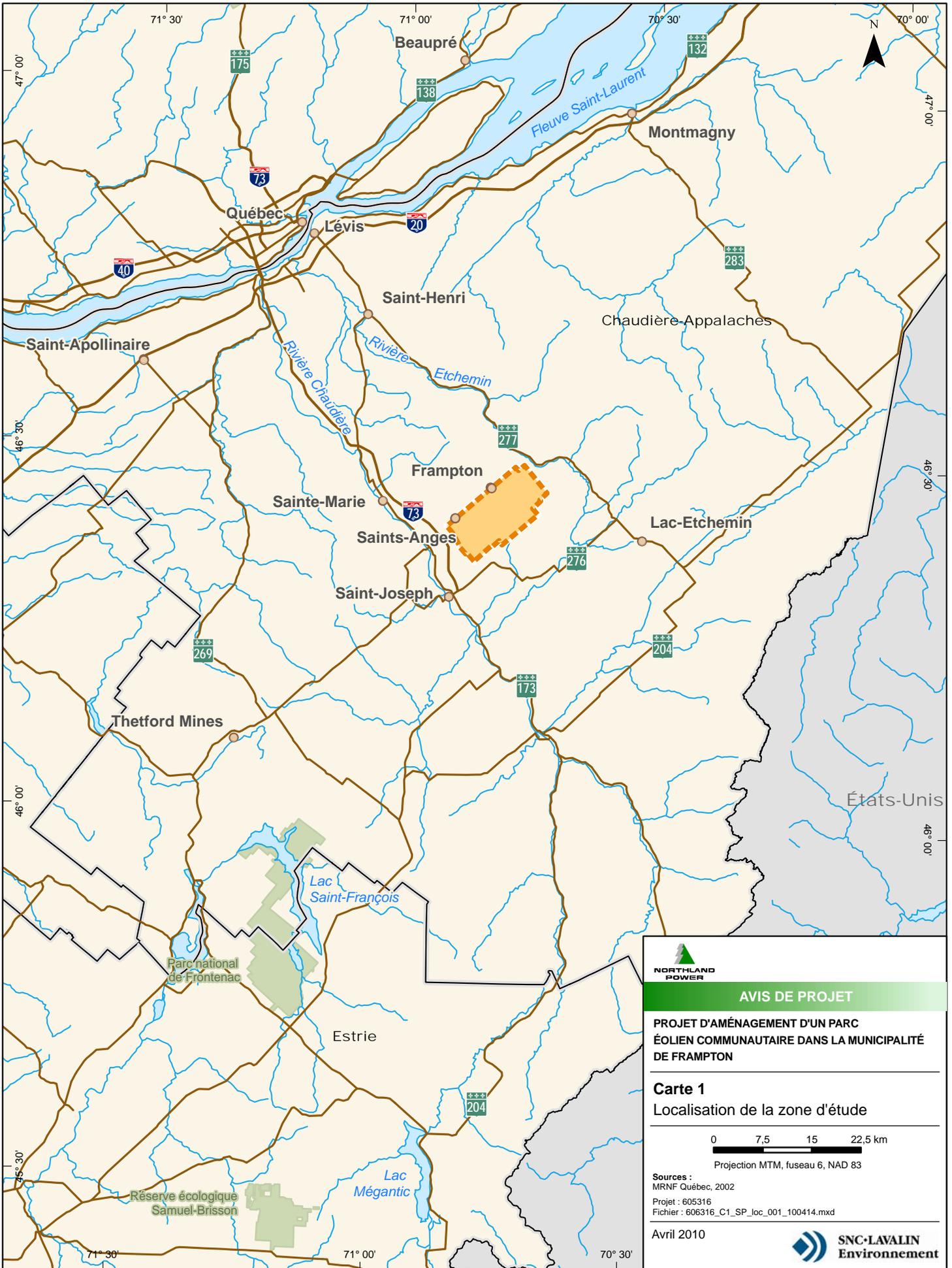
7. Description du projet et de ses variantes

Pour chacune des phases (aménagement, construction et exploitation), décrire les principales caractéristiques associées à chacune des variantes du projet, incluant les activités, aménagements et travaux prévus (déboisement, expropriation, dynamitage, remblayage, etc.). Décrire sommairement les modalités d'exécution, les technologies utilisées, les équipements requis, les matières premières et matériaux utilisés, etc. Ajouter en annexe tous les documents permettant de mieux cerner les caractéristiques du projet (plan, croquis, vue en coupe, etc.).

Les principales composantes du projet sont présentées ci-dessous :

- Soit 16 éoliennes du fabricant GE (modèle 1.5 sle) soit 12 éoliennes du fabricant Enercon (modèle E-82) ;
- Un réseau de chemins d'accès d'environ 40 à 60 kilomètres ;
- La construction d'un poste élévateur (la localisation n'est pas encore déterminée) ;
- La construction d'une ligne haute tension par Hydro-Québec afin de relier la sous-station à la ligne haute tension de TransÉnergie.

La fiche technique des éoliennes est présentée à l'annexe A.



NORTHLAND POWER

AVIS DE PROJET

PROJET D'AMÉNAGEMENT D'UN PARC ÉOLIEN COMMUNAUTAIRE DANS LA MUNICIPALITÉ DE FRAMPTON

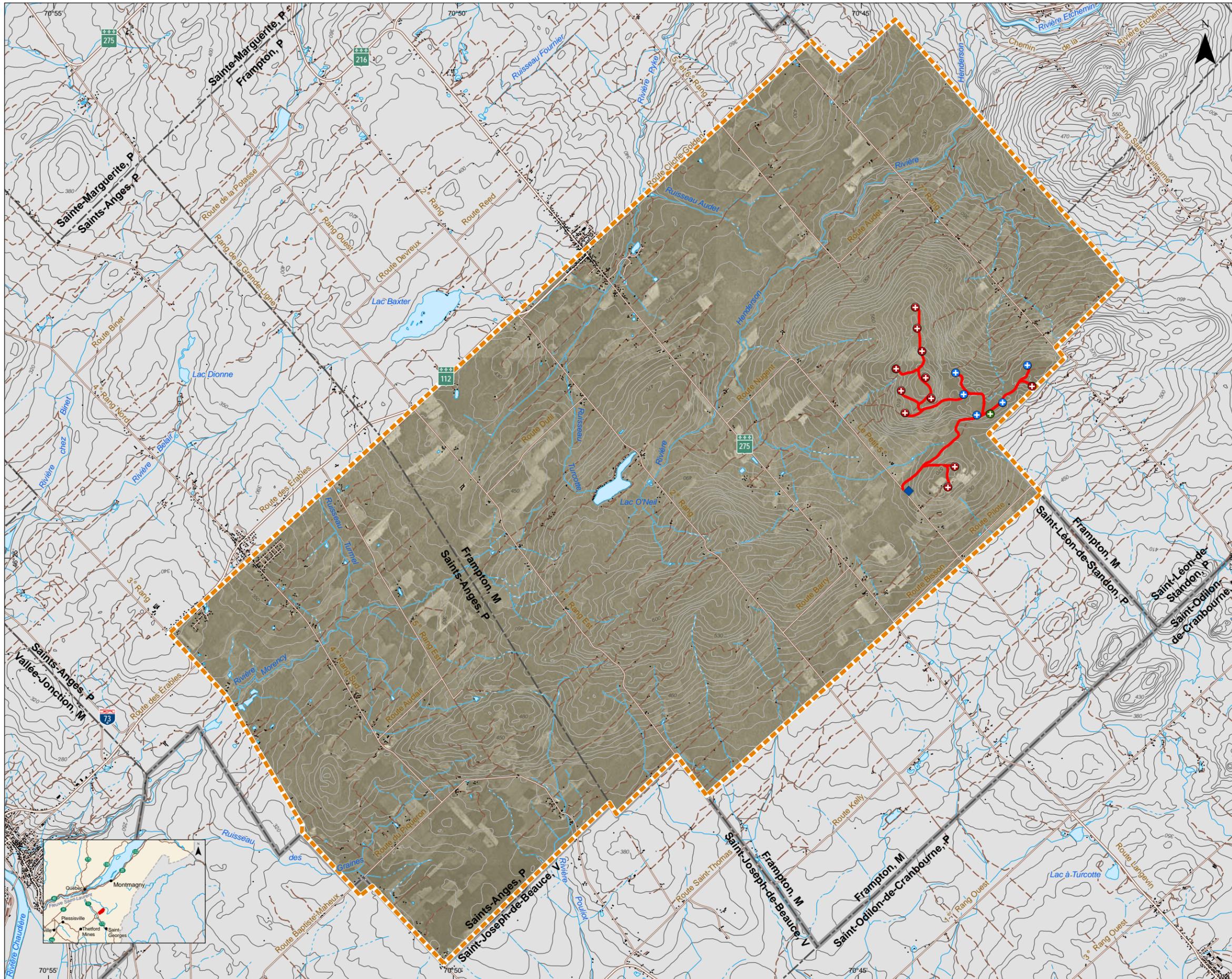
Carte 1
Localisation de la zone d'étude

0 7,5 15 22,5 km
Projection MTM, fuseau 6, NAD 83

Sources :
MRNF Québec, 2002
Projet : 605316
Fichier : 606316_C1_SP_loc_001_100414.mxd

Avril 2010

SNC-LAVALIN
Environnement



AVIS DE PROJET

PROJET D'AMÉNAGEMENT D'UN PARC ÉOLIEN COMMUNAUTAIRE DANS LA MUNICIPALITÉ DE FRAMPTON

Carte 2 Localisation projetée des éoliennes

PROJET

Éolienne projetée

- + Variante 16GE et E82
- + Variante 16GE
- + Variante E82 seulement

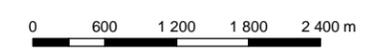
- Zone d'étude
- Chemin d'accès à construire
- Poste élévateur

TENURE DES TERRES

- Terre privée

LIMITES ET INFRASTRUCTURES

- Limite municipale
- Limite de MRC
- Route principale
- Route secondaire
- Chemin carrossable



Projection MTM, fuseau 7, NAD83
Équidistance des courbes : 10 m

Sources :
BDTQ, 1 : 20 000, MRNF, 2006
SDA, 1 : 20 000, MRNF Québec, 2008
SIEF, 1 : 20 000, MRNF Québec, 2008
Orthophotos : 1 : 40 000, MRNF Québec, 2000

Projet : 606316
Fichier : 606316_C2_Fram_100414.mxd

Avril 2010



L'aménagement des sites

L'aménagement des sites comprendra des travaux de réfection et de construction des chemins d'accès. Un déboisement sera également nécessaire considérant que le projet sera développé dans un secteur agroforestier. Des traversées de cours d'eau (ponceaux) devront également être mises en place. Ces travaux nécessiteront la mise en place d'ouvrages de stabilisation des rives et la mise en place de remblais. Par la suite, les aires d'assemblage et de travail nécessaires pour l'installation des éoliennes et des infrastructures seront déboisées (si requis) et adaptées aux caractéristiques requises pour permettre les travaux. Les surfaces de travail seront nivelées à l'aide d'un buteur. Mentionnons également qu'en raison de la nature du substrat, le promoteur pourrait utiliser des explosifs, cependant celui-ci désire limiter au minimum l'utilisation de la dynamite. L'ensemble des travaux se fera en respectant le *Règlement sur les normes d'intervention des forêts du domaine de l'État* (RNI), le Cadre de référence relatif à l'aménagement de parc éolien en milieux agricole et forestier, ainsi que les normes environnementales applicables pour ce type de projet.

Construction

Les activités de construction comprendront notamment la préparation des fondations des éoliennes. Celles-ci seront des fondations en béton de type « spread footed » d'environ 2,5 mètres de profondeur et de 17 mètres de largeur.

Les activités de construction comprendront également l'implantation d'un réseau de communication par fibre optique et d'un réseau de collecte d'électricité. Ce réseau sera partiellement souterrain et partiellement aérien. Les portions souterraines seront présentes dans les secteurs de plus forte densité des éoliennes ainsi que dans les secteurs à forte sensibilité visuelle. Le réseau de collecte aérien prédominera dans les secteurs de contrainte physique et lors des traversées de cours d'eau.

L'installation des éoliennes en tant qu'unités énergétiques autonomes se fera par l'érection des pièces composant la tour, la nacelle et le rotor. Ces différentes pièces seront installées à l'aide de grues. Celles-ci seront installées sur des aires spécialement aménagées selon les spécifications de portance et de type de sol adapté à l'équipement. Une caractérisation géotechnique sera préalablement effectuée sur chacun des sites d'implantation des éoliennes.

Le projet comprendra également la construction de sous-stations électriques qui permettront de recueillir l'énergie générée par le projet et d'augmenter le voltage afin de relier le projet à la ligne à haute tension d'Hydro-Québec TransÉnergie.

Exploitation

Les activités associées à la phase d'exploitation du site seront minimales et reliées à l'entretien et au remplacement de composantes de façon normale pour un projet éolien. L'entretien préventif prévoit des vérifications régulières à tous les trois mois lors de la première année d'exploitation, et de façon bi-annuelle par la suite.

Les activités d'entretien comprendront le remplacement des huiles et le graissage des équipements, la vérification et la calibration des équipements, les tests diagnostics du fonctionnement et l'usure des composantes de l'éolienne. Celles-ci comprennent les pales, l'arbre de transmission principal, la boîte de vitesse, les divers moteurs servant à diriger les pales et l'orientation de l'éolienne, le système de refroidissement, la génératrice et le transformateur. Ce dernier sera installé à la base de l'éolienne dans une armoire de protection équipée d'une contenance en cas de déversement et permettant de recueillir plus que la capacité du transformateur en huile de refroidissement.

Des activités d'entretien des accès seront également réalisées au cours de la période d'exploitation. Celles-ci comprendront le déneigement lors de la période hivernale et le resurfaçage au besoin pour les chemins d'accès principaux.

Démantèlement

Suite à la période de vie utile du projet, l'ensemble des infrastructures en place sera démantelé, les socles de béton seront arasés de 1 mètre de profondeur et recouverts de sédiments propres. Les fils électriques enfouis seront enlevés, seuls les chemins d'accès demeureront en place.

8. Composantes du milieu et principales contraintes à la réalisation du projet

Pour l'emplacement envisagé, décrire brièvement les milieux naturel et humain tels qu'ils se présentent avant la réalisation du projet. Indiquer si des autochtones sont présents dans le secteur.

Décrire aussi les principales contraintes prévisibles : zonage, espace disponible, milieux sensibles, compatibilité avec les usages actuels, disponibilité des services, topographie, présence de bâtiments, préoccupations majeures de la population, etc.

Description générale de la zone d'étude

La zone d'étude se situe dans la région de Chaudière-Appalaches et occupe une superficie d'environ 107 km². Elle est située dans la MRC de La Nouvelle-Beauce, sur le territoire municipal de Frampton. L'ensemble de la zone d'étude est situé sur des terres du domaine privé. La délimitation de la zone d'étude ainsi que la tenure des terres sont présentées à la carte 2.

Géomorphologie

Suivant Saucier et Robitaille (1998), la zone d'étude recoupe deux unités de paysage régional nommées Sainte-Marie (portion sud) et Lac Etchemin (portion nord). L'altitude moyenne s'élève à 280 m dans Sainte-Marie et elle atteint 450 m dans Lac Etchemin. De façon générale, le relief des deux unités est formé de coteaux aux versants en pente faible. On retrouve sensiblement le même paysage à l'intérieur de la zone d'étude avec quelques versants abrupts et du terrain assez plat. Le substrat rocheux est composé de roches sédimentaires.

Au niveau des dépôts de surface, des dépôts de till épais couvrent plus de la moitié du territoire, notamment dans les vallées et sur les versants de pente faible à moyenne. Un till mince occupe les versants en pente forte et la plupart des sommets. Sur les crêtes alignées, le roc affleure fréquemment sur certains sommets. Des épandages fluvioglaciaires tapissent les plus larges vallées. Des dépôts fluviaux érigés en terrasses bordent également la rivière Chaudière (Saucier et Robitaille, 1998). Très peu de milieux humides sont présents dans la zone d'étude (Canards Illimités Canada, 2006).

Hydrographie

Le territoire à l'étude superpose deux bassins versants ; la portion sud est drainée vers la rivière Chaudière alors que les eaux de la portion nord se dirigent vers la rivière Etchemin. Le territoire ne comprend qu'un seul plan d'eau (le lac O'Neil) et pour l'essentiel, il est drainé par trois petites rivières : les rivières Morency et Pouliot, qui s'écoulent vers la rivière Chaudière, puis la rivière Henderson, qui se déverse dans l'Etchemin. Plus en amont, le paysage passablement vallonné de la zone d'étude est drainé par plusieurs petits ruisseaux, la plupart alimentant l'une ou l'autre des trois rivières susmentionnées. Exception faite des hauts de bassins versants, les cours d'eau sont pour la plupart permanents.

Climat

La région de la zone d'étude est caractérisée par un climat de type subpolaire subhumide continental. Selon la station météorologique de Saint-Georges¹ (167,6 m d'altitude), la température moyenne annuelle est de 4,2 °C. Au niveau des précipitations, la région reçoit annuellement en moyenne 989,2 mm, dont 80 % (793,9 mm) sont sous forme de pluie. Les précipitations mensuelles moyennes varient de 43,6 mm en février à 104,4 mm en juillet.

Végétation

Le territoire fait partie du domaine bioclimatique de l'érablière à bouleau jaune, communauté qui caractérise également les sites mésiques. Les sommets bien drainés sont occupés par l'érablière à bouleau jaune et hêtre alors que les bas de pentes et les sites mal drainés sont colonisés par la sapinière à thuya et frêne noir et par la sapinière à épinette rouge. Enfin, sur les sommets des hautes collines s'élevant au dessus de 600 m, persiste surtout la sapinière à bouleau blanc. Il y a absence d'écosystème forestier exceptionnel, de réserve écologique, de refuge biologique, de milieu humide ou autre élément biologique important ainsi que d'espèce floristique à statut particulier. Cependant, une aire de confinement ainsi que des superficies hivernales du cerf de Virginie (*Odocoileus virginianus*) recourent la zone d'étude.

¹ Environnement Canada, site Internet : http://www.climate.weatheroffice.ec.gc.ca/climate_normals/results_f.html?Province=QUE%20&StationName=&SearchType=&LocateBy=Province&Proximity=25&ProximityFrom=City&StationNumber=&IDType=MSC&CityName=&ParkName=&LatitudeDegrees=&LatitudeMinutes=&LongitudeDegrees=&LongitudeMinutes=&NormalsClass=A&SelNormals=&StnId=5485&

Utilisation du sol

L'ensemble du territoire appartient au domaine privé. Le territoire est utilisé à des fins agroforestières, on y retrouve donc des terres agricoles, composées d'îlots forestiers. Certains secteurs de la zone d'étude comprennent également des territoires forestiers. À l'intérieur du périmètre urbain de Frampton, il y a un secteur affecté à l'industrie et une petite zone de villégiature est répertoriée autour du lac O'Neil.

9. Principaux impacts appréhendés

Pour les phases d'aménagement, de construction et d'exploitation du projet, décrire sommairement les principaux impacts (milieux biophysique et humain) susceptibles d'être causés par la réalisation du projet.

Pour la phase de construction, des impacts mineurs sont appréhendés au niveau de la végétation qui devra être enlevée pour la mise en place des chemins d'accès et des éoliennes. Quelques ruisseaux seront traversés par les chemins où des impacts potentiels sont prévus sur l'habitat du poisson et la qualité de l'eau. Rappelons que la construction des chemins incluant la traversée des cours d'eau se fera en conformité avec le *Règlement sur les normes d'intervention dans les forêts du domaine de l'État* (RNI). Des impacts résultant de l'accroissement de la circulation en période de construction sont anticipés et cela entraînera un dérangement potentiel pour la population ainsi que la faune présente dans le secteur, mais une coordination des travaux sera effectuée afin de minimiser cet impact.

Au niveau de l'économie régionale, des retombées positives importantes sont anticipées.

Pour la phase d'exploitation, selon la littérature et nos expériences précédentes, des impacts peuvent être appréhendés au niveau visuel et du bruit. L'importance de ces impacts anticipés devra faire l'objet d'une attention particulière près des secteurs de villégiature et des noyaux villageois. Un facteur d'atténuation important est l'aménagement du projet sur plusieurs kilomètres, hors des lieux d'habitation, ainsi que le recours à une technologie de grande puissance réduisant la densité du projet et le nombre d'éoliennes. Selon la littérature et l'expérience des différents parcs éoliens en exploitation, des impacts mineurs sont appréhendés au niveau de la faune avienne. Sur le plan récréotouristique, des impacts positifs peuvent être appréhendés par l'ouverture de nouveaux territoires. Généralement, ce type de projet suscite l'intérêt des touristes. L'entretien du parc éolien entraînera des retombées positives par la création d'emplois locaux.

10. Calendrier de réalisation du projet

Indiquer le calendrier selon les différentes phases de réalisation du projet et en tenant compte du temps requis pour la préparation de l'étude d'impact et le déroulement de la procédure.

Échéancier du projet

Activités	Date
Réalisation de l'étude d'impact	Octobre 2010 à mars 2011
Analyse interministérielle	Mars à juin 2011
Rapport complémentaire	Juin et juillet 2011
Avis de recevabilité	Août 2011
Information et consultation publique (BAPE)	Septembre et octobre 2011
Audiences publiques (s'il y a lieu)	Novembre 2011 à mars 2012
Décret gouvernemental	Juin 2012
Certificat d'autorisation	Juin 2012
Construction	Mai à novembre 2013

11. Phases ultérieures et projets connexes

Mentionner, s'il y a lieu, les phases ultérieures du projet et tout autre projet susceptible d'influencer la conception du projet proposé.

Outre les travaux de raccordement au réseau électrique de TransÉnergie, le promoteur ne prévoit, pour le moment, aucuns travaux connexes dans le cadre du présent projet.

12. Modalités de consultation du public

Mentionner, s'il y a lieu, les diverses formes de consultation publique prévues au cours de l'élaboration de l'étude d'impact, incluant les échanges avec les autochtones.

Pour favoriser l'acceptation sociale du projet par le milieu, il est prévu d'avoir une approche en deux temps. En début de processus, dès que le projet sera suffisamment avancé, il y aura diverses rencontres et contacts établis avec les principaux intervenants gouvernementaux œuvrant dans le milieu.

Une fois que les impacts seront déterminés, une rencontre avec la municipalité, la MRC, les autres intervenants identifiés ainsi que la population concernée, incluant les différents groupes autochtone le cas échéant, sera effectuée afin de présenter l'ensemble du projet, avec notamment les modifications apportées suite aux consultations effectuées en début de processus. L'ensemble des commentaires reçus fera l'objet d'une analyse détaillée et sera intégré à l'étude d'impact s'il y a lieu.

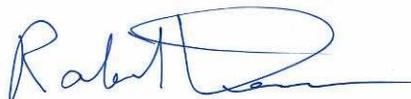
13. Remarques

Inscrire tout autre renseignement jugé nécessaire à une meilleure compréhension du projet et au besoin, annexer des pages supplémentaires.

Je certifie que tous les renseignements mentionnés dans le présent avis de projet sont exacts au meilleur de ma connaissance.

Signé le 28/04/10

par



ANNEXE A

Coordonnées géographiques des éoliennes

Coordonnées géographiques des éoliennes

Variante Enercon E82		
Numéro	X_UTM19	Y_UTM19
1	366475	5145830
2	366499	5145497
3	366568	5145132
4	366151	5144864
5	366617	5144718
6	368300	5144550
7	366226	5144519
8	366698	5144391
9	367629	5144126
10	366280	5144167
11	366937	5142984
12	367053	5143307

Variante GE 1.5 sle		
Numéro	X_UTM19	Y_UTM19
1	366475	366475
2	366499	366499
3	367094	367094
4	366568	366568
5	366151	366151
6	366617	366617
7	368300	368300
8	366226	366226
9	367215	367215
10	366698	366698
11	367829	367829
12	367417	367417
13	366280	366280
14	368232	368232
15	366937	366937
16	367053	367053

ANNEXE B

Fiche technique des éoliennes

- 1.1 Description technique, Éolienne Enercon E-82
- 1.2 Description technique, Éolienne GE 1.5sle 60 Hz

Technical Description

E-82

Document information:	Translation Information
Author/date: S. Anlas / 21.10.05	Translated/date: C.Carsted / 28.11.05
Department: VI	Revised/date:
Approved/date: M.Kuhlmann / 04.11.05	Reference: VI-Technical Description E-82-Rev003ger-eng.doc
Revision 3/11.04.07	

Table of Contents

1	Brief Description.....	3
1.1	The ENERCON Concept	4
1.2	Rotor	6
1.3	Generator	6
1.4	Grid feed unit	7
1.5	Yaw control	9
1.6	Safety system	9
1.7	Control system	10
2	Control System	11
2.1	Response to safety relevant sensor messages	11
2.2	Starting the turbine	11
2.3	Normal operation	11
2.4	Idle mode.....	12
2.5	Stopping the turbine	12
2.6	Lack of wind	13
2.7	Storm	14
2.8	Yaw control.....	14
3	Technical specifications:.....	16

ENERCON reserves the right to make any technical changes and improvements at any time without prior notice.

Document information:		Translation Information	
Author/date:	S. Anlas / 21.10.05	Translated/date:	C.Carsted / 28.11.05
Department:	VI	Revised/date:	
Approved/date:	M.Kuhlmann / 04.11.05	Reference:	VI-Technical Description E-82-Rev003ger-eng.doc
Revision	3/11.04.07		

The main objective of ENERCON design and engineering is to minimise loads. All turbine components are developed and constructed accordingly. The result is a turbine which is, amongst other things, convincing due to its low load level and long service life.

Output controlled by variable speed allows the E-82 to attain maximum operation efficiency without increasing operating loads in the full and partial load ranges and at the same time prevents undesirable output peaks thus guaranteeing excellent yield and a high quality of power fed into the grid.

1.1 The ENERCON Concept

ENERCON wind energy converters are characterised by the following features:

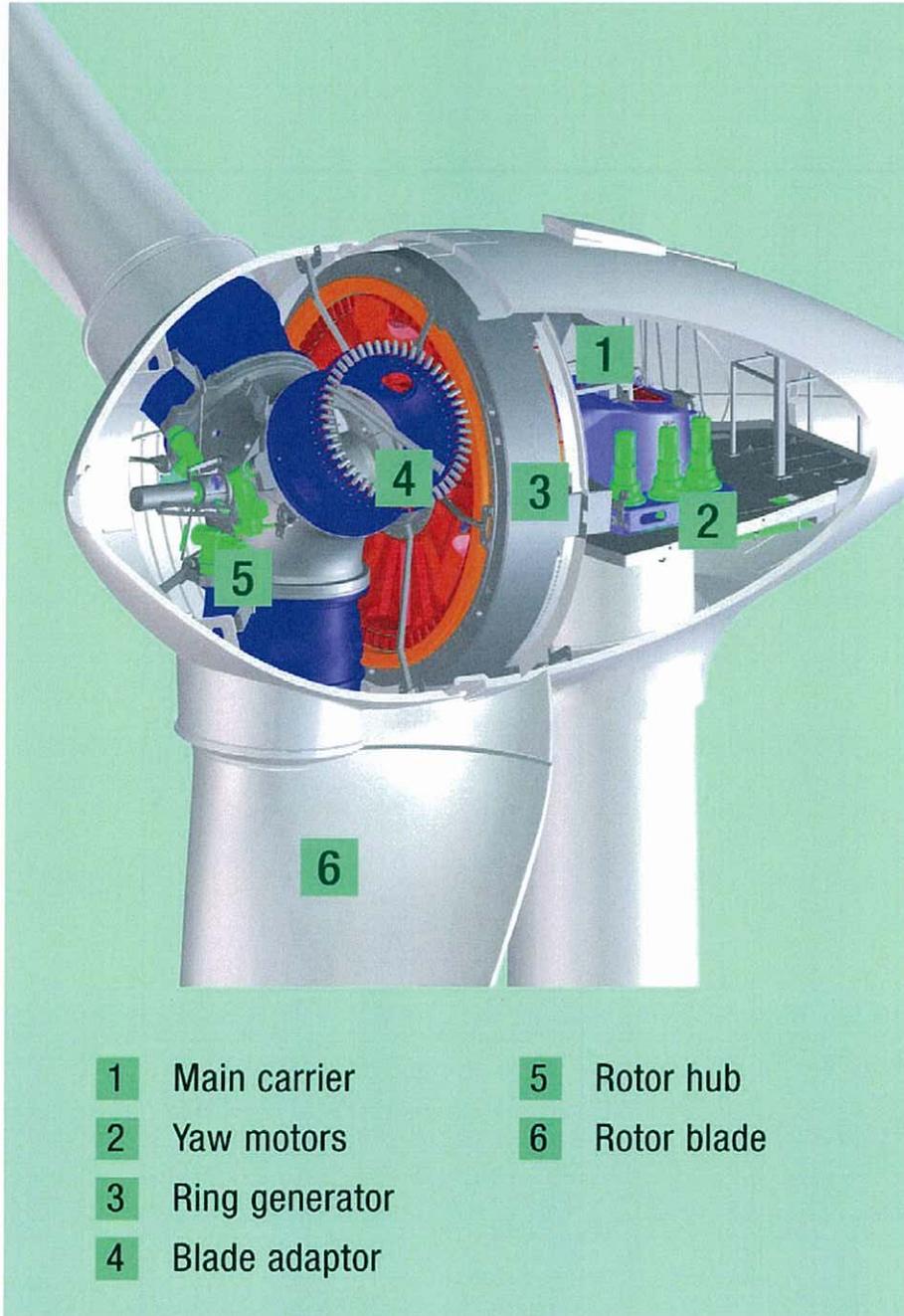
The inner ring of the ENERCON annular generator and the rotor of the E-82 form one unit. These two components are flanged directly to the hub so that they both rotate at the same low speed. Since there are no gears or other fast-rotating parts, energy loss between generator and rotor, noise emissions, the use of gear oil and mechanical wear are considerably reduced.

The output produced by the E-82 generator is fed via the ENERCON grid connection system into the power supply company's grid. The ENERCON grid connection system comprises a rectifier/inverter unit (converter). This system ensures that high-quality electricity is fed into the power supply company's network.

Using the converter, this grid connection concept permits the E-82's rotor to operate at variable speeds. The rotor rotates slowly at low wind speeds and quickly at high wind speeds. This optimises wind flow on the rotor blades. Moreover, variable speed also reduces loads caused by gusts.

Each of the three rotor blades is equipped with an electrical pitch system. The pitch system limits the rotor speed and the use of the wind's power thus allowing the output of the E-82 to be reduced to rated power, even within a short period. By pitching the rotor blades into the feathered position, the rotor stops without mechanical brakes exerting load on the drive train.

Document information:		Translation Information	
Author/date:	S. Anlas / 21.10.05	Translated/date:	C. Carsted / 28.11.05
Department:	VI	Revised/date:	
Approved/date:	M. Kuhlmann / 04.11.05	Reference:	VI-Technical Description E-82-Rev003ger-eng.doc
Revision	3/11.04.07		



- | | |
|-------------------------|----------------------|
| 1 Main carrier | 5 Rotor hub |
| 2 Yaw motors | 6 Rotor blade |
| 3 Ring generator | |
| 4 Blade adaptor | |

Figure 2: Illustration: Nacelle

Document information:		Translation Information	
Author/date:	S. Anlas / 21.10.05	Translated/date:	C.Carsted / 28.11.05
Department:	VI	Revised/date:	
Approved/date:	M.Kuhlmann / 04.11.05	Reference:	VI-Technical Description E-82-Rev003ger-eng.doc
Revision	3/11.04.07		

1.2 Rotor

The E-82 rotor blades made of glass reinforced plastic (GRP) (epoxy resin) have a major influence on turbine output and its noise emission. Their shape and profile were developed according to the following criteria:

- high power coefficient
- long service life
- low noise emissions
- low loads and
- less material

One special feature to be pointed out is the new rotor blade profile which extends down to the nacelle. This innovative design eliminates the loss of the inner air flow experienced with conventional rotor blades. Together with the streamlined nacelle, the use of prevailing winds is considerably optimised.

The rotor blades of the E-82 were specially designed to operate with variable pitch control and variable speed. Due to this special profile, the blades are not sensitive to turbulence and dirt on the leading edge. On the outside, a top coat protects the rotor blades against environmental factors. The polyurethane-based material employed is highly resistant to abrasion, durable, and highly resistant to chemical factors and solar radiation.

Each of the three rotor blades is adjusted by independent microprocessor-controlled pitch systems. Angle encoders constantly monitor the set angle on each blade and ensure that the three blades are synchronised. This permits quick and accurate adjustment according to the prevailing wind conditions.

1.3 Generator

The air flow on the rotor blades drives the rotor which in turn is the direct drive for the E-82 annular generator. The multipole ENERCON generator is based on the direct drive synchronous machine principle.

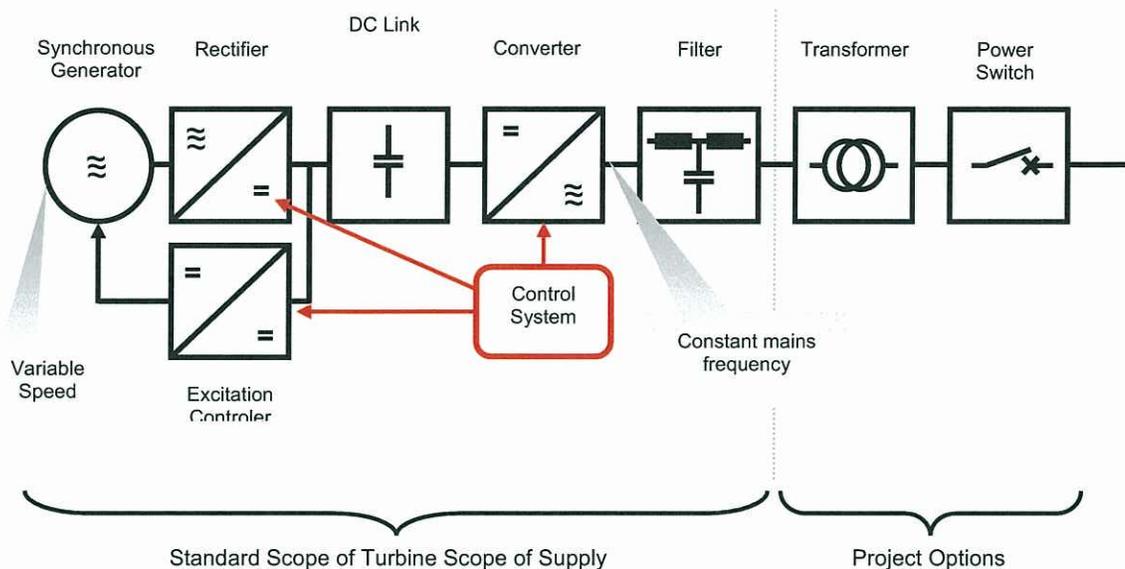
Due to the low rotational speed and a large generator cross-section, temperature levels are comparatively low during operation and are only subject to minor fluctuations. Slight temperature fluctuations and comparatively few load changes during operation significantly decrease mechanical stress and the associated wear on generator material and insulation. Furthermore, variable speed and the connection to the electrical grid via converters contribute to reducing speed peaks.

Document information:	Translation Information
Author/date: S. Anlas / 21.10.05 Department: VI Approved/date: M.Kuhlmann / 04.11.05 Revision: 3/11.04.07	Translated/date: C.Carsted / 28.11.05 Revised/date: Reference: VI-Technical Description E-82-Rev003ger-eng.doc

1.4 Grid feed unit

The annular generator is coupled with the grid via the ENERCON grid connection unit. The main components in this system are a rectifier, a DC link and modular inverters.

The grid feed unit, generator and pitch unit are all controlled to achieve maximum output and excellent grid compatibility.



Flexible coupling between the annular generator and the grid guarantees ideal output transmission conditions while reducing undesirable reactions between the rotor and the grid in both directions. Sudden changes in wind speeds are controlled in order to maintain stable grid feed. Concurrently possible grid failures have very little effect on the mechanics. The power fed from the E-82 can be exactly regulated between 0 kW to 2000 kW.

Depending on the technical configuration, eight or nine identical converter modules are aligned. They feed three-phase current from output on the low voltage side into the grid. Generally, a transformer directly in or near the turbine converts 400V to the desired high voltage.

Document information:		Translation Information	
Author/date:	S. Anlas / 21.10.05	Translated/date:	C.Carsted / 28.11.05
Department:	VI	Revised/date:	
Approved/date:	M.Kuhlmann / 04.11.05	Reference:	VI-Technical Description E-82-Rev003ger-eng.doc
Revision	3/11.04.07		

With this converter technology, the wind energy turbine can be considered as a regulated source of power. As long as the voltage at the output terminals is within the permissible range, the converters feed symmetrical, sinusoidal current. The voltage at the output is affected by the feed but it is not actively controlled. If desired, a voltage regulator can be installed at the wind farm's point of common coupling.

Depending on the grid voltage phase angle and generator output, a target value for the current to be fed is generated. Three-phase current is then generated according to this target value with the power available in the DC link. This target value is compared to the actual current flow (actual value) every 100 μ s and corrected in the event of deviations. The current fed is sinusoidal and largely free of disruptive harmonic oscillations. A high frequency filter further reduces harmonics. No significant flicker emissions occur. Momentary current peaks are excluded with this converter technology.

The range of operation parallel to the grid is limited by the minimum and maximum grid voltage. Both these values (undervoltage and overvoltage) can be set as the limit value for the E-82.

Furthermore, ENERCON provides turbines as "transmission" versions on request. This means that the wind turbine can ride through voltage dips (grid failures) from one to several seconds instead of immediately disconnecting from the grid. As soon as voltage is re-established maximum possible active power is fed into the grid. During a grid failure, active power is fed into the grid depending on the remaining voltage, the maximum converter current and the actual wind conditions. In addition, the wind turbine can support the grid by feeding reactive current in the event of a grid failure. With this feature ENERCON wind turbines are able to provide wind farms with power plant properties often demanded and at the same time contribute to maintaining stable network operation.

The E-82 is preset to a power factor of $\cos\phi=1$. It does not require reactive power nor does it deliver reactive power to the grid within the entire power range from 0 to 2000 kW. Only active power is fed into the grid. Any equalization payments for reactive power demanded by some power supply network operators are not necessary.

However, if requested by the power supply network operators, it is also possible to run the turbine with an output factor of $\neq 1$. This enables the wind turbine to contribute to reactive power balance and to maintain the voltage in the grid. The maximum reactive power range varies depending on the turbine configuration. The active power being fed is not affected by reactive power being fed simultaneously.

The range of operation parallel to the grid is also determined by a lower and upper frequency limit value. The range between these frequency limits is much wider than in conventional energy production units thanks to ENERCON's flexible IGBT converter technology. ENERCON wind turbines can be used in grids with a rated frequency of 50 Hz or 60 Hz.

If these voltage or frequency limits cannot be maintained, the E-82 control unit switches off all grid contactors in the inverter. This allows the E-82 to immediately disconnect from the grid on all phases.

Document information:		Translation Information	
Author/date:	S. Anlas / 21.10.05	Translated/date:	C.Carsted / 28.11.05
Department:	VI	Revised/date:	
Approved/date:	M.Kuhlmann / 04.11.05	Reference:	VI-Technical Description E-82-Rev003ger-eng.doc
Revision	3/11.04.07		

1.5 Yaw control

The yaw bearing is mounted directly at the top of the tower with an externally geared ring. The yaw bearing allows the nacelle to rotate, thus facilitating yaw control. Six adjustment drives (yaw gears) engage in the geared ring in order to adjust the nacelle to the wind direction. The yaw bearing also transmits the load of the nacelle to the tower. The main carrier is mounted directly on the yaw bearing.

1.6 Safety system

The safety system guarantees safe turbine operation in accordance with international standards and independent test institutes.

1.6.1 Brake System

Halting ENERCON turbine operation is done completely aerodynamically by pitching the rotor blades into the feathered position. The three independent pitch drives move the rotor blades into the feathered position within seconds (i.e. they are "driven out of the wind"). The speed of the turbine is diminished without applying additional load to the drive train. In order to reduce the rotor speed to a safe level, it would be sufficient to drive only one of the three rotor blades out of the wind.

The rotor is not locked in place even when the WEC is shut down. It idles freely at a very low speed. The rotor and drive train remain practically without load. While idling, fewer loads are placed on the bearings than when the rotor is locked.

The rotor is only completely locked in place for maintenance purposes or when the EMERGENCY STOP button is activated. In this case, an additional brake is employed. It does not engage until the rotor has already been partially braked with the pitch controls. The rotor lock is only used as a final safety mechanism for maintenance purposes.

In the event of an emergency (e.g. if the utility's mains fails), each rotor blade is safely brought into the feathered position via its own back-up pitch unit. The backup power units are monitored and automatically charged to guarantee availability. The backup pitch units, which are electromechanically linked, trigger simultaneous pitch control.

The pitch control system is equipped with parallel power supply in the case of emergencies (mains or backup power unit). Together with three fully independent pitch drives this safety concept more than fulfils the requirements for a fail safe braking system.

1.6.2 Lightning protection system

The ENERCON lightning conductor system in the E-82 efficiently diverts almost all possible lightning strikes with no damage caused to the turbine.

The leading and trailing edges of the rotor blade and the blade tip are equipped with aluminium profiles which are attached to an aluminium ring at the blade connection point. Strikes are safely absorbed by these profiles and the lightning current is conducted via a spark gap and cables into the ground surrounding the foundation.

Document information:		Translation Information	
Author/date:	S. Anlas / 21.10.05	Translated/date:	C.Carsted / 28.11.05
Department:	VI	Revised/date:	
Approved/date:	M.Kuhlmann / 04.11.05	Reference:	VI-Technical Description E-82-Rev003ger-eng.doc
Revision	3/11.04.07		

The rear of the nacelle casing is also fitted with a lightning conductor which diverts the current into the ground.

In the event of a lightning strike or an abnormal increase in voltage (overvoltage), the entire electrical and electronic equipment is protected by built-in energy-absorbing components. All main conductive turbine components are connected to the equipotential busbar with an adequate wire cross-section. Furthermore, overvoltage surge arresters are installed with low impedance grounding at the mains connection point.

The turbine electronics located in metal housing are electrically isolated. The remote monitoring system is protected by a special protection module for data interfaces.

1.6.3 Sensor System

A comprehensive monitoring system guarantees turbine safety. All safety related functions (e.g. rotor speed, temperature, loads, oscillations) are monitored by electronic media. If the electronics fail, a mechanical safety function takes over. If one of the sensors registers a serious fault, the turbine shuts down immediately.

1.7 Control system

The E-82 control system is based on a microprocessor system developed by ENERCON. Sensors query all turbine components and data such as wind direction and wind speed and adjust the operating mode of the E-82 accordingly.

When wind speeds suitable for turbine operation are measured over three consecutive minutes, the automatic startup process is initiated. Once the lower speed range limit is reached, power output is fed to the grid. Elevated making current does not occur at start-up since the grid connection is performed through the DC Link and the converter.

During operation at partial load, speed and rotor blade angle are continuously adjusted to the changing wind conditions. Power is controlled through generator excitation. If rated wind speed is exceeded, the blade angle is adjusted to maintain rated speed.

When the storm control system (optional) is deactivated, the turbine stops as soon as an average wind speed of 25 m/s in the 10-minute-mean or a peak value of 30 m/s is exceeded. The turbine restarts when the wind speed constantly remains below the shutdown wind speed. The rotor is permitted to idle freely at a very low speed even in the shutdown mode.

Yaw control begins even before the start-up speed has been reached. The wind vane constantly takes wind direction measurements. If the deviation between the direction of the rotor axis and the measured wind direction is too great, the yaw adjustment drives correct the nacelle position. The deviation angle and the time it takes for the nacelle position to be corrected vary depending on the wind speed.

Whether the turbine is stopped manually or via the turbine controls, the blade is pitched into the feathered position to reduce the actual contact surface of the wind flow on the blade. The turbine gradually slows down to idle mode.

Document information:		Translation Information	
Author/date:	S. Anlas / 21.10.05	Translated/date:	C.Carsted / 28.11.05
Department:	VI	Revised/date:	
Approved/date:	M.Kuhlmann / 04.11.05	Reference:	VI-Technical Description E-82-Rev003ger-eng.doc
Revision	3/11.04.07		

2 CONTROL SYSTEM

2.1 Response to safety relevant sensor messages

Turbine response to messages received from individual sensors is explained in the following sections. If a safety relevant sensor responds, the turbine initiates an automatic shutdown. The nature of the shutdown and whether it is followed by a restart depends on the fault in question.

Turbine fault occurrences are displayed on the LCD. Minor faults can be reset by pressing the "Acknowledge fault" button once their cause has been established. Afterwards, the turbine automatically starts up again. Some faults may only be rectified by Service technicians and then deleted. The respective status text flashes on the LCD. These messages are also marked with an asterisk.

Furthermore, sensor reliability is constantly monitored by the control system. If the sensors respond, a fault message is sent via the remote monitoring system. Depending on the sensor, the turbine may continue to operate for a certain amount of time. If certain sensors respond, the turbine has to be stopped immediately and the fault rectified.

2.2 Starting the turbine

Unless expressly stated otherwise, these instructions apply to startup after an automatic shutdown and for operation start up with the start/stop switch.

When the turbine is switched on (main switch on control cabinet to "ON" and start/stop switch is set to start), "Turbine operational" appears on the LCD shortly afterwards (status 0:2), provided the E-82 control system has not detected any faults. Ninety seconds after start-up, the rotor blades are driven out of the feathered position (approx. 90°) and "idle mode" begins. The rotor starts turning slowly. The turbine begins the actual operations startup procedure when the average wind speed is greater than the required startup wind speed for three consecutive minutes.

2.3 Normal operation

Once the E-82 startup procedure is completed, the wind energy converter switches to normal operation. During operation, the wind conditions are continuously determined: rotor speed, generator excitation and output are optimised, the nacelle position is adjusted to the wind direction and all sensor messages are recorded. When outside temperatures are high and if the wind speeds are also elevated, the generator fan is switched on.

2.3.1 Operation at partial load

During operation at partial load, the speed and power output are continuously adjusted to the changing wind conditions. In the upper partial load range, the rotor blades are pitched a few degrees to avoid flow interruption (stall effect).

As wind speed increases, the rotor speed and power output increase.

Document information:		Translation Information	
Author/date:	S. Anlas / 21.10.05	Translated/date:	C.Carsted / 28.11.05
Department:	VI	Revised/date:	
Approved/date:	M.Kuhlmann / 04.11.05	Reference:	VI-Technical Description E-82-Rev003ger-eng.doc
Revision	3/11.04.07		

2.3.2 Automatic control mode

When the wind speed exceeds the rated wind speed, the blade angle is adjusted to maintain the rotor speed at / or around its rated value and to limit the use of the wind's power ("automatic control mode"). The required blade angle adjustment is determined by evaluating speed and acceleration measurement data which is then transmitted to the pitch drives. This maintains power output at its rated value.

2.4 Idle mode

If the turbine is shut down (e.g. due to lack of wind or faults), the rotor blades are normally positioned at a 60° angle in relation to the operating position. The turbine then rotates at a slow speed. If this speed (approx. 3 U/min) is exceeded the rotor blades are pitched further into the feathered position (approx. 90°). This operating mode is called "idling". Idling reduces load and enables the turbine to be restarted in the shortest possible time. The reason for turbine shutdown or idle mode is indicated by the status message.

2.5 Stopping the turbine

The E-82 can be stopped by manually activating the start/stop switch and the EMERGENCY STOP button. The control system stops the turbine in the event of faults or unsuitable wind conditions (see Figure 3).

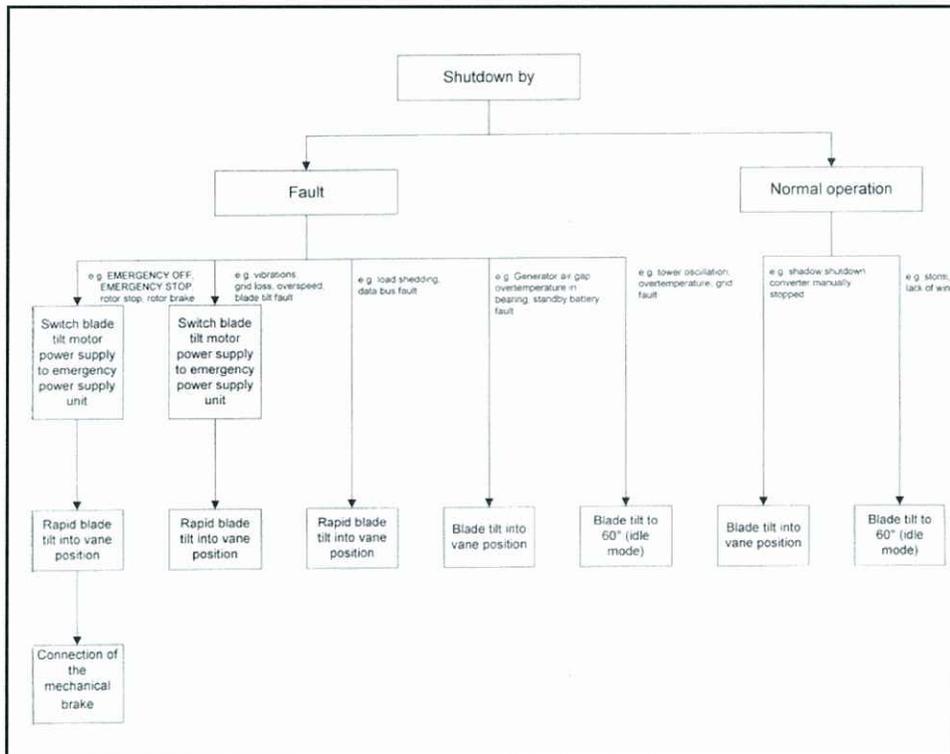


Figure 3: Shutdown procedures for the E-82

Document information:		Translation Information	
Author/date:	S. Anlas / 21.10.05	Translated/date:	C.Carsted / 28.11.05
Department:	VI	Revised/date:	
Approved/date:	M.Kuhlmann / 04.11.05	Reference:	VI-Technical Description E-82-Rev003ger-eng.doc
Revision	3/11.04.07		

2.5.1 Automatic shutdown

In automatic mode, ENERCON wind energy converters are only brought to a standstill aerodynamically by pitching the rotor blades. Pitching the rotor blades reduces the aerodynamic lift force which slows the rotor down. The pitch control devices can drive the rotor blades out of the wind (i.e. into the feathered position) within seconds.

The turbine also stops automatically when certain faults or operating events occur or under certain wind conditions. Some faults cause rapid shutdown to occur. This happens via the rotor blades' backup power units. Other faults result in a normal shutdown.

Automatic restart may be possible depending on the type of fault. In each case the converters are electrically isolated from the grid during shutdown.

2.5.2 Manual stop

The E-82 can be stopped via the start/stop switch on the control cabinet. The control system then pitches the rotor blades out of the wind and the turbine slows to a halt. The brake is not activated and yaw control remains in operation so that the E-82 can continue to optimally adjust to the wind.

2.5.3 Manual shutdown in emergency situations

If individuals or turbine parts are at risk, the turbine can be stopped by pressing the EMERGENCY STOP button. An EMERGENCY STOP button is located on the control cabinet. Pressing it will induce immediate emergency braking on the rotor with rapid pitch control via the emergency pitch and brake units. At the same time the mechanical brakes are activated. All components continue to be supplied with power.

The buttons are latched and have to be pulled back to their original position once the emergency has passed and the turbine is to be restarted.

If the main switch on the control cabinet is set to the OFF position, all turbine components, except for tower and control cabinet lighting and individual light switches and sockets, are switched off. The turbine activates rapid pitch control via the emergency pitch devices. The mechanical brake is not activated when the main switch is used.

2.6 Lack of wind

If the turbine is in operation and the rotor speed drops too low due to lack of wind, the turbine is switched to idle mode by slowly pitching the rotor blades towards the 60° angle. The turbine then restarts automatically when the cut-in wind speed is reached.

If the anemometer freezes due to low temperatures (<3°C), the turbine attempts to start at hourly intervals to test whether the wind speed is sufficient for operation when the wind vane is functioning. If the turbine starts and produces power, it goes into normal operation. However, the correct wind speed does not appear on the display since the frozen sensor cannot provide accurate wind speed data.

Document information:	Translation Information
Author/date: S. Anlas / 21.10.05 Department: VI Approved/date: M.Kuhlmann / 04.11.05 Revision: 3/11.04.07	Translated/date: C.Carsted / 28.11.05 Revised/date: Reference: VI-Technical Description E-82-Rev003ger-eng.doc

2.7 Storm

From the standstill position or idle mode the turbine does not start up at wind speeds over 31 m/s. If an average wind speed of 31 m/s or a top value of 34 m/s is exceeded, the E-82 automatic control mode stops. The turbine also stops if the maximum permissible blade angle is exceeded. A frozen anemometer therefore does not represent a safety risk. In all cases the turbine switches to idle mode.

The E-82 components, such as rotor blades, nacelle, tower and foundations are designed to withstand considerably higher wind speeds.

The turbine starts automatically if the wind speed drops below cut-out wind speed (31 m/s) for 10 consecutive minutes.

When wind speeds surpass 28 m/s the ENERCON Storm Control System does not shut down the turbine abruptly, but rather reduces the power by continuously pitching the rotor blades. The output is only reduced to zero at wind speeds of approx. 34 m/s. This strategy improves electrical behaviour in the grid at the same time increases output.

2.8 Yaw control

The E-82 has a combination wind sensor, which is installed on the top of the nacelle. The combined wind sensor comprises a wind vane, which constantly determines the wind direction, and an anemometer, which measures wind speed.

E-82 yaw control already starts to operate below the cut-in wind speed of 2 m/s. Even if the system shuts down (e.g. due to excessive wind speed), it adjusts according to the wind conditions. The angle and the period of measurement depend on the wind speed and turbine performance.

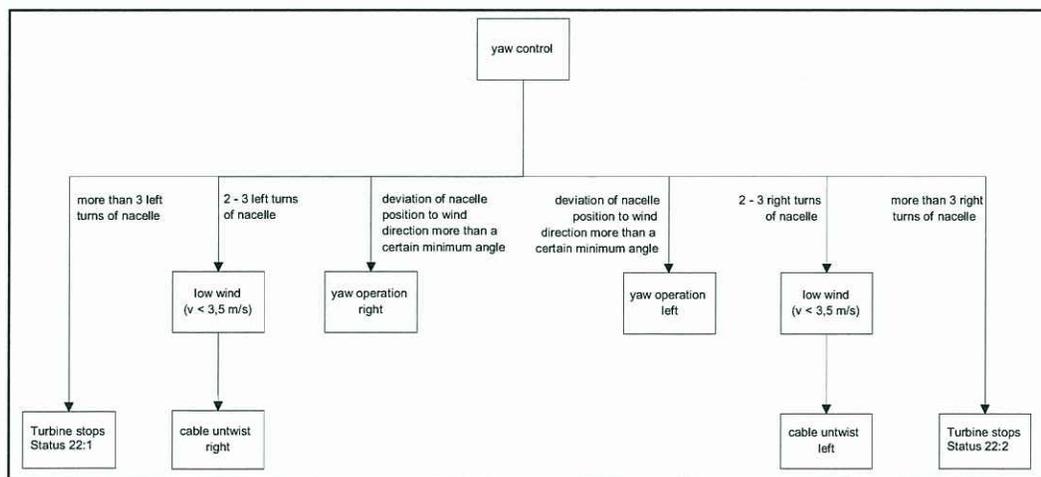


Figure 4: Illustration of yaw control

Document information:	Translation Information
Author/date: S. Anlas / 21.10.05	Translated/date: C.Carsted / 28.11.05
Department: VI	Revised/date:
Approved/date: M.Kuhlmann / 04.11.05	Reference: VI-Technical Description E-82-Rev003ger-eng.doc
Revision: 3/11.04.07	

Yaw procedure is determined by counting the pitch motor rotations and the required pitch time is checked for plausibility. If the control system detects irregularities in yaw control or cable untwisting (See following), shutdown procedure is initiated.

2.8.1 Untwisting power and control cables

The E-82 power and control cables located in the tower pass from the nacelle over a deflection pad and are then fastened to the tower wall. The cables have enough freedom of movement to permit the nacelle to rotate several times in the same direction about its axis. The cables gradually twist. The E-82 control system ensures that the twisted cables are automatically unwound.

Once the cables have been twisted two and three times, the control system uses the next low-wind period to untwist the cables. If, however, high wind conditions continue and the cables have twisted more than 3 turns, the turbine stops and the cables untwist irrespective of wind speed. The cables take about half an hour to untwist. Once the cables have untwisted, the turbine automatically restarts.

The cable twist sensors can be found on the so-called cable twist switch, which in the E-82 is fitted near the access hatch. The sensor is connected via a gearwheel and gearbox to the yaw slewing ring. Changes in the nacelle direction are transmitted to the operation control system.

Furthermore, clockwise and anti-clockwise limit switches transmit whether the permissible limit has been exceeded in either direction (cable twist limit switch clockwise or anti-clockwise). This prevents the tower cables from twisting further. The turbine stops and cannot be restarted automatically.

Document information:		Translation Information	
Author/date:	S. Anlas / 21.10.05	Translated/date:	C. Carsted / 28.11.05
Department:	VI	Revised/date:	
Approved/date:	M. Kuhlmann / 04.11.05	Reference:	VI-Technical Description E-82-Rev003ger-eng.doc
Revision	3/11.04.07		

3 TECHNICAL SPECIFICATIONS:

Turbine type:	ENERCON E-82
Rated power:	2000 kW
Rotor diameter:	82 m
Hub height:	78 – 108 m (tower and foundation options)
Turbine concept:	Gearless, variable speed, single blade pitch control
Rotor	
Type:	Upwind rotor with active pitch control
Rotational Direction:	Clockwise
No. of blades:	3
Swept area:	5281 m ²
Blade material:	Fibreglass (epoxy resin); integrated lightning protection
Speed:	Variable, 6 – 19,5 rpm
Tip speed:	25 - 80 m/s
Pitch control:	ENERCON blade pitch system, one independent pitching system per rotor blade with allocated emergency supply
Drive train with generator	
Hub:	Rigid
Main bearing:	Dual row tapered / cylindrical roller bearings
Generator:	ENERCON direct-drive synchronous annular generator
Grid power feed:	ENERCON inverter

Document information:		Translation Information	
Author/date:	S. Anlas / 21.10.05	Translated/date:	C.Carsted / 28.11.05
Department:	VI	Revised/date:	
Approved/date:	M.Kuhlmann / 04.11.05	Reference:	VI-Technical Description E-82-Rev003ger-eng.doc
Revision	3/11.04.07		

Braking system	<ul style="list-style-type: none"> - 3 independent pitch systems with emergency power supply - Rotor brake - Rotor lock
Yaw control:	Active via adjustment gear, load-dependent damping
Cut-in wind speed:	2.5 m/s
Rated wind speed:	12 m/s
Cut-out wind speed:	28 - 34 m/s
Remote monitoring:	ENERCON SCADA

Document information:	Translation Information
Author/date: S. Anlas / 21.10.05	Translated/date: C.Carsted / 28.11.05
Department: VI	Revised/date:
Approved/date: M.Kuhlmann / 04.11.05	Reference: VI-Technical Description E-82-Rev003ger-eng.doc
Revision: 3/11.04.07	

GE Energy

Technical Documentation Wind Turbine Generator Systems GE 1.5sle 60 Hz



Technical Data



GE imagination at work

All technical data is subject to change in line with ongoing technical development!

Copyright and patent rights

This document is to be treated confidentially. It may only be made accessible to authorized persons. It may only be made available to third parties with the expressed written consent of GE Energy.

All documents are copyrighted within the meaning of the Copyright Act. The transmission and reproduction of the documents, also in extracts, as well as the exploitation and communication of the contents are not allowed without express written consent. Contraventions are liable to prosecution and compensation for damage. We reserve all rights for the exercise of commercial patent rights.

© 2005 GE Energy. All rights reserved.



GE imagination at work

Table of Contents

1	Rotor.....	5
2	Blades.....	5
3	Pitch System	5
4	Hub	6
5	Drive Train.....	6
6	Generator	6
7	Converter.....	7
8	Tower	7
9	Brake System	7
10	Yaw System	7
11	Wind Turbine Control	7
12	Operational Limits.....	8

1 Rotor

Diameter	77 m
Number of blades	3
Swept area	4657 m ²
Rotor speed range	10 – 20 rpm
Rated rotor speed	18.4 rpm
Rotational direction	Clockwise looking downwind
Nominal tip speed	73.8 m/s
Orientation	Upwind
Speed regulation	Pitch control
Aerodynamic brakes	Full feathering
Coning angle	0°
Rotor shaft uptilt	4°

2 Blades

Airfoil	GEWE Design and LM 37 p2
Material	Fiberglass and epoxy or polyester resin

3 Pitch System

Principle	Independent blade pitch control
Actuation	Individual electric drive
Back up	Battery units or spring units
Pitch drives	Planetary gearbox, DC motor
Pitch bearing	Dual 4-point ball bearing

4 Hub

Material	Cast ductile iron
Type	Rigid
Corrosion protection	Sandblasted & multi-layer coated

5 Drive Train

Three-stage planetary/helical gearbox	
Mechanical power	1660 kW
Gear ratio	1:78
Cooling	Oil pump with oil cooler
Fluid capacity	300 liters (approx.)
Operation speed	800 - 1600 rpm
Operation speed at rated power	1440 rpm

6 Generator

Doubly fed asynchronous generator with slip rings	
Rated power	1500 kW
Rated speed	1440 rpm
Rated voltage	575 V
Rated frequency	60 Hz
Power factor	<ul style="list-style-type: none"> - Standard: 0.95 overexcited (reactive power delivered by the wind turbine) to 0.95 underexcited (reactive power absorbed by the wind turbine) at 1.0 pu voltage (575 V) and full power (1500 kW). - Optional: 0.90 overexcited (reactive power delivered by the wind turbine) to 0.90 underexcited (reactive power absorbed by the wind turbine) at 1.0 pu voltage (575 V) and full power (1500 kW).
Protection class	IP 54
Insulation class	F
Synchronous speed	1200 rpm
Cooling system	Air-to-air cooled

7 Converter

Type	2 x 4 Q with DC voltage bus bar
Control	pulse width modulation
Power stacks	IGBT 1700 V
Protection class	IP 54

8 Tower

Type	Tubular steel
Sections	3
Hub heights	64.7 m, 80 m

9 Brake System

Primary brake system	Individual blade pitch
Emergency brake	Hydraulic-applied disc brake mounted on the gearbox high-speed shaft

10 Yaw System

Number of yaw drives	4
Actuation	Electrical
Yaw rate	0.5 degree / s
Motor type	Asynchronous, 6 pole, and 1200 rpm
Voltage / frequency	575 V / 60 Hz
Yaw bearing	Dual 4-point ball bearing

11 Wind Turbine Control

Type	GE designed controller
Protection class	IP 20

12 Operational Limits

Height above sea level	max. 1000m with the maximum standard operational temperature. Above 1000m, the maximum operational temperature is reduced per DIN IEC 60034-1 (e.g., maximum operational temperature reduced to 30°C at 2000m).
Minimum standard ambient temperature (operational/survival)	-15°C / -20°C
Maximum standard ambient temperature (operational/survival)	+40°C / +50°C
Wind conditions acc. IEC S for the standard temperature range	8.5 m/s @ 18 % turbulence
Maximum extreme gust (3 s) for the standard temperature range	55 m/s