



DÉVELOPPEMENT ÉOLIEN DES TERRES DE LA SEIGNEURIE DE BEAUPRÉ

Étude d'impact sur l'environnement déposée
au ministre du Développement durable,
de l'Environnement et des Parcs

Rapport addenda



Dossier n° 502017
Décembre 2007
Rév. n° 00



TABLE DES MATIÈRES

| | |
|--|-----------|
| 1.0 MISE EN CONTEXTE DU PROJET MODIFIÉ | 1 |
| 1.1 CONTEXTE ET RAISON D'ÊTRE DU PROJET | 3 |
| 1.2 SOLUTIONS DE RECHANGE AU PROJET | 3 |
| 1.3 AMÉNAGEMENTS ET PROJETS CONNEXES | 3 |
| 2.0 PORTRAIT GÉNÉRAL DU MILIEU | 4 |
| 3.0 DESCRIPTION DU PROJET MODIFIÉ | 5 |
| 3.1 ZONES D'EXCLUSION DU PROJET | 6 |
| 3.2 DESCRIPTION SOMMAIRE DU PARC ÉOLIEN | 7 |
| 3.2.1 Disposition des éoliennes | 7 |
| 3.2.2 Description des éoliennes | 19 |
| 3.2.3 Phase d'aménagement | 20 |
| 3.2.3.1 Transport des composantes des éoliennes | 20 |
| 3.2.3.2 Entreposage des unités | 20 |
| 3.2.3.3 Surface de travail requise | 20 |
| 3.2.3.4 Usine de béton mobile | 20 |
| 3.2.3.5 Socles de béton | 21 |
| 3.2.3.6 Montage des éoliennes | 22 |
| 3.2.3.7 Chemins d'accès | 22 |
| 3.2.3.8 Lignes de transport d'électricité | 24 |
| 3.2.3.9 Postes élévateurs | 24 |
| 3.2.3.10 Remise en état des sites utilisés à la suite des travaux d'aménagement | 24 |
| 3.2.3.11 Essais et mise en service | 25 |
| 3.2.4 Phase d'exploitation | 25 |
| 3.2.5 Phase de désaffectation | 25 |
| 3.2.6 Échéancier prévu | 25 |
| 3.2.7 Coûts | 28 |
| 4.0 MESURES D'ATTÉNUATION COURANTES | 29 |
| 5.0 CONSULTATIONS ET PRÉOCCUPATIONS DU PUBLIC | 29 |
| 6.0 MÉTHODOLOGIE D'ÉVALUATION DES IMPACTS | 29 |
| 7.0 ENJEUX ENVIRONNEMENTAUX, SOURCES D'IMPACTS ET VALORISATION DES ÉLÉMENTS... 30 | |
| 7.1 ENJEUX ENVIRONNEMENTAUX | 30 |
| 7.2 SOURCES D'IMPACTS | 30 |
| 7.3 IDENTIFICATION ET VALORISATION DES ÉLÉMENTS ENVIRONNEMENTAUX | 30 |
| 8.0 DESCRIPTION DES COMPOSANTES DE L'ENVIRONNEMENT ET ANALYSE DES IMPACTS | 31 |
| 8.1 MILIEU PHYSIQUE | 31 |
| 8.1.1 Stabilité des substrats | 33 |
| 8.1.1.1 Conditions actuelles | 33 |
| 8.1.1.2 Impacts prévus en phase d'aménagement | 33 |
| 8.1.1.3 Impacts prévus en phase d'exploitation | 33 |
| 8.1.1.4 Impacts prévus en phase de désaffectation | 33 |

Rapport addenda

Consortium Boralex inc./

Société en commandite Gaz Métro/Séminaire de Québec

Dossier n°502017

| | | |
|--------------|---|-----------|
| 8.1.2 | Qualité des sols | 34 |
| 8.1.2.1 | Conditions actuelles..... | 34 |
| 8.1.2.2 | Impacts prévus en phase d'aménagement..... | 34 |
| 8.1.2.3 | Impacts prévus en phase d'exploitation | 34 |
| 8.1.2.4 | Impacts prévus en phase de désaffectation | 35 |
| 8.1.3 | Drainage des eaux de surface | 35 |
| 8.1.3.1 | Conditions actuelles..... | 35 |
| 8.1.3.2 | Impacts prévus en phase d'aménagement..... | 35 |
| 8.1.3.3 | Impacts prévus en phase d'exploitation | 35 |
| 8.1.3.4 | Impacts prévus en phase de désaffectation | 35 |
| 8.1.4 | Qualité des eaux de surface | 36 |
| 8.1.4.1 | Conditions actuelles..... | 36 |
| 8.1.4.2 | Impacts prévus en phase d'aménagement..... | 36 |
| 8.1.4.3 | Impacts prévus en phase d'exploitation | 36 |
| 8.1.4.4 | Impacts prévus en phase de désaffectation | 36 |
| 8.2 | MILIEU BIOLOGIQUE | 37 |
| 8.2.1 | Végétation | 39 |
| 8.2.1.1 | Conditions actuelles..... | 39 |
| 8.2.1.2 | Impacts prévus en phase d'aménagement..... | 39 |
| 8.2.1.3 | Impacts prévus en phase d'exploitation | 43 |
| 8.2.1.4 | Impacts prévus en phase de désaffectation | 43 |
| 8.2.2 | Faune ichthyenne | 43 |
| 8.2.2.1 | Conditions actuelles..... | 43 |
| 8.2.2.2 | Impacts prévus en phase d'aménagement..... | 44 |
| 8.2.2.3 | Impacts prévus en phase d'exploitation | 45 |
| 8.2.2.4 | Impacts prévus en phase de désaffectation | 45 |
| 8.2.3 | Faune terrestre | 45 |
| 8.2.3.1 | Conditions actuelles..... | 45 |
| 8.2.3.2 | Impacts prévus en phase d'aménagement..... | 45 |
| 8.2.3.3 | Impacts prévus en phase d'exploitation | 46 |
| 8.2.3.4 | Impacts prévus en phase de désaffectation | 46 |
| 8.2.4 | Herpétofaune | 46 |
| 8.2.4.1 | Conditions actuelles..... | 46 |
| 8.2.4.2 | Impacts prévus en phase d'aménagement..... | 46 |
| 8.2.4.3 | Impacts prévus en phase d'exploitation | 47 |
| 8.2.4.4 | Impacts prévus en phase de désaffectation | 47 |
| 8.2.5 | Faune avienne | 47 |
| 8.2.5.1 | Conditions actuelles..... | 47 |
| 8.2.5.2 | Impacts prévus en phase d'aménagement..... | 47 |
| 8.2.5.3 | Impacts prévus en phase d'exploitation | 49 |
| 8.2.5.4 | Impacts prévus en phase de désaffectation | 49 |
| 8.2.6 | Chauves-souris | 49 |
| 8.2.6.1 | Conditions actuelles..... | 49 |
| 8.2.6.2 | Impacts prévus en phase d'aménagement..... | 50 |
| 8.2.6.3 | Impacts prévus en phase d'exploitation | 50 |
| 8.2.6.4 | Impacts prévus en phase de désaffectation | 50 |
| 8.3 | MILIEU HUMAIN | 51 |
| 8.3.1 | Profil socioéconomique | 52 |
| 8.3.1.1 | Conditions actuelles..... | 52 |
| 8.3.1.2 | Impacts prévus en phase d'aménagement..... | 52 |
| 8.3.1.3 | Impacts prévus en phase d'exploitation | 52 |
| 8.3.1.4 | Impacts prévus en phase de désaffectation | 52 |
| 8.3.2 | Utilisation du territoire | 52 |

Rapport addenda

Consortium Boralex inc./

Société en commandite Gaz Métro/Séminaire de Québec

Dossier n°502017

| | | |
|----------------------------|--|-----------|
| 8.3.2.1 | Conditions actuelles..... | 52 |
| 8.3.2.2 | Impacts prévus en phase d'aménagement..... | 53 |
| 8.3.2.3 | Impacts prévus en phase d'exploitation | 53 |
| 8.3.2.4 | Impacts prévus en phase de désaffectation | 54 |
| 8.3.3 | Infrastructures | 55 |
| 8.3.3.1 | Conditions actuelles..... | 55 |
| 8.3.3.2 | Impacts prévus en phase d'aménagement..... | 55 |
| 8.3.3.3 | Impacts prévus en phase d'exploitation | 55 |
| 8.3.3.4 | Impacts prévus en phase de désaffectation | 56 |
| 8.3.4 | Archéologie et sites d'intérêt historique et culturel | 57 |
| 8.3.4.1 | Conditions actuelles..... | 57 |
| 8.3.4.2 | Impacts prévus en phase d'aménagement..... | 57 |
| 8.3.4.3 | Impacts prévus en phase d'exploitation | 57 |
| 8.3.4.4 | Impacts prévus en phase de désaffectation | 57 |
| 8.3.5 | Milieu visuel | 57 |
| 8.3.5.1 | Impacts prévus en phase d'exploitation | 57 |
| 8.3.6 | Environnement sonore | 65 |
| 8.3.6.1 | Conditions initiales..... | 65 |
| 8.3.6.2 | Impacts prévus en phase d'aménagement..... | 65 |
| 8.3.6.3 | Impacts prévus en phase d'exploitation | 65 |
| 8.3.7 | Sécurité publique | 72 |
| 8.3.7.1 | Conditions actuelles..... | 72 |
| 8.3.7.2 | Impacts prévus en phase d'aménagement..... | 72 |
| 8.3.7.3 | Impacts prévus en phase d'exploitation | 72 |
| 8.3.7.4 | Impacts prévus en phase de désaffectation | 72 |
| 8.3.8 | Qualité de vie | 73 |
| 8.3.8.1 | Conditions actuelles..... | 73 |
| 8.3.8.2 | Impacts prévus en phase d'aménagement..... | 73 |
| 8.3.8.3 | Impacts prévus en phase d'exploitation..... | 73 |
| 8.3.8.4 | Impacts prévus en phase de désaffectation | 73 |
| 8.3.9 | Effets stroboscopiques | 73 |
| 8.3.9.1 | Conditions actuelles..... | 73 |
| 8.3.9.2 | Impacts prévus en phase d'aménagement..... | 73 |
| 8.3.9.3 | Impacts prévus en phase d'exploitation | 73 |
| 8.3.9.4 | Impacts prévus en phase de désaffectation | 74 |
| 8.3.10 | Incidences électromagnétiques | 74 |
| 8.3.10.1 | Conditions actuelles..... | 74 |
| 8.3.10.2 | Impacts prévus en phase d'aménagement..... | 74 |
| 8.3.10.3 | Impacts prévus en phase d'exploitation | 74 |
| 8.3.10.4 | Impacts prévus en phase de désaffectation | 74 |
| 8.3.11 | Basses fréquences | 74 |
| 8.3.11.1 | Conditions actuelles..... | 74 |
| 8.3.11.2 | Impacts prévus en phase d'aménagement..... | 74 |
| 8.3.11.3 | Impacts prévus en phase d'exploitation | 75 |
| 8.3.11.4 | Impacts prévus en phase de désaffectation | 75 |
| 9.0 | PROTECTION, SURVEILLANCE ET SUIVI ENVIRONNEMENTAUX | 76 |
| 10.0 | RÉSUMÉ DU PROJET | 76 |
| 11.0 | EFFETS CUMULATIFS | 76 |
| BIBLIOGRAPHIE | | 77 |

LISTE DES FIGURES

| | | |
|------------|---|----|
| Figure 3.1 | Zones d'exclusion du projet..... | 8 |
| Figure 3.2 | Description du projet | 9 |
| Figure 3.3 | Comparaison des sites d'implantation des éoliennes entre le projet initial et le projet modifié..... | 15 |
| Figure 3.4 | Coupe-type d'un socle de béton pour une éolienne Enercon E-70 et E-82..... | 21 |
| Figure 8.1 | Description du milieu physique | 32 |
| Figure 8.2 | Description du milieu biologique et humain | 38 |
| Figure 8.3 | Localisation des points de vue | 58 |
| Figure 8.4 | Vue 20, À partir du quai du Manoir Brûlé, en direction ouest | 64 |
| Figure 8.5 | Niveau sonore projeté..... | 70 |

LISTE DES TABLEAUX

| | | |
|-------------|---|----|
| Tableau 2.1 | Composition du couvert forestier dans la portion agrandie de la zone d'étude | 4 |
| Tableau 3.1 | Localisation des 50 sites d'éoliennes constituant le projet 1 | 10 |
| Tableau 3.2 | Localisation des 63 sites d'éoliennes constituant le projet 2 | 11 |
| Tableau 3.3 | Localisation des 68 sites d'éoliennes constituant le projet 3 | 12 |
| Tableau 3.4 | Synthèse des types d'éoliennes proposés pour chacun des projets..... | 14 |
| Tableau 3.5 | Détail des modifications apportées au plan d'implantation initial..... | 16 |
| Tableau 3.6 | Détails d'un socle de béton pour une éolienne Enercon E-70 et E-82..... | 22 |
| Tableau 3.7 | Production annuelle projetée du parc éolien | 25 |
| Tableau 3.8 | Échéancier sommaire du projet éolien de la Seigneurie de Beupré..... | 26 |
| Tableau 8.1 | Nombre de sites à déboiser par type de peuplement forestier | 40 |
| Tableau 8.2 | Caractéristiques des peuplements forestiers traversés par les chemins d'accès | 42 |
| Tableau 8.3 | Analyse des impacts pour les 13 points de vue présentés au rapport principal | 61 |
| Tableau 8.4 | Extrait de la note d'instruction 98-01. | 67 |
| Tableau 8.5 | Vérification de la conformité des niveaux de bruit projetés durant l'exploitation du parc éolien. Facteur d'utilisation de 100 %, vent portant | 68 |
| Tableau 8.6 | Évaluation de l'intensité de l'impact sonore durant la phase d'exploitation. Facteur d'utilisation de 100 %, vent portant..... | 72 |

LISTE DES ANNEXES

| | |
|----------|--|
| ANNEXE 1 | Description technique des turbines, Enercon E-70 et E-82 |
|----------|--|

ÉQUIPE DE TRAVAIL

Boralex inc.

| | | |
|--------------------|-----------|--|
| Girardin, Hugues | | Directeur général – Divisions électrique et éolienne |
| Champagne, Étienne | Ing. | Chargé de projet |
| Bujold, Stéphanie | M.Sc. Env | Responsable de l'environnement |

Société en commandite Gaz Métro

| | | |
|---------------------|-------------|--|
| Imbleau, Martin | LL.B & LL.M | Vice-président, Développement des affaires, approvisionnement gazier et transport |
| Vincent, David | M.Sc. | Conseiller, Développement des affaires |
| Morel, Marie-Pierre | Ing. | Conseillère, Développement des affaires |

Séminaire de Québec

| | | |
|-----------------------|----------------|----------------------|
| Roberge, Jacques | | Procureur |
| Laliberté, Jacques L. | Ing. forestier | Régisseur des forêts |

SNC-Lavalin inc.

| | | |
|------------------------|------------------------|---------------------|
| Demers, Robert | B.Sc., biologiste | Directeur de projet |
| Vertefeuille, Steve | B.Sc., géomorphologue | Chargé de projet |
| Gosselin, Marie-Audrée | Secrétaire | |
| Girard, François | Infographe-cartographe | |
| Meunier, Martin | M.Ing., acoustique | |
| Laurin, Sylvie | Architecte du paysage | |

1.0 MISE EN CONTEXTE DU PROJET MODIFIÉ

Suite au dépôt du rapport d'examen des impacts sur l'environnement (rapport principal) en septembre 2006, au ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs (MDDEP), le projet de développement éolien des terres de la Seigneurie de Beupré a évolué et a subi quelques transformations et améliorations. Les modifications ont été apportées préalablement au dépôt des soumissions déposées dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2005-03 d'Hydro-Québec. Le présent rapport addenda vise à mettre à jour l'étude d'impact initiale.

Au moment de réaliser l'étude d'impact, le Consortium avait évalué la possibilité d'installer 250 éoliennes sur le territoire à l'étude. Ce scénario d'implantation reposait essentiellement sur la connaissance préliminaire du milieu, d'un point de vue physique, biologique et humain ainsi que sur les connaissances préliminaires de la faisabilité technique du projet et des différents modèles d'éoliennes disponibles sur le marché.

Par la suite, le Consortium a procédé à plusieurs études et analyses pour mieux connaître le milieu d'accueil du projet. De nombreuses rencontres ont eu lieu avec le Séminaire de Québec, le propriétaire des lieux, ainsi qu'avec les locataires des terres de la Seigneurie de Beupré. Ce travail a permis d'évaluer la possibilité d'un scénario optimal, considérant les activités actuellement pratiquées sur le site, tant au niveau de l'exploitation des ressources naturelles que de la conservation de celles-ci.

Au niveau environnemental, des inventaires et analyses supplémentaires ainsi que des rencontres avec les principaux intervenants du milieu (incluant les instances gouvernementales) ont permis de déceler la présence d'espèces ou d'habitats sensibles à considérer dans une optique d'optimisation du plan d'implantation prévu initialement.

Des rapports complémentaires ont été produits et déposés à l'été 2007. Le Consortium a déposé des études spécifiques portant entre autres sur les chiroptères, le Caribou forestier, le Faucon pèlerin, le Garrot d'Islande ainsi que sur la Grive de Bicknell. Ces études complémentaires ont permis de mieux caractériser l'utilisation faunique du territoire. Ces nouvelles données ont permis de cibler les territoires sensibles, où une attention particulière a été portée.

L'obtention de diverses données techniques récentes a permis d'optimiser le plan d'implantation initial. La validation de nouvelles données de vent a également permis de préciser la carte du potentiel éolien et ainsi d'optimiser grandement le positionnement des turbines. Le choix du manufacturier Enercon et la connaissance des modèles rendus disponibles (E-70 et E-82), ainsi que de leurs limitations techniques, ont également influé sur la modification du plan d'implantation. En effet, plusieurs des emplacements initialement déterminés ne convenaient plus aux modèles de turbines disponibles.

Finalement, des analyses et discussions avec les experts en construction ont également permis de circonscrire la période où les travaux de construction étaient possibles. Le nombre d'éoliennes pouvant être implantées annuellement a conséquemment été réduit, pour tenir compte de cette limitation ainsi que de la limite annuelle d'approvisionnement chez le manufacturier désigné.

Rapport addenda

Ainsi, suite à l'ensemble de ces considérations, trois grandes conclusions ont été tirées :

- Le plan d'implantation du parc éolien n'était plus adéquat compte tenu de tous les éléments mentionnés précédemment. Conséquemment, le nombre d'éoliennes a été réduit ayant également l'effet d'augmenter la distance entre celles-ci et d'augmenter l'efficacité globale du parc;
- Les conditions climatiques, présentes à cette altitude, ne permettent qu'une seule période de construction annuelle de quelques mois (mai à octobre inclusivement), réduisant ainsi le nombre d'éoliennes pouvant être érigées annuellement;
- La réduction du nombre d'éoliennes représente une bonification du projet au niveau environnemental pour le Caribou forestier, la faune avienne, les chiroptères ainsi que les aspects visuels et sonores.

En résumé, le Consortium a entrepris une optimisation du projet, afin de réduire non seulement les effets environnementaux mais également d'en faire un projet techniquement et économiquement viable et compétitif pour les fins de l'appel d'offres lancé par Hydro-Québec Distribution.

Ainsi, le Consortium a réduit le nombre total d'éoliennes à 181 pour l'ensemble de la zone d'étude et répartit le projet en trois, correspondant à trois années de construction. Chacun des projets distincts est de 50, 63 et 68 éoliennes respectivement.

Les modifications apportées au plan d'implantation initial ont nécessité de nouvelles analyses, portant plus particulièrement sur :

- Les milieux forestiers;
- Les paysages;
- L'environnement sonore.

L'évaluation environnementale du projet amélioré a également été revue de façon à déterminer s'il est susceptible d'entraîner des impacts supplémentaires sur le milieu récepteur. Une série de nouvelles cartes décrivant la zone d'étude dans son ensemble a également été produite.

Finalement, précisons que les réponses du Consortium à la dernière série de questions et commentaires provenant de l'avis ministériel du MRNF portant sur l'analyse de recevabilité de l'étude d'impact du présent projet, sont présentées dans le présent rapport. La réponse aux questions 1 et 2 se retrouve à la section 8.2.5.1, alors que la réponse à la question 3 se retrouve à la section 1.0 Mise en contexte du projet modifié.

1.1 CONTEXTE ET RAISON D'ÊTRE DU PROJET

Le projet d'aménagement du parc éolien a été divisé en trois projets distincts comprenant au total 181 éoliennes pour une puissance totale de 375,2 MW.

Ce projet est développé dans le but de répondre à l'appel d'offres A/O 2005-03 d'Hydro-Québec ou encore de faire l'objet d'une entente commerciale négociée de gré à gré par un acheteur d'électricité.

Les trois projets sont prévus pour être mis en service entre 2010 et 2015.

1.2 SOLUTIONS DE RECHANGE AU PROJET

Outre certaines modifications au micro positionnement des éoliennes, il n'existe à ce stade en fonction des informations recueillies jusqu'à maintenant, aucune solution de rechange viable au projet permettant de conserver celui-ci compétitif aux plans économique, technique et environnemental.

1.3 AMÉNAGEMENTS ET PROJETS CONNEXES

Aucun projet connexe, autre que ceux présentés dans le rapport principal, n'est actuellement envisagé par le Consortium.

2.0 PORTRAIT GÉNÉRAL DU MILIEU

Le portrait général de la zone d'étude ainsi que la description du milieu correspondent à ce qui a été présenté dans le rapport principal et dans les rapports complémentaires.

La limite ouest de la zone d'étude a dû être légèrement déplacée de 200 m vers l'ouest afin d'inclure l'éolienne no 27. Cette modification à la délimitation de la zone d'étude se traduit par un agrandissement d'une superficie de 226,3 ha. Ainsi, considérant l'homogénéité du territoire et le faible niveau d'empiètement, la description du milieu présentée au rapport principal demeure conforme.

Les données concernant le milieu forestier de la portion agrandie de la zone d'étude sont présentées au tableau 2.1.

Tableau 2.1 Composition du couvert forestier dans la portion agrandie de la zone d'étude

| Type de peuplement | Superficie (ha) | % de la zone d'étude |
|----------------------|-----------------|----------------------|
| Feuillus (< 30 ans) | 9,7 | 4,3 |
| Feuillus (30-70 ans) | 0 | 0 |
| Feuillus (> 70 ans) | 0 | 0 |
| Mélangés (< 30 ans) | 73,1 | 32,3 |
| Mélangés (30-70 ans) | 11,8 | 5,2 |
| Mélangés (> 70 ans) | 3,9 | 1,7 |
| Résineux (< 30 ans) | 43,1 | 19,0 |
| Résineux (30-70 ans) | 53,7 | 23,7 |
| Résineux (> 70 ans) | 17,1 | 7,6 |
| Milieus humides | 3,4 | 1,5 |
| Dénudés secs | 1,9 | 0,8 |
| Plantations | 0 | 0 |
| Milieus perturbés | 8,6 | 3,8 |
| Total | 226,3 | 100 |

Outre les sites d'implantation des éoliennes et la localisation des postes élévateurs qui ont été modifiés, les chemins d'accès ont dû être également adaptés à la nouvelle réalité du projet.

3.0 DESCRIPTION DU PROJET MODIFIÉ

Lors du processus de préparation des soumissions, le Consortium a modifié le projet de développement éolien des terres de la Seigneurie de Beaupré en éliminant 69 éoliennes et en repositionnant une partie des 181 éoliennes restantes. De plus, le projet a été divisé en trois projets distincts pour une puissance totale installée de 375,2 MW. Ces trois projets comprendront respectivement 50 éoliennes (103,3 MW), 63 éoliennes (132,6 MW) et 68 éoliennes (139,3 MW). La technologie de l'entreprise allemande Enercon, soit les modèles E-70 et E-82 ou l'équivalent amélioré, sera installée sur le site de la Seigneurie.

Les modifications apportées au projet sont établies en fonction du potentiel éolien, des caractéristiques du milieu naturel et des zones d'exclusion déterminées par le Consortium (voir la section 3.1), le tout pour protéger les éléments sensibles du milieu. Outre les modifications apportées au plan d'implantation, au réseau de chemin d'accès ainsi qu'à la localisation des postes élévateurs, la description technique du projet pour les différents aspects demeure essentiellement la même. Rappelons que le projet modifié nécessitera également la réfection et la construction de chemins d'accès, la mise en place de lignes électriques souterraines de 34,5 kV et la construction de postes élévateurs. Le raccordement au réseau TransÉnergie d'Hydro-Québec demeure la responsabilité de la société d'État.

Le projet comprendra la construction d'un nombre limité de chemins d'accès ainsi que divers aménagements nécessaires, tels des surfaces de travail pour les sites d'implantation des éoliennes et des postes élévateurs. La durée de vie du contrat entre le Consortium et Hydro-Québec Distribution devrait varier entre 20 et 25 ans, et celui-ci pourrait faire l'objet d'un renouvellement à son échéance.

Lors du dépôt des soumissions, le Consortium a proposé deux dates de mise en service. Le premier projet, celui de 50 éoliennes pourrait être mis en service au plus tôt le 1^{er} décembre 2010, alors que les deux autres projets pourraient être fonctionnels au plus tôt le 1^{er} décembre 2011. Dans tous les cas, la mise en service ne pourrait pas dépasser 2015.

3.1 ZONES D'EXCLUSION DU PROJET

Les zones d'exclusion du présent projet sont principalement les mêmes que celles qui ont été présentées dans le rapport principal. Le Consortium a ajouté des zones d'exclusion pour les secteurs de pente forte.

Le présent projet est également conforme au Règlement de contrôle intérimaire (RCI) de la Communauté métropolitaine de Québec régissant le développement éolien sur son territoire.

Les zones d'exclusion considérées pour l'implantation des éoliennes sont :

Contraintes naturelles

- Distance minimale de 60 m autour des lacs et cours d'eau permanents et de 30 m pour les cours d'eau intermittents;
- À l'extérieur des secteurs de pente forte (>41 %);
- En dehors des ravages d'originaux et des vasières;
- En dehors des milieux humides cartographiés, plus un périmètre de protection de 20 mètres.

Contraintes anthropiques

- Distance minimale de 500 m du Manoir Brûlé;
- Distance minimale de 500 m de tout chalet;
- Distance minimale de 150 m des lignes électriques;
- En dehors des zones de potentiel archéologique;
- En dehors des corridors d'approche et de décollage des avions-citernes utilisant le lac Brûlé.

Les zones d'exclusion utilisées pour le projet modifié sont présentées à la figure 3.1.

3.2 DESCRIPTION SOMMAIRE DU PARC ÉOLIEN

La localisation des éoliennes et des chemins d'accès prévues, suite aux modifications apportées au projet est illustrée à la figure 3.2.

La figure 3.3 ainsi que le tableau 3.4 indiquent les modifications apportées au projet initial.

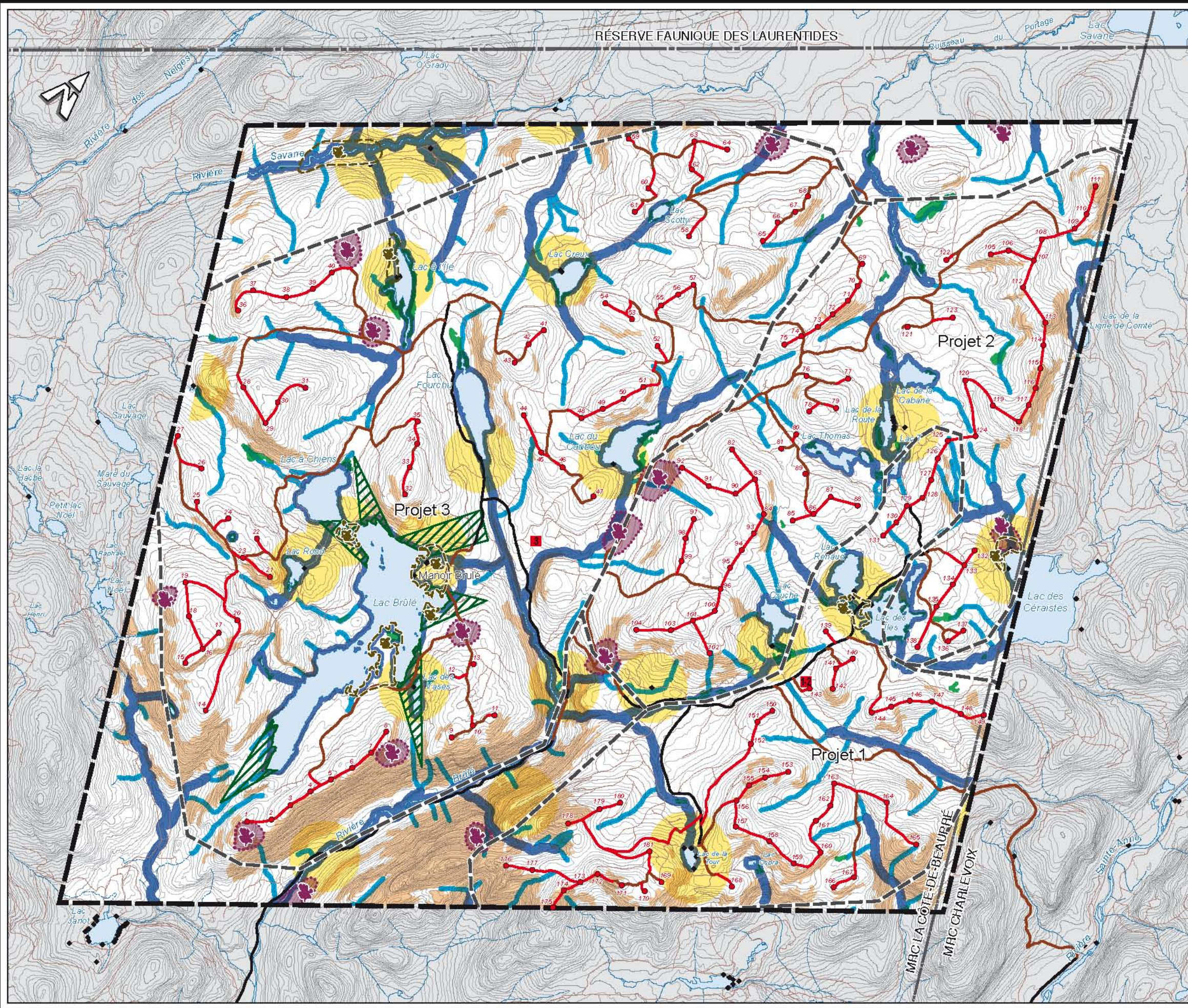
3.2.1 Disposition des éoliennes

Le rendement énergétique des éoliennes a été optimisé en fonction des vents, de la topographie et de la distance minimale à respecter entre chacune d'elles, tout en prenant en compte les caractéristiques du milieu naturel et les zones d'exclusion définies pour les éléments sensibles du milieu. Les tableaux 3.1 à 3.3 présentent les coordonnées (MTM Nad 83) des 181 sites d'implantation retenus pour former chacun des trois projets.

Les 181 éoliennes seront aménagées selon les trois projets décrits ci-dessous, la mise en service étant répartie initialement à partir de 2010 et 2011. Ces détails seront déterminés lors de l'attribution des contrats par Hydro-Québec.

DÉVELOPPEMENT ÉOLIEN DES TERRES DE LA SEIGNEURIE DE BEAUPRÉ

Figure 3.1
Zones d'exclusion à la mise en place d'éoliennes



PROJET

- Zone d'étude
- Limite de projet
- Site d'implantation d'éolienne
- Chemin d'accès à construire
- Chemin d'accès à améliorer
- Chemin d'accès ne nécessitant pas de travaux
- Poste élévateur et numéro du parc

ZONE D'EXCLUSION

Élément naturel

- Lac et cours d'eau permanent (60 m)
- Cours d'eau intermittent (30 m)
- Milieu humide (20 m)
- Ravage d'orignaux
- Pente supérieure à 41 %

Élément anthropique

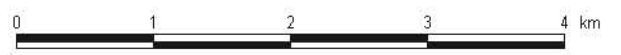
- Manoir du lac brûlé et chalet (500 m)
- Aire d'écopage
- Zone de potentiel archéologique

INFRASTRUCTURES

- Ligne de transport d'énergie
- Chemin forestier
- Chalet

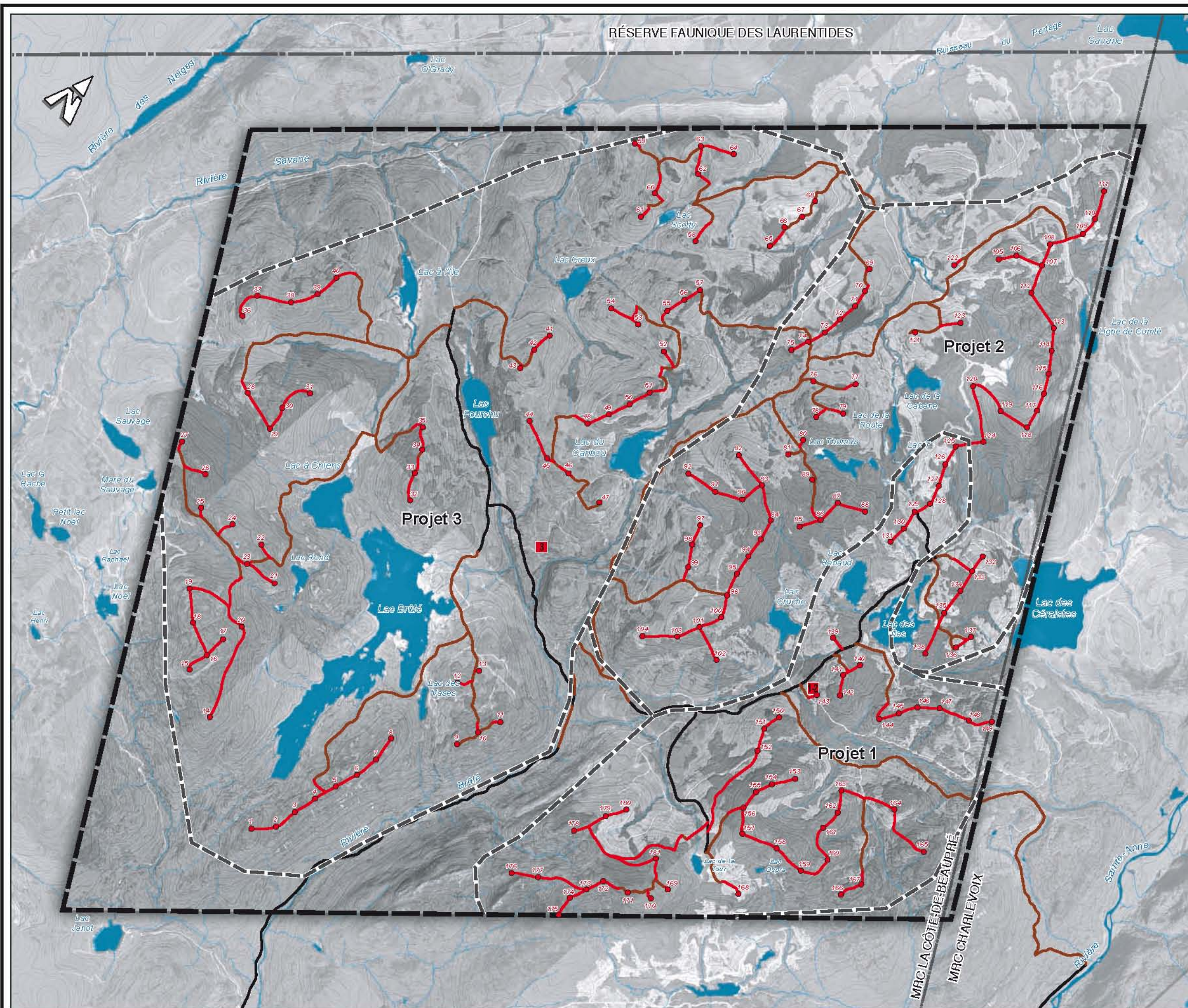
LIMITES

- Municipalité régionale de comté (MRC)
- Réserve faunique



Date : Novembre 2007
 Projet : 502017
 Sources : Ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec, 2006
 Boralex, SNC Lavalin

Figure 3.2
Description du projet



PROJET

- Zone d'étude
- Limite de projet
- Site d'implantation d'éolienne
- Chemin d'accès à construire
- Chemin d'accès à améliorer
- Chemin d'accès ne nécessitant pas de travaux
- Poste éleveur et numéro du parc

LIMITES

- Municipalité régionale de comté (MRC)
- Réserve faunique



Date : Novembre 2007
 Projet : 502017
 Sources : Ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec, 2006
 Boralex, SNC Lavalin



Rapport addenda

Tableau 3.1 Localisation des 50 sites d'éoliennes constituant le projet 1

| Numéro de l'éolienne | X | Y | Modèle | Hauteur de la tour |
|----------------------|--------|---------|--------|--------------------|
| 125 | 360258 | 5248935 | E-82 | 85 |
| 126 | 360343 | 5248655 | E-82 | 85 |
| 127 | 360498 | 5248379 | E-82 | 85 |
| 128 | 360596 | 5248115 | E-82 | 85 |
| 129 | 360526 | 5247876 | E-82 | 85 |
| 130 | 360592 | 5247603 | E-82 | 85 |
| 131 | 360598 | 5247339 | E-82 | 85 |
| 139 | 361018 | 5245813 | E-82 | 98 |
| 140 | 361559 | 5245822 | E-82 | 98 |
| 141 | 361498 | 5245551 | E-82 | 85 |
| 142 | 361673 | 5245320 | E-70 | 85 |
| 143 | 361442 | 5245087 | E-82 | 98 |
| 144 | 362300 | 5245488 | E-82 | 85 |
| 145 | 362433 | 5245744 | E-82 | 85 |
| 146 | 362553 | 5245993 | E-82 | 85 |
| 147 | 362778 | 5246214 | E-82 | 85 |
| 148 | 363186 | 5246391 | E-82 | 85 |
| 149 | 363427 | 5246615 | E-70 | 85 |
| 150 | 361304 | 5244484 | E-82 | 98 |
| 151 | 361275 | 5244223 | E-82 | 98 |
| 152 | 361435 | 5243939 | E-82 | 98 |
| 153 | 362088 | 5244047 | E-82 | 85 |
| 154 | 361917 | 5243757 | E-82 | 85 |
| 155 | 361843 | 5243515 | E-82 | 85 |
| 156 | 361879 | 5243238 | E-82 | 85 |
| 157 | 362136 | 5242973 | E-70 | 85 |
| 158 | 362617 | 5243176 | E-82 | 85 |
| 159 | 363082 | 5243207 | E-82 | 85 |
| 160 | 363232 | 5243588 | E-82 | 85 |
| 161 | 362863 | 5243855 | E-82 | 85 |
| 162 | 362850 | 5244152 | E-82 | 85 |
| 163 | 362661 | 5244406 | E-82 | 98 |
| 164 | 363372 | 5244761 | E-82 | 85 |
| 165 | 364093 | 5244646 | E-70 | 85 |
| 166 | 363719 | 5243384 | E-82 | 85 |
| 167 | 363814 | 5243691 | E-82 | 85 |
| 168 | 362711 | 5242343 | E-82 | 85 |
| 169 | 361976 | 5241664 | E-82 | 85 |
| 170 | 361904 | 5241406 | E-82 | 85 |
| 171 | 361618 | 5241225 | E-70 | 85 |
| 172 | 361263 | 5241088 | E-70 | 85 |
| 173 | 361181 | 5240833 | E-70 | 85 |
| 174 | 361101 | 5240582 | E-70 | 85 |
| 175 | 361169 | 5240305 | E-70 | 85 |
| 176 | 360283 | 5240229 | E-70 | 85 |
| 177 | 360582 | 5240458 | E-82 | 85 |
| 178 | 360460 | 5241282 | E-70 | 85 |
| 179 | 360621 | 5241745 | E-82 | 98 |
| 180 | 360755 | 5242020 | E-82 | 98 |
| 181 | 361543 | 5241844 | E-82 | 85 |

Rapport addenda

Tableau 3.2 Localisation des 63 sites d'éoliennes constituant le projet 2

| Numéro de l'éolienne | X | Y | Modèle | Hauteur de la tour |
|----------------------|--------|---------|--------|--------------------|
| 69 | 357604 | 5249792 | E-82 | 98 |
| 70 | 357787 | 5249528 | E-82 | 98 |
| 71 | 357841 | 5249278 | E-82 | 85 |
| 72 | 357832 | 5248991 | E-82 | 85 |
| 73 | 357817 | 5248716 | E-82 | 98 |
| 74 | 357748 | 5248457 | E-82 | 98 |
| 75 | 357667 | 5248200 | E-82 | 98 |
| 76 | 358206 | 5248118 | E-82 | 85 |
| 77 | 358644 | 5248519 | E-82 | 85 |
| 78 | 358596 | 5247800 | E-70 | 85 |
| 79 | 358827 | 5248107 | E-70 | 85 |
| 80 | 358702 | 5247439 | E-82 | 98 |
| 81 | 358706 | 5247148 | E-82 | 98 |
| 82 | 358231 | 5246634 | E-70 | 85 |
| 83 | 358764 | 5246577 | E-70 | 85 |
| 84 | 359206 | 5246325 | E-70 | 85 |
| 85 | 359554 | 5246557 | E-82 | 85 |
| 86 | 359694 | 5246837 | E-82 | 85 |
| 87 | 359685 | 5247179 | E-70 | 85 |
| 88 | 360039 | 5247372 | E-82 | 85 |
| 89 | 359199 | 5247147 | E-82 | 98 |
| 90 | 358718 | 5246236 | E-82 | 85 |
| 91 | 358375 | 5246035 | E-82 | 85 |
| 92 | 357928 | 5245942 | E-82 | 85 |
| 93 | 359306 | 5246036 | E-82 | 85 |
| 94 | 359358 | 5245746 | E-82 | 85 |
| 95 | 359425 | 5245455 | E-82 | 85 |
| 96 | 359549 | 5245147 | E-82 | 85 |
| 97 | 358569 | 5245557 | E-82 | 85 |
| 98 | 358688 | 5245284 | E-82 | 85 |
| 99 | 358880 | 5245023 | E-82 | 85 |
| 100 | 359716 | 5244874 | E-70 | 85 |
| 101 | 359600 | 5244555 | E-70 | 85 |
| 102 | 360104 | 5244406 | E-70 | 85 |
| 103 | 359483 | 5244232 | E-70 | 85 |
| 104 | 359139 | 5243883 | E-82 | 85 |
| 105 | 358768 | 5251205 | E-70 | 85 |
| 106 | 358903 | 5251423 | E-70 | 85 |
| 107 | 359254 | 5251586 | E-70 | 85 |
| 108 | 359115 | 5251874 | E-82 | 85 |
| 109 | 359329 | 5252316 | E-82 | 85 |
| 110 | 359294 | 5252583 | E-82 | 85 |
| 111 | 359100 | 5252947 | E-70 | 85 |
| 112 | 359426 | 5251209 | E-70 | 85 |

Rapport addenda

Tableau 3.2 (suite)

| Numéro de l'éolienne | X | Y | Modèle | Hauteur de la tour |
|----------------------|--------|---------|--------|--------------------|
| 113 | 360005 | 5251094 | E-70 | 85 |
| 114 | 360218 | 5250851 | E-70 | 85 |
| 115 | 360426 | 5250595 | E-70 | 85 |
| 116 | 360583 | 5250353 | E-70 | 85 |
| 117 | 360687 | 5250114 | E-70 | 85 |
| 118 | 360762 | 5249853 | E-70 | 64 |
| 119 | 360338 | 5249741 | E-70 | 85 |
| 120 | 359812 | 5249705 | E-82 | 98 |
| 121 | 358696 | 5249637 | E-82 | 98 |
| 122 | 358392 | 5250692 | E-82 | 98 |
| 123 | 359044 | 5250193 | E-82 | 98 |
| 124 | 360483 | 5249265 | E-82 | 85 |
| 132 | 361646 | 5248136 | E-82 | 98 |
| 133 | 361696 | 5247886 | E-82 | 98 |
| 134 | 361782 | 5247577 | E-82 | 98 |
| 135 | 361848 | 5247189 | E-82 | 98 |
| 136 | 362319 | 5246973 | E-82 | 98 |
| 137 | 362358 | 5247232 | E-82 | 98 |
| 138 | 362079 | 5246600 | E-82 | 98 |

Tableau 3.3 Localisation des 68 sites d'éoliennes constituant le projet 3

| Numéro de l'éolienne | X | Y | Modèle | Hauteur de la tour |
|----------------------|--------|---------|--------|--------------------|
| 1 | 357287 | 5238004 | E-82 | 98 |
| 2 | 357506 | 5238275 | E-82 | 85 |
| 3 | 357544 | 5238609 | E-82 | 85 |
| 4 | 357601 | 5238948 | E-82 | 85 |
| 5 | 357679 | 5239279 | E-82 | 85 |
| 6 | 357769 | 5239610 | E-82 | 85 |
| 7 | 357798 | 5239953 | E-82 | 85 |
| 8 | 357729 | 5240317 | E-82 | 85 |
| 9 | 358433 | 5240929 | E-82 | 85 |
| 10 | 358518 | 5241264 | E-82 | 85 |
| 11 | 358629 | 5241589 | E-82 | 98 |
| 12 | 357810 | 5241535 | E-82 | 98 |
| 13 | 357897 | 5241873 | E-82 | 98 |
| 14 | 355742 | 5238671 | E-70 | 85 |
| 15 | 355055 | 5238926 | E-70 | 64 |
| 16 | 355078 | 5239243 | E-70 | 85 |
| 17 | 355074 | 5239566 | E-70 | 85 |
| 18 | 354610 | 5239422 | E-70 | 85 |
| 19 | 354227 | 5239719 | E-70 | 85 |

Rapport addenda

Tableau 3.3 (suite)

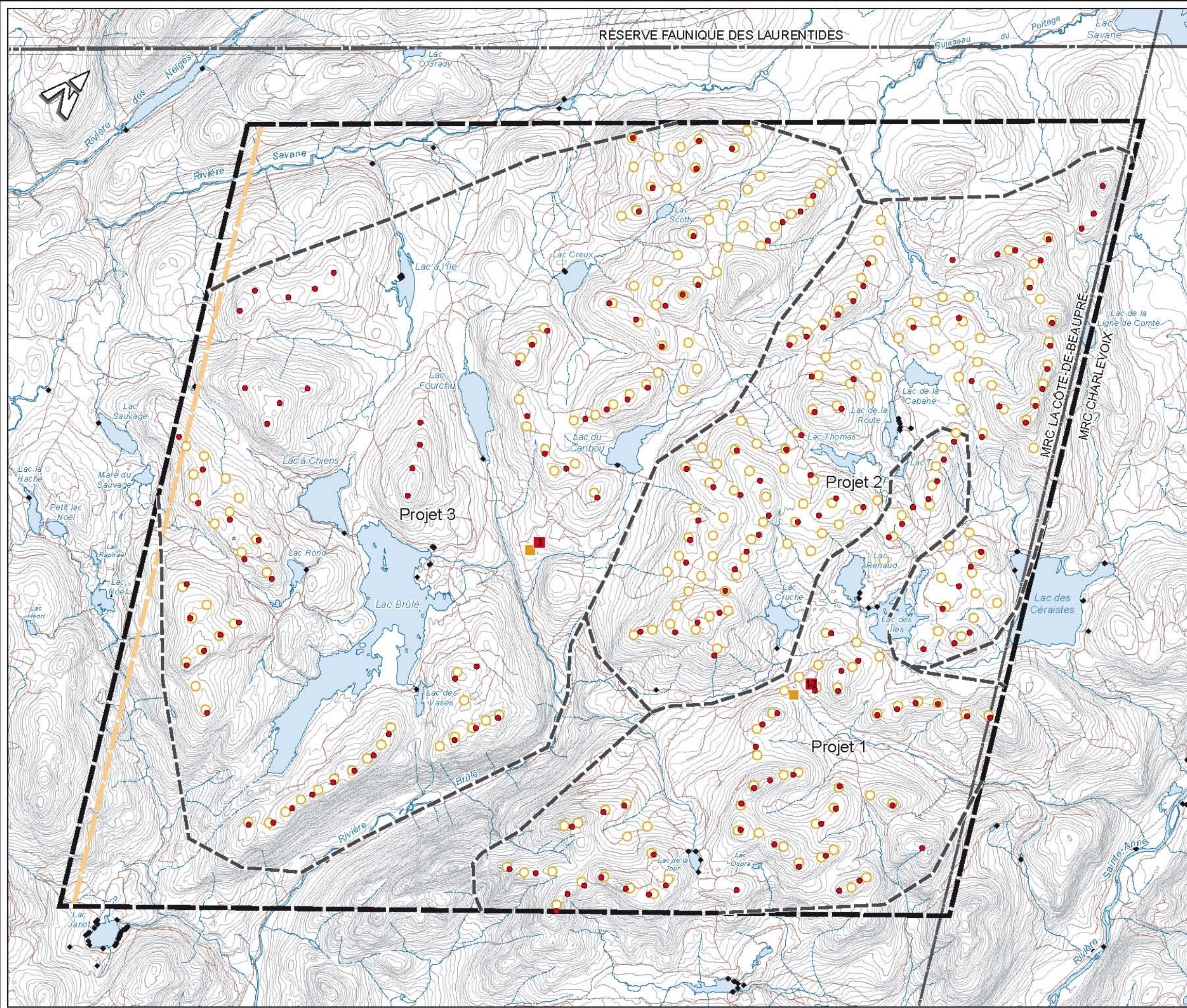
| Numéro de l'éolienne | X | Y | Modèle | Hauteur de la tour |
|----------------------|--------|---------|--------|--------------------|
| 20 | 355126 | 5239879 | E-70 | 85 |
| 21 | 355003 | 5240638 | E-82 | 85 |
| 22 | 354482 | 5240881 | E-82 | 85 |
| 23 | 354539 | 5240551 | E-82 | 85 |
| 24 | 353992 | 5240788 | E-82 | 85 |
| 25 | 353514 | 5240629 | E-82 | 85 |
| 26 | 353216 | 5241001 | E-82 | 85 |
| 27 | 352653 | 5241077 | E-82 | 85 |
| 28 | 352798 | 5242227 | E-70 | 85 |
| 29 | 353377 | 5242103 | E-70 | 85 |
| 30 | 353289 | 5242434 | E-70 | 85 |
| 31 | 353411 | 5242858 | E-70 | 85 |
| 32 | 355481 | 5242837 | E-82 | 85 |
| 33 | 355247 | 5243149 | E-82 | 85 |
| 34 | 355082 | 5243457 | E-82 | 85 |
| 35 | 354859 | 5243681 | E-82 | 98 |
| 36 | 351958 | 5242926 | E-82 | 85 |
| 37 | 351897 | 5243276 | E-82 | 85 |
| 38 | 352293 | 5243553 | E-82 | 85 |
| 39 | 352468 | 5243906 | E-82 | 85 |
| 40 | 352486 | 5244256 | E-82 | 85 |
| 41 | 355161 | 5245870 | E-82 | 98 |
| 42 | 355154 | 5245579 | E-82 | 98 |
| 43 | 355204 | 5245253 | E-82 | 98 |
| 44 | 355834 | 5244831 | E-82 | 98 |
| 45 | 356390 | 5244646 | E-82 | 98 |
| 46 | 356751 | 5244717 | E-82 | 98 |
| 47 | 357351 | 5244751 | E-82 | 98 |
| 48 | 356429 | 5245396 | E-82 | 98 |
| 49 | 356546 | 5245705 | E-82 | 85 |
| 50 | 356643 | 5246017 | E-82 | 85 |
| 51 | 356719 | 5246337 | E-82 | 98 |
| 52 | 356438 | 5246882 | E-82 | 98 |
| 53 | 355910 | 5246884 | E-82 | 98 |
| 54 | 355485 | 5246767 | E-82 | 85 |
| 55 | 356057 | 5247317 | E-82 | 85 |
| 56 | 356112 | 5247599 | E-82 | 85 |
| 57 | 356165 | 5247854 | E-82 | 98 |
| 58 | 355621 | 5248282 | E-82 | 85 |
| 59 | 354028 | 5248619 | E-82 | 85 |
| 60 | 354731 | 5248335 | E-82 | 85 |
| 61 | 354837 | 5247966 | E-82 | 85 |
| 62 | 354961 | 5248969 | E-82 | 85 |
| 63 | 354702 | 5249268 | E-82 | 85 |
| 64 | 355105 | 5249527 | E-82 | 85 |
| 65 | 356394 | 5248997 | E-82 | 98 |
| 66 | 356347 | 5249328 | E-82 | 98 |
| 67 | 356413 | 5249614 | E-82 | 98 |
| 68 | 356378 | 5249898 | E-82 | 98 |

Tableau 3.4 Synthèse des types d'éoliennes proposés pour chacun des projets

| | Modèle d'éolienne proposé (hauteur de la tour) | | | | Total | Puissance (MW) |
|-----------------|--|-------------|-------------|-------------|-------|-------------------|
| | E-70 (64 m) | E-70 (85 m) | E-82 (85 m) | E-82 (98 m) | | |
| Projet 1 | 0 | 11 | 30 | 9 | 50 | 103,3 |
| Projet 2 | 1 | 21 | 22 | 19 | 63 | 132,6 |
| Projet 3 | 1 | 10 | 36 | 21 | 68 | 139,3 |
| Total | 2 | 42 | 88 | 49 | 181 | 375,2 |

DÉVELOPPEMENT ÉOLIEN DES TERRES DE LA SEIGNEURIE DE BEAUPRÉ

Figure 3,3
Comparaison des sites d'implantation des éoliennes du projet initial et du projet modifié



PROJET INITIAL

- Zone d'étude
- Site d'implantation d'éolienne
- Poste éleveur*

PROJET MODIFIÉ

- Zone d'étude
- Limite de projet
- Site d'implantation d'éolienne
- Poste éleveur et numéro du parc

INFRASTRUCTURES ET LIMITES

- Ligne de transport d'énergie
- Chemin forestier
- Chalet
- Municipalité régionale de comté (MRC)
- Réserve faunique

* Tel que présenté à la figure 5 du rapport complémentaire de juillet 2007



Date : Novembre 2007

Projet : 502017

Sources : Ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec, 2006
Borealex, SNC Lavalin

Rapport addenda

Tableau 3.5 Détail des modifications apportées au plan d'implantation initial

| Nouveau no éolienne | Ancien no éolienne | Distance entre le projet initial et le projet modifié (m) |
|---------------------|--------------------|---|
| 1 | 184 | 16 |
| 2 | 185 | 53 |
| 3 | 186 | 113 |
| 4 | 187 | 176 |
| 5 | 189 | 36 |
| 6 | 190 | 33 |
| 7 | 191 | 101 |
| 8 | 193 | 80 |
| 9 | 195 | 23 |
| 10 | 196 | 49 |
| 11 | 197 | 173 |
| 12 | 199 | 82 |
| 13 | 198 | 530 |
| 14 | 170 | 22 |
| 15 | 171 | 20 |
| 16 | 172 | 22 |
| 17 | 169 | 41 |
| 18 | 173 | 45 |
| 19 | 175 | 83 |
| 20 | 231 | 74 |
| 21 | 176 | 86 |
| 22 | 178 | 26 |
| 23 | 177 | 76 |
| 24 | 179 | 217 |
| 25 | 181 | 58 |
| 26 | 182 | 146 |
| 27 | 183 | 197 |
| 28 | Nouvelle | - |
| 29 | Nouvelle | - |
| 30 | Nouvelle | - |
| 31 | Nouvelle | - |
| 32 | Nouvelle | - |
| 33 | Nouvelle | - |
| 34 | Nouvelle | - |
| 35 | Nouvelle | - |
| 36 | Nouvelle | - |
| 37 | Nouvelle | - |
| 38 | Nouvelle | - |
| 39 | Nouvelle | - |
| 40 | Nouvelle | - |

| Nouveau no éolienne | Ancien no éolienne | Distance entre le projet initial et le projet modifié (m) |
|---------------------|--------------------|---|
| 41 | 235 | 34 |
| 42 | 9 | 26 |
| 43 | 8 | 73 |
| 44 | 6 | 176 |
| 45 | 5 | 40 |
| 46 | 4 | 161 |
| 47 | 2 | 52 |
| 48 | 10 | 160 |
| 49 | 44 | 113 |
| 50 | 45 | 64 |
| 51 | 46 | 22 |
| 52 | 36 | 23 |
| 53 | 38 | 89 |
| 54 | 39 | 62 |
| 55 | 33 | 120 |
| 56 | 34 | 38 |
| 57 | 22 | 26 |
| 58 | 26 | 5 |
| 59 | 11 | 27 |
| 60 | 19 | 13 |
| 61 | 17 | 21 |
| 62 | 21 | 9 |
| 63 | 14 | 15 |
| 64 | 15 | 57 |
| 65 | 29 | 133 |
| 66 | 30 | 127 |
| 67 | 31 | 177 |
| 68 | 245 | 177 |
| 69 | 43 | 67 |
| 70 | 42 | 88 |
| 71 | 41 | 41 |
| 72 | 40 | 44 |
| 73 | 246 | 28 |
| 74 | 247 | 38 |
| 75 | 248 | 66 |
| 76 | 144 | 109 |
| 77 | 151 | 94 |
| 78 | 150 | 15 |
| 79 | 148 | 56 |
| 80 | 149 | 49 |

Rapport addenda

Consortium Boralex inc./
Société en commandite Gaz Métro/Séminaire de Québec

Dossier n°502017

| Nouveau no éolienne | Ancien no éolienne | Distance entre le projet initial et le projet modifié (m) |
|---------------------|--------------------|---|
| 81 | 147 | 16 |
| 82 | 142 | 20 |
| 83 | 141 | 177 |
| 84 | 133 | 136 |
| 85 | 152 | 32 |
| 86 | 128 | 250 |
| 87 | 155 | 102 |
| 88 | 154 | 85 |
| 89 | 139 | 112 |
| 90 | 134 | 87 |
| 91 | 164 | 56 |
| 92 | 138 | 2 |
| 93 | 131 | 129 |
| 94 | 130 | 116 |
| 95 | 127 | 115 |
| 96 | 126 | 33 |
| 97 | 165 | 159 |
| 98 | 166 | 12 |
| 99 | 167 | 105 |
| 100 | 123 | 146 |
| 101 | 135 | 131 |
| 102 | 121 | 87 |
| 103 | 160 | 105 |
| 104 | 161 | 112 |
| 105 | Nouvelle | - |
| 106 | 119 | 80 |
| 107 | 118 | 110 |
| 108 | 116 | 12 |
| 109 | Nouvelle | - |
| 110 | Nouvelle | - |
| 111 | Nouvelle | - |
| 112 | 117 | 42 |
| 113 | 115 | 12 |
| 114 | 114 | 25 |
| 115 | 113 | 39 |
| 116 | 112 | 47 |
| 117 | 111 | 30 |
| 118 | 85 | 28 |
| 119 | 120 | 102 |
| 120 | 110 | 308 |

| Nouveau no éolienne | Ancien no éolienne | Distance entre le projet initial et le projet modifié (m) |
|---------------------|--------------------|---|
| 121 | 105 | 37 |
| 122 | Nouvelle | - |
| 123 | 108 | 104 |
| 124 | 87 | 39 |
| 125 | 89 | 102 |
| 126 | 95 | 139 |
| 127 | 93 | 103 |
| 128 | 92 | 111 |
| 129 | 91 | 197 |
| 130 | 90 | 238 |
| 131 | 88 | 361 |
| 132 | 98 | 60 |
| 133 | 103 | 116 |
| 134 | 97 | 283 |
| 135 | 99 | 60 |
| 136 | 101 | 133 |
| 137 | 100 | 194 |
| 138 | 205 | 315 |
| 139 | 74 | 70 |
| 140 | 50 | 135 |
| 141 | 73 | 317 |
| 142 | 49 | 27 |
| 143 | 72 | 43 |
| 144 | 51 | 14 |
| 145 | 52 | 33 |
| 146 | 53 | 46 |
| 147 | 54 | 21 |
| 148 | 55 | 9 |
| 149 | 56 | 8 |
| 150 | 47 | 65 |
| 151 | 48 | 113 |
| 152 | 220 | 149 |
| 153 | 217 | 83 |
| 154 | 57 | 210 |
| 155 | 58 | 16 |
| 156 | 59 | 57 |
| 157 | 60 | 48 |
| 158 | 62 | 149 |
| 159 | 63 | 31 |
| 160 | 218 | 67 |

Rapport addenda

| Nouveau no éolienne | Ancien no éolienne | Distance entre le projet initial et le projet modifié (m) |
|---------------------|--------------------|---|
| 161 | 80 | 74 |
| 162 | 81 | 28 |
| 163 | 82 | 42 |
| 164 | 84 | 8 |
| 165 | Nouvelle | - |
| 166 | 222 | 189 |
| 167 | 221 | 107 |
| 168 | Nouvelle | - |
| 169 | 69 | 83 |
| 170 | 68 | 84 |
| 171 | 67 | 76 |

| Nouveau no éolienne | Ancien no éolienne | Distance entre le projet initial et le projet modifié (m) |
|---------------------|--------------------|---|
| 172 | 66 | 59 |
| 173 | Nouvelle | - |
| 174 | 65 | 253 |
| 175 | 64 | 58 |
| 176 | 227 | 21 |
| 177 | 77 | 151 |
| 178 | 226 | 96 |
| 179 | 79 | 44 |
| 180 | 194 | 43 |
| 181 | 223 | 18 |
| | | |

Les éoliennes suivantes, présentées au rapport principal ont été retirées du projet : 1, 3, 7, 12, 13, 16, 18, 20, 23, 24, 25, 27, 28, 32, 35, 37, 61, 70, 71, 75, 76, 78, 83, 86, 94, 96, 102, 104, 106, 107, 109, 122, 124, 125, 129, 132, 136, 137, 140, 143, 145, 146, 153, 156, 157, 158, 159, 162, 163, 168, 174, 180, 188, 192, 200, 201, 202, 203, 204, 206, 207, 208, 209, 210, 211, 212, 213, 214, 215, 216, 219, 224, 225, 228, 229, 230, 232, 233, 234, 236, 237, 238, 239, 240, 241, 242, 243, 244, 249 et 250.

3.2.2 Description des éoliennes

Dans la soumission déposée à Hydro-Québec, le Consortium a retenu deux technologies provenant du fabricant allemand Enercon, à savoir les modèles E-70 et E-82. Pour ces deux modèles, trois hauteurs de tour (64m, 85m et 98m) sont disponibles. Ces trois hauteurs seront utilisées par le Consortium. La fiche technique de ces deux modèles est présentée à l'annexe 1.

Enercon fabrique, depuis 1992, une technologie unique sur le marché. Celle-ci consiste à utiliser un alternateur asynchrone multi-polaires permettant de fonctionner à basses vitesses de rotation et ainsi d'éliminer l'utilisation d'une boîte d'engrenage. De plus, Enercon utilise un transformateur de basse tension au silicone, situé à l'intérieur de la tour au niveau du sol. Ainsi, les éoliennes Enercon ne nécessitent aucune huile. Cet atout environnemental lui a d'ailleurs valu plusieurs prix en Europe.

Boralex opère plusieurs éoliennes Enercon en France, et ce, depuis plus de six ans. Celles-ci sont situées entre autres dans les parcs de Plouguin, Nibas et Chépy. Ces derniers utilisent le modèle E-66, alors que le parc situé dans les communes de Saint-Agrève utilise six éoliennes E-70, tel que proposé en partie dans ce projet. Satisfait de son efficacité, de sa fiabilité et de sa simplicité, Boralex est très confiant quant à son utilisation sur le territoire québécois.

Tel que présenté à la réponse de la question 16 du rapport complémentaire (juillet 2007), l'industrie éolienne a défini des classes de turbines adaptées à différentes vitesses de vent et à différents niveaux de turbulence. Considérant le fort potentiel éolien de la zone d'étude, ainsi que la localisation de certaines éoliennes sur des crêtes ou à des endroits propices aux forts vents, deux classes d'éoliennes doivent être utilisées pour ce projet. Le modèle E-70 est une éolienne de classe 1, alors que le modèle E-82 est une éolienne de classe 2.

L'éolienne E-70 de classe 1 peut supporter des rafales de vent plus grandes que les éoliennes de classe 2.

Caractéristiques de la technologie proposée :

Modèle : Enercon E-70

Puissance installée : 2,0 MW
Diamètre du rotor : 70 m
Hauteur de la nacelle : 64 m et 85 m

Modèle : Enercon E-82

Puissance installée : 2,0 MW
Diamètre du rotor : 82 m
Hauteur de la nacelle : 85 m et 98 m

3.2.3 Phase d'aménagement

La description des travaux en phase d'aménagement demeure conforme à ce qui a été présenté dans le rapport principal et complémentaire de juillet 2007. Cette section vise donc à résumer les différentes étapes des travaux nécessaires à l'aménagement du parc éolien.

3.2.3.1 Transport des composantes des éoliennes

Les activités reliées au transport des composantes sont essentiellement les mêmes que celles qui ont été décrites dans le rapport principal et complémentaire. Rappelons cependant que le nombre de transports vers la zone d'étude sera moindre, en raison du retrait de 69 éoliennes.

Cette modification permet de diminuer de 690 le nombre de transports de composantes devant circuler sur les routes publiques adjacentes à la zone d'étude. De plus, précisons que de nombreux transports de béton et matériaux granulaires ne seront pas requis.

3.2.3.2 Entreposage des unités

Aucune modification n'est prévue pour cet élément; ainsi, les composantes seront entreposées provisoirement au camp 115.

3.2.3.3 Surface de travail requise

Les modifications apportées au plan d'implantation ainsi que le choix de la technologie (Enercon E-70 et E-82) n'entraîneront aucun changement quant à la surface de travail requise pour l'érection des éoliennes.

Rappelons que pour chaque site d'implantation, une surface maximale d'environ 5 000 m² (0,5 ha) sera requise. La surface de travail sera au besoin déboisée, puis nivelée avec un bouteur. Après la mise en place des éoliennes, la surface sera redimensionnée pour ne conserver que la superficie nécessaire à leur entretien, soit 500 m² par éolienne. Tel que précisé au rapport complémentaire de juillet 2007 (RQC-56), les surfaces non requises seront reboisées avec du Sapin baumier. Cette essence est favorable à la Grive de Bicknell.

3.2.3.4 Usine de béton mobile

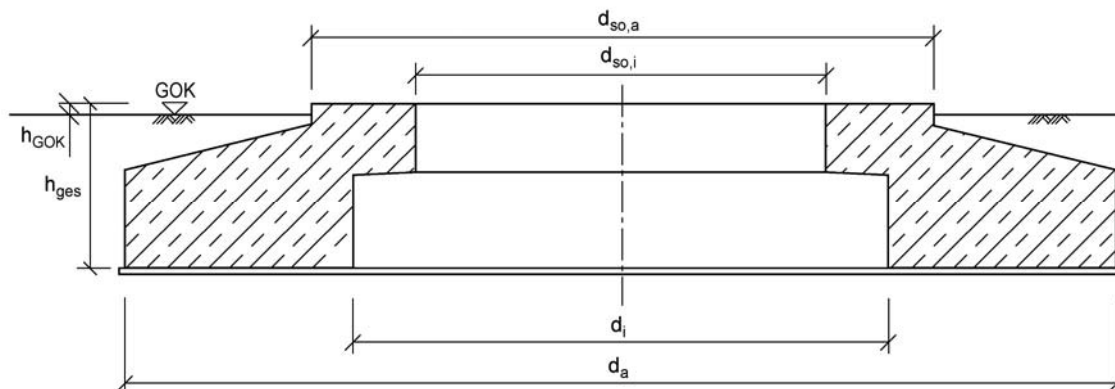
Le Consortium entend toujours utiliser une usine de béton mobile pour la préparation du béton nécessaire aux fondations des éoliennes. Cette méthode vise à réduire le nombre de transports de bétonnières sur les chemins publics situés à l'extérieur de la zone d'étude.

Leur nombre serait cependant variable, en fonction du nombre de fondations à construire. Concernant l'utilisation de matériaux granulaires, les détails de l'étude de caractérisation des bancs d'emprunt ont été présentés à l'intérieur du rapport complémentaire de juillet 2007 (RQC-14). En ce qui a trait à l'utilisation et la gestion de l'eau de gâchage, les détails sont également présentés au rapport complémentaire (RQC-36). Il est important de préciser que le Consortium s'assurera d'obtenir les certificats d'autorisation nécessaires en regard des projets connexes qui seront établis.

3.2.3.5 Socles de béton

La description des travaux relatifs à la construction des socles demeure conforme à ce qui a été présenté dans le rapport principal. Aucune modification n'est donc apportée à cet aspect. La figure 3.4 illustre une coupe-type d'un socle de béton pour une éolienne Enercon E-70 ou E-82. Celle-ci est tirée d'un document officiel du fabricant Enercon, et n'a pas fait l'objet d'une évaluation et approbation par une firme d'ingénierie québécoise. Ces informations sont donc préliminaires et susceptibles d'être modifiées suite à la réalisation des plans et devis.

Figure 3.4 Coupe-type d'un socle de béton pour une éolienne Enercon E-70 et E-82



Le tableau suivant présente les dimensions des différentes sections du socle ainsi que le volume de béton nécessaire à sa fabrication.

Tableau 3.6 Détails d'un socle de béton pour une éolienne Enercon E-70 et E-82

| | E70 – 85m | E82 – 85m |
|------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|
| da (en m) | Entre 14.3 et 17 | Entre 14.2 et 16.8 |
| di (en m) | 6,9 | 6,9 |
| dso,a (en m) | 8,7 | 8,7 |
| hges (en m) | 2,85 | 2,85 |
| | | |
| Volume total de béton | Entre 300 et 475 m ³ | Entre 300 et 450 m ³ |

3.2.3.6 Montage des éoliennes

Les modifications apportées au projet ainsi que le choix de la technologie n'entraînent aucune modification en ce qui a trait au montage des éoliennes. On peut référer au rapport principal pour cet aspect des travaux.

3.2.3.7 Chemins d'accès

La description technique des différents chemins d'accès permettant d'accéder aux sites d'implantation a été revue comparativement à ce qui a été présenté dans le rapport principal. Cette section vise à mettre à jour les longueurs de chemins nécessaires et préciser leurs principales caractéristiques.

Les chemins existants, qui seront utilisés à l'intérieur de la zone d'étude, s'étendent sur une longueur d'environ 50 kilomètres. Ces chemins possèdent actuellement une emprise de 20 mètres de largeur et une surface de roulement variant de 12 à 14 mètres. Ils seront utilisés de façon bidirectionnelle. Ces chemins ne seront pas modifiés pour le projet sauf par l'ajout d'une couche de gravier pour accroître leur capacité portante, s'il y a lieu.

Précisons également que certains tronçons de classes 1 et 2, tel qu'indiqué au rapport principal, devront faire l'objet de réfection suite à une vérification sur le terrain par les experts en construction. Ces tronçons représentent une distance moyenne de 15 km.

Les principales caractéristiques des chemins existants sont les suivantes :

- Largeur : 12 à 14 m;
- Emprise : 20 m;
- Capacité portante : 70 000 kg.

Rapport addenda

Environ 70 km de chemins forestiers de classes 3 et 4, selon la charte du Séminaire, devront faire l'objet de travaux de réfection. Ils nécessiteront, pour la majorité, un élargissement, de façon à obtenir une largeur d'emprise de 10 m, un renforcement de la structure du sol, pour atteindre la capacité portante requise, ainsi qu'une augmentation du rayon de courbure dans certains virages. La surface de roulement sera de 6 m. Ces chemins auront les caractéristiques suivantes :

- Largeur : 6 m;
- Emprise : 10 m;
- Capacité portante : entre 40 000 kg et 70 000 kg.

La longueur totale des nouveaux chemins nécessaires au projet est de 60 km. Ces nouveaux chemins seront construits avec une emprise de 10 m de largeur et une surface de roulement de 6 m de largeur. Évidemment, pour les nouveaux chemins situés sur le roc, une couche de gravier d'un maximum de 50 mm sera mise en place pour niveler et solidifier le chemin et le rendre aux dimensions requises. Les quantités de gravier et de sable requises pour les nouveaux chemins d'accès proviendront en partie de gravières et de sablières disponibles sur les terrains de la Seigneurie de Beaupré et préalablement approuvées par le MDDEP. Ces nouveaux chemins auront les caractéristiques suivantes :

- Largeur : 6 m;
- Emprise : 10 m;
- Capacité portante : entre 30 000 kg et 70 000 kg;
- Déboisement : variable selon le secteur (11,8 ha devront être déboisés dans des secteurs où des coupes ont été effectuées entre 1996 et 2007, et 10,2 ha dans des secteurs où des coupes ont été effectuées entre 1986 et 1995).

Comparativement au projet initial, la surface de roulement des nouveaux chemins a été élargie à 6 m avec une emprise totale de 10 m. Cette modification correspond à une augmentation de 4 m. Cette augmentation vise principalement à faciliter le déplacement des grues entre chacun des sites d'implantation. Il importe de préciser que la largeur totale de cet équipement est habituellement de 6 m.

3.2.3.8 Lignes de transport d'électricité

Rappelons que les lignes de transport électrique de 34,5 kV reliant les éoliennes aux postes élévateurs seront enfouies sous les emprises des chemins d'accès. Toutefois, la traversée de cours d'eau pourra nécessiter la mise en place de lignes aériennes (mono poteaux de bois).

La longueur totale du réseau électrique sera d'environ 189 kilomètres. Cependant, selon la période des travaux retenue pour les trois projets, il pourrait être possible d'enfouir plus d'un réseau dans une même tranchée. Pour la description technique de cet élément, on peut se référer au rapport principal.

3.2.3.9 Postes élévateurs

Tel que présenté dans le rapport complémentaire de juillet 2007, le projet modifié nécessitera la mise en place de 2 postes élévateurs pouvant augmenter la tension provenant des éoliennes de 34,5 kV à un voltage de 315 kV. La localisation de ces derniers est illustrée à la figure 3.2.

En tout, pour les trois projets, trois transformateurs de 100 MVA devront être utilisés. Deux de ces transformateurs pourront se retrouver dans le même poste élévateur.

Le poste élévateur avec un seul transformateur aura une superficie approximative de 30 m X 30 m (900 m²) tandis que celui avec deux transformateurs sera approximativement de 40 m X 80 m (3 200 m²). Chaque transformateur contiendra environ 80 000 litres d'huile. Il est important de noter que l'huile des transformateurs n'est jamais retirée ou remplacée; elle est plutôt traitée, dégazée ou reconditionnée sur place. Chaque transformateur sera aménagé dans un bassin de rétention en béton afin de retenir les fuites possibles d'huile lors de l'exploitation. De plus, un séparateur huile/eau sera installé afin de permettre d'évacuer les eaux et de conserver un espace suffisant pour la rétention des huiles en cas de fuite.

Rappelons par ailleurs que les modalités de raccordement au réseau électrique d'Hydro-Québec TransÉnergie seront éventuellement assujetties aux décisions des experts d'Hydro-Québec. Les travaux de raccordement entre les postes élévateurs et la ligne de transport sont sous la responsabilité d'Hydro-Québec.

3.2.3.10 Remise en état des sites utilisés à la suite des travaux d'aménagement

Pour les détails ayant trait à la remise en état des sites, on peut se référer aux rapports principal et complémentaire de juillet 2007. Rappelons que les espaces de travail qui ne seront pas requis suite aux travaux d'aménagement seront reboisés avec du Sapin baumier. Cette essence est favorable à la Grive de Bicknell. Pour chacune des surfaces de travail, on conservera 500 m²; il y a donc une superficie de 4 500 m² qui sera reboisée, et ce, pour chacune des 181 éoliennes.

3.2.3.11 Essais et mise en service

Tel que précisé au rapport principal, des essais seront réalisés préalablement à la phase d'exploitation, à la fois sur les éoliennes, le réseau électrique et les postes élévateurs, afin de s'assurer de leur fiabilité et de leur efficacité.

3.2.4 Phase d'exploitation

Les activités associées à l'exploitation et à l'entretien du parc éolien sont essentiellement les mêmes que celles décrites au rapport principal. Rappelons cependant, que les éoliennes Enercon ne possèdent pas de boîtier d'engrenage, l'utilisation d'huile minérale n'est donc pas requise.

La production annuelle projetée du projet modifié, en MWh, est précisée au tableau 3.7. Le facteur d'utilisation net variera de 30 % à 40 %. Les pertes estimées dues aux effets de sillage varieront entre 3 et 5 % et celles imputables à l'encrassement (insectes) et au givrage des pales entre 2 et 7 %.

Tableau 3.7 Production annuelle projetée du parc éolien

| Puissance du parc (MW) | Production annuelle (MWh) |
|-------------------------------|----------------------------------|
| Projet 1 (103,3) | 330 000 |
| Projet 2 (132,6) | 445 000 |
| Projet 3 (139,3) | 460 000 |
| Total (375,2) | 1 235 000 |

3.2.5 Phase de désaffectation

Aucune modification n'a été apportée à cet élément; ainsi, on peut se référer au rapport principal.

3.2.6 Échéancier prévu

Le premier projet sera complété et mis en service au plus tôt en décembre 2010, alors que les projets 2 et 3 le seront en décembre 2011 sans dépasser décembre 2015. Le tableau 3.8 présente l'échéancier du projet pour les étapes à venir. Celui-ci tiendra compte des mesures d'atténuation particulières proposées dans le rapport principal (ex. période de déboisement).

Rapport addenda

Tableau 3.8 Échéancier sommaire du projet éolien de la Seigneurie de Beauré

| Nom de la tâche | Début | Fin | Commentaires |
|---|---------------------|-----------------------|--|
| Réalisation de l'étude d'impact SNC-Lavalin | | | |
| Acceptabilité au programme ÉcoÉnergie | Dim 04/05/08 | Dim 04/05/2008 | |
| Recevabilité | Lun 13/08/07 | Ven 01/02/2008 | |
| Période de consultation publique | Lun 04/02/08 | Ven 04/04/2008 | |
| Mandat du Bape et audiences publiques | Lun 07/04/08 | Ven 05/09/2008 | |
| Dépôt du rapport du BAPE au MDDEP | Lun 08/09/08 | Ven 14/11/2008 | |
| Délivrance du CA du MDDEP | Ven 14/11/08 | Ven 14/11/2008 | |
| Émission du permis pour ÉcoÉnergie | Lun 20/10/08 | Ven 14/11/2008 | |
| Contractuel Hydro-Québec | Lun 07/07/08 | | |
| Révision des paramètres contrats Trans-Énergie | Lun 07/07/08 | Ven 15/07/2011 | |
| Rencontres de planification Trans-Énergie | Lun 03/11/08 | Ven 09/01/2009 | |
| Demande à Trans-Énergie | Lun 12/01/09 | Ven 20/03/2009 | |
| Étude d'intégration de Trans-Énergie | Lun 23/03/09 | Ven 19/06/2009 | |
| Entente sur l'intégration | Lun 22/06/09 | Ven 24/07/2009 | |
| Arrangement général | Lun 27/07/09 | Ven 14/08/2009 | |
| Construction et raccordement au réseau de transport | Lun 17/08/09 | Ven 15/07/2011 | |
| Financement | Lun 11/09/06 | Ven 09/05/2008 | |
| Financement | Lun 11/09/06 | Ven 21/03/2008 | |
| Entente de financement | Lun 05/05/08 | Ven 09/05/2008 | |
| Ingénierie détaillée et acquisition d'équipement | Lun 20/10/08 | Ven 06/02/2009 | |
| Ingénierie - Plan et devis | Lun 20/10/08 | Ven 06/02/2009 | |
| Parc de la Seigneurie de Beauré (Parc 1) | Lun 12/05/08 | Jeu 01/12/2010 | Date la plus hâtive de mise en service. Peut varier selon les scénarios d'Hydro-Québec jusqu'en 2015 |
| Préparation et travaux civils | Jeu 01/01/09 | Ven 03/09/2009 | |
| Mobilisation | Lun 02/03/09 | Ven 07/05/2009 | |
| Déboisement | Jeu 01/01/09 | Jeu 30/04/2009 | Hors de la période du 1 ^{er} mai au 15 août |
| Chemins d'accès | Jeu 02/07/09 | Ven 03/09/2009 | |
| Fourniture Équipements stratégiques | Lun 12/05/08 | Ven 08/07/2010 | |
| Période de livraison | Lun 12/05/08 | Ven 13/05/2010 | |
| Réception au site | Lun 17/05/10 | Ven 08/07/2010 | |
| Construction - Fondation et installation | Ven 14/08/09 | Ven 07/10/2010 | |
| Fondation | Ven 14/08/09 | Ven 29/07/2010 | |
| Installation | Ven 30/07/10 | Ven 07/10/2010 | |

Rapport addenda

Tableau 3.8 (suite)

| Nom de la tâche | Début | Fin | Commentaires |
|--|---------------------|-----------------------|--|
| Mise en service du Parc | Ven 30/07/10 | Jeu 01/12/2010 | |
| Mise sous tension | Ven 30/07/10 | Ven 04/11/2010 | |
| Mise en service | Ven 05/11/10 | Jeu 01/12/2010 | |
| Date garantie de mise en service | Mer 01/12/10 | Jeu 01/12/2010 | |
| Parc de la Seigneurie de Beaupré (Parc 2) | Lun 12/05/08 | Jeu 01/12/2011 | Date la plus hâtive de mise en service. Peut varier selon les scénarios d'Hydro-Québec jusqu'en 2015 |
| Préparation et travaux civils | Lun 04/01/10 | Ven 03/09/2010 | |
| Mobilisation | Mar 02/03/10 | Ven 07/05/2010 | |
| Déboisement | Lun 04/01/10 | Ven 30/04/2010 | Hors de la période du 1 ^{er} mai au 15 août |
| Chemins d'accès | Lun 05/07/10 | Ven 03/09/2010 | |
| Fourniture Équipements stratégiques | Lun 12/05/08 | Ven 08/07/2011 | |
| Période de livraison | Lun 12/05/08 | Ven 13/05/2011 | |
| Réception au site | Lun 23/05/11 | Ven 08/07/2011 | |
| Construction - Fondation et installation | Lun 16/08/10 | Ven 07/10/2011 | |
| Fondation | Lun 16/08/10 | Ven 29/07/2011 | |
| Installation | Lun 01/08/11 | Ven 07/10/2011 | |
| Mise en service du Parc | Lun 01/08/11 | Jeu 01/12/2011 | |
| Mise sous tension | Lun 01/08/11 | Ven 04/11/2011 | |
| Mise en service | Lun 07/11/11 | Jeu 01/12/2011 | |
| Date garantie de mise en service | Jeu 01/12/11 | Jeu 01/12/2011 | |
| Parc de la Seigneurie de Beaupré (Parc 3) | Lun 12/05/08 | Jeu 01/12/2011 | Date la plus hâtive de mise en service. Peut varier selon les scénarios d'Hydro-Québec jusqu'en 2015 |
| Préparation et travaux civils | Lun 03/01/10 | Ven 03/09/2010 | |
| Mobilisation | Mer 02/03/10 | Ven 07/05/2010 | |
| Déboisement | Lun 03/01/10 | Ven 14/05/2010 | Hors de la période du 1 ^{er} mai au 15 août |
| Chemins d'accès | Lun 04/07/10 | Ven 03/09/2010 | |
| Fourniture Équipements stratégiques | Lun 12/05/08 | Ven 08/07/2011 | |
| Période de livraison | Lun 12/05/08 | Ven 13/05/2011 | |
| Réception au site | Lun 21/05/11 | Ven 08/07/2011 | |
| Construction - Fondation et installation | Lun 15/08/11 | Ven 07/10/2011 | |
| Fondation | Lun 15/08/11 | Ven 29/07/2011 | |
| Installation | Lun 30/07/11 | Ven 07/10/2011 | |
| Mise en service du Parc | Lun 30/07/11 | Jeu 01/12/2011 | |
| Mise sous tension | Lun 30/07/11 | Ven 04/11/2011 | |
| Mise en service | Lun 05/11/11 | Jeu 01/12/2011 | |
| Date garantie de mise en service | Jeu 29/11/11 | Jeu 01/12/2011 | |

3.2.7 Coûts

Le coût global du projet modifié, incluant les éoliennes, les équipements, l'aménagement et le financement, a été revu pour s'établir à environ 900 millions de dollars. Globalement, chacun des trois projets représente environ le tiers du budget.

La répartition des coûts au niveau local, régional et provincial peut s'estimer comme suit : 30 % du coût des éoliennes doit être investi dans la région de la Gaspésie ou de la MRC de Matane (environ 200 M\$) et 60 % de l'ensemble des coûts du projet doit être investi au Québec (environ 540 M\$). Dans la mesure du possible, les investissements au niveau local et régional (Communauté métropolitaine de Québec et municipalités avoisinantes) seront maximisés, tel que précisé au rapport complémentaire de juillet 2007. Ainsi, environ 20 % à 25 % des coûts du projet (environ 70 à 85 M\$) seront investis dans la région immédiate de Québec et de la MRC de La Côte-de-Beaupré.

Finalement, précisons que, dans la mesure du possible, le Consortium s'engage à maximiser les retombées globales du projet à l'échelle de la province de Québec.

4.0 MESURES D'ATTÉNUATION COURANTES

Les mesures d'atténuation courantes décrites dans le rapport principal demeurent les mêmes et seront appliquées dans le cadre du projet modifié. Elles aident à atténuer ou corriger les impacts environnementaux du projet afin de permettre une meilleure intégration dans le milieu. Les mesures d'atténuation courantes seront intégrées directement au projet et l'évaluation des impacts tient compte de l'application de ces mesures dès la conception du projet.

5.0 CONSULTATIONS ET PRÉOCCUPATIONS DU PUBLIC

Suite au dépôt de l'étude d'impact en septembre 2006, aucune nouvelle consultation publique n'a eu lieu. Le Consortium a cependant tenu plusieurs rencontres avec le propriétaire du terrain et les industriels présents sur le site tel qu'Abitibi-Bowater.

Ainsi, les préoccupations exprimées par les utilisateurs du milieu demeurent les mêmes que celles soulevées dans le rapport principal, à savoir :

- La sécurité sur les chemins d'accès;
- L'accessibilité au territoire en période de chasse;
- Les craintes liées au vol dans les chalets;
- La présence des différentes lignes électriques;
- Les impacts environnementaux;
- L'aspect visuel.

6.0 MÉTHODOLOGIE D'ÉVALUATION DES IMPACTS

La méthodologie pour l'évaluation des impacts portant sur le projet modifié de développement éolien des terres de la Seigneurie de Beaupré est exactement la même que celle utilisée pour le rapport principal.

7.0 ENJEUX ENVIRONNEMENTAUX, SOURCES D'IMPACTS ET VALORISATION DES ÉLÉMENTS

7.1 ENJEUX ENVIRONNEMENTAUX

Les différents enjeux environnementaux identifiés dans le cadre de l'étude d'impact (rapport principal) du projet du parc éolien de la Seigneurie de Beaupré demeurent exactement les mêmes, à savoir :

- La production d'énergie renouvelable;
- Les paysages;
- L'ambiance sonore;
- L'avifaune et les chauves-souris;
- La harde de Caribous forestiers de Charlevoix;
- L'Orignal;
- Les activités de chasse;
- L'économie locale et régionale.

7.2 SOURCES D'IMPACTS

Pour le projet modifié, les sources d'impact demeurent les mêmes que celles préalablement identifiées dans le rapport principal de l'étude d'impact, à savoir :

- **En phase d'aménagement** : le déboisement et l'essouchement, l'aménagement de chemins d'accès et de lignes électriques, l'excavation, le montage des éoliennes, la construction des postes électriques, le transport et la circulation ainsi que l'achat de biens et de services.
- **En phase d'exploitation** : l'exploitation des éoliennes sur le niveau de bruit ambiant, la présence et le fonctionnement des éoliennes sur les oiseaux et les chauves-souris, la présence des éoliennes sur le paysage, les travaux d'entretien du parc d'éoliennes et la présence des postes élévateurs.
- **En phase de désaffectation** : le démantèlement des équipements, le transport et la circulation et la réhabilitation des sols.

7.3 IDENTIFICATION ET VALORISATION DES ÉLÉMENTS ENVIRONNEMENTAUX

L'identification et la valorisation des composantes des milieux physique, biologique et humain demeurent identiques à ce qui a été décrit dans le rapport principal de l'étude d'impact.

8.0 DESCRIPTION DES COMPOSANTES DE L'ENVIRONNEMENT ET ANALYSE DES IMPACTS

La mise à jour de l'analyse des impacts du projet modifié de parc éolien de la Seigneurie de Beaupré repose sur la description du projet, la connaissance du milieu, le contexte écologique et les enjeux environnementaux. Cette analyse est segmentée en fonction des répercussions appréhendées sur le milieu naturel (physique et biologique) et le milieu humain des phases d'aménagement, d'exploitation et de désaffectation du parc éolien. La présente évaluation environnementale vise principalement à déterminer si les modifications apportées au projet sont susceptibles d'entraîner des impacts supplémentaires autres que ceux décrits initialement. À priori, le retrait de 69 éoliennes peut être considéré comme une bonification du projet envers le milieu récepteur.

Rappelons que les impacts ont été déterminés en considérant que toutes les mesures d'atténuation courantes (décrites à la section 4.0 du rapport principal) font partie intégrante du projet. Cette démarche mène à une diminution du nombre d'impacts et, par le fait même, de l'importance de ceux-ci. Le plan d'implantation modifié a été optimisé en tenant compte de toutes les interdictions légales et techniques en vigueur des zones de restrictions environnementales, tout en choisissant les meilleurs emplacements relativement au vent en fonction des contraintes du milieu naturel.

Le projet modifié regroupe trois projets distincts comprenant au total 181 éoliennes d'une puissance unitaire de 2,0 MW et 2,3 MW, à savoir une puissance totale installée de 375,2 MW.

8.1 MILIEU PHYSIQUE

Les composantes du milieu physique susceptibles d'être touchées par le projet durant les phases d'aménagement, d'exploitation et de désaffectation sont les suivantes :

- la stabilité des substrats;
- la qualité des sols;
- le drainage des eaux de surface;
- la qualité des eaux de surface.

La figure 8.1 présente les principaux éléments caractérisant le milieu physique dans les secteurs touchés.

DÉVELOPPEMENT ÉOLIEN DES TERRES DE LA SEIGNEURIE DE BEAUPRÉ

Figure 8.1
Description du milieu physique

PROJET

- Zone d'étude
- Limite de projet
- Site d'implantation d'éolienne
- Chemin d'accès à construire
- Chemin d'accès à améliorer
- Chemin d'accès ne nécessitant pas de travaux
- Poste éleveur et numéro du parc

MILIEU PHYSIQUE

DÉPÔTS DE SURFACE

- Till indifférencié
- Till indifférencié mince
- Moraine frontale
- Dépôt fluvioglaciaire juxtaglaciaire
- Dépôt fluvioglaciaire d'épandage
- Dépôt organique épais
- Dépôt organique mince
- Matériaux d'altération (éboulis rocheux, talus)
- Roc

- Escarpement rocheux

INFRASTRUCTURES ET LIMITES

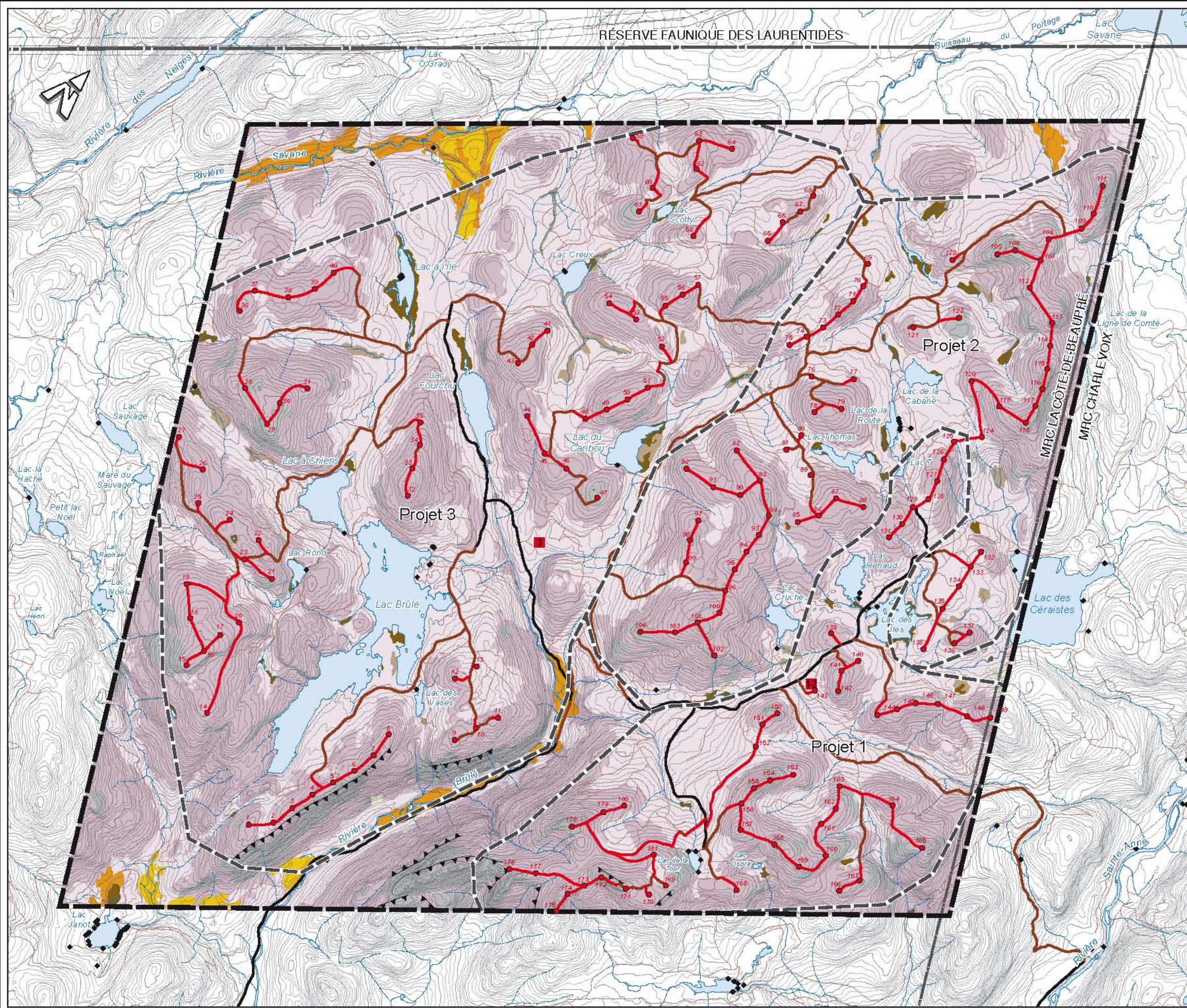
- Ligne de transport d'énergie
- Chemin forestier
- Chalet
- Municipalité régionale de comté (MRC)
- Réserve faunique



Date : Novembre 2007

Projet : 502017

Sources : Ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec, 2006
Borealex, SNC Lavalin



8.1.1 Stabilité des substrats

8.1.1.1 Conditions actuelles

Les conditions actuelles demeurent les mêmes que celles décrites préalablement dans l'étude d'impact, à l'intérieur du rapport principal et/ou complémentaire.

8.1.1.2 Impacts prévus en phase d'aménagement

Sur l'ensemble des sites où seront installées les éoliennes du projet modifié, il n'y a pas de problèmes particuliers autres que ceux définis dans le rapport principal. Les modifications apportées au projet n'entraîneront donc aucun impact supplémentaire sur la stabilité des substrats lors de la phase d'aménagement.

Les nouveaux sites d'implantation, situés au nord-ouest de la zone d'étude, ne risquent pas de subir de perturbations particulières. À l'échelle de la zone d'étude, le retrait de 69 éoliennes au projet entraîne une diminution de l'intensité de la perturbation. Ainsi, considérant l'application des mesures d'atténuation courantes, une diminution de l'impact résiduel est à prévoir.

8.1.1.3 Impacts prévus en phase d'exploitation

Lors de la phase d'exploitation, les modifications apportées au projet n'entraîneront aucun impact supplémentaire sur la stabilité des substrats.

8.1.1.4 Impacts prévus en phase de désaffectation

Lors de la phase de désaffectation du parc éolien, les modifications apportées au projet n'entraîneront aucun impact additionnel sur la stabilité des substrats. Seuls les substrats déjà aménagés (chemins d'accès, surfaces aménagées pour les éoliennes, etc.) seront soumis aux effets de la machinerie et aucun autre substrat ne sera touché par les travaux de désaffectation.

8.1.2 Qualité des sols

8.1.2.1 Conditions actuelles

Les conditions actuelles demeurent les mêmes que celles décrites préalablement dans l'étude d'impact, à l'intérieur du rapport principal et/ou complémentaire.

En date du 4 novembre 2007, le répertoire des dépôts de sols et de résidus industriels¹ ne mentionne aucun site avec des sols contaminés situé à l'intérieur de la zone d'étude. Selon le répertoire des terrains contaminés², en date du 5 novembre 2007, aucun terrain contaminé n'est présent à l'intérieur de la zone d'étude.

8.1.2.2 Impacts prévus en phase d'aménagement

Lors des travaux d'aménagement, le projet modifié n'entraînera aucun impact supplémentaire sur la qualité des sols, comparativement au projet initial. Il est même logique de prévoir une diminution de l'importance de l'impact résiduel étant donné le retrait de 69 éoliennes du projet. Les mesures d'atténuation courantes décrites dans le rapport principal permettront de confiner rapidement tout déversement accidentel d'hydrocarbures et ce, à l'échelle de la zone d'étude.

8.1.2.3 Impacts prévus en phase d'exploitation

Durant la phase d'exploitation, les risques possibles d'atteinte à la qualité des sols sont essentiellement associés à la présence de la machinerie et des véhicules qui pourraient être utilisés pour l'entretien des chemins d'accès et à l'entretien des éoliennes. Pour cet aspect, le Consortium s'engage à utiliser uniquement de la machinerie et des véhicules en bon état de fonctionnement, diminuant ainsi les risques d'atteinte à la qualité des sols.

En ce qui a trait aux éoliennes, rappelons que la technologie développée par Enercon n'utilise aucune huile à l'intérieur de la nacelle ou du transformateur. Ainsi, le choix de la technologie constitue un avantage sur le plan environnemental. Aucun impact supplémentaire n'est donc appréhendé sur la qualité des sols. On peut même appréhender une diminution des risques et de l'importance de l'impact résiduel. L'absence d'huile dans les composantes de l'éolienne représente une bonification du projet, diminuant ainsi les risques de contamination des sols.

¹ Site Internet : http://www.menv.gouv.qc.ca/sol/residus_ind/recherche.asp

² Site Internet : <http://www.menv.gouv.qc.ca/sol/terrains/terrains-contamines/recherche.asp>

8.1.2.4 Impacts prévus en phase de désaffectation

Lors des activités de désaffectation, les modifications apportées au projet n'entraîneront aucun impact additionnel sur la qualité des sols.

8.1.3 Drainage des eaux de surface

8.1.3.1 Conditions actuelles

Les conditions actuelles demeurent les mêmes que celles décrites préalablement dans l'étude d'impact, à l'intérieur du rapport principal et/ou complémentaire.

8.1.3.2 Impacts prévus en phase d'aménagement

Les modifications apportées au projet ne devraient entraîner aucun impact supplémentaire, sur le drainage des eaux de surface, outre ceux définis au rapport principal. Une attention particulière sera portée au captage des eaux de surface aux emplacements présentant des pentes importantes. Il importe également de rappeler, que les travaux liés aux chemins d'accès et traversées de cours d'eau appliqueront les mesures d'atténuation courantes, définies au rapport principal et seront conformes au RNI ainsi qu'aux recommandations de Pêches et Océans Canada.

8.1.3.3 Impacts prévus en phase d'exploitation

Durant la phase d'exploitation, les surfaces aménagées (chemins d'accès, base des éoliennes, etc.) et les surfaces déboisées ne seront pas susceptibles d'affecter le comportement des eaux de ruissellement. Ainsi, les modifications apportées au projet n'entraîneront aucun impact supplémentaire.

8.1.3.4 Impacts prévus en phase de désaffectation

Lors de la phase de désaffectation, les modifications apportées au projet ne donneront lieu à aucun impact supplémentaire sur le drainage des eaux de surface. Les chemins d'accès seront vraisemblablement tous conservés, avec tous les aménagements appropriés pour bien contrôler les eaux de surface.

8.1.4 Qualité des eaux de surface

8.1.4.1 Conditions actuelles

Les conditions actuelles demeurent les mêmes que celles décrites préalablement dans l'étude d'impact, à l'intérieur du rapport principal et/ou complémentaire. En effet le nombre de traversées de cours d'eau demeure sensiblement le même, passant de 53 au projet initial à 49 au projet modifié.

8.1.4.2 Impacts prévus en phase d'aménagement

Les activités pouvant altérer la qualité des eaux durant la phase d'aménagement sont celles liées aux travaux d'excavation et de nivellement, à la mise en place des ouvrages de traversées de cours d'eau, ainsi que les risques liés à un déversement d'hydrocarbure provenant de la machinerie utilisée et des véhicules présents sur le site. Une distance minimale de 60 m sera respectée autour des lacs et des cours d'eau permanents, alors qu'une distance de 30 m sera également respectée de part et d'autre des cours d'eau intermittents.

En ce qui concerne les chemins d'accès, il y aura 49 traversées de cours d'eau, comparativement à 53 au projet initial. De celles-ci 17 (comparativement à 26 au projet initial) sont situées sur des chemins existants qui ne seront pas modifiés, 27 (comparativement à 18 au projet initial) sur des chemins existants qui devront être modifiés et 5 (comparativement à 9 au projet initial) sur des chemins à construire. De plus, la majorité des cours d'eau à traverser (33) sont de nature intermittente. Bien que de nouveaux cours d'eau doivent être traversés dans la portion nord-ouest de la zone d'étude, aucun impact supplémentaire, autre que ceux présentés au rapport principal ne sont anticipés.

Considérant la diminution du nombre de traversées de cours d'eau et leur emplacement sur des cours d'eau principalement intermittents, on peut considérer qu'il s'agit d'une bonification du projet envers les risques d'atteinte à la qualité des eaux de surface.

8.1.4.3 Impacts prévus en phase d'exploitation

En phase d'exploitation du projet, aucune activité particulière ne pourra altérer la qualité de l'eau.

8.1.4.4 Impacts prévus en phase de désaffectation

Durant la phase de désaffectation, les eaux de surface continueront d'être captées par les fossés de drainage et les autres ouvrages aménagés pour les chemins d'accès. À l'exception d'un déversement accidentel d'hydrocarbure provenant de la machinerie et des véhicules, aucun impact supplémentaire n'est envisagé comparativement au projet initial.

8.2 MILIEU BIOLOGIQUE

Les composantes du milieu biologique susceptibles d'être touchées par le projet du parc éolien de la Seigneurie de Beauré durant les phases d'aménagement, d'exploitation et de désaffectation sont les suivantes :

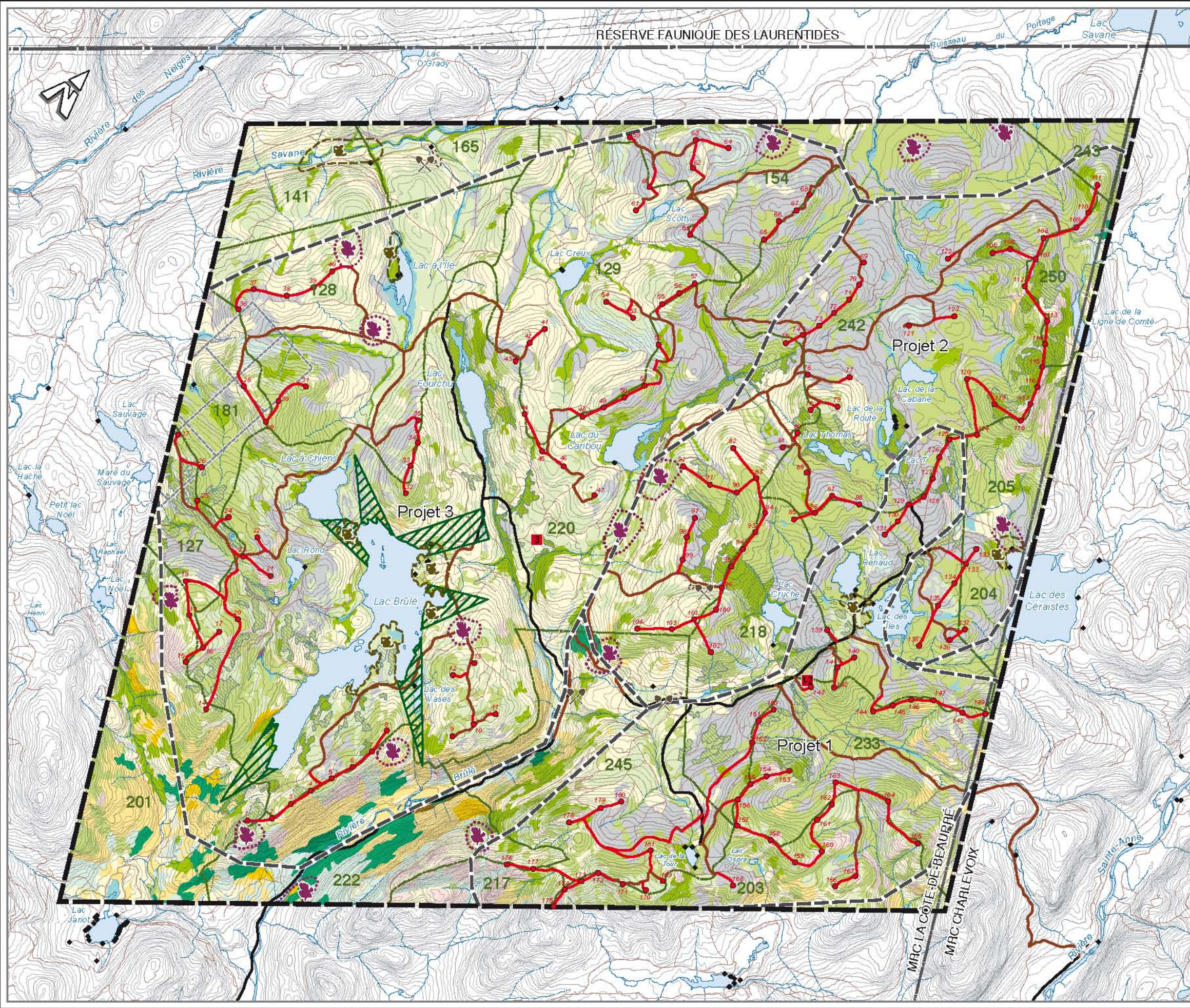
- la végétation;
- la faune ichthyenne;
- la faune terrestre;
- l'herpétofaune;
- la faune avienne;
- les chauves-souris.

La figure 8.2 présente les principaux éléments caractérisant le milieu biologique de la zone d'étude.

ÉTUDE D'IMPACT SUR L'ENVIRONNEMENT

DÉVELOPPEMENT ÉOLIEN DES TERRES DE LA SEIGNEURIE DE BEAUPRÉ

Figure 8.2 Description des milieux biologique et humain



PROJET

- Zone d'étude
- Limite de projet
- Site d'implantation d'éolienne
- Chemin d'accès à construire
- Chemin d'accès à améliorer
- Chemin d'accès ne nécessitant pas de travaux
- Poste élévateur et numéro du parc

MILIEU HUMAIN

- UTILISATION DU SOL
- Zone de potentiel archéologique
 - Banc d'emprunt
 - Club privé
 - Aire de protection (écopage)
 - Claim minier

- INFRASTRUCTURES
- Ligne de transport d'énergie
 - Chemin forestier
 - Chalet

MILIEU BIOLOGIQUE

- VÉGÉTATION
- Résineux jeune (< 30 ans)
 - Résineux d'âge moyen (30 à 70 ans)
 - Résineux mature (> 70 ans)
 - Mélangé jeune (< 30 ans)
 - Mélangé d'âge moyen (30 à 70 ans)
 - Mélangé mature (> 70 ans)
 - Feuillu jeune (< 30 ans)
 - Feuillu d'âge moyen (30 à 70 ans)
 - Feuillu mature (> 70 ans)
 - Milieu humide
 - Plantation
 - Dénué sec
 - Perturbation (coupe avec protection de la régénération, coupe totale, épidémie sévère, régénération)
 - Plan quinquennal d'aménagement forestier (PQAF)

- HABITAT DE LA GRANDE FAUNE
- Ravage d'original

- LIMITES
- Municipalité régionale de comté (MRC)
 - Réserve faunique



8.2.1 Végétation

8.2.1.1 Conditions actuelles

Les conditions actuelles demeurent les mêmes que celles décrites préalablement dans l'étude d'impact, à l'intérieur du rapport principal et/ou complémentaire.

8.2.1.2 Impacts prévus en phase d'aménagement

Milieu forestier

Le projet modifié vise l'implantation de 181 éoliennes réparties sur l'ensemble de la zone d'étude. Le montage de chaque éolienne nécessitera une surface de travail de 5 000 m² ou 0,5 hectare, tel que présenté au rapport principal. La superficie à déboiser pour les sites d'implantation des éoliennes, où il n'y a pas eu de coupe depuis 15 ans, est de 64 hectares. Les modifications apportées au projet entraîneront une diminution de la superficie à déboiser de l'ordre de 15,5 ha à l'intérieur de ces forêts (voir tableau 8.1).

De plus, on prévoit installer 44 éoliennes dans des secteurs où des coupes forestières ont été effectuées depuis 15 ans, soit jusqu'en 1992. Ces secteurs étant actuellement constitués de forêts en régénération, l'impact de nouvelles coupes forestières est donc de moindre importance. Comparativement au projet initial, le déboisement nécessaire pour le projet modifié sera réduit de 19 ha.

En dernier lieu, 9 éoliennes seront situées dans un milieu dénudé sec ou un milieu ayant subi une épidémie sévère. Ces données sont les mêmes que celles ayant été présentées au rapport principal. Globalement, considérant le retrait de 69 éoliennes, cette modification permet la conservation de 34,5 ha de superficie forestière.

Rappelons que seule la superficie nécessaire à l'entretien des éoliennes demeurera sans couvert végétal une fois les travaux de montage des éoliennes terminés. Cette superficie sera de 500 m², soit le minimum nécessaire au déplacement de la machinerie et à la mise en place de l'équipement si des modifications ou réparations s'imposaient durant la phase d'exploitation.

Le détail des zones déboisées par type de peuplement est présenté au tableau suivant.

Tableau 8.1 Nombre de sites à déboiser par type de peuplement forestier

| Type de peuplement | Nombre d'éoliennes | Superficie en hectares |
|---------------------------------------|--------------------|------------------------|
| Milieu forestier | | |
| Feuillus (< 30 ans) | 1 | 0,5 |
| Feuillus (30-70 ans) | 0 | 0 |
| Feuillus (> 70 ans) | 0 | 0 |
| Mélangés (< 30 ans) | 20 | 10 |
| Mélangés (30-70 ans) | 2 | 1 |
| Mélangés (> 70 ans) | 0 | 0 |
| Résineux (< 30 ans) | 9 | 4,5 |
| Résineux (30-70 ans) | 93 | 46,5 |
| Résineux (> 70 ans) | 3 | 1,5 |
| Sous-total | 128 | 64 |
| Secteurs de coupes antérieures | | |
| Coupe totale en 1992 | 1 | 0,5 |
| Coupe totale en 1993 | 2 | 1 |
| Coupe totale en 1994 | 4 | 2 |
| Coupe totale en 1995 | 1 | 0,5 |
| Coupe totale en 1997 | 1 | 0,5 |
| Coupe avec protection en 1994 | 2 | 1 |
| Coupe avec protection en 1995 | 6 | 3 |
| Coupe avec protection en 1996 | 1 | 0,5 |
| Coupe avec protection en 1997 | 3 | 1,5 |
| Coupe avec protection en 1998 | 2 | 1 |
| Coupe avec protection en 1999 | 17 | 8,5 |
| Coupe avec protection en 2000 | 1 | 0,5 |
| Coupe avec protection en 2003 | 2 | 1 |
| Coupe avec protection en 2004 | 1 | 0,5 |
| Sous-total | 44 | 22 |
| Autres | | |
| Dénudés secs | 8 | 4 |
| Épidémie sévère | 1 | 0,5 |
| Sous-total | 9 | 4,5 |
| Total | 181 | 90,5 |

Pour avoir accès à chaque éolienne, des chemins d'accès devront être construits. Le détail technique de ces différents types de chemin est présenté au rapport principal. Ainsi, le projet modifié nécessitera l'utilisation de 50 km de chemins existants, 70 km de chemins existants à améliorer et 60 km de nouveaux chemins devant être construits.

Chemins existants

Ne nécessitant aucun travail de réfection, les chemins existants (classes 1 et 2 selon la charte du Séminaire de Québec) s'étendent sur une longueur totale de 50 kilomètres. Offrant une largeur d'emprise supérieure à ce qu'exige le transport habituel de marchandises, ils ne nécessiteront pas ou peu de déboisement.

Chemins existants à améliorer

Les chemins existants qui nécessitent d'être améliorés (classes 3 et 4 selon la charte du Séminaire de Québec), s'étendent sur une longueur totale de 70 kilomètres. Ces chemins devront atteindre une largeur d'emprise de 10 mètres. Pour l'ensemble du projet, 33,4 ha devront être déboisés pour obtenir la largeur requise. Précisons cependant, que 12,2 ha sont compris dans des secteurs ayant fait l'objet de coupes forestières entre 1996 et 2007, alors que 12,5 ha ont été déboisés entre 1986 et 1995. Les coupes forestières seront donc effectuées en bordure de chemin, dans des secteurs ayant déjà été affectés par l'exploitation forestière.

Chemins à construire

Les nouveaux chemins qui devront être construits s'étendront sur 60 kilomètres. Ces chemins seront également construits avec une largeur d'emprise de 10 m. Pour l'ensemble du parc, les nouveaux chemins nécessiteront du déboisement sur 60,7 ha, dont 11,8 ha ont déjà été déboisés entre 1996 et 2007 et 10,2 ha entre 1986 et 1995.

Le tableau suivant indique les caractéristiques des peuplements forestiers selon les trois différents types de chemins décrits précédemment.

Tableau 8.2 Caractéristiques des peuplements forestiers traversés par les chemins d'accès

| Peuplement | Chemins existants utilisés (%) | Chemins existants à améliorer (%) | Chemins à construire (%) |
|---|--------------------------------|-----------------------------------|----------------------------|
| Feuillus (< 30 ans) | 6 | 1 | - |
| Feuillus (30-70 ans) | 16 | 1 | - |
| Feuillus (> 70 ans) | - | - | - |
| Mélangés (< 30 ans) | 19 | 28 | 11 |
| Mélangés (30-70 ans) | 33 | 5 | 1 |
| Mélangés (> 70 ans) | - | - | - |
| Résineux (< 30 ans) | 9 | 4 | 5 |
| Résineux (30-70 ans) | 9 | 10 | 51 |
| Résineux (> 70 ans) | - | - | 2 |
| Autre (perturbation, dénudé, non-forestier) | 8 | 51 | 30 |
| Total | 100 % sur 50 km | 100 % sur 70 km | 100 % sur 60 km |

La superficie à déboiser pour l'ensemble des chemins d'accès est estimée à 94,1 hectares. En ce qui concerne l'aménagement des postes élévateurs, on estime que la superficie totale à déboiser est d'environ 0,4 hectare. Au total, pour les aires d'implantation des éoliennes, les chemins d'accès et les postes élévateurs, le déboisement est estimé à 185 ha, soit une augmentation de 33,2 ha comparativement au projet initial. Celle-ci est essentiellement attribuable au déboisement supplémentaire nécessaire pour la construction et la réfection des chemins d'accès de façon à atteindre une largeur d'emprise de 10 m. L'ensemble de la superficie devant être déboisée correspond donc à 1,4 % de la superficie du territoire forestier de la zone d'étude, soit une augmentation de 0,3 % comparativement au projet initial.

Rappelons également, que les surfaces de travail, n'étant pas nécessaires en phase d'exploitation, seront reboisées avec du Sapin baumier. Ainsi, pour l'ensemble des 181 surfaces de travail, la superficie végétalisée correspondra à 81,5 ha (0,45 ha par éolienne); cette superficie revégétalisée représente 90 % de la superficie déboisée pour l'aménagement des éoliennes.

De façon générale et considérant l'exploitation forestière pratiquée à l'intérieur du secteur d'étude ainsi que les travaux de reboisement qui seront effectués suite à la phase d'aménagement, on peut conclure que malgré une augmentation de 33,2 ha de la superficie devant être déboisée, le projet modifié n'entraîne aucun impact supplémentaire sur la végétation de la zone d'étude.

Vieux peuplements forestiers

Le projet modifié vise l'implantation de trois éoliennes dans des peuplements matures de 70 ans et plus. Comparativement au projet initial, il s'agit d'une diminution de 17 éoliennes dans ce type de peuplement³, ce qui représente une bonification du projet. De plus, seulement 2 % des nouveaux chemins traverseront cette classe de peuplement, comparativement à 35 % pour le projet initial. Cette diminution permet de qualifier l'intensité de la perturbation de faible; cependant, considérant la grande valeur environnementale ainsi que la durée qualifiée de longue, l'importance de l'impact demeure moyenne. On peut toutefois affirmer que cette modification représente un élément positif envers la conservation des peuplements matures.

8.2.1.3 Impacts prévus en phase d'exploitation

Les modifications apportées au projet n'entraîneront aucun d'impact supplémentaire sur le milieu forestier au cours de la phase d'exploitation. Rappelons que l'on utilisera essentiellement des moyens mécaniques pour éliminer la végétation dans les aires déboisées nécessaires à l'entretien des éoliennes. Aucun phytocide ne sera utilisé.

8.2.1.4 Impacts prévus en phase de désaffectation

On ne prévoit aucun impact sur le milieu forestier durant la phase désaffectation.

8.2.2 Faune ichthyenne

8.2.2.1 Conditions actuelles

Les conditions actuelles demeurent les mêmes que celles décrites préalablement dans l'étude d'impact, à l'intérieur du rapport principal et/ou complémentaire.

³ Voir tableau 10 (version corrigée), au rapport complémentaire de juillet 2007

8.2.2.2 Impacts prévus en phase d'aménagement

Habitat du poisson

L'aménagement des 181 éoliennes, toutes situées en milieu forestier, se traduit par l'utilisation de 49 ponceaux nécessaires à la traversée des différents cours d'eau :

- 17 cours d'eau seront traversés par des chemins existants ne nécessitant pas d'élargissement, soit 7 cours d'eau permanents (comparativement à 10 au projet initial) et 10 cours d'eau intermittents (comparativement à 16 au projet initial). Les principaux cours d'eau permanents qui sont traversés par ce type de chemin sont la décharge du lac Fourchu, la décharge du lac Renaud et la rivière Brûlé.
- 27 cours d'eau seront traversés par des chemins existants qui nécessiteront des travaux d'élargissement, soit 8 cours d'eau permanents (comparativement à 6 au projet initial) et 19 cours d'eau intermittents (comparativement à 12 au projet initial). Les principaux ruisseaux traversés sont la décharge du lac des Vases et la décharge du lac Brûlé.
- 5 cours d'eau, dont 1 est permanent (comparativement à 2 au projet initial) et 4 intermittents (comparativement à 7 au projet initial), seront traversés par des chemins qui devront être construits.

Lors des travaux d'aménagement afférents à la réalisation des chemins d'accès et aux traversées de cours d'eau, les principales sources d'impacts pouvant toucher l'habitat du poisson sont les processus d'érosion et de sédimentation. Le processus le plus néfaste est celui de la sédimentation qui pourrait survenir dans les frayères d'Omble de fontaine. Advenant la présence de sites de fraie ou d'alevinage, le respect du RNI, des guides produits par le MRNF «Saines pratiques – voirie forestière et installation de ponceaux» (MRN, 2001) et «L'aménagement des ponts et ponceaux dans le milieu forestier» (MRN, 1997), ainsi que des directives de Pêches et Océans Canada (voir la section 4.0) permettront d'éviter d'éventuels impacts.

De plus, la majorité des traversées à construire enjambant des cours d'eau intermittents, il est fort possible que ceux-ci soient à sec pendant la période des travaux, ce qui aurait pour résultat d'éliminer pratiquement tout impact.

Préalablement à la réalisation de ces travaux, l'ensemble des emplacements de traversée de cours d'eau sera caractérisé afin d'évaluer le potentiel de fraie. Ainsi, considérant les mesures d'atténuation courantes, le respect du RNI et la période de restriction pour les travaux dans une frayère, soit du 15 septembre au 15 juin, on peut considérer que les modifications apportées au projet n'entraîneront aucun impact supplémentaire. Bien que de nouvelles traversées de cours d'eau devront être aménagées dans la portion nord-ouest de la zone d'étude, les méthodes de travail permettront de limiter les éventuels impacts dans ce secteur. En général, considérant la diminution du nombre de traversées de cours d'eau nécessaire, soit 11 en moins, on peut affirmer qu'il s'agit d'un élément positif pour l'habitat du poisson.

8.2.2.3 Impacts prévus en phase d'exploitation

On ne prévoit aucun impact sur l'habitat du poisson ou sur la faune ichthyenne en général durant la phase d'exploitation du parc éolien. Après avoir réalisé les travaux d'aménagement, on prendra soin d'aménager et de stabiliser adéquatement les bordures de chemins et les traversées de cours d'eau afin d'éliminer tout risque d'érosion ou d'obstacle à la libre circulation des poissons.

8.2.2.4 Impacts prévus en phase de désaffectation

Durant la phase de désaffectation, il n'y a aucun impact susceptible d'affecter la faune ichthyenne ou son habitat.

8.2.3 Faune terrestre

8.2.3.1 Conditions actuelles

Les conditions actuelles demeurent les mêmes que celles décrites préalablement dans l'étude d'impact, à l'intérieur du rapport principal et/ou complémentaire.

8.2.3.2 Impacts prévus en phase d'aménagement

Aucun impact supplémentaire autres que ceux décrits dans le rapport principal n'est appréhendé sur la grande faune présente dans la zone d'étude. Le retrait de 69 éoliennes et la diminution de leur densité limiteront les perturbations de l'habitat.

Rappelons que les ravages d'originaux sont considérés comme des zones d'exclusion à la mise en place d'éoliennes.

Le Caribou forestier

Suite à l'Analyse de la situation du Caribou forestier de Charlevoix (SNC-Lavalin, 2007), il appert que les modifications apportées au projet n'entraîneront aucun impact supplémentaire sur le Caribou forestier et son habitat. Les résultats de cette étude ont démontré que le Caribou est pratiquement absent sur les terres du Séminaire et ce depuis 1995 (SNC-Lavalin, 2007b). Le nombre d'éoliennes situées dans l'aire de fréquentation du caribou (Lafleur et al., 2006) est passé de 181 tel que présenté au rapport principal à 118 éoliennes au projet modifié. En ce qui a trait à l'aire de préoccupation, le nombre d'éoliennes situées dans celle-ci a également fortement diminué, passant de 84 pour le projet initial à 48 pour le projet modifié. Ainsi, la diminution du nombre d'éoliennes se traduit par une diminution des surfaces à déboiser, respectivement 31,5 ha et 18 ha pour chacune de ces deux zones.

On peut donc affirmer que les modifications apportées au projet, particulièrement dans l'habitat du Caribou, représentent une diminution significative de l'importance de l'impact résiduel sur cette espèce.

8.2.3.3 Impacts prévus en phase d'exploitation

Au cours de la phase d'exploitation, le projet modifié n'entraînera aucun impact supplémentaire sur la faune terrestre. En ce qui a trait au Caribou forestier, aucun impact supplémentaire n'est envisagé outre ceux discutés dans l'Analyse de la situation du Caribou forestier de Charlevoix (SNC-Lavalin, 2007).

8.2.3.4 Impacts prévus en phase de désaffectation

Durant la phase de désaffectation, aucun impact supplémentaire n'est appréhendé sur la faune terrestre.

Le Caribou

Tout comme dans le cas de la grande faune, aucun impact supplémentaire n'est appréhendé sur le Caribou forestier dans le cadre des travaux de désaffectation du parc éolien.

8.2.4 Herpétofaune

8.2.4.1 Conditions actuelles

Les conditions actuelles demeurent les mêmes que celles décrites préalablement dans l'étude d'impact, à l'intérieur du rapport principal et/ou complémentaire.

8.2.4.2 Impacts prévus en phase d'aménagement

Le projet modifié n'entraînera aucun impact supplémentaire sur l'herpétofaune et son habitat. Rappelons que les milieux humides sont considérés comme des zones d'exclusion à la mise en place d'éoliennes, réduisant ainsi l'empiètement au niveau de l'habitat.

8.2.4.3 Impacts prévus en phase d'exploitation

Une fois les travaux d'aménagement terminés, la phase d'exploitation subséquente n'entraînera pas d'impact sur l'herpétofaune.

8.2.4.4 Impacts prévus en phase de désaffectation

La phase de désaffectation ne donnera lieu à aucun impact sur l'herpétofaune.

8.2.5 Faune avienne

8.2.5.1 Conditions actuelles

Les conditions actuelles demeurent les mêmes que celles décrites préalablement dans l'étude d'impact, à l'intérieur du rapport principal et/ou complémentaire.

Le Consortium s'engage également à compléter l'inventaire de migration printanière des oiseaux de proie en effectuant les heures requises à partir des différentes stations d'observations. Un protocole visant à compléter cet inventaire sera déposé à la Direction régionale du MRNF afin de s'assurer de la bonne démarche à suivre.

En ce qui a trait à la recherche de nids en hélicoptère pour le Pygargue à tête blanche (*Haliaeetus leucocephalus*) et l'Aigle royal (*Aquila chrysaetos*), le Consortium s'engage à compléter cet inventaire selon le protocole en vigueur. Les résultats de ces deux inventaires seront déposés aux autorités compétentes au printemps 2008.

8.2.5.2 Impacts prévus en phase d'aménagement

Considérant le retrait de 69 éoliennes sur l'ensemble du territoire, les modifications apportées au projet n'entraîneront aucun impact supplémentaire que ceux décrits au rapport principal sur les oiseaux et leur habitat.

Les espèces à statut précaire

Au cours de l'été 2007, le Consortium a effectué des inventaires spécifiques, portant sur trois espèces sensibles pouvant potentiellement se retrouver dans la zone d'étude, soit le Faucon pèlerin, le Garrot d'Islande et la Grive de Bicknell.

Rapport addenda

Les inventaires effectués sur le Faucon pèlerin et le Garrot d'Islande n'ont pas permis de relever la présence d'individus à l'intérieur de la zone d'étude. Le rapport d'inventaire pour ces deux espèces est présenté dans un Complément au rapport complémentaire produit en août 2007 (SNC-Lavalin, 2007) déposé au MDDEP. Pour sa part, l'inventaire de la Grive de Bicknell a permis de relever la présence de 29 individus. Les observations effectuées dans 10 des 90 stations d'observations sont réparties sur l'ensemble de la zone d'étude. Seuls les sommets situés à l'ouest du lac Cruche semblent démontrer un habitat préférentiel. La Grive de Bicknell y a été observée en 2006, ainsi qu'à trois stations en 2007, dont une observation accidentelle. Les résultats de cet inventaire sont présentés dans le Complément au rapport complémentaire produit en août 2007 (SNC-Lavalin, 2007).

Ainsi, considérant les résultats de ces inventaires spécifiques, le retrait de 69 éoliennes du projet et la diminution de la densité des éoliennes dans la zone d'étude, on peut conclure que les modifications apportées au projet n'entraîneront aucun impact supplémentaire outre que ceux préalablement décrits au rapport principal. Aussi, l'importance de l'impact résiduel sera moindre. Rappelons que des mesures d'atténuation spécifiques ont également été proposées, soit d'éviter tous travaux de déboisement durant la période de nidification du 1er mai au 15 août. Advenant la découverte d'un site de nidification du Faucon pèlerin, aucun travail ne sera effectué à proximité de celui-ci au cours de la période de nidification.

Perte d'habitats

Tel qu'il a été décrit à la section 8.2.1.2, le déboisement prévu pour l'ensemble du projet d'aménagement du parc éolien correspond à 185 hectares, soit 33,2 ha de plus que ce qui avait été présenté au rapport principal (151,8 ha). Il s'agit de 1,4 % de la superficie forestière totale de la zone d'étude. Ce pourcentage n'étant pas, bien entendu, constitué exclusivement d'habitats potentiels pour la faune avienne, la perte d'habitats potentiels est en réalité inférieure à 1 %.

Rappelons également, que le Consortium s'est engagé à l'intérieur du rapport complémentaire (RQC-56) à reboiser les surfaces non requises pour l'entretien des éoliennes avec du Sapin baumier. Cette essence est favorable à la Grive de Bicknell comparativement aux différentes espèces d'épinettes. En conséquence, il en découlera une bonification de la capacité d'accueil de la Grive de Bicknell sur le territoire.

Compte tenu de la superficie des habitats potentiels touchés et du fait que le milieu est déjà perturbé par les coupes forestières antérieures et le sera par les coupes à venir, les modifications apportées au projet devraient entraîner un niveau d'impact résiduel moindre sur l'habitat de la faune avienne et son habitat.

8.2.5.3 Impacts prévus en phase d'exploitation

Les modifications apportées au projet ne risquent pas d'entraîner d'impacts supplémentaires sur la faune avienne outre que ceux présentés dans le rapport principal. Rappelons que le retrait de 69 éoliennes à l'intérieur du projet constitue un élément positif en ce qui a trait à la mortalité aviaire.

8.2.5.4 Impacts prévus en phase de désaffectation

Lors des travaux de désaffectation du parc éolien, les modifications apportées au projet ne risquent pas d'entraîner d'impact supplémentaire.

8.2.6 Chauves-souris

8.2.6.1 Conditions actuelles

Les conditions actuelles demeurent les mêmes que celles décrites préalablement dans l'étude d'impact, à l'intérieur du rapport principal et/ou complémentaire.

Suite au dépôt du rapport principal, le Consortium a complété l'inventaire des chiroptères sur le territoire à l'étude. Ce rapport a été déposé aux autorités compétentes en mars 2007.

Six espèces de chauves-souris ont été identifiées au cours de cet inventaire, pour un total de 9 475 cris enregistrés, soit :

- La Grande chauve-souris brune (*Eptesicus fuscus*);
- la Petite chauve-souris brune (*Myotis lucifugus*);
- la Chauve-souris rousse (*Lasiurus borealis*);
- la Chauve-souris cendrée (*Lasiurus cinereus*);
- la Chauve-souris argentée (*Lasionycteris noctivagans*);
- la Chauve-souris nordique (*Myotis septentrionalis*).

De celles-ci, on note la présence de trois espèces migratrices soit la Chauve-souris rousse, la Chauve-souris cendrée et la Chauve-souris argentée, qui sont toutes comprises sur la liste des espèces fauniques susceptibles d'être désignées menacées ou vulnérables. De façon générale, la zone d'étude ne semble pas particulièrement riche en ce qui concerne les espèces à statut précaire. Celles-ci représentent 4,4 % de l'ensemble des enregistrements (Envirotel 3000 inc, 2007).

Ainsi, les zones de plus forte sensibilité ou de forte sensibilité présumée se retrouvent principalement au niveau des vallées où se situe une concentration de milieux hydriques et de falaises plus élevées.

8.2.6.2 Impacts prévus en phase d'aménagement

Les modifications apportées au projet ont permis de diminuer considérablement le nombre d'éoliennes situées dans les zones de forte sensibilité et forte sensibilité présumée, passant de 98 éoliennes au projet initial à 52 éoliennes au projet modifié. Ainsi, la réduction du nombre d'éoliennes dans les zones les plus sensibles constitue une bonification du projet, de telle sorte qu'un niveau d'impact résiduel moindre est appréhendé.

Comme les chauves-souris sont actives la nuit et que les activités d'aménagement se déroulent le jour, celles-ci auront peu d'impact direct sur les espèces de chiroptères. Le jour, ces dernières se retirent dans des endroits sombres : anfractuosités de falaises, grottes, chicots comportant des trous, arbres et bâtiments divers.

8.2.6.3 Impacts prévus en phase d'exploitation

Les modifications apportées au projet ne devraient pas entraîner d'impacts supplémentaires sur les populations de chauves-souris. Comme discuté dans le cas de la faune avienne, le retrait de 69 éoliennes constitue un élément positif en ce qui a trait aux possibilités de mortalités des chauves-souris.

8.2.6.4 Impacts prévus en phase de désaffectation

Aucun impact supplémentaire n'est appréhendé sur les populations de chauves-souris lors de la phase de désaffectation du projet.

8.3 MILIEU HUMAIN

Les composantes du milieu humain susceptibles d'être touchées par le projet durant les phases d'aménagement, d'exploitation et de désaffectation sont les suivantes :

- le profil socioéconomique;
- l'utilisation du territoire;
- les infrastructures;
- l'archéologie;
- la qualité des paysages;
- l'environnement sonore;
- la sécurité publique;
- la qualité de vie;
- les effets stroboscopiques;
- les incidences électromagnétiques;
- les basses fréquences.

La figure 8.2 présente les principaux éléments caractérisant le milieu humain.

8.3.1 Profil socioéconomique

8.3.1.1 Conditions actuelles

Les conditions actuelles demeurent les mêmes que celles décrites préalablement dans l'étude d'impact, à l'intérieur du rapport principal et/ou complémentaire.

8.3.1.2 Impacts prévus en phase d'aménagement

Les impacts positifs du projet de développement éolien des terres de la Seigneurie de Beauré demeurent les mêmes que ceux énoncés au rapport principal. Bien que les coûts totaux estimés du projet soient diminués, l'importance de l'impact demeure forte et positive.

Rappelons que le projet représente un investissement total de 900 M\$, dont un minimum de 540 M\$ doit être investi au Québec. De ce montant, 200 M\$ seront investis directement dans la région désignée de la Gaspésie et de la MRC de Matane pour l'achat des composantes. Au niveau local, soit à l'échelle de la Communauté métropolitaine de Québec, environ 70 à 85 M\$ seront investis pour des services professionnels ayant trait à la conception des plans et devis et à la réalisation des travaux. Ainsi, considérant l'investissement total, on peut affirmer que l'impact du projet sur l'économie demeure fort et positif.

8.3.1.3 Impacts prévus en phase d'exploitation

Lors de la phase d'exploitation du parc éolien, les impacts positifs découlant du projet modifié sont les mêmes que ceux discutés au rapport principal.

8.3.1.4 Impacts prévus en phase de désaffectation

Lors de la phase de désaffectation du parc éolien, les impacts positifs provenant du projet modifié resteront les mêmes que ceux discutés au rapport principal.

8.3.2 Utilisation du territoire

8.3.2.1 Conditions actuelles

Les conditions actuelles demeurent les mêmes que celles décrites préalablement dans l'étude d'impact, à l'intérieur du rapport principal et/ou complémentaire.

8.3.2.2 Impacts prévus en phase d'aménagement

Activités récréotouristiques

Les modifications apportées au projet n'entraîneront aucun impact supplémentaire sur les activités récréotouristiques pratiquées à l'intérieur des limites de la zone d'étude. Ces modifications pourraient même entraîner une diminution de l'importance de l'impact, considérant la diminution du nombre de transports nécessaires pour les composantes des éoliennes (diminution de 690 transports), le béton nécessaire aux fondations et les matériaux granulaires. En ce qui a trait au territoire adjacent à la zone d'étude, tel que la Côte-de-Beaurpré, aucun impact supplémentaire n'est appréhendé.

Exploitation forestière

En phase d'aménagement, aucun impact supplémentaire, outre ceux décrits au rapport principal n'est appréhendé sur les activités liées à l'exploitation forestière. Rappelons que la superficie déboisée sera 185 ha, soit une augmentation de 33,2 ha comparativement à ce qui a été présenté au rapport principal. Tel que discuté ci-dessus, la diminution possible de la densité d'occupation de la zone d'étude et du nombre de transports constitue une modification positive du projet, cet élément représentant une perturbation importante sur l'exploitation forestière.

Transport routier et ferroviaire

Considérant le retrait de 69 éoliennes à l'intérieur du projet, aucun impact supplémentaire n'est appréhendé sur le transport routier et ferroviaire. En effet, le retrait de ces éoliennes représente sommairement 690 transports de moins pour les composantes. Cette diminution du nombre de transports représente un élément positif quant à l'utilisation du réseau routier.

Quant à la notion de sécurité des usagers de la route, le Consortium entend utiliser des normes de sécurités strictes pour l'ensemble des transports. À ce niveau, les mêmes impacts potentiels que ceux discutés au rapport principal demeurent possibles.

8.3.2.3 Impacts prévus en phase d'exploitation

Activités récréotouristiques

Les modifications apportées au projet et les nouvelles localisations d'éoliennes n'entraîneront aucun impact supplémentaire sur les activités récréotouristiques pratiquées à l'extérieur ou à l'intérieur de la zone d'étude. Considérant la perception parfois négative que certaines personnes peuvent avoir de la présence des éoliennes dans un paysage, le retrait de 69 éoliennes est susceptible de représenter une bonification en ce sens.

Exploitation forestière

Durant la phase d'exploitation du parc éolien, les modifications apportées au projet ne devraient pas entraîner d'impact significatif sur l'exploitation forestière.

Transport routier et ferroviaire

Les modifications apportées au projet n'entraîneront pas d'impact supplémentaire au niveau du transport routier et ferroviaire dans la région.

Transport aérien

Les modifications apportées au projet n'entraîneront aucun impact supplémentaire au niveau du transport aérien. Précisons que les éoliennes situées dans le secteur du lac Brûlé ont été implantées en respectant les zones d'exclusions définies par la SOPFEU.

8.3.2.4 Impacts prévus en phase de désaffectation

Activités récréotouristiques

Pendant la période de désaffectation, aucun impact supplémentaire n'est appréhendé sur les activités récréotouristiques, suite aux modifications apportées au projet.

Exploitation forestière

Les modifications apportées au projet, n'entraîneront aucun impact supplémentaire sur les activités liées à l'exploitation forestière lors de la période de désaffectation du parc éolien.

Transport routier et ferroviaire

Le démantèlement des équipements et des infrastructures du projet modifié n'entraînera aucun impact supplémentaire outre ce qui a été décrit au rapport principal. Tel que précisé pour la phase d'aménagement, le retrait de 69 éoliennes permettra de diminuer considérablement le nombre de transports nécessaire, et l'utilisation du réseau routier public.

Transport aérien

La phase de désaffectation du parc éolien ne donnera lieu à aucun impact sur le transport aérien.

8.3.3 Infrastructures

8.3.3.1 Conditions actuelles

Les conditions actuelles demeurent les mêmes que celles décrites préalablement dans l'étude d'impact, à l'intérieur du rapport principal et/ou complémentaire.

8.3.3.2 Impacts prévus en phase d'aménagement

Alimentation en eau potable

Les modifications apportées au projet n'entraîneront aucun impact supplémentaire sur les sources d'alimentation en eau potable.

Infrastructures routières

Au niveau des infrastructures routières, un niveau d'impact résiduel moindre est appréhendé suite aux modifications apportées au projet. Rappelons que le retrait de 69 éoliennes entraînera directement une diminution des transports pour les diverses composantes, le béton et les matériaux granulaires.

Réseau électrique

Au cours de la phase d'aménagement, il n'y a pas d'impact particulier additionnel sur le réseau d'énergie en rapport à la nouvelle configuration du projet.

Télécommunications

Les activités d'aménagement ne donneront lieu à aucun impact sur les tours de télécommunications de la région qui sont toutes situées à l'extérieur de la zone d'étude.

8.3.3.3 Impacts prévus en phase d'exploitation

Alimentation en eau potable

Lors de la phase d'exploitation, les modifications apportées au projet n'entraîneront aucun impact significatif sur l'alimentation en eau potable.

Infrastructures routières

Suite aux modifications apportées au projet, aucun impact additionnel n'est anticipé pour les infrastructures routières situées à l'intérieur ou à l'extérieur de la zone d'étude.

Réseau électrique

Durant la phase d'exploitation, il n'y a aucun impact supplémentaire qui devrait affecter le réseau électrique.

Télécommunications

Considérant l'éloignement de la zone d'étude et l'absence d'infrastructures de télécommunications dans le secteur, les modifications apportées au projet ne devraient pas entraîner d'impact sur la qualité des signaux. Rappelons que le promoteur a pris l'engagement, dans le Complément au rapport complémentaire produit en juillet 2007 (SNC-Lavalin, 2007), qu'au moment du déploiement du parc éolien d'effectuer un inventaire des systèmes de réception des signaux satellites télévisuels et de mettre en place des mesures d'atténuation en cas de perturbations causées par une éolienne.

8.3.3.4 Impacts prévus en phase de désaffectation

Alimentation en eau potable

Durant la phase de désaffectation, aucun impact additionnel ne sera créé par le projet modifié.

Infrastructures routières

Aucun impact additionnel n'est envisagé lors de la phase de désaffectation.

Réseau électrique

Durant la phase de désaffectation, aucun impact particulier n'affectera le réseau électrique.

Télécommunications

Durant la phase de désaffectation, aucun impact particulier n'affectera les signaux de télécommunications.

8.3.4 Archéologie et sites d'intérêt historique et culturel

8.3.4.1 Conditions actuelles

Les conditions actuelles demeurent les mêmes que celles décrites préalablement dans l'étude d'impact, à l'intérieur du rapport principal et/ou complémentaire.

8.3.4.2 Impacts prévus en phase d'aménagement

Considérant qu'aucune nouvelle éolienne n'est implantée dans les zones de potentiels archéologiques, aucun impact supplémentaire, outre que ceux discutés au rapport principal, n'est appréhendé.

8.3.4.3 Impacts prévus en phase d'exploitation

La phase d'exploitation ne donnera lieu à aucun impact sur la composante archéologique des lieux.

8.3.4.4 Impacts prévus en phase de désaffectation

La phase de désaffectation n'entraînera aucun impact sur la composante archéologique des lieux.

8.3.5 Milieu visuel

La description des paysages et des unités de paysages demeure conforme à ce qui a été présenté au rapport principal.

8.3.5.1 Impacts prévus en phase d'exploitation

L'ensemble des sites d'implantation est généralement situé dans les mêmes secteurs que lors du projet initial, exception faite d'un secteur situé au nord-ouest de la zone d'étude où 13 éoliennes ont été déplacées.

Chacun des 13 points de vue stratégiques, situés dans la Seigneurie de Beaupré et représentés par des simulations visuelles, ont été révisés de manière à évaluer si certains points de vue étaient affectés par des impacts plus importants suite aux modifications apportées au projet. Ces points de vue sont présentés à la figure 8.3. Le tableau 8.3 résume la situation pour chacun des 13 points de vue situés à l'intérieur de la Seigneurie et où des simulations visuelles ont été effectuées. La révision des différents points de vue démontre qu'il n'y a pas de hausse des impacts; nous avons donc jugé qu'il n'était pas nécessaire de mettre à jour les simulations visuelles. Les simulations, déposées à l'intérieur du rapport principal, montraient un scénario plus impactant que celui maintenant proposé avec le projet modifié.

ÉTUDE D'IMPACT SUR L'ENVIRONNEMENT
DÉVELOPPEMENT ÉOLIEN DES TERRES DE LA SEIGNEURIE DE BEAUPRÉ

Figure 8.3
Localisation des points de vue

PROJET

- Zone d'étude
- Limite de projet
- Site d'implantation d'éolienne (modèle E-70, tour de 64 m)
- Site d'implantation d'éolienne (modèle E-70, tour de 85 m)
- Site d'implantation d'éolienne (modèle E-82, tour de 85 m)
- Site d'implantation d'éolienne (modèle E-82, tour de 98 m)
- Chemin d'accès à construire
- Chemin d'accès à améliorer
- Chemin d'accès ne nécessitant pas de travaux
- Poste éleveur et numéro du parc
- Site d'implantation d'éolienne au projet initial

COMPOSANTES DU PAYSAGE VISIBLE

- Point de repère visuel
- Pente significative
- Point de vue des simulations visuelles présentées au rapport principal
- Point de vue de la simulation visuelle au manoir Brûlé avec les nouveaux sites d'implantation d'éolienne

INDICATEURS DE VALEURS

- Lieu de conservation

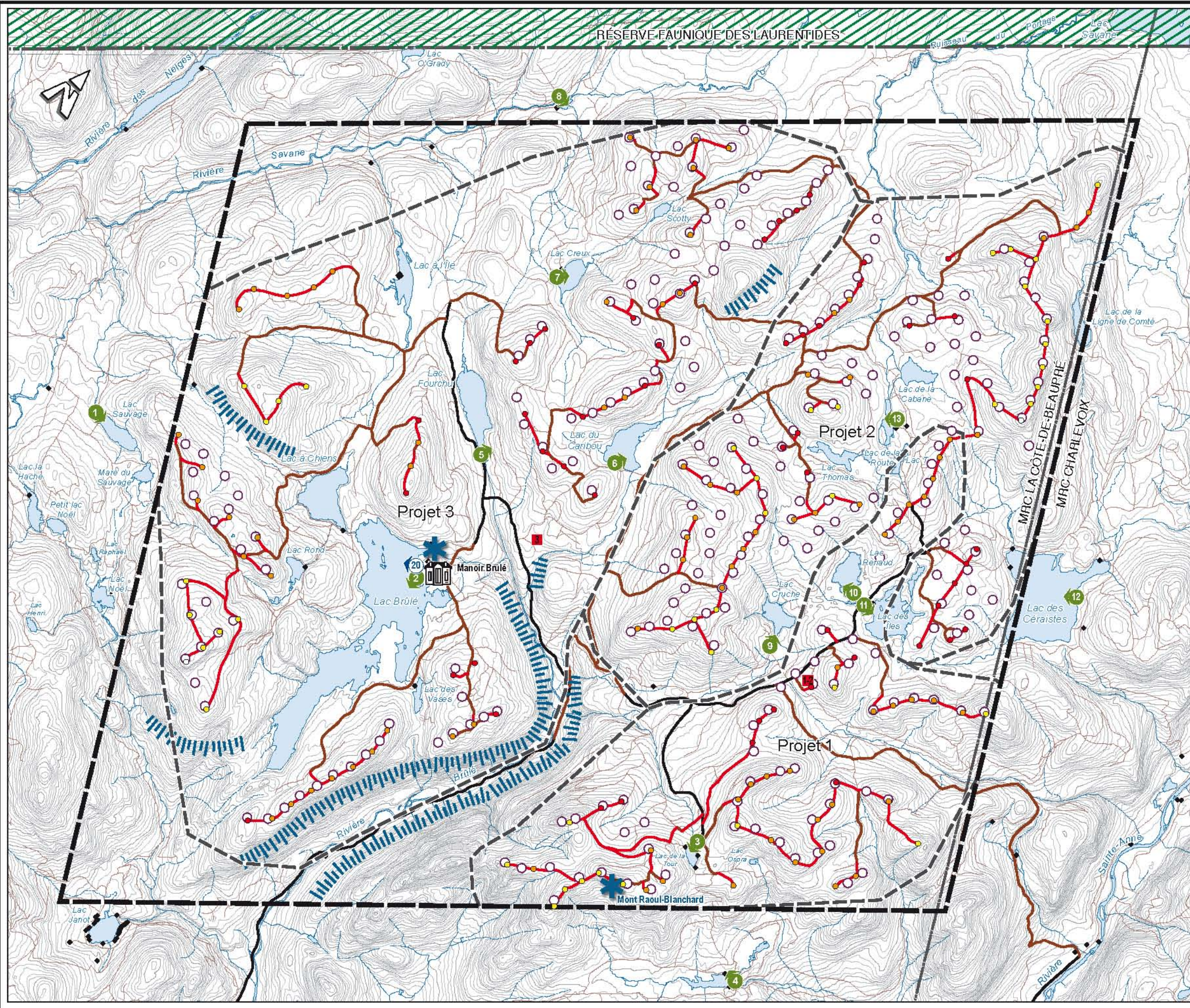
LIEU À VOCATION TOURISTIQUE

- Manoir Brûlé

INFRASTRUCTURES ET LIMITES

- Ligne de transport d'énergie
- Chemin forestier
- Chalet
- Municipalité régionale de comté (MRC)
- Réserve faunique

Date : Novembre 2007
 Projet : 502017
 Sources : Ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec, 2006
 Boralex, SNC Lavalin



Rapport addenda

Différents critères ont été retenus pour établir un comparatif entre le projet initial et le projet modifié, soit :

- la distance entre les points de vue stratégiques et les sites d'implantation les plus proches;
- le nombre de sites d'implantation. Le nombre de sites pour un point de vue donné correspond aux différentes zones d'implantation situées au pourtour d'un lac et cartographiées à la figure 8.3. Le nombre est également déterminé en se basant sur :
 - Les simulations visuelles existantes et le bassin visuel qui s'offre à l'observateur. Bien que parfois les arrières plans doivent être extrapolés, il demeure qu'une appréciation des nouveaux emplacements des sites d'implantation est réalisable.
 - La hauteur des structures. Le projet initial proposait des structures de 85 mètres, alors que le projet modifié propose des structures de 64 m, 85 m ou 98 m de hauteur.

En comparant le projet initial au projet modifié, la distance entre les sites d'implantation et les points d'observation demeure soit la même ou légèrement augmentée, soit inexistante pour les éoliennes qui ont été supprimées. D'une façon générale, ce critère contribue à diminuer l'impact ou à le conserver au même niveau. C'est le cas des éoliennes situées au nord du lac Cruche, du lac des Îles, du lac des Céraistes et du lac de la Route. Exceptionnellement, le lac Mont-Bleu propose un site d'implantation plus rapproché du point d'observation d'environ 400 mètres par rapport à l'implantation précédente.

Par ailleurs, le retrait de plusieurs sites d'implantation est un autre critère qui favorise la diminution des impacts à partir d'un point de vue stratégique. Dans certains cas, le nombre de structures est abaissé de 20 % à 30 % (par exemple : lac du Caribou, lac des Îles, lac Sauvage), et à près de 50 % dans les cas du lac Babi, du lac de la Route (côté ouest) et du lac Creux. Les autres points de vue stratégiques démontrent également une diminution des sites d'implantation sauf pour celui du lac Fourchu dont le nombre de structures a légèrement augmenté suite à une nouvelle zone d'implantation localisée sur une crête de montagne située au sud-ouest du lac. Cependant, en raison de la végétation et de la topographie, ces éoliennes ne sont pas visibles à partir de ce même point de vue, ni à partir du quai du lac Brûlé.

Rapport addenda

Enfin, la hauteur des structures peut apporter un impact variable, dépendant de la hauteur proposée; les structures de 64 mètres favoriseront une diminution des impacts alors que les structures de 98 mètres favoriseront une augmentation des impacts. Soulignons cependant que 130 des 181 éoliennes utiliseront une hauteur de tour de 85 m, tel que présenté au rapport principal. Il est cependant nécessaire de souligner que dans toutes les zones où il y a eu augmentation de la hauteur des éoliennes, il y a une nette diminution de leur nombre.

On peut donc conclure que les modifications apportées au projet ne représentent pas de changement quant aux impacts visuels évalués à partir des points de vue stratégiques, à l'intérieur du rapport principal. Cependant, considérant la diminution du nombre et de la densité des éoliennes, on peut tout de même considérer qu'il s'agit d'une bonification envers le milieu visuel.

Sur le plan régional, les modifications du projet provoquent très peu de changements dans les impacts initialement évalués, étant donné la grande distance qui sépare la zone d'étude et les points de vue stratégiques choisis, de même que le faible degré d'impact visuel pour chacun de ces sites. On peut toutefois considérer que le retrait de 69 éoliennes et la diminution de leur densité constituent un élément positif envers les paysages locaux et régionaux.

Considérant la nouvelle zone d'implantation située au nord-ouest du lac Brûlé, une simulation visuelle ainsi qu'une analyse de l'impact sont présentées à la section suivante.

Rapport addenda

Tableau 8.3 Analyse des impacts pour les 13 points de vue présentés au rapport principal

| VUE N° | LIEUX D'OBSERVATION | IMPACTS | COMMENTAIRES |
|--------|---------------------|------------------------|--|
| 1 | Lac Sauvage | L'impact demeure moyen | Distance : reste sensiblement la même. Hauteur : même (85 m) Nombre : environ 30 % de moins |
| 2 | Manoir du lac Brûlé | L'impact demeure fort | Distance : même Hauteur : 4 éoliennes de 98 m Nombre : 24 % de moins dans le secteur sud et est , augmentation significative dans le secteur ouest et nord-ouest. Au total, 35 implantations au lieu de 37 dans le projet initial |
| 3 | Lac de la Tour | L'impact demeure moyen | Distance : reste sensiblement la même. Hauteur : 2 éoliennes de 98 m Nombre : légèrement en baisse |
| 4 | Lac Mont-Bleu | L'impact demeure moyen | Distance : une éolienne implantée à 1,4 km au lieu de 1,8 km Hauteur : diminuée à 64 mètres pour quelques éoliennes Nombre : sensiblement le même |
| 5 | Lac Fourchu | L'impact demeure fort | Distance : même pour le côté est du lac. 4 nouvelles implantations du côté ouest du lac Hauteur : du côté est, 98 m Nombre : légère augmentation |
| 6 | Lac du Caribou | L'impact demeure fort | Distance : reste sensiblement la même Hauteur : quelques implantations de 64 m à l'est, sud-est et quelques implantations à 98 m. du côté nord Nombre : implantation moins nombreuse du côté est et sud-est du lac et au nord environ 20 % de moins d'implantation |
| 7 | Lac Creux | L'impact demeure fort | Distance : reste sensiblement la même mais plusieurs en avant plan ont été éliminées Hauteur : environ 50 % des éoliennes de 98 m Nombre : environ 50 % de moins |
| 8 | Lac Babi | L'impact demeure moyen | Distance : reste sensiblement la même. Hauteur : même (85 m) Nombre : environ 50 % de moins |
| 9 | Lac Cruche | L'impact demeure moyen | Distance : au nord, implantations plus éloignées Hauteur : varie de 64 m à 98 m Nombre : légèrement inférieur à l'est, nettement inférieur à l'ouest et au nord-ouest |

Rapport addenda

Tableau 8.3 (suite)

| VUE N° | LIEUX D'OBSERVATION | IMPACTS | COMMENTAIRES |
|--------|---------------------------|-----------------------|---|
| 10 | Lac Renaud (la Loutre) | L'impact demeure fort | Distance : plus éloignée d'environ 200 m Hauteur : varie de 64 m à 98 m Nombre : légèrement moindre |
| 11 | Lac des Îles | L'impact demeure fort | Distance : plus éloignée. Les deux sites d'implantation les plus près du point d'observation situés au sud ont été éliminés Hauteur : augmentée à 98 m Nombre : environ 20 % de moins |
| 12 | Lac des Céraistes (Louis) | L'impact demeure fort | Distance : les implantations les plus près ont été éliminées ou déplacées Hauteur : toutes les implantations du côté ouest ont une hauteur de 98 m Nombre : moindre |
| 13 | Lac de la route | L'impact demeure fort | Distance : les implantations les plus près (nord-ouest) ont été éliminées Hauteur : 2 implantations sont diminuées à 64m. Quelques unes implantées plus loin sont à 98m Nombre : diminué de 50 % vers l'ouest |

Vue à partir du quai du manoir Brûlé, au lac Brûlé, en direction ouest

Sources d'impact

Les sources d'impact sont liées à la perception d'un grand nombre d'éoliennes ou de parties de celles-ci sur les crêtes des montagnes.

Importance de l'impact

L'importance de l'impact est jugée **forte** résultant de :

Résistance forte + degré de perception fort + degré d'étendue moyen

Le lieu d'observation est situé dans l'unité de paysage à caractère lacustre dont la résistance a été évaluée à forte. La configuration des champs visuels de cette vue stratégique est délimitée par la topographie et la végétation. Les vues sont ouvertes. Les équipements occupent une grande portion du champ visuel; quatre nouvelles éoliennes sont implantées au nord-ouest du lac Brûlé (correspondant à l'extrême droite sur la simulation visuelle). Il y a un grand nombre de structures mais les éoliennes les plus proches se trouvent à environ 2,1 kilomètres du lieu d'observation. Les éoliennes sont plus élevées que les observateurs, rendant celles-ci plus prédominantes. Sur la simulation no 20 (figure 8.4), elles mesurent toutes 85 mètres de hauteur sauf une seule qui fait 64 mètres. Les observateurs ont une forte sensibilité, étant donné l'intérêt porté sur le milieu par rapport à l'usage qu'ils en font. De plus, la présence du manoir accentue la sensibilité et la valeur que les observateurs accordent au paysage. La configuration des éoliennes de façon équidistante favorise l'intégration des structures. Par ailleurs, les observateurs sont mobiles ou fixes, de façon temporaire ou permanente. Le degré de perception de l'équipement est fort. Le rayonnement de l'impact sur les populations concernées est local et permanent résultant en un degré d'étendue moyen.

Durée de l'impact

Les modifications dans ce paysage seront ressenties pour toute la durée de vie des éoliennes.

Mesures d'atténuation particulières

Aucune mesure d'atténuation particulière n'est envisagée.

Figure 8.4
Vue 20 : À partir du quai du manoir Brûlé, au lac Brûlé, en direction ouest



Situation actuelle



Simulation visuelle

Figure 8.4
Vue 20 : À partir du quai du manoir Brûlé, au
lac Brûlé, en direction ouest



Situation actuelle



Simulation visuelle

8.3.6 Environnement sonore

8.3.6.1 Conditions initiales

Les conditions actuelles demeurent les mêmes que celles décrites préalablement dans l'étude d'impact, à l'intérieur du rapport principal et/ou complémentaire.

8.3.6.2 Impacts prévus en phase d'aménagement

Les impacts potentiels concernant le bruit durant la phase d'aménagement sont traités avec la composante «qualité de vie», à la section 8.3.8.

8.3.6.3 Impacts prévus en phase d'exploitation

Climat sonore projeté

Les niveaux de bruit projetés du parc éolien à l'étude ont été déterminés par simulations à l'aide des équations de la méthode de la norme ISO 9613-2⁴ du logiciel SoundPlan, version 6.3, de Braunstein + Berndt GmbH. Cette méthode tient compte de la puissance sonore par bandes d'octaves des sources de bruit et des atténuations procurées par la dispersion géométrique (distance source vs récepteur), par la diffraction (effet écran des obstacles, comme la dénivellation du terrain), par l'absorption moléculaire de l'air et du type de terrain. Par ailleurs, cette méthode est conservatrice puisqu'elle permet de prédire le niveau sonore avec un vent portant (soit de la source vers un récepteur) et/ou avec une inversion de température modérée comme cela arrive communément la nuit.

Les données utilisées dans les calculs sont les suivantes :

- Description des éoliennes :
 - Modèle d'éolienne : Enercon E-70 et E-82 (2,0 MW);
 - Nacelle à 64 m, 85 m et 98 m du sol selon le cas;
 - Niveau de puissance sonore des éoliennes : 104,0 dBA pour un vent de 8 m/s (à une hauteur de 10 m);
 - Nombre : 181;

- Topographie des lieux : lignes de niveau aux 10 m.

Les niveaux calculés sont représentatifs de la limite supérieure des émissions sonores du parc en exploitation, puisque les simulations tiennent compte d'un facteur d'utilisation de 100 % (toutes les éoliennes du parc en fonction et à puissance maximale) et d'un vent portant pour chacune des éoliennes, vers chacun des récepteurs.

⁴ Acoustique – Atténuation du son lors de sa propagation à l'air libre, Partie 2 : Méthode générale de calcul.

Les résultats des simulations ont été utilisés pour vérifier la conformité du projet ainsi que pour qualifier l'importance de l'impact environnemental. Ils sont présentés sous une forme tabulaire aux points utilisés lors de l'inventaire du climat initial, et sous une forme graphique (avec isocontours), à la section portant sur la conformité.

Limites de bruit retenues

La vérification de la conformité des émissions sonores du projet a été réalisée en comparant les résultats des évaluations avec les limites sonores provinciales.

Le MDDEP ne possède aucune réglementation sur le bruit émis par une installation telle qu'un parc éolien. Il utilise toutefois une note d'instruction (n° 98-01) pour le bruit provenant d'activités industrielles non réglementées (voir le tableau 8.4). Les limites de bruit sont exprimées en niveaux de pression acoustique continu équivalent, évalués sur une période d'une heure (LAeq, 1h) à 1,2 m du sol et 3 à 6 m d'un bâtiment s'il s'agit d'un lot bâti, ou à la limite du terrain s'il s'agit d'un lot non bâti.

Pour la présente étude, les secteurs sensibles sont situés sur un territoire récréoforestier, selon le schéma d'aménagement de la MRC de La Côte-de-Beaugré. La note d'instruction 98-01 ne traite pas spécifiquement de ce type de zone sensible. Les limites de la catégorie III seront utilisées dans le cadre de la vérification de la conformité du projet, puisque cette catégorie englobe les parcs récréatifs.

Par ailleurs, les mesures de bruit réalisées pour caractériser le climat sonore initial ont démontré que les niveaux étaient inférieurs aux limites usuelles de la catégorie III, qui sont de 55 dBA le jour et de 50 dBA la nuit.

Tableau 8.4 Extrait de la note d'instruction 98-01.

Le niveau sonore maximum des sources fixes sera inférieur, en tout temps et en tous points de réception du bruit, au plus élevé des niveaux suivants.

1. Niveaux sonores maximaux permis en fonction de la catégorie de zonage :

| Zonage | Nuit (dBA) | Jour (dBA) |
|---------------|-------------------|-------------------|
| <i>I</i> | 40 | 45 |
| <i>II</i> | 45 | 50 |
| <i>III</i> | 50 | 55 |
| <i>IV</i> | 70 | 70 |

CATÉGORIES DE ZONAGE

Zones sensibles :

- I. Territoire destiné à des habitations unifamiliales isolées ou jumelées, à des écoles, hôpitaux ou autres établissements de services d'enseignement, de santé ou de convalescence. Terrain d'une habitation existante en zone agricole.*
- II. Territoire destiné à des habitations en unités de logements multiples, des parcs de maisons mobiles, des institutions ou des campings.*
- III. Territoire destiné à des usages commerciaux ou à des parcs récréatifs. Toutefois, le niveau de bruit prévu pour la nuit ne s'applique que dans les limites de propriété des établissements utilisés à des fins résidentielles. Dans les autres cas, le niveau maximal de bruit prévu le jour s'applique également la nuit.*

Zone non sensible :

- IV. Territoire zoné pour fins industrielles ou agricoles. Toutefois, sur le terrain d'une habitation existante en zone industrielle et établie conformément aux règlements municipaux en vigueur au moment de sa construction, les critères sont de 50 dBA la nuit et de 55 dBA le jour.*

2. Niveau sonore égal au niveau ambiant mesuré au même endroit lors de l'arrêt complet des opérations de l'entreprise.

Le jour s'étend de 7 h à 19 h, tandis que la nuit s'étend de 19 h à 7 h.

Vérification de la conformité du projet

Les niveaux de bruit projetés, durant la phase d'exploitation du parc éolien, ont été comparés aux limites sonores retenues en tenant compte d'un parc opérant avec un facteur d'utilisation de 100 % (181 éoliennes).

Les résultats sont présentés au tableau 8.5 ainsi qu'à la figure 8.5. Les 25 points d'évaluation considérés dans le tableau couvrent l'ensemble des secteurs où il y a des chalets.

Tableau 8.5 Vérification de la conformité des niveaux de bruit projetés durant l'exploitation du parc éolien. Facteur d'utilisation de 100 %, vent portant

| Point d'évaluation | Niveau sonore, L_{Aeq} , dBA | | | |
|---|--------------------------------|-----------------------|---------|------------|
| | Période | Niveau évalué du parc | Limites | Conformité |
| Point A, Manoir du lac Brûlé | Jour | 31 | 55 | Oui |
| | Nuit | | 50 | Oui |
| Point B, Chalet, lac de la Tour | Jour | 42 | 55 | Oui |
| | Nuit | | 50 | Oui |
| Point C, Chalet, lac la Loutre | Jour | 41 | 55 | Oui |
| | Nuit | | 50 | Oui |
| Point 1, Chalet Papi | Jour | 37 | 55 | Oui |
| | Nuit | | 50 | Oui |
| Point 2, Chalet Babi | Jour | 28 | 55 | Oui |
| | Nuit | | 50 | Oui |
| Point 3, Chalet, lac de la Route | Jour | 41 | 55 | Oui |
| | Nuit | | 50 | Oui |
| Chalet, ouest lac Sauvage | Jour | < 30 | 55 | Oui |
| | Nuit | | 50 | Oui |
| Chalet, ouest rivière Sainte-Anne-du-Nord | Jour | < 30 | 55 | Oui |
| | Nuit | | 50 | Oui |
| Chalet, est rivière Sainte-Anne-du-Nord | Jour | < 30 | 55 | Oui |
| | Nuit | | 50 | Oui |
| Chalet, sud rivière Savane | Jour | < 30 | 55 | Oui |
| | Nuit | | 50 | Oui |

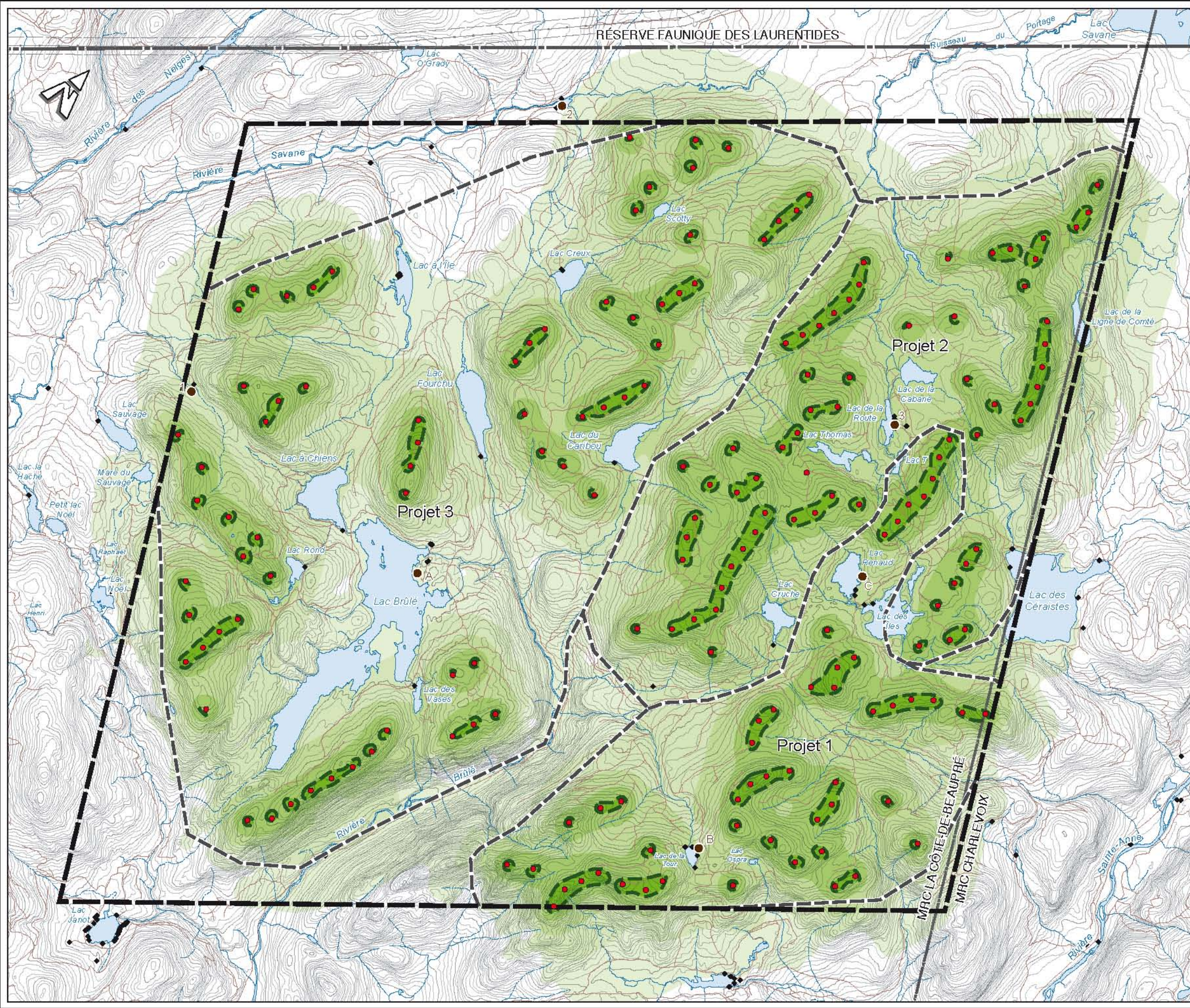
Rapport addenda

| Point d'évaluation | Niveau sonore, L_{Aeq} , dBA | | | |
|-----------------------------|--------------------------------|-----------------------|---------|------------|
| | Période | Niveau évalué du parc | Limites | Conformité |
| Chalet, nord rivière Savane | Jour | < 30 | 55 | Oui |
| | Nuit | | 50 | Oui |
| Chalet, sud rivière Brûlé | Jour | 35 | 55 | Oui |
| | Nuit | | 50 | Oui |
| Chalet, nord rivière Brûlé | Jour | 34 | 55 | Oui |
| | Nuit | | 50 | Oui |
| Chalet, lac à l'île | Jour | 34 | 55 | Oui |
| | Nuit | | 50 | Oui |
| Chalet, lac à Chien | Jour | 35 | 55 | Oui |
| | Nuit | | 50 | Oui |
| Chalet, lac du Caribou | Jour | 43 | 55 | Oui |
| | Nuit | | 50 | Oui |
| Chalet, lac des Îles | Jour | 43 | 55 | Oui |
| | Nuit | | 50 | Oui |
| Chalet, lac des Vases | Jour | 39 | 55 | Oui |
| | Nuit | | 50 | Oui |
| Chalet, lac Saint-Louis | Jour | 42 | 55 | Oui |
| | Nuit | | 50 | Oui |
| Chalet, lac Rond | Jour | 42 | 55 | Oui |
| | Nuit | | 50 | Oui |
| Chalet, lac Noël | Jour | 30 | 55 | Oui |
| | Nuit | | 50 | Oui |
| Chalet, lac Hache | Jour | < 30 | 55 | Oui |
| | Nuit | | 50 | Oui |
| Chalet, lac Fourchu | Jour | 38 | 55 | Oui |
| | Nuit | | 50 | Oui |
| Chalet, lac Croche | Jour | 41 | 55 | Oui |
| | Nuit | | 50 | Oui |
| Chalet, lac Creux | Jour | 37 | 55 | Oui |
| | Nuit | | 50 | Oui |

Les 6 premiers points d'évaluation sont ceux où des relevés du climat sonore initial ont été effectués.

DÉVELOPPEMENT ÉOLIEN DES TERRES DE LA SEIGNEURIE DE BEAUPRÉ

Figure 8.5
Niveau sonore projeté



PROJET

- Zone d'étude
- Limite de projet
- Site d'implantation d'éolienne

NIVEAU SONORE PROJETÉ

ISOPHONE L_{Aeq}

- Inférieur à 30
- De 30 à 34
- De 35 à 39
- De 40 à 44
- De 45 à 49
- De 50 à 54

- Limite sonore de nuit, 50 dBA
- Point de mesure du climat sonore initial

INFRASTRUCTURES ET LIMITES

- Ligne de transport d'énergie
- Chemin forestier
- Chalet
- Municipalité régionale de comté (MRC)
- Réserve faunique



Date : Novembre 2007
 Projet : 502017
 Sources : Ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec, 2006
 Borealex, SNC Lavallin



Selon les simulations du niveau sonore projeté, il n'y a pas de dépassements anticipés lorsque le parc est en opération avec un facteur d'utilisation de 100 %. Il est à noter que le facteur d'utilisation réel du parc en exploitation sera inférieur à 100 % et par conséquent, les niveaux de bruit réels seront moins élevés que ceux présentés au tableau 8.5. Le bruit ambiant à proximité des chalets sera inférieur au niveau sonore émis au pied des éoliennes.

La conformité des émissions sonores du parc d'éoliennes sera vérifiée pour des conditions réelles d'exploitation, une fois celui-ci en service.

Évaluation de l'impact environnemental du projet

L'impact appréhendé du projet sur le climat sonore a été évalué en tenant compte du niveau sonore initial et du niveau sonore projeté.

Avec les termes correctifs et la fonction dose-effet de la norme ISO-1996-1 (2003), il est possible d'évaluer le pourcentage de la population fortement gêné par le bruit dans la situation initiale et dans celle projetée. Le paramètre utilisé est le niveau acoustique jour/nuit L_{dn}^5 en dBA.

L'utilisation de la fonction dose-effet comporte certaines restrictions énoncées à la section D.3 de la norme ISO-1996-1 (2003). Dans des situations nouvelles (comme c'est le cas avec un nouveau parc éolien) ou lorsque le milieu récepteur est calme (plus grande attente de paix et tranquillité), il est possible que la fonction dose-effet ne reflète pas la gêne réelle ressentie par la population exposée. Pour palier à ces possibles divergences, des facteurs d'ajustement peuvent être ajoutés selon la situation, aux niveaux L_{dn} calculés pour le projet.

Compte tenu du fait que le parc d'éoliennes projeté sera une nouvelle source de bruit dans la zone d'étude, et que le bruit n'a pas été identifié comme étant une préoccupation lors des rencontres publiques, le facteur d'ajustement qui sera utilisé pour la détermination de l'intensité de l'impact environnemental, est de + 5 dBA.

Le tableau 8.6 présente les résultats des calculs de l'intensité de l'impact environnemental. Rappelons que les niveaux apparaissant au tableau 8.6 contiennent des ajustements; ce ne sont donc pas les niveaux sonores qui seraient perçus sur le terrain.

En résumé, l'intensité, suite aux modifications apportées au projet, est considérée faible et ce, pour l'ensemble de la zone d'étude. L'étendue sera ponctuelle et la durée sera longue, ce qui entraîne un impact d'une valeur moyenne sur l'environnement sonore.

⁵ Niveau de bruit équivalent sur 24 h, auquel un terme correctif (+ 10 dB) a été appliqué aux niveaux sonores de nuit (entre 22 h et 7 h), afin de tenir compte du fait que le bruit est plus dérangeant durant cette période.

Tableau 8.6 Évaluation de l'intensité de l'impact sonore durant la phase d'exploitation. Facteur d'utilisation de 100 %, vent portant.

| Colonne 1 Point | Colonne 2 Niveau de bruit initial Ldn, dBA | Colonne 3 Niveau de bruit du parc calculé Ldn, dBA (incluant +5 dBA) | Colonne 4 Niveau de bruit total avec le parc (colonne 2 + 3) Ldn, dBA | Colonne 5 Qualification de l'intensité de l'impact sonore |
|----------------------------------|--|---|--|--|
| Point A, Manoir du lac Brûlé | 35 | 42 | 43 | Faible |
| Point B, Chalet, lac de la Tour | 32 | 54 | 54 | Faible |
| Point C, Chalet, lac la Loutre | 33 | 53 | 53 | Faible |
| Point 1, Chalet Papi | 41 | 48 | 49 | Faible |
| Point 2, Chalet Babi | 42 | 42 | 45 | Faible |
| Point 3, Chalet, lac de la Route | 39 | 53 | 53 | Faible |

8.3.7 Sécurité publique

8.3.7.1 Conditions actuelles

Les conditions actuelles demeurent les mêmes que celles décrites préalablement dans l'étude d'impact, à l'intérieur du rapport principal et/ou complémentaire.

8.3.7.2 Impacts prévus en phase d'aménagement

En phase d'aménagement, les modifications apportées au projet n'augmenteront pas le niveau de risque lié à la sécurité publique.

8.3.7.3 Impacts prévus en phase d'exploitation

En phase d'exploitation, les modifications apportées au projet n'entraîneront aucun impact supplémentaire sur la sécurité publique.

8.3.7.4 Impacts prévus en phase de désaffectation

Durant la phase de désaffectation, aucun impact supplémentaire n'est appréhendé.

8.3.8 Qualité de vie

8.3.8.1 Conditions actuelles

Les conditions actuelles demeurent les mêmes que celles décrites préalablement dans l'étude d'impact, à l'intérieur du rapport principal et/ou complémentaire.

8.3.8.2 Impacts prévus en phase d'aménagement

Durant la phase d'aménagement, les modifications apportées au projet n'entraîneront aucun impact supplémentaire sur la qualité de vie des villégiateurs.

8.3.8.3 Impacts prévus en phase d'exploitation

En phase d'exploitation, il n'y a pas d'impact proprement dit sur la qualité de vie, les nuisances associées au bruit ont été traitées en détail à la section 8.3.6 alors que les modifications aux paysages sont traitées à la section 8.3.5. Les risques potentiels pour la population présente dans la zone d'étude sont reliés aux effets stroboscopiques, aux champs électromagnétiques ainsi qu'aux basses fréquences seront traités dans les sections 8.3.9 à 8.3.11.

8.3.8.4 Impacts prévus en phase de désaffectation

Lors de la phase de désaffectation, les travaux nécessaires ne sont pas susceptibles d'entraîner de nouveaux impacts outre que ceux décrits au rapport principal.

8.3.9 Effets stroboscopiques

8.3.9.1 Conditions actuelles

Les conditions actuelles demeurent les mêmes que celles décrites préalablement dans l'étude d'impact, à l'intérieur du rapport principal et/ou complémentaire.

8.3.9.2 Impacts prévus en phase d'aménagement

En phase d'aménagement, les éoliennes ne seront pas en fonctionnement, il n'y aura donc aucun risque relié aux effets stroboscopiques.

8.3.9.3 Impacts prévus en phase d'exploitation

Au cours de la phase d'exploitation, les modifications apportées au projet ne sont pas susceptibles d'entraîner davantage d'impacts sur les villégiateurs par la présence d'effets stroboscopiques. Rappelons que la diminution du nombre d'éoliennes est directement susceptible d'influencer à la baisse la formation d'effets stroboscopiques.

8.3.9.4 Impacts prévus en phase de désaffectation

Durant la phase de désaffectation, il n'y a pas de risque possible relié aux effets stroboscopiques.

8.3.10 Incidences électromagnétiques

8.3.10.1 Conditions actuelles

Les conditions actuelles demeurent les mêmes que celles décrites préalablement dans l'étude d'impact, à l'intérieur du rapport principal et/ou complémentaire.

8.3.10.2 Impacts prévus en phase d'aménagement

En phase d'aménagement, les éoliennes ne seront pas en fonctionnement, il n'y aura donc aucun risque relié aux champs électromagnétiques.

8.3.10.3 Impacts prévus en phase d'exploitation

Au cours de la phase d'exploitation, les modifications apportées au projet ne sont pas susceptibles d'entraîner davantage d'impacts sur les villégiateurs par la présence d'incidences électromagnétiques.

8.3.10.4 Impacts prévus en phase de désaffectation

Durant la phase de désaffectation, il n'y a pas de risque pour la population relié aux incidences électromagnétiques.

8.3.11 Basses fréquences

8.3.11.1 Conditions actuelles

Les conditions actuelles demeurent les mêmes que celles décrites préalablement dans l'étude d'impact, à l'intérieur du rapport principal et/ou complémentaire.

8.3.11.2 Impacts prévus en phase d'aménagement

En phase d'aménagement, les éoliennes ne seront pas en fonctionnement, il n'y aura donc aucun risque relié aux basses fréquences et infrasons.

8.3.11.3 Impacts prévus en phase d'exploitation

Au cours de la phase d'exploitation, les modifications apportées au projet ne sont pas susceptibles d'entraîner davantage d'impacts sur les villégiateurs par la présence de basses fréquences ou infrasons. Rappelons que le retrait de 69 éoliennes est susceptible d'engendrer une diminution des basses fréquences à proximité des sites d'implantation.

8.3.11.4 Impacts prévus en phase de désaffectation

Lors de la période de désaffectation, il n'y a pas de risque relié aux infrasons et basses fréquences.

9.0 PROTECTION, SURVEILLANCE ET SUIVI ENVIRONNEMENTAUX

Le programme de protection, surveillance et suivi environnementaux demeure le même que celui décrit dans le rapport principal de l'étude d'impact.

10.0 RÉSUMÉ DU PROJET

Le projet modifié et amélioré mis de l'avant par le Consortium consiste à construire un parc éolien composé de 181 éoliennes, divisé en trois projets distincts d'une puissance totale de 375,2 MW. Le coût total du projet est estimé à environ 900 millions de dollars. Le projet comprend la construction de chemins pour accéder aux 181 éoliennes, la mise en place de lignes de transport d'énergie souterraine de 34,5 kV ainsi que l'installation de deux postes élévateurs. Mentionnons également qu'en raison de l'exploitation forestière pratiquée dans la zone d'étude, une grande partie des chemins d'accès sont déjà réalisés.

De façon générale, le projet modifié n'entraînera aucun impact supplémentaire comparativement à l'évaluation environnementale effectuée pour le projet initial à l'intérieur de l'étude d'impact sur l'environnement (rapport principal, septembre 2006). Le retrait de 69 éoliennes constitue une bonification du projet, diminuant ainsi l'empiètement au niveau du milieu récepteur. De plus, la technologie retenue n'utilise aucune huile minérale, diminuant ainsi les risques de contamination des sols.

Les modifications apportées ont permis de diminuer considérablement le nombre de turbines situées dans l'aire de fréquentation du Caribou forestier ainsi que l'habitat des chiroptères (zones de fortes sensibilités). De plus, la réduction du nombre d'éoliennes constitue un élément positif pour la qualité des paysages. Ainsi, on peut affirmer que les modifications apportées au projet représentent une bonification envers les enjeux environnementaux du projet, soit les paysages, l'ambiance sonore, l'avifaune et les chauves-souris, le caribou, l'orignal, les activités de chasse et l'économie locale et régionale.

11.0 EFFETS CUMULATIFS

Les effets cumulatifs provenant des modifications apportées au projet n'entraîneront aucun impact supplémentaire sur le milieu. Le retrait de 69 éoliennes et le respect de la zone d'étude présentée au rapport principal permettent de croire qu'aucun effet cumulatif supplémentaire n'est appréhendé en lien avec l'exploitation forestière, les activités de chasse, pêche et villégiature, la faune avienne et terrestre ainsi que l'économie régionale et la qualité des paysages.

BIBLIOGRAPHIE

SNC-Lavalin, 2007a. *Développement éolien des terres de la Seigneurie de Beaupré*. Rapport complémentaire déposé au ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, 73 p. + annexes.

SNC-Lavalin, 2007b. *Développement éolien des terres de la Seigneurie de Beaupré*. Complément au rapport complémentaire produit en juillet 2007 déposé au ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, 9 p. + annexes.

SNC-Lavalin, 2006. *Développement éolien des terres de la Seigneurie de Beaupré*. Étude d'impact déposée au ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs. Rapport principal, 298 p. + annexes.

ANNEXE 1

Description technique des turbines, Enercon E-70 et E-82

Technical Description

E-70 E4

| 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-70 E4_rev002_ger- |
| Revision: M.Heinemann/ 002/ 05.03.07 | eng.doc |

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-70 E4_rev002_ger- |
| Revision: M.Heinemann/ 002/ 05.03.07 | eng.doc |

1 BRIEF DESCRIPTION

The E-70 E4 is a wind energy converter with a three bladed rotor, active pitch controls, variable operating speed and a rated power of 2300 kW. Its 71 m rotor diameter and 64 – 113 m hub heights enable the turbine to make efficient use of the prevailing wind conditions at the respective sites to produce electrical energy.

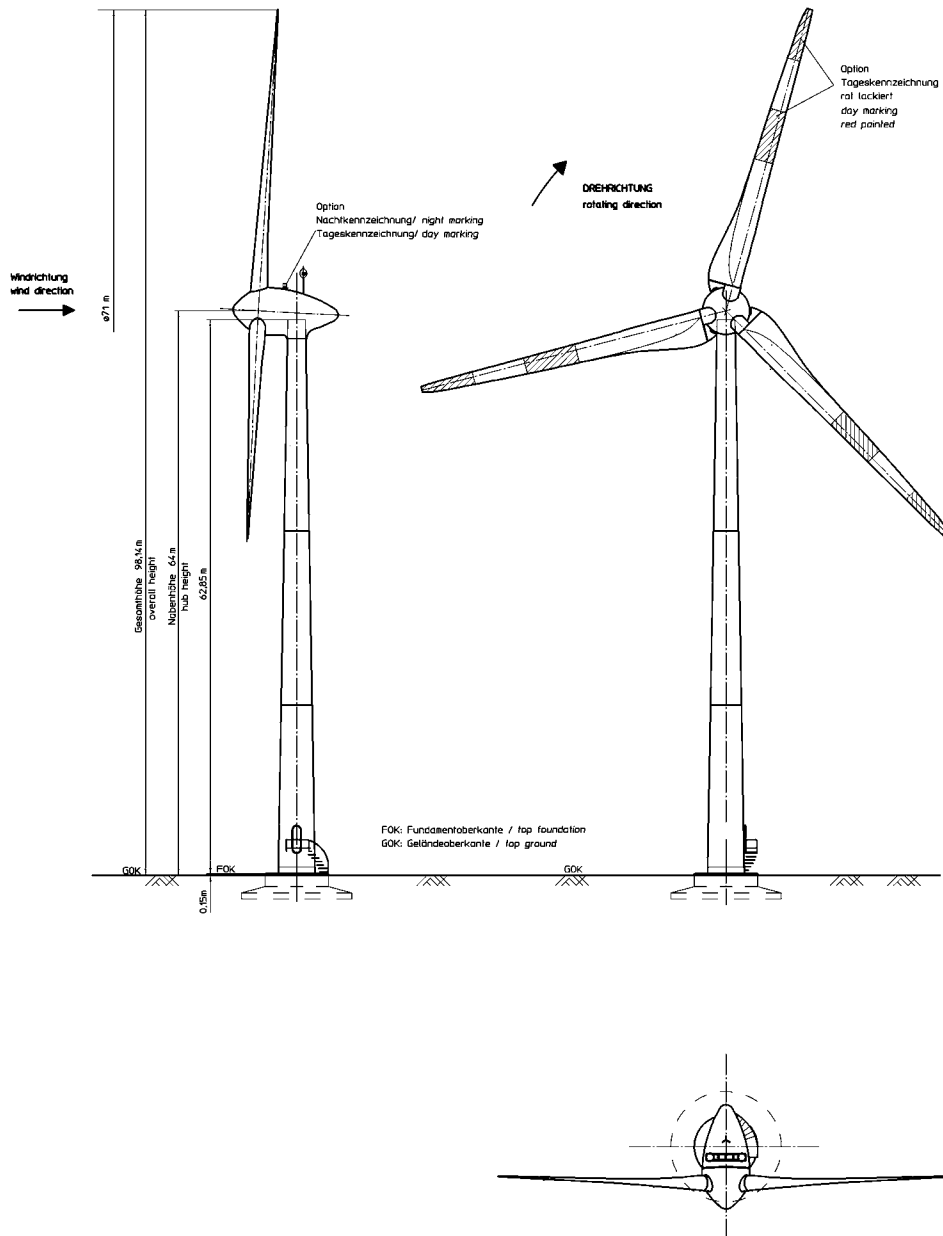


Figure 1: Illustration E-70 E4

| 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-70 E4_rev002_ger-eng.doc |
| Revision | M.Heinemann/ 002/ 05.03.07 | | |

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-70 E4 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-70 E4 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-70 E4 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-70 E4'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-70 E4 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-70 E4_rev002_ger- |
| Revision M.Heinemann/ 002/ 05.03.07 | eng.doc |

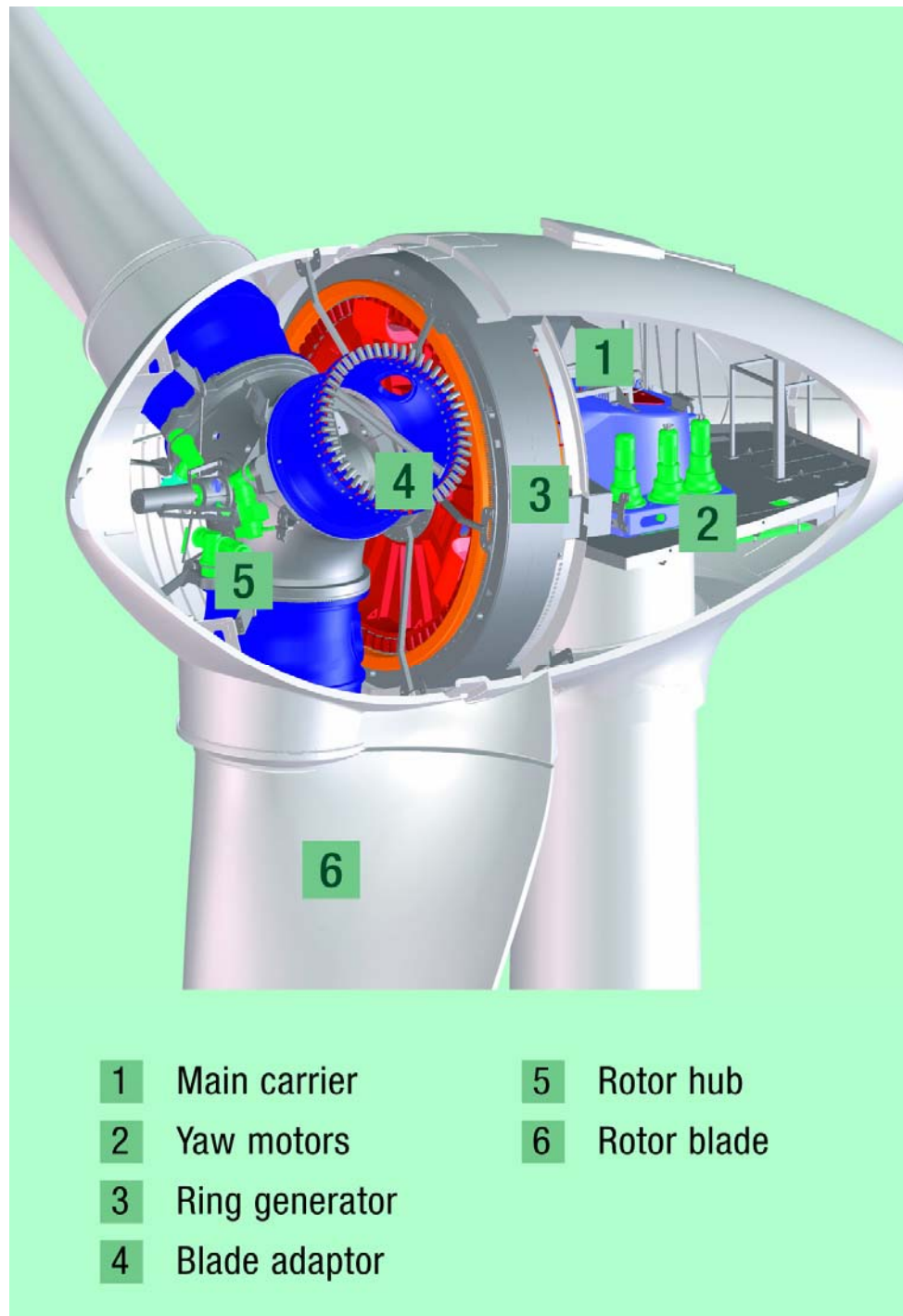


Figure 2: Illustration: Nacelle

| 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-70 E4_rev002_ger-eng.doc |
| Revision: M.Heinemann/ 002/ 05.03.07 | |

1.2 Rotor

The E-70 E-4 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-70 E4 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-70 E4 annular generator. The multipole ENERCON generator is based on the direct drive synchronous machine principle.

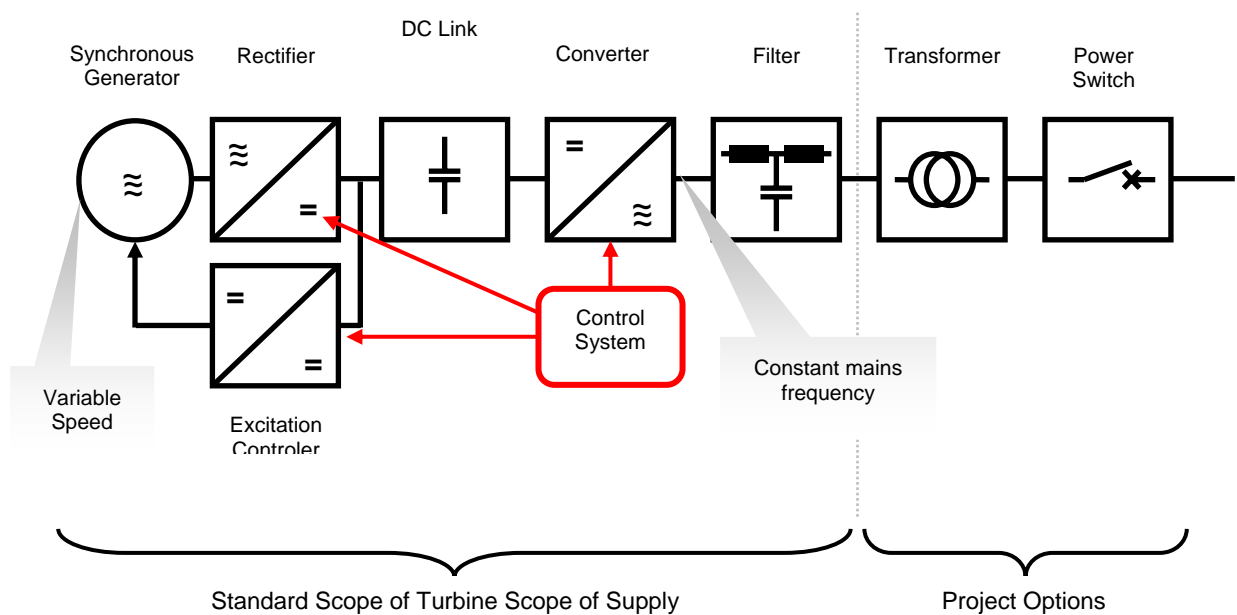
Due to the low rotational speed and a large generator cross-section, temperature levels are comparatively low during operation and are only subject to minor fluctuations. Slight temperature fluctuations and comparatively few load changes during operation significantly decrease mechanical stress and the 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 | Translated/date: C.Carsted / 28.11.05 |
| Department: VI | Revised/date: |
| Approved/date: M.Kuhlmann / 04.11.05 | Reference: VI-Technical Description E-70 E4_rev002_ger- |
| Revision M.Heinemann/ 002/ 05.03.07 | 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-70 E4 can be exactly regulated between 0 kW to 2300 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-70 E4_rev002_ger-eng.doc |
| Revision | M.Heinemann/ 002/ 05.03.07 | | |

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-70 E4.

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 E70 E4 is preset to a power factor of $\cos\varphi=1$. It does not require reactive power nor does it deliver reactive power to the grid within the entire power range from 0 to 2300 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-70 E4 control unit switches off all grid contactors in the inverter. This allows the E-70 E4 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-70 E4_rev002_ger-eng.doc |
| Revision | M.Heinemann/ 002/ 05.03.07 | | |

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-70 E4 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-70 E4_rev002_ger-eng.doc |
| Revision | M.Heinemann/ 002/ 05.03.07 | | |

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-70 E4 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-70 E4 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-70 E4_rev002_ger-eng.doc |
| Revision | M.Heinemann/ 002/ 05.03.07 | | |

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-70 E4 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-70 E4 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-70 E4_rev002_ger-eng.doc |
| Revision | M.Heinemann/ 002/ 05.03.07 | | |

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-70 E4 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).

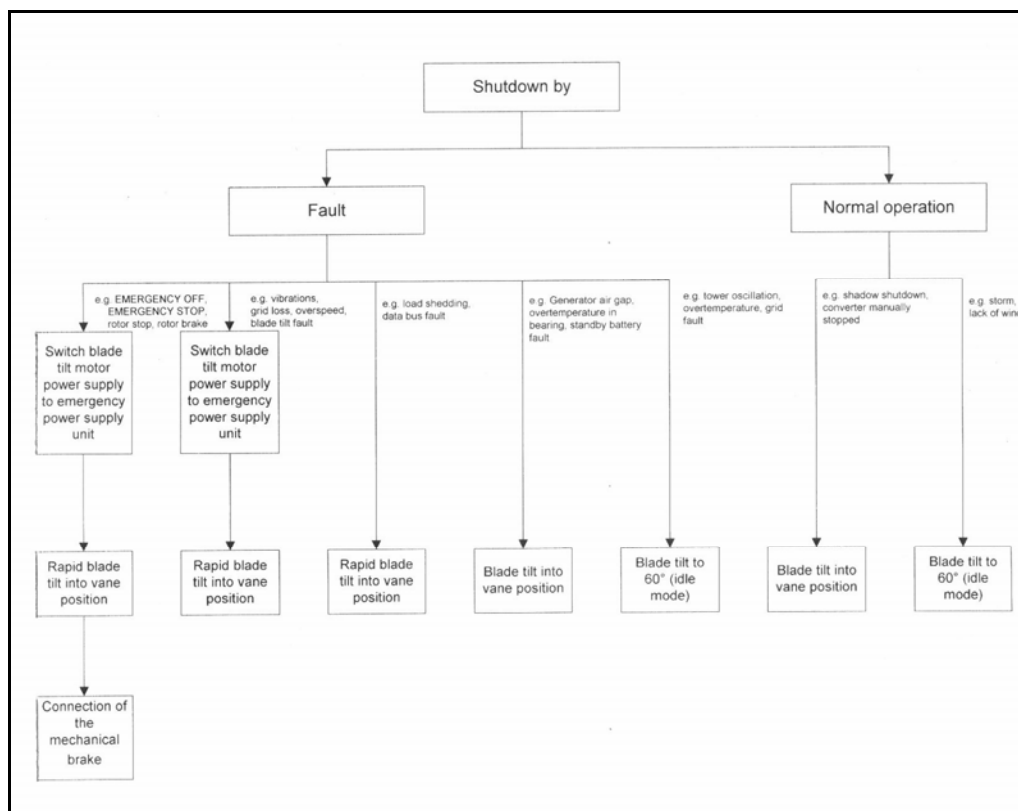


Figure 3: Shutdown procedures for the E-70 E4

| 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-70 E4_rev002_ger-eng.doc |
| Revision | M.Heinemann/ 002/ 05.03.07 | | |

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-70 E4 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-70 E4 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 | Translated/date: C.Carsted / 28.11.05 |
| Department: VI | Revised/date: |
| Approved/date: M.Kuhlmann / 04.11.05 | Reference: VI-Technical Description E-70 E4_rev002_ger- |
| Revision: M.Heinemann/ 002/ 05.03.07 | eng.doc |

2.7 Storm

From the standstill position or idle mode the turbine does not start up at wind speeds over 25 m/s. If an average wind speed of 25 m/s or a top value of 30 m/s is exceeded, the E-70 E4 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-70 E4 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 (25 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-70 E4 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-70 E4 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.

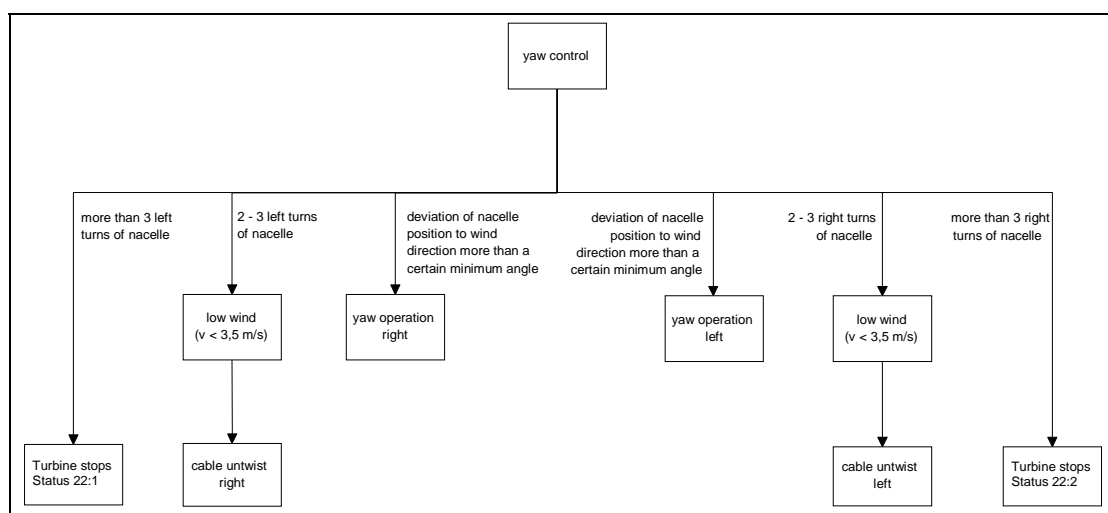


Figure 4: Illustration of yaw control

| 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-70 E4_rev002_ger-eng.doc |
| Revision: M.Heinemann/ 002/ 05.03.07 | |

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-70 E4 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-70 E4 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-70 E4 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-70 E4_rev002_ger- |
| Revision: M.Heinemann/ 002/ 05.03.07 | eng.doc |

3 TECHNICAL SPECIFICATIONS:

| | |
|-----------------------------------|---|
| Turbine type: | ENERCON E-70 E4 |
| Rated power: | 2300 kW |
| Rotor diameter: | 71 m |
| Hub height: | 64 – 113 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: | 3959 m ² |
| Blade material: | Fibreglass (epoxy resin); integrated lightning protection |
| Speed: | Variable, 6 - 21 rpm |
| Tip speed: | 22 - 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-70 E4_rev002_ger-eng.doc |
| Revision: M.Heinemann/ 002/ 05.03.07 | |

| | |
|----------------------------|--|
| Braking system | - 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: | 14 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-70 E4_rev002_ger- |
| Revision: M.Heinemann/ 002/ 05.03.07 | eng.doc |

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 | | |

1 BRIEF DESCRIPTION

The E-82 is a wind energy converter with a three bladed rotor, active pitch controls, variable operating speed and a rated power of 2000 kW. Its 82 m rotor diameter and 78 – 108 m hub heights enable the turbine to make efficient use of the prevailing wind conditions at the respective sites to produce electrical energy.

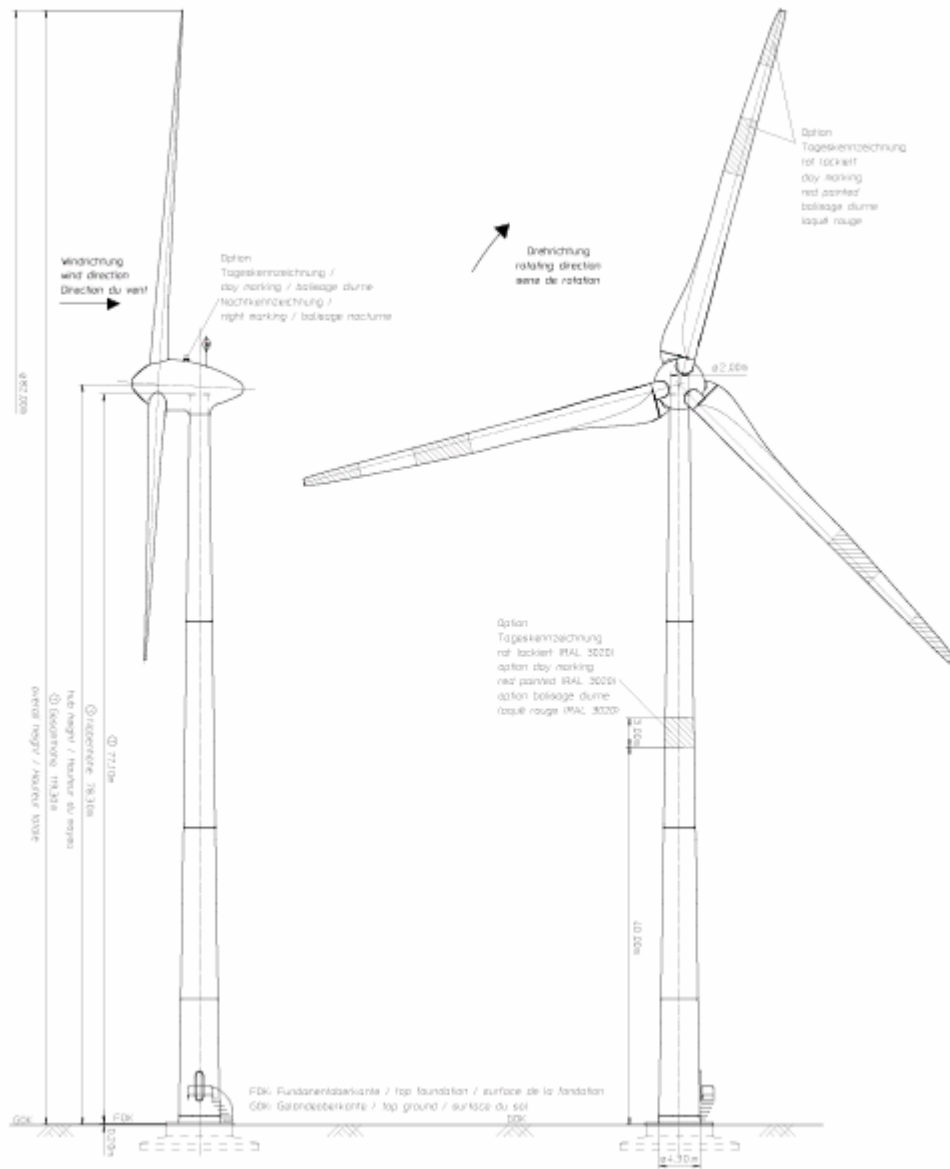


Figure 1: Illustration E-82

| 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 | | |

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 | | |

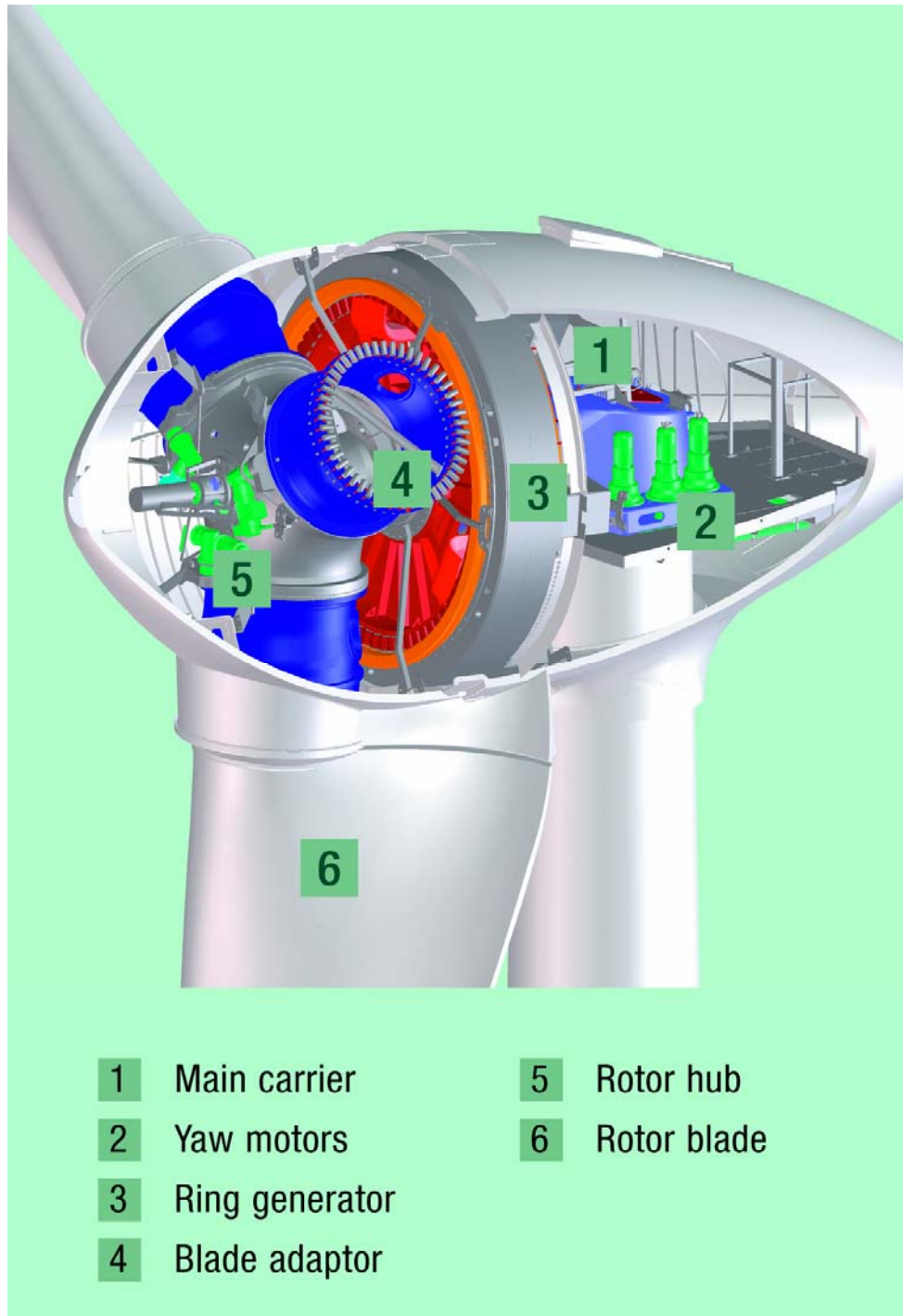


Figure 2: Illustration: Nacelle

| 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.

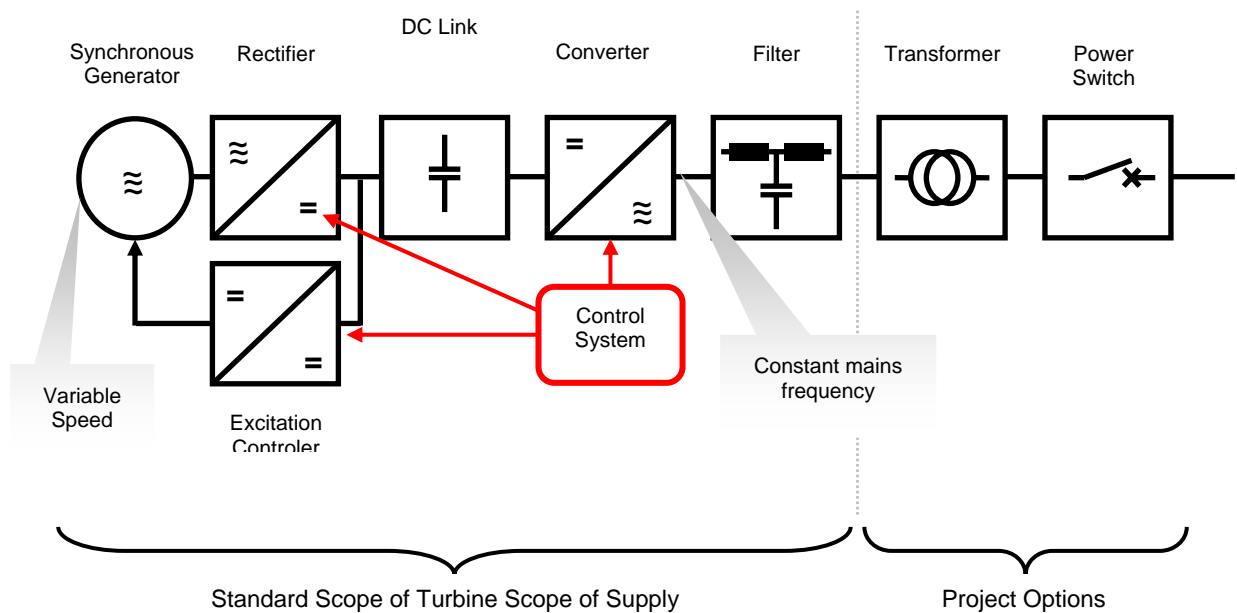
Due to the low rotational speed and a large generator cross-section, temperature levels are comparatively low during operation and are only subject to minor fluctuations. Slight temperature fluctuations and comparatively few load changes during operation significantly decrease mechanical stress and the 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 | 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 | | |

1.4 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).

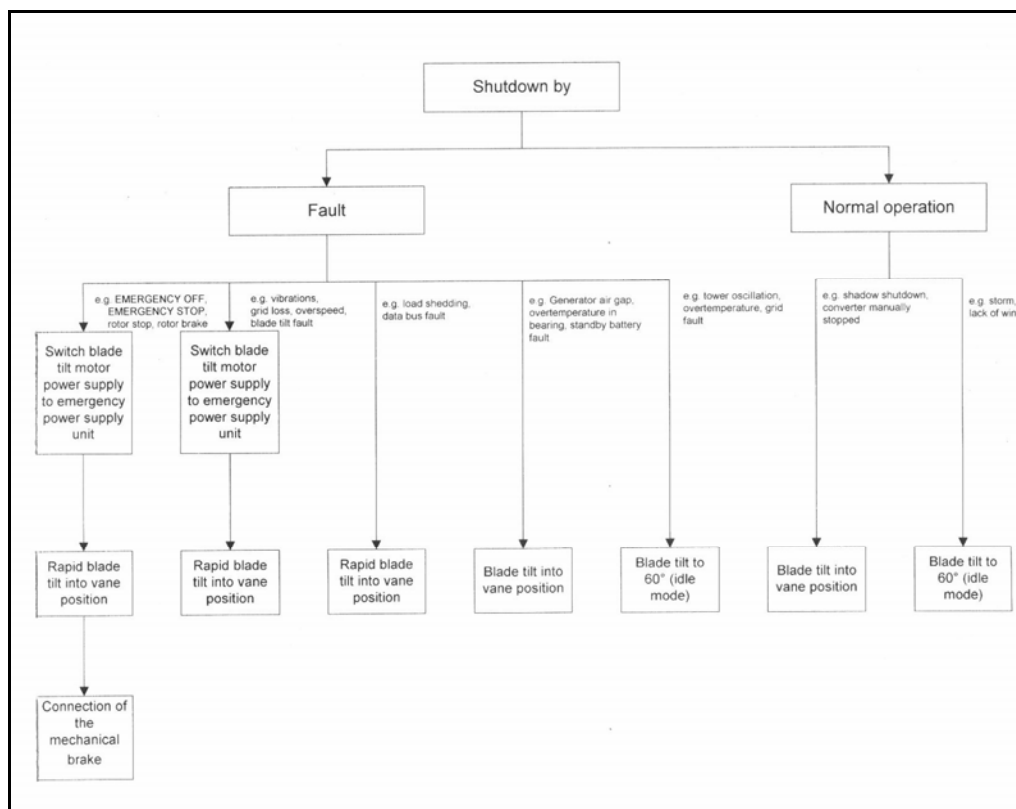


Figure 3: Shutdown procedures for the E-82

| 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 | 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 | | |

2.7 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.

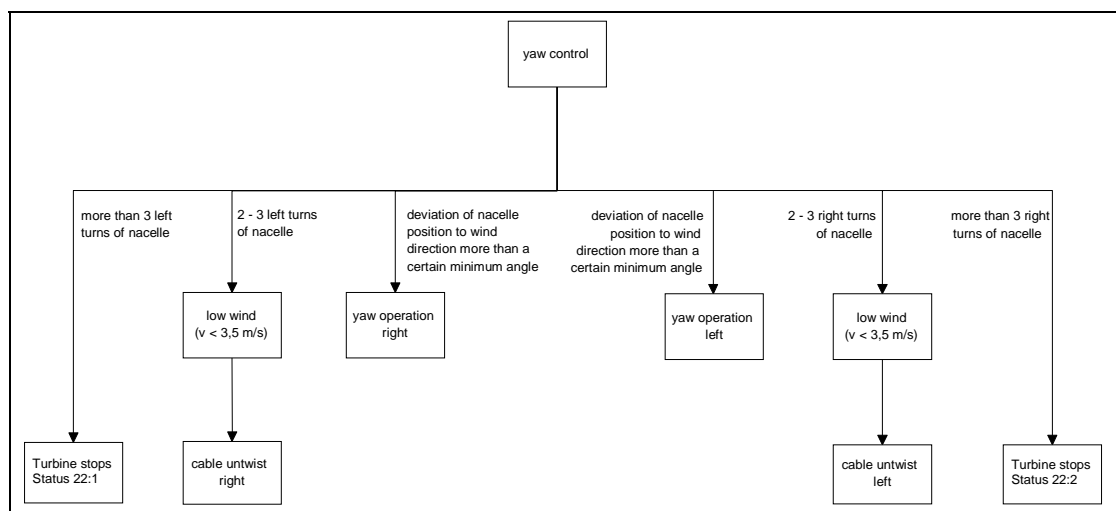


Figure 4: Illustration of yaw control

| 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 | - 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 | |