CSDINGENIEURS
INGÉNIEUX PAR NATURE

PROJET DE REPOWERING DU PARC ÉOLIEN DE TOURNAI-ANTOING-BRUNEHAUT (TAB)

DEMANDEUR DU PERMIS : VENTIS S.A.

ETUDE D'INCIDENCES SUR L'ENVIRONNEMENT

ANNEXES

BEL012445.01
Namur, le 09/02/2026

CSD Ingénieurs Conseils SA
Avenue Prince de Liège, 72
5100 Namur (Jambes)
t +32.81.43.40.76
e namur@csdingenieurs.be
www.csd.ch

ANNEXES

ANNEXE A. Avis préalables des autorités aéronautiques

ANNEXE B. Etude de vent

ANNEXE C. Expertise pour le projet de construction du parc éolien de TAB (2010)

ANNEXE D. Avis préalable de la DRIGM émis pour le parc existant

ANNEXE E. Attestation de reprise des terres de déblai

ANNEXE F. Synthèse des connaissances sur les incidences des éoliennes sur la faune

ANNEXE G. Inventaires et bases de données

ANNEXE H. Mesures biologiques

ANNEXE I. Avis archéologique AWAP du parc existant de TAB 2

ANNEXE J. Avis préalable d'infrabel

ANNEXE K. Avis préalable d'ELIA

ANNEXE L. Avis préabable de Fluxys

ANNEXE M. Avis préalable de la SWDE

ANNEXE N. Avis préalables de l'IBPT et de la RTBF

ANNEXE O. Etude de risque

ANNEXE P. Suivi acoustique de TAB

ANNEXE Q. Courbes d'émission acoustique des modèles d'éoliennes considérés et du parc existant

ANNEXE R. Graphiques des contributions spécifiques en situation 'Worst Case'

ANNEXE S. Fiches techniques des constructeurs relatives au 'shadow module'

ANNEXE T. Procès-verbal de la réunion d'information

ANNEXE A. AVIS PRÉALABLES DES AUTORITÉS AÉRONAUTIQUES

Department Strategy
Public Affairs
Service: **Urbanisme**
Référence : CSO/PA/U/WIND 0376/IUR-2023-1330
Date : voir signature électronique

Secrétariat Urbanisme
Tél : 02/206.24.42
E-mail : urba@skeyes.be

Ventis

Monsieur Benoît MAT

Rue As Pois 4D

7500 Tournai

Concerne: Préavis - 5 éoliennes à Tournai

Monsieur,

Suite à votre demande d'avis pour l'implantation de 5 éoliennes à Tournai introduite par mail le **05/10/2023**, le service Urbanisme a examiné votre demande.

Chaque demande d'avis pour des éoliennes est analysée quant à leur impact potentiel sur les installations techniques (entre autres celles afférentes à la communication, la navigation et la surveillance) que gère skeyes. On vérifie en complément si l'implantation, à l'emplacement demandé, ne perturbe pas les opérations et les procédures de vol pour les aéroports que contrôle skeyes

Sur base de l'étude effectuée, skeyes émet un avis positif concernant l'implantation de ces éoliennes d'une hauteur de **225mAGL.**

Coordonnées : (Lambert72)

turbine	x	y
WT 1	81218,76	139611,28
WT 2	81846,34	139705,05
WT 3	82399,90	139906,95
WT 4	82845,93	139992,37
WT 5	82344,04	140457,59

Toutefois, skeyes ne peut garantir une réponse positive si une demande éventuelle pour agrandir le parc à cet endroit serait demandée.

Cet avis est valable pour une durée de 2 ans. Pour des demandes d'avis officiels, l'implantation de l'obstacle demandée est à nouveau soumise aux critères d'évaluation. Il peut alors y avoir une différence par rapport à l'avis préalable.

Veuillez noter que ceci ne concerne que l'avis de skeyes. Toutefois, il est possible que d'autres instances soient impactées. Dès lors, veuillez-vous adresser à la «DGTA» afin d'obtenir un avis global qui reprend la synthèse des positions de tous les intervenants en matière de protection aérienne.

Service Public fédéral Mobilité et Transports, Direction générale Transport aérien («DGTA»)
Rue du Progrès 56, 1210 Bruxelles

E-mail : bcaa.obstacles@mobilit.fgov.be

Je vous prie d'agréer, Monsieur, mes salutations distinguées.

Head of Public Affairs

Digitally signed by Annabel Backs
Date: 2023.10.06 15:09:07 +02'00'

skeyes / Tervuursesteenweg 303 / B-1820 Steenokkerzeel / T +32 2 206 21 11
zetel - siège / De Meeûssquare 35 / B-1000 Brussel - Bruxelles
RPR - RPM - Brussels 0206.048.091 / BTW - TVA BE 0206.048.091

Défense

Direction Générale Ressources Matérielles
Division CIS & Infra
Section Infrastructure

Date: Voir signature
DocID: 25-00081838
Page(s): 2
Arch: H05
Ligne d'archive 707

bcaa.obstacles@mobilit.fgov.be

marie.martens@ventis.eu

OBJET : **Tournai – Projet d'implantation d'un parc de 5 éoliennes (250m)**

Références :
1. Votre courriel (IP) du 14 mai 2025
2. Notre dossier 3D/2251-3
3. Votre dossier WT3836
4. Circulaire GDF-03 du 12 juin 2006 – Directives concernant le balisage d'obstacles pour l'aviation

Cet avis est valable pour une durée de 2 ans pour autant que les critères actuels ne changent pas.

Madame,

Par la présente, nous revenons à votre demande du 14 mai 2025.

Nous avons l'honneur de vous annoncer que la Défense n'émet pas d'objection quant au projet en objet pour les éoliennes :

	X	Y	H
1	81211.53	139630.96	250.0
2	81830.1	139685.87	250.0
3	82343.84	139745.17	250.0
4	82805.24	139975.63	250.0
5	82361.33	140462.38	250.0

Le projet se situe dans une zone utilisée pour des vols d'hélicoptères à très basse altitude. Le balisage de tout le projet (les obstacles temporaires inclus) dépend de si sa hauteur totale (paratonnerre éventuel inclus) est plus grande ou égale à 25m au-dessus du sol pour ce qui concerne le balisage de nuit et 57m au-dessus du sol pour ce qui concerne le balisage de jour. Le balisage doit être conforme aux normes décrites dans la CIR GDF 03 pour la zone de **catégorie C**.

Nous attirons votre attention sur le fait que si les éoliennes étaient érigées sans un balisage conforme, la Défense déclinerait toute responsabilité en cas de problèmes ultérieurs. Nous nous réserverions par ailleurs la possibilité de faire respecter ces prescriptions par toute voie de droit.

Si le projet est situé à moins de 5NM des frontières nationales, il est recommandé que la DGTA contacte la CAA/MAA (Civil Aviation Authority /Military Aviation Authority) du pays voisin afin de leur donner la possibilité d'évaluer tout impact transfrontalier

Correspondante : Mercedes ROMERO
Assistante administrative
Tel : 02/44.16.356
E-mail: mrci-geomatic3d@mil.be

DGMR - Division CIS & Infra
Section Infrastructure
Bureau Expertise Domaniale
Quartier Reine Elisabeth
Rue d'Evere, 1 – Boite 28
1140 BRUXELLES

Après délivrance du permis de bâtir, il y aura lieu de prévenir nos services, par écrit à l'adresse complète ci-dessous, au plus tard 30 jours ouvrables avant le début des travaux, afin de nous permettre d'avertir le personnel navigant concerné. Tout courrier qui nous sera adressé, devra mentionner le numéro 3D/2251-3, la position exacte des éoliennes en coordonnées Lambert 72 ainsi que leur hauteur totale. De plus, le demandeur est prié de notifier toute information utile (placement de grues, …) à temps via l'adresse électronique suivante : aim@mil.be.

Dans le même esprit, nous vous prions de nous avertir de leur démantèlement ultérieur.

La Défense émet un <u>avis positif sous conditions</u> : les conditions mentionnées ci-dessus sont à respecter.

Le présent avis vous est transmis sans aucune reconnaissance préjudiciable et sous réserve de tous les droits de l'Etat belge.

En particulier, il ne peut être tiré aucun droit du présent avis et l'Etat belge se réserve le droit de modifier sa position dans le cours futur de ce dossier.

Veuillez agréer, Madame, l'expression de notre considération distinguée.

Le Chef de la Section Infrastructure
Par délégation

Signature récupérable

X

Signé par : Christophe Leroy (Signature)

Christophe LEROY, ir
Capitaine de frégate Ingénieur du Matériel Militaire
Chef de Bureau Expertise Domaniale

ANNEXE B. ETUDE DE VENT

TRACTEBEL ENGINEERING S.A.

HEAD OFFICE
Boulevard Simón Bolívar 36
1000 - Brussels - BELGIQUE
tel. +32 2 773 99 11 - fax +32 2 773 99 00
engineering@tractebel.engie.com
tractebel-engie.com

Technical Document

Our ref.: **WINDDEV/4NT/0908420/000/00**
TS:
Imputation: W.006054/0004

INTERNAL

Client:

Project: **VENTIS - TAB REPOWERING - TOURNAI**

Subject: **Étude de productible du parc éolien de TAB repowering (Ventis) avec bridage chiroptérologique, accoustique et d'ombre mouvante pour 5 éoliennes de type E175 EP5 E2 / 7000kW, SG 7.0-170 et V172-7.2MW**

Comments:

Keywords: Energy production, Onshore wind power, Renewable energy, Shadow, Wind turbine

REV.	YY/MM/DD	STAT.	WRITTEN	VERIFIED	APPROVED	VALIDATED
00	2026 01 26	FIN	*J. Krug	*S. Brems	*H. Van Vyve	*H. Van Vyve

* This document is fully electronically signed on 2026 01 28.

TRACTEBEL ENGINEERING S.A. - Registered office: Boulevard Simón Bolívar 36, 1000 Brussels - BELGIUM
VAT: BE 0412 639 681 - RPM/RPR Brussels: 0412 639 681 - Bank account IBAN: BE74375100843707 - BIC/SWIFT: BBRUBEBB

This document is the property of TRACTEBEL S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

PARC EOLIEN DE TAB REPOWERING, VENTIS

Estimation de la production avec bridages acoustique, chiroptérologique et d'ombre mouvante pour des éoliennes de type E-175 EP5 E2 7000kW, SG 7.0-170 et V172-7.2MW

TABLE DES MATIÈRES

LISTE DES ABRÉVIATIONS 5

1. INTRODUCTION 6

2. RÉSUMÉ 7

3. IMPLANTATION 8

4. CLIMAT DE VENT 11

4.1. Méthodologie 11

4.2. Climat de vent local 11

5. SCÉNARIOS DE PRODUCTION 13

5.1. Types d'éoliennes 13

5.1.1. Types d'éoliennes à l'étude 13

5.1.2. Types d'éoliennes considérés pour les effets de sillage 14

5.2. Scénarios considérés 14

5.3. Evaluation de la turbulence 15

6. ÉVALUATION DU PRODUCTIBLE 17

6.1. Production brute 17

6.2. Pertes de production 19

6.2.1. Pertes générales 19

6.2.2. Pertes liées aux bridages 20

6.3. Production avec bridage cumulé 26

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

7. EFFETS DE SILLAGE 27

7.1. Effets de sillage intraparc 27

7.2. Influence des parcs environnants sur la production du projet 28

7.3. Influence du projet sur la production des parcs environnants 28

8. BIBLIOGRAPHIE 29

9. ANNEXES 30

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

LISTE DES ABRÉVIATIONS

AEP	Annual Energy Production / Production annuelle d'énergie
AGL	Above Ground Level / Au-dessus du sol
CS21	Conditions Sectorielles éoliennes de 2021
EIE	Etude d'incidences sur l'environnement
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition / Contrôle de surveillance et d'acquisition de données
TBWA	Tractebel Belgium Wind Atlas

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

1. INTRODUCTION

Dans le cadre du projet de parc éolien de TAB repowering, Ventis a chargé Tractebel d'évaluer le potentiel énergétique du parc. Le projet est composé de 5 éoliennes et est localisé sur les communes de Tournai, Antoing et Brunehaut. Ce rapport s'inscrit dans le cadre d'une demande de permis et évalue la production d'énergie avec bridages acoustique, chiroptérologique et d'ombre mouvante pour 3 types d'éoliennes.

Dans cette étude, le potentiel éolien du parc de TAB repowering est évalué en considérant les Conditions Sectorielles éoliennes de 2021 (CS21) (1) publiées au Moniteur Belge le 27 avril 2021.

La première partie de l'étude est consacrée à l'évaluation du potentiel venteux du site caractérisé principalement par la vitesse et direction du vent à la hauteur de moyeu des types d'éoliennes considérés. Aucune campagne de mesures n'ayant été réalisée sur site, cette étude est basée sur la méthode du « Tractebel Belgium's Wind Atlas » (TBWA). Celle-ci utilise des données méso-échelle couplées à des données mesurées de vitesses de vent et de production.

Connaissant le climat de vent, l'énergie électrique générée pour un type d'éolienne peut être calculée en utilisant la courbe de puissance de l'éolienne. À cette énergie brute sont soustraites les pertes dues au sillage (i.e. interactions entre éoliennes), les pertes dues aux arrêts pour des raisons techniques ou environnementales, ainsi qu'une série de pertes techniques telles que les pertes électriques par exemple. L'estimation de la production électrique du parc éolien « nette » résultante porte également le nom de production P50, à savoir, la production qui sera dépassée avec une probabilité de 50% sur la période considérée.

Cette production est la production moyenne la plus probable sur base des données disponibles pour le calcul. Ce chiffre de production, valable pour toute la durée de vie du parc éolien, doit être utilisé comme référence dans une comparaison entre différents projets éoliens, différents types d'éoliennes, différentes périodes d'exploitation, etc. Sauf mention contraire, les résultats de production présentés dans ce rapport correspondent à des productions P50.

La méthodologie utilisée par Tractebel pour l'estimation du potentiel éolien du parc est explicitée dans la suite de ce rapport, et de manière plus détaillée dans une note méthodologique écrite par Tractebel (2)**.**

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2. RÉSUMÉ

La vitesse moyenne dans le parc est de 7.3 m/s à 162 m AGL. Les productions P50 brute, brute ajustée et nette du parc avec bridages acoustique, chiroptérologique et d'ombre mouvante sont reprises pour les Conditions Sectorielles éoliennes de 2021 dans le Tableau 1.

TABLEAU 1: TABLEAU RÉCAPITULATIF DES PRINCIPAUX RÉSULTATS – CONDITIONS SECTORIELLES DE 2021

Production et pertes				
-	Unité	E175	SG170	V172
AEP brute	MWh/an	130 826	126 953	127 202
Perte de sillage	%	6.8%	8.3%	8.2%
AEP brute ajustée	MWh/an	121 948	116 434	116 758
Perte brute/nette (sans bridage)	%	7.5%	7.5%	7.5%
Perte due au bridage chiroptérologique	%	2.4%	2.1%	2.1%
Perte due aux bridages acoustiques	%	9.5%	4.4%	9.8%
Perte due au bridage d'ombre mouvante	%	0.1%	0.1%	0.1%
Perte due aux bridages cumulés	%	11.9%	6.5%	11.9%
Perte brute/nette (avec bridages)	%	18.5%	13.6%	18.6%
Production nette avec bridage cumulé	MWh/an	99 400	100 627	95 094

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

3. IMPLANTATION

Les coordonnées des éoliennes projetées sont présentées dans le Tableau 2.

TABLEAU 2: COORDONNÉES EN LAMBERT 72 DES ÉOLIENNES DU PROJET DE PARC ÉOLIEN DE TAB REPOWERING, VENTIS

Éolienne	Coordonnées (Lambert 72)	
Identifiant	X (m)	Y (m)
WT1	81 209	139 680
WT2	81 830	139 686
WT3	82 344	139 745
WT4	82 794	139 989
WT5	82 361	140 462

Cette étude tient également compte des effets de sillage induits par la présence d'éoliennes existantes et/ou en construction et en procédure de permis à proximité du projet considéré dont les caractéristiques sont reprises dans le Tableau 3.

Pour les parcs éoliens de Laplaigne et de Tournai (Ligny), le modèle de turbine n'ayant pas encore été décidé par le développeur, le type d'éolienne considéré dans cette étude s'est appuyé à la fois sur les spécifications du permis ainsi que sur les turbines disponibles sur le marché belge à l'heure actuelle.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

TABLEAU 3: TABLEAU RÉCAPITULATIF DES ÉOLIENNES CONSIDÉRÉES POUR LES EFFETS DE SILLAGE

Parc	Éolienne	Type	Développeur	Statut	Coordonnées (Lambert 72)	
	Identifiant	-	-	-	X (m)	Y (m)
Tournai-Antoing-Brunehaut extension	TABE1	E-115 EP3 E4 4.26MW	Ventis	Existant	80118	139206
	TABE2	E-115 EP3 E4 4.26MW	Ventis	Existant	80487	139295
	TABE3	E-115 EP3 E4 4.26MW	Ventis	Existant	80829	139437
Laplaigne	LP1	E-138 EP3 E3 4.26MW	Ventis	En procédure de permis	84077	136654
	LP2	E-138 EP3 E3 4.26MW	Ventis	En procédure de permis	84304	136324
	LP3	E-138 EP3 E3 4.26MW	Ventis	En procédure de permis	84028	135850
	LP4	E-138 EP3 E3 4.26MW	Ventis	En procédure de permis	83666	135425
Tournai (Ligny)	T01	N163/7000	Aspiravi	En procédure de permis	84233	144625
	T02	N163/7000	Aspiravi	En procédure de permis	84495	144422
Gaurain	G01	V100-2.2MW	Luminus	Existant	87586	141251
	G02	V100-2.2MW	Luminus	Existant	86834	141199
	G03	V100-2.2MW	Luminus	Existant	87312	141405
	G04	V100-2.2MW	Luminus	Existant	87162	140986

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

La Figure 1 représente une vue d'implantation du parc éolien en projet ainsi que les éoliennes existantes ou/et en procédure de permis à proximité du site considéré.

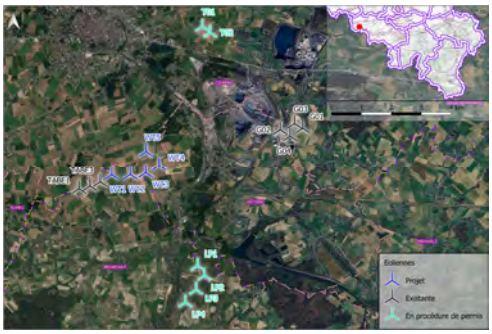


Figure 1: Implantation du parc éolien de TAB REPOWERING, Ventis
© Openstreet maps contributors

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

4. CLIMAT DE VENT

4.1. Méthodologie

Etant donné qu'aucune campagne de mesures n'a été effectuée sur site ou à proximité directe du projet, la méthode du « Tractebel Belgium Wind Atlas » a été utilisée pour estimer le climat de vent local.

Le climat de vent à hauteur de moyeu est basé sur le modèle méso-échelle EMD-WRF Europe+ (3) développé par EMD à l'aide du modèle de flux WRF (Weather Research and Forecasting) (4) et basé sur des données de réanalyse ERA-5 (5). Ces données sont ensuite calibrées à partir des données de production (SCADA) de parcs existants ou de mesures de vent réalisées dans les environs. L'Atlas consiste en des séries temporelles de 20 ans disponibles partout en Belgique avec une résolution spatiale de 3 km.

Une explication détaillée de la méthodologie est reprise dans la note méthodologique de Tractebel (2).

4.2. Climat de vent local

Sur base de la méthodologie décrite au paragraphe précédent, le climat de vent est estimé aux hauteurs de moyeu des types d'éoliennes considérés (cf. Tableau 5).

Le calcul de production énergétique annuel du parc est basé sur l'exploitation de données de vent selon des séries temporelles. Cependant, il est utile pour comparer différentes zones de projets de considérer le potentiel venteux moyen du site. Ceci est possible en comparant les paramètres de Weibull des différentes zones.

Le Tableau 4 présente les paramètres de Weibull caractérisant le climat de vent à hauteur de moyeu du site de TAB repowering.

TABLEAU 4: CLIMAT DE VENT LOCAL – PARAMÈTRES DE WEIBULL ET VITESSE MOYENNE

Altitude au-dessus du sol	Vitesse de vent – Statistique	Vitesse du vent – Weibull	A	k
[m AGL]	[m/s]	[m/s]	[m/s]	-
150	7.16	7.26	8.19	2.271
155	7.22	7.31	8.26	2.261
162	7.30	7.39	8.34	2.247

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

La distribution de Weibull, les répartitions de fréquence par secteur (rose des vents) et de l'énergie par secteur (rose d'énergie) à 162 m au-dessus du sol sont présentées par les Figure 2 à Figure 4.

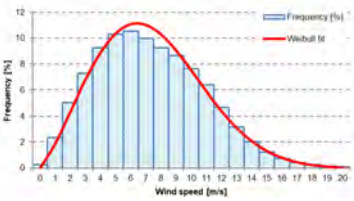


Figure 2: Climat de vent local à 162 m AGL – Densité de probabilité des vitesses de vent (bleu) et distribution de Weibull associée (rouge)

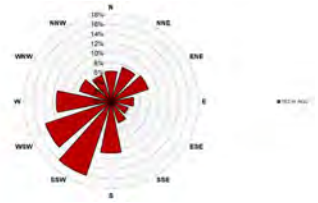


Figure 3: Climat de vent local à 162 m AGL – Rose des vents

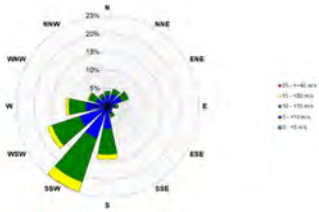


Figure 4: Climat de vent local à 162 m AGL – Rose d'énergie

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

5. SCÉNARIOS DE PRODUCTION

5.1. Types d'éoliennes

5.1.1. Types d'éoliennes à l'étude

La présente étude est réalisée pour les éoliennes définies dans le Tableau 5.

TABLEAU 5 : TYPES D'ÉOLIENNES CONSIDÉRÉS

Type	E175	SG170	V172
Alias[1]	E175	SG170	V172
Constructeur	Enercon	Siemens Gamesa	Vestas
Puissance nominale [MW]	7.0	7.0	7.2
Puissance acoustique [dB(A)]	106.9	107.0	107.8
Diamètre du rotor [m]	175.0	170.0	172.0
Hauteur de nacelle [m AGL]	162.0	155.0	150.0
Hauteur totale [m AGL]	249.5	240.0	236.0
Classe IEC	SA	IIA	S
Pâles équipées de « serrations » (STE[2]) ?	Oui	Oui	Oui

Les courbes de puissance correspondantes sont fournies en **Annexe 1**, en fonction de la vitesse du vent et pour une densité d'air de 1.225 kg/m³. Ces courbes de puissance sont des courbes de puissance calculées et garantie à 100% par le fabricant. Pour le calcul de production, ces courbes sont ajustées pour la densité d'air du site.

[1] Dans la suite de cette note, le modèle d'éolienne sera identifié selon son « Alias » pour faciliter la lecture.

[2] Serrated Trailing Edge. Cet accessoire permet de réduire les émissions sonores des machines.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

5.1.2. Types d'éoliennes considérés pour les effets de sillage

Les caractéristiques des éoliennes existantes ou en procédure de permis à proximité du parc considéré sont présentées dans le Tableau 6.

TABLEAU 6: TYPES D'ÉOLIENNES CONSIDÉRÉS POUR LES EFFETS DE SILLAGE

Constructeur	Type	Puissance nominale	Diamètre du rotor	Hauteur de nacelle	Hauteur totale
-	-	[MW]	[m]	[m AGL]	[m]
Enercon	E-115 EP3 E3	4.26	115.7	92	150
Enercon	E-138 EP3 E3	4.26	138.3	130.6	199.8
Nordex	N163/6.X	7.0	163	148	229.5
Vestas	V100-2.2MW	2.2	100	112	162

5.2. Scénarios considérés

Dans cette étude, les scénarios définis dans le Tableau 7 sont étudiés :

TABLEAU 7: SCÉNARIOS CONSIDÉRÉS

Éolienne	Scénarios		
Identifiant	E175	SG170	V172
WT1	E-175	SG170	V172
WT2	E-175	SG170	V172
WT3	E-175	SG170	V172
WT4	E-175	SG170	V172
WT5	E-175	SG170	V172
Puissance totale installée [MW]	35	35	36

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

5.3. Evaluation de la turbulence

Puisque le paramètre k de Weibull est effectivement supérieur à 1.8, d'après la vitesse moyenne obtenue à partir du climat de vent local (Tableau 4), les relations supposées dans la norme IEC 61400-1 (6) entre la vitesse de vent moyenne, la vitesse de vent de référence[3] et la vitesse de vent extrême[4] peuvent théoriquement être considérées comme valables. De ce fait, la vitesse de vent moyenne détermine la classe d'éolienne selon la norme IEC 61400-1.

La vitesse moyenne calculée (V_{ave}) montre que les éoliennes doivent être certifiées au minimum suivant la classe III de la norme IEC 61400-1. La vitesse de vent de référence (V_{ref}) pour laquelle les turbines sont certifiées est alors de 37.5 m/s maximum, ce qui correspond à une vitesse de vent extrême de ($V_{50,gust}$) de 52.5 m/s.

Suivant la norme NBN B03-002-1 (7), la classe des terrains environnants est II (paysage ouvert avec habitations isolées et/ou bois) et III (Habitations, zones industrielles ou forêts) et les intensités des turbulences ambiantes à hauteur d'axe des machines étudiées (150 m, 155 m, 162 m) sont respectivement de 10.4%, 10.4% et 10.3% en zone II, et de 12.9%, 12.8% et 12.7% en zone III. En sommant les turbulences induites par les effets de sillage, calculées suivant la méthodologie de (2), avec ces turbulences ambiantes, on obtient l'intensité de turbulence totale. La valeur maximale de turbulence attendue pour chaque type de turbine pour trois vitesses de vent dans l'intervalle [$0.2*v_{ref}$; $0.4*v_{ref}$] est reportée dans le Tableau 8 ci-dessous :

TABLEAU 8: VÉRIFICATION DES NIVEAUX DE TURBULENCE

E175	Niveau de turbulence		
Vitesse de vent	8 m/s	12 m/s	15 m/s
Turbulence ambiante	10.3% - 12.7%		
Turbulence totale	19.8%	15.5%	14.2%
Critère IEC - Classe A	23.2%	19.5%	18.0%
Acceptabilité	**OK**	**OK**	**OK**

SG170	Niveau de turbulence		
Vitesse de vent	8 m/s	12 m/s	15 m/s
Turbulence ambiante	10.4% - 12.8%		
Turbulence totale	20.9%	15.7%	14.3%
Critère IEC - Classe A	23.2%	19.5%	18.0%
Acceptabilité	**OK**	**OK**	**OK**

[3] V_{ref} = valeur extrême de la vitesse de vent moyenne sur 10 min, avec une période de retour de 50 ans

[4] v_{e50} = vitesse de vent extrême (moyenne sur 3 secondes) avec une période de retour de 50 ans

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

V172	Niveau de turbulence		
Vitesse de vent	8 m/s	12 m/s	15 m/s
Turbulence ambiante	10.4% - 12.9%		
Turbulence totale	20.5%	15.7%	14.3%
Critère IEC - Classe B	20.3%	17.0%	15.7%
Acceptabilité	**Not OK**	**OK**	**OK**

Au vu des résultats, les éoliennes doivent être certifiées au minimum suivant la classe IEC A de la norme internationale IEC 61400 – 1 (6).

Les éoliennes de types E175 et SG170, certifiées classe A suivant la norme internationale IEC 61400 – 1 (6), ont une certification suffisante par rapport aux niveaux de turbulence totale attendus.

Les éoliennes de type V172 à 150m de hauteur de moyeu ont une valeur Iref de 0.13 selon les spécifications annoncées par Vestas. La classe de turbulence de la machine se trouverait donc entre la classe B (Iref 0.14) et la classe C (Iref 0.12). Dès lors, les éoliennes n'ont pas, au sens strict, une classe de certification suffisamment élevée pour supporter les niveaux de turbulences attendus à certains emplacements au sein du parc. La viabilité de ces éoliennes dans le climat de vent local et l'implantation envisagée doit faire l'objet d'une vérification auprès du fabricant.

Une solution consiste à mettre en place un dispositif de *Wind Sector Management* (WSM) arrêtant les éoliennes sur les plages de vitesse et de direction de vent pour lesquelles la turbulence est supérieure à la valeur certifiée. Cette solution s'accompagne néanmoins de pertes de production.

Il est à noter que le niveau de turbulence ambiante est une hypothèse et n'est pas le résultat d'une campagne de mesure sur site.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

6. ÉVALUATION DU PRODUCTIBLE

6.1. Production brute

La production annuelle d'énergie (AEP) est calculée sur base de résultats horaires obtenus en utilisant le logiciel WindPRO (8) couplé à WAsP (9). Les pertes de sillage sont calculées en utilisant le modèle N.O. Jensen (RISØ) (10).

L'AEP brute représente la production basée sur une disponibilité de 100% et sur une courbe de puissance certifiée à 100%, mais ne tient pas compte des pertes techniques, des pertes dues aux bridages environnementaux et des pertes de sillage. **L'AEP brute ajustée** correspond à l'AEP brute ajustée en prenant en compte[5] les pertes de sillage dues aux éoliennes en projet et avoisinantes. Le **rendement du parc** permet de quantifier les pertes de production d'énergie résultantes des interactions entre éoliennes (sillage, turbulence induite, etc.).

Dans ces calculs, la masse volumique d'air moyenne sur l'ensemble du parc éolien est de 1.220 kg/m³ à 162 m AGL.

Les AEP brutes, AEP brutes ajustées ainsi que les rendements sont présentés respectivement dans les Tableau 9, Tableau 10 et Tableau 11. Les AEP sont présentées en MWh/an. Le rendement est défini comme le ratio entre la production tenant compte des effets de sillage et la production utilisant le climat de vent « libre » (sans effet de sillage) sur la même turbine, à la même localisation.

TABLEAU 9: PRODUCTION BRUTE [MWH/AN]

Condition	CS21		
Éolienne	**E175**	**SG170**	**V172**
WT1	26 102	25 318	25 361
WT2	26 195	25 421	25 472
WT3	26 594	25 859	25 942
WT4	26 173	25 399	25 449
WT5	25 762	24 956	24 978
Moyenne	**26 165**	**25 391**	**25 440**
Total	**130 826**	**126 953**	**127 202**

[5] Dans cette note, l'AEP brute ajustée est calculée sur base des pertes de sillage résultantes de l'activité des éoliennes avec l'application des bridages sonores et chiroptérologiques (voir Section 0).

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

TABLEAU 10: PRODUCTION BRUTE AJUSTÉE [MWH/AN]

Condition	CS21		
Éolienne	**E175**	**SG170**	**V172**
WT1	24 579	23 579	23 558
WT2	24 599	23 443	23 567
WT3	24 322	23 208	23 336
WT4	24 280	23 177	23 262
WT5	24 168	23 026	23 034
Moyenne	**24 390**	**23 287**	**23 352**
Total	**121 948**	**116 434**	**116 758**

TABLEAU 11: RENDEMENT [%]

Condition	CS21		
Éolienne	**E175**	**SG170**	**V172**
WT1	94.2%	93.1%	92.9%
WT2	93.9%	92.2%	92.5%
WT3	91.5%	89.7%	90.0%
WT4	92.8%	91.3%	91.4%
WT5	93.8%	92.3%	92.2%
Pertes de sillage	6.8%	8.3%	8.2%

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

6.2. Pertes de production

6.2.1. Pertes générales

Afin de déterminer la production nette sans bridage, définie comme étant l'AEP brute ajustée tenant compte de l'indisponibilité technique, les pertes suivantes, détaillées dans la note méthodologique (2), sont prises en compte dans le calcul de production :

TABLEAU 12: PERTES SUR LA PRODUCTION BRUTE AJUSTÉE

Catégories standards	#	Sous-catégories	E175	SG170	V172
1. Disponibilité	1a	Eolienne	3.05%	3.05%	3.05%
	1b	Balance of plant	0.3%	0.3%	0.3%
	1c	Réseau électrique	0%	0%	0%
	1d	Autre	0%	0%	0%
2. Pertes de sillage	2a	Effets de sillage internes[6]	0%	0%	0%
	2b	Effets de sillage externes	0%	0%	0%
	2c	Effets de sillage futurs	0%	0%	0%
3. Performance de l'éolienne	3a	Courbe de puissance	0%	0%	0%
	3b	Ecoulement du vent	0%	0%	0%
	3c	Hystérésis	0%	0%	0%
	3d	Autre	0%	0%	0%
4. Electrique	4a	Pertes électriques[7]	1.3%	1.3%	1.3%
	4b	Consommation parasite	0.4%	0.4%	0.4%
5. Environnement	5a	Dégradation de la performance (sauf glace)	0%	0%	0%
	5b	Dégradation de la performance due à la glace	0%	0%	0%
	5c	Arrêt dû à la glace, à un impact de la foudre, à la grêle, etc.	2.19%	2.19%	2.19%
	5d	Température haute et basse	0%	0%	0%
	5e	Accès au site et autres évènements de force majeure	0.5%	0.5%	0.5%

[6] Les pertes de sillage sont déjà incluses dans la production brute ajustée.

[7] Les pertes électriques sont composées de 0.8% de pertes de transmission dans le transformateur élévateur de l'éolienne et de 0.5% de perte dans les câbles intra-parc.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Catégories standards	#	Sous-catégories	E175	SG170	V172
	5f	Croissance et abattage des forêts	0%	0%	0%
6. Restriction	6a	Wind sector management (WSM)[8]	0%	0%	0%
	6b	Réseau et taux de rampe	0%	0%	0%
	6c	Export vers le réseau	0%	0%	0%
	6d	Environnemental (bruit, visuel, avifaune, etc.)	0%	0%	0%
7. Autres	7a	Relation entre vitesse de vent et énergie	0%	0%	0%
	7b	Densité d'air	0%	0%	0%
	7c	Autre	0%	0%	0%
Pertes totales		Total des pertes (sauf pertes de sillage)	7.52%	7.52%	7.52%

6.2.2. Pertes liées aux bridages

Les scénarios de bridages acoustique, chiroptérologique et d'ombre mouvante décrits dans ce chapitre ont été fournis par CSD, auteur de l'étude d'incidences sur l'environnement (EIE). Pour le détail des hypothèses, nous renvoyons à l'EIE.

Les pertes résultantes des bridages sont exprimées en pourcentage de l'AEP brute ajustée telle que définie dans la section 6.1.

[8] "Gestion des secteurs de vent" : arrêt commandé lorsque le vent vient d'un secteur défini.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

6.2.2.1. BRIDAGE CHIROPTÉROLOGIQUE

Le site considéré pour le projet se trouvant dans une zone où une activité chiroptérologique a été observée, des modes de bridage spécifiques devront être appliqués pour protéger la chiroptérofaune.

Sur base des recommandations mentionnées dans l'EIE, les éoliennes devront être arrêtées lorsque les conditions cumulatives suivantes sont remplies :

- Période 1
  - du 1er août au 15 octobre,
  - pendant 8h après l'heure du coucher du soleil,
  - température de l'air supérieure à 12°C au sol,
  - vitesse de vent à 82 m inférieure à 7 m/s, c'est-à-dire :
    - à 150m : 8.07 m/s,
    - à 155m : 8.13 m/s,
    - à 162m : 8.21 m/s,
  - en l'absence de précipitations ;
- Période 2
  - du 1er avril au 31 juillet et du 16 au 31 octobre,
  - pendant 8h après l'heure du coucher du soleil,
  - température de l'air supérieure à 13°C au sol,
  - vitesse de vent à 82 m inférieure à 5.9 m/s, c'est-à-dire :
    - à 150m : 6.74 m/s,
    - à 155m : 6.79 m/s,
    - à 162m : 6.86 m/s,
  - en l'absence de précipitations.

Pour estimer les pertes dues à ce type de bridage, pour chacun des 3 scénarios, un calcul de production sur base d'une série temporelle horaire a été réalisé. Pour chaque pas de temps, un algorithme vérifie si la condition de bridage est respectée. Les pertes de bridage chiroptérologique sont définies comme des pertes d'énergie si les conditions de bridage chiroptérologique sont rencontrées et qu'aucun autre bridage de priorité plus élevée n'est déjà appliqué.

Pour déterminer si les conditions de bridage sont rencontrées, il est supposé que les conditions climatiques des données horaires de réanalyse ERA-5 (5) des 20 dernières années (direction du vent à hauteur de nacelle, température à 10m, précipitations, etc.) sont représentatives des 20 prochaines années.

La perte de production par rapport à la production sans bridage est reprise dans le Tableau 13.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

TABLEAU 13: PERTE DE PRODUCTION DUE AU BRIDAGE CHIROPTÉROLOGIQUE [%]

Condition	CS21		
Éolienne	**E175**	**SG170**	**V172**
WT1	2.3%	2.0%	2.0%
WT2	2.4%	2.2%	2.1%
WT3	2.5%	2.2%	2.2%
WT4	2.4%	2.2%	2.1%
WT5	2.3%	2.0%	2.0%
Parc	**2.4%**	**2.1%**	**2.1%**

6.2.2.2. BRIDAGE DU À L'OMBRE MOUVANTE

Le nombre d'heures d'ombre mouvante provoquée par les éoliennes a été calculé par l'auteur de l'EIE et est donné dans le Tableau 14. Le cas « probable » (situation réaliste[9]) a été considéré dans cette étude afin d'estimer des pertes de production réalistes pour le bridage dû à l'ombre mouvante.

Suivant les Conditions Sectorielles éoliennes de 2021 (CS21), Les effets des ombres mouvantes générés par le fonctionnement des éoliennes sont limités à 30 heures/an et 30 minutes/jour pour toute zone sensible à l'ombre mouvante. Pour le détail des hypothèses, nous renvoyons à l'EIE.

Les éoliennes seront équipées d'un dispositif d'arrêt automatique (shadow module). Selon les recommandations de CSD, il est considéré que, pour le calcul des pertes associées, les turbines à l'étude seront arrêtées afin d'éviter un dépassement des valeurs limites d'exposition aux ombres mouvantes. Les pertes associées à ces arrêts sont données dans les tableaux ci-dessous. CSD a fait l'hypothèse que les pertes seront similaires pour les différents types de machine considérés. Les contraintes de bridage dû à l'ombre portée sont considérées uniquement dans le cadre des Conditions Sectorielles éoliennes de 2021.

9 La situation réaliste est définie par des calculs tenant compte des données statistiques d'ensoleillement (irradiation), des vitesses et de la direction du vent. Pour le détail des hypothèses, se référer à l'EIE.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

TABLEAU 14: CONTRIBUTION DES ÉOLIENNES AUX DURÉES D'OMBRE TOTALES [H/AN] – CS21

Durée de l'ombrage [h/an] Cas « probable »			
Condition	**CS21**		
Éolienne	**E175**	**SG170**	**V172**
WT1	15:00	15:00	15:00
WT2	04:00	04:00	04:00
WT3	03:00	03:00	03:00
WT4	01:00	01:00	01:00
WT5	03:00	03:00	03:00

L'indisponibilité résultante des contraintes d'arrêts des éoliennes due à l'ombre mouvante est fournie dans le Tableau 15.

TABLEAU 15: INDISPONIBILITÉ ASSOCIÉE AUX ARRÊTS DES ÉOLIENNES À CAUSE DE L'OMBRE MOUVANTE [%] – CS21

Éolienne	Indisponibilité [% annuel]
WT1	0.2%
WT2	0.0%
WT3	0.0%
WT4	0.0%
WT5	0.0%
Total	**0.1%**

6.2.2.3. BRIDAGE ACOUSTIQUE

Les parcs éoliens sont soumis à des normes d'immission sonore qui sont établies en fonction de l'affectation au plan de secteur de la zone d'immission. La production sera évaluée dans la suite de ce rapport pour les Conditions Sectorielles éoliennes publiées au Moniteur Belge le 27 avril 2021.

Suivant les Conditions Sectorielles éoliennes de 2021 (CS21), le seuil de bruit maximal au niveau des zones d'immission sonore dépend de l'affectation au plan de secteur de la zone où se trouve le récepteur considéré. Les valeurs limites sont définies dans le Tableau 16.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

TABLEAU 16: VALEURS LIMITES D'IMMISSION SONORE – CS21

Valeur limite [dB(A)]			
Période	Zone d'habitat	Zone agricole	Toutes zones lorsque le point de mesure est situé à moins de 500m de la zone d'extraction, de dépendances d'activité économique industrielle ou d'activité économique spécifique, ou à moins de 200m de la zone d'activité économique mixte, dans laquelle est totalement situé le parc éolien
Jour (7h-19h)	45	45	55
Transition (Du lundi au samedi : 6h-7h et 19h-22h et dimanches et jours fériés : 6h-22h)	43	45	50
Nuit (22h-6h)	43	43	45

La production est ensuite estimée sur base des hypothèses suivantes :

- Les limites acoustiques de la période de transition sont d'application les dimanches et jours fériés[10] de 6h à 22h, et les autres jours de 6h à 7h et de 19h à 22h ;
- Les limites acoustiques de nuit sont d'application pendant un tiers de la journée (c'est-à-dire de 22h à 6h) ;
- Les limites acoustiques de jour sont d'application le reste du temps.

Les scénarios de bridage, fournis par l'auteur de l'EIE, sont présentés dans le Tableau 17.

TABLEAU 17: SCÉNARIOS DE BRIDAGE SONORE – CS21

E175	Jour	Transition	Nuit
WT1	OM-NR-03-0 – 104.0 dB(A)	OM-NR-03-0 – 104.0 dB(A)	OM-NR-09-0 – 98.0 dB(A)
WT2	Pas de bridage	Pas de bridage	Pas de bridage
WT3	Pas de bridage	OM-NR-01-0 – 106.0 dB(A)	OM-NR-01-0 – 106.0 dB(A)
WT4	Pas de bridage	OM-NR-01-0 – 106.0 dB(A)	OM-NR-01-0 – 106.0 dB(A)
WT5	Pas de bridage	Pas de bridage	OM-NR-03-0 – 104.0 dB(A)

10 Il y a dix jours fériés par an en Belgique. Trois n'ont par définition jamais lieu un dimanche (Lundi de Pâques et Lundi de Pentecôte et Ascension). Les sept jours restants ont été supposés avoir lieu un dimanche une fois sur sept.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

SG170	Jour	Transition	Nuit
WT1	N3 – 103.5 dB(A)	N3 – 103.5 dB(A)	N6 – 101.0 dB(A)
WT2	Pas de bridage	Pas de bridage	Pas de bridage
WT3	Pas de bridage	Pas de bridage	Pas de bridage
WT4	Pas de bridage	N2 – 105.5 dB(A)	N2 – 105.5 dB(A)
WT5	Pas de bridage	Pas de bridage	N3 – 103.5 dB(A)

V172	Jour	Transition	Nuit
WT1	SO1 – 105.0 dB(A)	SO6 – 100.0 dB(A)	SO6 – 100.0 dB(A)
WT2	Pas de bridage	Pas de bridage	Pas de bridage
WT3	Pas de bridage	Pas de bridage	Pas de bridage
WT4	Pas de bridage	SO1 – 105.0 dB(A)	SO1 – 105.0 dB(A)
WT5	SO1 – 105.0 dB(A)	SO1 – 105.0 dB(A)	SO2 – 104.0 dB(A)

La perte de production par rapport à la production sans bridage est reprise dans le Tableau 18.

TABLEAU 18: PERTE DE PRODUCTION DUE AUX BRIDAGES ACOUSTIQUES [%]

Condition	CS21		
Éolienne	E175	SG170	V172
WT1	29.9%	14.9%	29.1%
WT2	0.1%	0.0%	0.0%
WT3	4.7%	0.0%	0.0%
WT4	4.7%	2.2%	5.0%
WT5	8.0%	4.7%	14.9%
Parc	**9.5%**	**4.4%**	**9.8%**

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

6.3. Production avec bridage cumulé

La production incluant les bridages cumulés consiste à combiner les pertes occasionnées par les bridages sonore, chiroptérologique et dus à l'ombre mouvante. Les hypothèses pour ces différents bridages sont énumérées dans les sections 6.2.2.1, 6.2.2.2 et 6.2.2.3.

Les résultats du calcul de production suite aux bridages acoustique, chiroptérologique et d'ombre mouvante respectant les Conditions Sectorielles éoliennes de 2021 sont repris dans le Tableau 19.

TABLEAU 19 : PRODUCTION NETTE AVEC BRIDAGE CUMULÉ [MWH/AN]

Condition	CS21		
Éolienne	E175	SG170	V172
WT1	15 394	18 083	14 979
WT2	22 210	21 205	21 333
WT3	20 881	20 980	21 109
WT4	20 871	20 503	19 983
WT5	20 045	19 857	17 690
Moyenne	**19 880**	**20 125**	**19 019**
Total	**99 400**	**100 627**	**95 094**

La perte de production par rapport à la production sans bridage est reprise dans le Tableau 20.

TABLEAU 20: PERTE DE PRODUCTION DUE AU BRIDAGE CUMULÉ [%]

Condition	CS21		
Éolienne	E175	SG170	V172
WT1	32.3%	17.1%	31.2%
WT2	2.4%	2.2%	2.1%
WT3	7.2%	2.3%	2.2%
WT4	7.1%	4.3%	7.1%
WT5	10.3%	6.8%	17.0%
Parc	**11.9%**	**6.5%**	**11.9%**

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

7. EFFETS DE SILLAGE

7.1. Effets de sillage intraparc

Le fonctionnement d'une éolienne induit des perturbations de la ressource en vent qui peuvent affecter les éoliennes se trouvant dans son sillage.

Cette section a pour objectif de quantifier les effets intraparc des éoliennes du projet, sans tenir compte des éoliennes aux alentours. Les informations sur ces différentes éoliennes sont reprises à la section 3. Les effets de sillage intraparc sont repris dans le Tableau 21.

TABLEAU 21: EFFETS DE SILLAGE INTRAPARC [%]

Condition	CS21		
Eolienne	E175	SG170	V172
WT1	2.0%	2.4%	2.3%
WT2	4.6%	6.2%	5.8%
WT3	7.6%	9.3%	9.1%
WT4	6.3%	7.8%	7.6%
WT5	5.1%	6.6%	6.6%
Parc	**5.1%**	**6.5%**	**6.3%**

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

7.2. Influence des parcs environnants sur la production du projet

Cette section a pour objectif de quantifier l'influence de parc de Tournai-Antoing-Brunehaut extension sur la production des éoliennes du projet considéré. Les informations sur ces différentes éoliennes sont reprises à la section 3. Les effets de sillage du projet sur les parcs concernés sont repris dans le Tableau 22.

TABLEAU 22: EFFETS DE SILLAGE DE TAB EXTENSION SUR LE PROJET [%]

Condition	CS21		
Eolienne	E175	SG170	V172
WT1	2.8%	3.9%	3.8%
WT2	1.4%	1.4%	1.5%
WT3	0.6%	0.6%	0.6%
WT4	0.4%	0.4%	0.4%
WT5	0.7%	0.7%	0.7%
Parc	**1.2%**	**1.4%**	**1.4%**

7.3. Influence du projet sur la production des parcs environnants

Cette section a pour objectif de quantifier l'influence du projet considéré sur la production des éoliennes de Tournai-Antoing-Brunhaut extension. Les informations sur ces différentes éoliennes sont reprises à la section 3. Les effets de sillage du projet sur les parcs concernés sont repris dans le Tableau 23.

TABLEAU 23: EFFETS DE SILLAGE SUR TAB EXTENSION [%]

Condition	CS21		
Eolienne	E175	SG170	V172
TABE1	0.3%	0.4%	0.4%
TABE2	0.6%	0.9%	0.8%
TABE3	2.9%	3.8%	3.7%
Parc	**1.3%**	**1.7%**	**1.6%**

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

8. BIBLIOGRAPHIE

1. **Moniteur Belge.** Arrêté du Gouvernement Wallon portant sur les conditions sectorielles relatives aux parcs d'éoliennes d'une puissance totale supérieure ou égale à 0,5MW. *Moniteur Belge.* 27 avril 2021.

2. **Tractebel, Engie.** *Methodology - Evaluation of wind Potential in Belgium.* Brussels : Tractebel Engie, 2021. BEB-AI/4DO/0231762/003/08.

3. **EMD International A/S.** *Technical Note: Validation of EMD-WRF EUROPE+ (ERA5) mesoscale data.* s.l. : EMD, 2020.

4. **Skamarock, W. C., J. B. Klemp, J. Dudhia, D. O. Gill, Z. Liu, J. Berner, W. Wang, J. G. Powers, M. G. Duda, D. M. Barker, and X.-Y. Huang.** *A Description of the Advanced Research WRF Version 4.* s.l. : NCAR Tech. Note, 2019. NCAR/TN-556+STR, 145 pp..

5. **Copernicus Climate Change Service (C3S).** ERA5: Fifth generation of ECMWF atmospheric reanalyses of the global climate. *ECMWF.* [En ligne] Copernicus Climate Change Service Climate Data Store (CDS), 2017. https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/home.

6. **Norme IEC 61400-1.** *Wind turbines - Part 1 : Design requirements.* 3ième edition. 3ième édition. 2005.

7. **Norme NBN B03-002-1.** *Actions du vent sur les constructions - Généralités - Pression du vent sur une paroi et effets d'ensemble du vent sur une construction.* 1988.

8. **EMD International A/S.** *windPRO – version 4.1.* Aalborg : s.n.

9. **Mortensen, et al.** *Wind Atlas Analysis and Application Program (WAsP) - version 12.1 release E.* Roskilde, danemark : Riso National Laboratory, 2015.

10. **Katic I., Hojstrup J. and Jensen N.O.** *A Simple Model for Cluster Efficiency.* Rome : European Wind Energy Association Conference and Exhibition, 1986.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

9. ANNEXES

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Annexe 1 : Courbes de Puissance

Les vitesses indiquées dans les courbes de puissance sont mesurées à hauteur de nacelle. Sauf mention contraire, la production est donnée pour une densité d'air de 1.225 kg/m³. La puissance est garantie à la sortie du générateur électrique.

Type de turbine	**E175**			
Source	D03045913/1.0	D03119985/0.0	D03045959/1.0	D03045960/1.0
Mode	OM-0-0	NR-01	NR-03	NR-09
Niveau acoustique [dB(A)]	106.9 dB(A)	106.0 dB(A)	104.0 dB(A)	98.0 dB(A)
Vitesse du vent à hauteur de nacelle [m/s]	Puissance [kW]			
3	165	165	165	165
4	444	444	444	444
5	885	885	885	881
6	1 515	1 514	1 514	1 424
7	2 373	2 362	2 331	1 944
8	3 478	3 398	3 174	2 332
9	4 684	4 384	3 851	2 483
10	5 665	5 116	4 310	2 500
11	6 392	5 686	4 482	2 500
12	6 892	6 098	4 500	2 500
13	7 000	6 200	4 500	2 500
14	7 000	6 200	4 500	2 500
15	7 000	6 200	4 500	2 500
16	7 000	6 200	4 500	2 500
17	7 000	6 200	4 500	2 500
18	7 000	6 200	4 500	2 500
19	7 000	6 200	4 500	2 500
20	7 000	6 200	4 500	2 500
21	6 936	6 200	4 500	2 500
22	6 519	6 032	4 495	2 500
23	5 636	5 451	4 361	2 483

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

24	4 137	4 300	3 759	2 315
25	2 371	2 784	2 609	1 841

Type de turbine	**SG170**			
Source	D4085214/002	D4157052/001	D4157054/001	D4157055/001
Mode	AM0	N2	N3	N6
Niveau acoustique [dB(A)]	107.0 dB(A)	105.5 dB(A)	103.5 dB(A)	101.0 dB(A)
Vitesse du vent à hauteur de nacelle [m/s]	Puissance [kW]			
4	310	310	310	310
5	751	751	751	751
6	1 374	1 374	1 374	1 374
7	2 221	2 221	2 220	2 200
8	3 318	3 316	3 248	3 064
9	4 659	4 606	4 236	3 805
10	5 950	5 763	5 024	4 393
11	6 728	6 350	5 434	4 746
12	6 962	6 484	5 536	4 853
13	6 997	6 499	5 549	4 869
14	7 000	6 500	5 550	4 870
15	7 000	6 500	5 550	4 870
16	7 000	6 500	5 550	4 870
17	7 000	6 500	5 550	4 870
18	7 000	6 500	5 550	4 870
19	7 000	6 500	5 550	4 870
20	6 737	6 247	5 416	4 821
21	6 212	5 742	5 149	4 724
22	5 687	5 237	4 881	4 626
23	5 162	4 732	4 614	4 529
24	4 900	4 480	4 480	4 480
25	4 900	4 480	4 480	4 480

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Type de turbine	V172			
Source	0127-1584 V05	0180-4980 V01	0180-4980 V01	0180-4980 V01
Mode	PO7200	SO1	SO2	SO6
Niveau acoustique [dB(A)]	107.8 dB(A)	105.0 dB(A)	104.0 dB(A)	100.0 dB(A)
Vitesse du vent à hauteur de nacelle [m/s]	Puissance [kW]			
3	43	32	32	32
4	326	288	288	288
5	751	698	697	698
6	1 362	1 307	1 307	1 291
7	2 216	2 150	2 151	1 913
8	3 339	3 251	3 227	2 428
9	4 721	4 570	4 301	2 880
10	6 002	5 774	5 200	3 000
11	6 900	6 100	5 200	3 000
12	7 162	6 100	5 200	3 000
13	7 200	6 100	5 200	3 000
14	7 200	6 100	5 200	3 000
15	7 200	6 100	5 200	3 000
16	7 200	6 100	5 200	3 000
17	7 200	5 674	4 839	2 795
18	7 103	5 248	4 479	2 591
19	6 758	4 822	4 118	2 386
20	6 439	4 396	3 757	2 182
21	5 874	3 970	3 397	1 977
22	4 994	3 544	3 036	1 773
23	4 064	3 118	2 675	1 568
24	3 117	2 692	2 315	1 363
25	2 294	2 266	1 954	1 159

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Annexe 2 : Productible P90

La méthodologie de Tractebel est utilisée pour estimer l'incertitude de chaque variable affectant les chiffres de production, permettant ainsi de calculer les productibles P90. La production nette P90 est la production nette moyenne qui sera dépassée avec une probabilité de 90% au cours de la période donnée.

Le tableau ci-dessous montre l'incertitude totale sur 1, 10 et 25 ans.

TABLEAU 24 :INCERTITUDE TOTALE SUR LA PRODUCTION NETTE À L'HORIZON 1, 10 ET 25 ANS [%] – CS21

Incertitude totale (en σ)		E-175	SG170	V172
1 an	%	9.7%	9.9%	9.9%
10 ans		8.6%	8.7%	8.6%
25 ans		8.6%	8.6%	8.5%

Dans le Tableau 25, le rendement énergétique est représenté en tant que production énergétique annuelle pour l'ensemble du parc éolien.

TABLEAU 25 : PRODUCTION P90 NETTE À L'HORIZON DE 1, 10 ET 25 ANS [MWH/AN] - CS21

P90 nette – Bridages cumulés – CS21 [MWh/an]		E-175	SG170	V172
Total pour le parc	1 an	87 033	87 884	83 078
	10 ans	88 402	89 455	84 664
	25 ans	88 499	89 568	84 778
Moyenne par éolienne	1 an	17 407	17 577	16 616
	10 ans	17 680	17 891	16 933
	25 ans	17 700	17 914	16 956

Le rendement énergétique net P90 sur 10 ans et les FLEOH correspondants sont représentés sous forme de production énergétique annuelle par éolienne dans le Tableau 26 et Tableau 27.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

TABLEAU 26: PRODUCTION P90 NETTE PAR EOLIENNE SUR 10 ANS AVEC BRIDAGES CUMULES [MWH/AN] - CS21

Production nette P90 par turbine [MWh/y]	E-175	SG170	V172
WT1	13 690	16 075	13 336
WT2	19 753	18 851	18 993
WT3	18 570	18 651	18 794
WT4	18 562	18 226	17 791
WT5	17 827	17 652	15 750
Moyenne	**17 680**	**17 891**	**16 933**
Total	**88 402**	**89 455**	**84 664**

TABLEAU 27 : FLEOH P90 NETTE PAR EOLIENNE SUR 10 ANS AVEC BRIDAGES CUMULES [MWH/AN] - CS21

FLEOH P90 net par turbine [MWh/y]	E-175	SG170	V172
WT1	1 956	2 296	1 852
WT2	2 822	2 693	2 638
WT3	2 653	2 664	2 610
WT4	2 652	2 604	2 471
WT5	2 547	2 522	2 187
Moyenne	**2 526**	**2 556**	**2 352**
Facteur de charge	**28.8%**	**29.2%**	**26.8%**

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

CSDINGENIEURS

ANNEXE C. EXPERTISE POUR LE PROJET DE CONSTRUCTION DU PARC ÉOLIEN DE TAB (2010)

DIPLOM - GEOLOGE WERNER GRÖBLINGHOFF

Altlastenuntersuchung
Umweltmanagement
Baugrundgeologie
Hydrogeologie

Enercon GmbH
Dreekamp 5

D-26605 Aurich

Expertise

Pour le projet de construction

Parc éolien à Tournai, Belgique

W-04113

Date: 21.01.2010

No. de projet: 090023

Sonnenbornstraße 7
D-59609 Anröchte
Tel.: 0 29 47 – 568 403
Fax: 0 29 47 – 568 404
mobil: 0 171 - 748 35 08
info@groeblinghoff.eu

USt-ID Nr.: DE 243230343
St. Nr.: 330/5013/2062
Volksbank Hellweg
Konto: 71488001
BLZ: 41460116

1. Remarques préliminaires 3
2. Contexte de l'étude 3
2.1 Documents 3
3. Situation locale 4
3.1 Location 4
3.3 Situation géologique 5
3.3.1 La structure de sous-sol schématique 5
3.4 Résultats des sondages géophysiques de sous-sol 7
3.4 La situation hydrogéologique 7
4. Classification et paramètres caractéristiques du sol 8
4.1 Classification du sol 8
4.2 Paramètres caractéristiques du sol 8
5. Recommandations sur le mode de fondation 10
5.1 La fondation 10
5.2 Pression à la base admise pour l'avant projet de construction 11
5.3 Calculassions géotechnique 11
5.4 Mise en œuvre d'emplacement de grue 13
5.5 Mesures à prendre contre nappe 14
6. L'exécution de fouilles des éoliennes 14
7. Remarques 15

Annexes:

Annexe 1: Plan de terrain

Annexe 2: Registre de bancs

Annexe 3: Courbe granulométrique

Annexe 4: Exploration géophysique de sous-sol

Annexe 5: Calculassions géotechnique

1. Remarques préliminaires

Par lettre du 10.11.2009 de la société ENERCON GmbH, le bureau technicien, Werner Gröblinghoff, a été confiée l'expertise sur le terrain à bâtir pour le projet de la construction de sept éoliennes (WEA) dans le parc d'éolienne W-04113 à Tournai, Belgique.

L'expertise est basée sur les référentiels du projet présentés lors du travail sur chantier.

Le projet est de fonder les éoliennes par fondement circulaire plat. Cette expertise est basée sur la fiche technique de fondement E82 E2/BF/107/23/01 d'Enercon GmbH du 08.06.2009 ainsi que sur le PM-CW-SP002- catalogue d'exigence pour les appréciations de terrain à bâtir d'Enercon GmbH datés 05.04.2006.

2. Contexte de l'étude

2.1 Documents

Les documents suivants ont été utilisés dans le cadre de cette étude :

- Plan de situation (photo aérienne)
- Carte géologique de la Wallonie, Feuille 37/5-6, M 1 : 25.000, http://environnement.wallonie.be/cartosig/cartegeologique
- Fiche technique de fondement E82 E2/BF/107/23/01

2.2 Reconnaissances

Les reconnaissances de terrain ont inclus les essais suivants:

- Foncer 14 sondages avec un diamètre de 35 - 60 mm jusqu'à un foncement final de 5,0 m max. relatif au bord supérieur du terrain (GOK)
- Présentation des résultats du sondage dans un registre de bancs selon DIN 4022/4023,
- Le jugement et l'appréciation du sol reçu par sondage relative à la géologie et à la mécanique des sols
- Prise de huit échantillons représentatifs
- Foncer sept sondages pressiométriques lourds
- Déterminer les points géodésiques selon position
- Exploration géophysique de sous-sol par la méthode GeoSONAR

3. Situation locale

3.1 Location

Les sept sites des éoliennes se trouvent au sud de la ville Tournai entre le village Saint Maur au nord-ouest et Bruyelle au sud-est, sur une altitude moyenne de 50 mNN. Les centres des sites individuels ont été marqués par la société gérant du parc sur place.

3.2 Exploitation

Les terrains de parcelles individuelles sont actuellement occupés par des surfaces agricoles utiles. Une autre exploitation d'autrefois n'est pas connue. Les terrains ne se trouvent pas au secteur d'activités minières. La roche en place du crétacé et du carbonifère ne contient ni minerai ni charbon.

3.3 Situation géologique

3.3.1 La structure de sous-sol schématique

Selon la carte géologique (carte géologique de la Wallonie, Feuille 37/5-6) le sous-sol est formé par des calcaires du carbonifère inférieur qui sont couverts par des sédiments de faible épaisseur du crétacé et du tertiaire.

Système/série/couche	Lithologie	Epaisseur (m)
Quaternaire	Limon, lœss	3
Paléocène (Tertiaire)/Thanetien	Sablons fins, partiellement cimentés (membre Grandglise)	2 - 35
Paléocène (Tertiaire)/Thanetien	Argile – sablons fins, très argileux, silex par couche (membre Louvil)	0 - 10
Crétacé/Turonien	Castine	30 - 45
Carbonifère/Carbonifère inférieur/Tournai	Castine	>100 m

3.3.2 Résultats des forages d'essai

La séquence de couches trouvées aux sites des éoliennes prévues est montrée dans la nomenclature des couches par graphique à bandes (annexe 2). Deux sondages par site ont été foncés. La structure suivante du sous-sol a été trouvée:

0,0 – 0,3 m au-dessous de la surface du terrain: **Terre végétale**
Limon, de sablon, humifère
Brun foncé

0,3 – 2,4/3,8 au-dessous de la surface du terrain **Lœss**
Limon, de sablon,
brun, humide

2,4/3,8 – 4,7/5,2 au-dessous de la surface du terrain **Limon, de sablon très fins, sablon**
Sediments tertiaires (membre Grandglise)
humide,
brun clair

Foncer les sondages plus profondément dans les sablons très compacts du tertiaire n'était pas possible. On n'a pas pu constater de contaminations visuellement ou par l'odeur.

Par des sondages pressiométriques, la compacité du terrain des bancs individuels sur les sites a été déterminée.

Parmi les sols limons, avec les taux de coup de N_{10} = 2-15 exécutés par le marteau lourd, les résultats pressiométriques ont présenté d'abord des consistances mous près de surface et des consistances raides jusqu'à semi-compacte de plus en plus bas.

A partir d'une profondeur de ca. 3,0 m au-dessous de la surface, une augmentation de résistance du sol a été constatée, en même temps les taux des coups (N_{10} = > 17) se sont augmentés ce qui signale une consistance semi-compacte à compacte. Les sondages pressiométriques lourds ont été arrêtés en arrivant dans cette profondeur.

3.4 Résultats des sondages géophysiques de sous-sol

Les mesurages géophysiques et les évaluations ont été exécutés par la société » Geophysikalische Messungen Stübs ». Les résultats sont inclus ci-joint comme annexe 4. En résumant, il faut constater que lors de l'exploration géophysique, dans tous les profiles en profondeur de 3 à 4 m au-dessous de la surface, il se profile la transition quaternaire – tertiaire comme premier horizon de réflexion. La position du bord de couches est horizontale. Au-dessous de cela des structures de sédimentation (rigoles, horizons de consolidation) des sablons tertiaires ont été déterminés. Les hyperboles de diffraction du trajet mesuré au site PSP 006 indiquent des structures karstiques plus âgées causées par la castine du Turon avec des effets jusqu'à une profondeur de ca. 15 m au-dessous de la surface. Les couches là-dessus n'y sont par touchées. Les cavets plus grands avec des implications jusqu'à la surface ne sont pas démontrables jusqu'à une profondeur de l'exploration de 27 m au-dessous de la surface.

Vu les résultats présents de l'exploration géophysique de sous-sol, des implications sur les sites PSP 001 – PSP 007 par des phénomènes karstiques ne sont pas à conclure.

3.4 La situation hydrogéologique

Lors de l'exploration exécutée sur site on n'a pas déterminé de couches d'eau jusqu'à une profondeur de 4,7/5,2 m au-dessous de la surface. A cause de la composition des graines, le sédiment mou peut être attribué une moyenne – plus bas une bonne perméabilité à l'eau.

Il n'y a pas d'informations disponibles sur la position basse de la nappe souterraine. Cependant, il est à supposer que la nappe ne se trouve que plus bas de >>20 m au-dessous de la surface.

4. Classification et paramètres caractéristiques du sol

4.1 Classification du sol

Le caractère du sol présent au secteur de fondation future peut être classifié sur la base des sondages réalisés comme suit :

Tableau 1 : Caractère du sol

Caractère du sol	Désignation selon DIN 4022/23	Groupe du sol/de roche selon DIN 18196/DIN 1054 :2003-01	Classement du sol selon DIN 18300	Désignation selon DIN 18300
Terre végétale	Limon, de sablon, raciné	OU	3	Sol facilement soluble
Lœss	Limon	UL	4 -5	Sol moyennement à difficilement soluble
Sablon	Sablon, limon	SW	4 - 5	Sol moyennement à difficilement soluble

4.2 Paramètres caractéristiques du sol

Afin de vérifier les résultats de sondages, la répartition granulométrique a été déterminée par tamisage avec des échantillons sélectionnés.

En vertu des sondages disponibles et de valeurs empiriques et estimatives, les suivants paramètres caractéristiques pour le calcul statique peuvent être attribués aux terrains présents. Ceux-ci caractérisent l'allure du sol vive en couche non-troublée.

Tableau 2: Paramètres caractéristiques estimatives du sol pour le calcul statique

Paramètres	Dimension	Sol		
		Terre végétale (OU)	Limon lœss (UL)	Sablon (SW)
Poids spécifique du sol humide cal	kN/m³	18	20,0 – 21,0	20,0 – 21,0
Poids spécifique du sol sous poussée verticale, cal ´	kN/m³	8	9,0 – 12,0	9,0 – 11,0
Angle de frottement, cal ´	Grad	18,0	27,5 – 33,0	32,5 - 35,0
Cohésion, cal c´	kN/m²	-	5	-
Module de cisaillement dynamique Gd	MN/m²	20 - 50	1.000 – 2.000	1.000 – 3.000
Constante de Poisson	[-]	0,35 - 0,45	0,20 – 0,30	0,2 – 0,25
Module de rigidité, cal Es	MN/m²	3-10	20 – 30	20 - 50
Module de ballast cal ks	MN/m³	-	15 – 50	30 -50
Coefficient de perméabilité, cal kf	m/s	10^{-5} – 10^{-7}	10^{-5} –10^{-7}	10^{-4} –10^{-5}

Sur la base des paramètres du sol évalués an tableau 2, des paramètres du sol dynamiques et de la géométrie de la fondation, selon la relation suivante

$$k\,\varphi = E * r^3 * \frac{4}{3} * \frac{1-v-2v^2}{(1+v) * (1-v)^2}$$

un raideur dynamique en rotation de

k φ, dyn > 122.000 MNm/rad

peut être appliqué pour les sédiments présents sur le terrain à bâtir, 2,65 m au-dessous de la surface. Pour la couche portante un raideur dynamique en rotation de

k φ, dyn > 200.000 MNm/rad

peut être appliqué.

5. Recommandations sur le mode de fondation

5.1 La fondation

Selon la fiche technique de fondement une profondeur de fondation de 2,65 m au-dessous de la surface du terrain naturel est prévue. La base de fondation est donc en sédiments des sablons fins en formation semi-compacte jusqu'à compacte. Etant donné les charges dynamiques, les éoliens sont à fonder comme suit :

- Au-dessous de la fondation mise en œuvre d'une couche portante de ≥ 0,5 m pierraille de grainage 0/56.

- Entre fond de fouille et bord inférieur de la couche portante, un géotextile stable pas filtrant (GRK 4) avec un poinçonnement de ≥ 2,5 kN et une masse par unité de surface de ≥ 250 g/m². Ce géotextile doit couvrir toute la couche portante.

La couche portante est de toute façon à incorporer en angle de déblais de charge.

En utilisant pierraille calcaire comme couche d'égalisation une module de ballast de

k_s = 60 MN/m³ devrait être envisagée.

Le compactage dûment et suffisant de la plateforme de fondation (couche portante) devrait être vérifié au paravent de la mise en œuvre de la fondation (exigence à la plateforme du mélange minéral: **E_{v2} > 100 MN/m²**).

5.2 Pression à la base admise pour l'avant projet de construction

Selon DIN 1054 :2003-01 image A1, avec une fondation plate par un fondement circulaire en profondeur de 2,65 m sur la couche portante compactée, une pression à la base admise de

$$_{zul}\,. \leq 350\ kN/m^2$$

peut être appliquée.

5.3 Calculassions géotechnique

Pour des raisons du logiciel, pour le calcul, la surface de fondement circulaire a été convertie dans une surface équivalente rectangulaire avec une longueur des arêtes de 13,70m. Le charge préliminaire de sous-sol (hauteur de fouille x poids spécifique du sol = charge préliminaire) a été considéré également. Le calcul par logiciel (GGU – footing) est résumé comme suit :

	PSP 001	PSP 002	PSP 003	PSP 004	PSP 005	PSP 006	PSP 007
Tassement : en cm avec poussée verticale	DLC 1.0: s = 0,31 – 1,21 DLC 6.2: s = 0,31 – 2,44	DLC 1.0: s = 0,54 – 1,58 DLC 6.2: s = 0,31 – 2,49	DLC 1.0: s = 0,55 – 1,59 DLC 6.2: s = 0,31 – 2,52	DLC 1.0: s = 0,54 – 1,57 DLC 6.2: s = 0,31 – 2,47	DLC 1.0: s = 0,99 – 2,54 DLC 6.2: s = 0,31 – 2,40	DLC 1.0: s = 0,53 – 1,49 DLC 6.2: s = 0,31 – 2,40	DLC 1.0: s = 0,52 – 1,42 DLC 6.2: s = 0,31 – 2,20
Inclinaison admissible: Ds < 40 mm avec a = 13,70 m (longueur des arêtes de surface équivalente) 13,70 / 0,040 = 1 : 342	DLC 1.0: 1 : 1130 < 1 : 342 DLC 6.2: 1 : 476 < 1 : 342	DLC 1.0: 1 : 983 < 1 : 342 DLC 6.2: 1 : 466 < 1 : 342	DLC 1.0: 1 : 969 < 1 : 342 DLC 6.2: 1 : 459 < 1 : 342	DLC 1.0: 1 : 990 < 1 : 342 DLC 6.2: 1 : 469 < 1 : 342	DLC 1.0: 1 : 653 < 1 : 342 DLC 6.2: 1 : 485 < 1 : 342	DLC 1.0: 1 : 1056 < 1 : 342 DLC 6.2: 1 : 485 < 1 : 342	DLC 1.0: 1 : 1152 < 1 : 342 DLC 6.2: 1 : 537 < 1 : 342
Resistance à la rupture du fond: degré d'utilisation f = Vd / Rd < 1,0 → preuve fournie !	DLC 1.0: 0,184< 1 DLC 6.2: 0,430< 1	DLC 1.0: 0,182< 1 DLC 6.2: 0,421< 1	DLC 1.0: 0,189< 1 DLC 6.2: 0,421<1	DLC 1.0: 0,188< 1 DLC 6.2: 0,443<1	DLC 1.0: 0,184< 1 DLC 6.2: 0,414<1	DLC 1.0: 0,184< 1 DLC 6.2: 0,414<1	DLC 1.0: 0,265< 1 DLC 6.2: 0,432<1
Resistance au glissement: degré d'utilisation μ = Rtd / Nd × tan φ / γ_{GI} < 1,0 → preuve fournie !	DLC 1.0: 0,059< 1 DLC 6.2: 0,095<1	DLC 1.0: 0,059< 1 DLC 6.2: 0,108<1	DLC 1.0: 0,059< 1 DLC 6.2: 0,108<1	DLC 1.0: 0,059< 1 DLC 6.2: 0,108<1	DLC 1.0: 0,059< 1 DLC 6.2: 0,108<1	DLC 1.0: 0,059< 1 DLC 6.2: 0,108<1	DLC 1.0: 0,059< 1 DLC 6.2: 0,108<1

En considérant les charges données, le calcul par logiciel a montré des déformations de tassement admissibles. La résistance à la rupture du fond, la résistance au culbutage et la résistance au glissement sont suffisants.

Lors des vérifications, pour la charge DLC 6.2 la résultante se trouve au deuxième cercle, calculé pour la surface équivalente. Pour le fond il faut tenir compte d'un ***« joint ouvert »***. Il est empêché, par des mesures constructives au niveau du centre de fondement, qu'un joint ouvert se produit. A cette fin, le fondement de E-82 est fait avec un évidement circulaire au fond à béton.

.

5.4 Mise en œuvre d'emplacement de grue

L'emplacement des grues devrait être exécuté comme suit :

1. Le terrain végétal en place n'est pas approprié comme fondement pour l'emplacement de grue et devrait être dragué jusqu'à une profondeur de 0,4 m au dessous de la surface de terrain naturel.

2. Durant toute la procédure d'excavation et de la mise en œuvre de la couche d'égalisation, il faut placer les outils de travail toujours au dehors de la fouille.

3. Le fond de fouille est à couvrir par un géotextile stable pas filtrant (GRK 4). Pour cela un poinçonnement de ≥ 2,5 kN et une masse par unité de surface de ≥ 250 g/m² sont exigés.

4. Mise en place d'une couche de substitution de grainage 0/56 (pierraille) compactée d'une épaisseur d'environ 0,4 m (épaisseur après compactage).

5. Le taux de compactage sur la couche supérieure d'EV2 > 100 MN/m² devrait être mis en preuve.

5.5 Mesures à prendre contre nappe

Il n'y a pas d'informations disponibles sur la position basse de nappe souterraine. Il est, cependant, à supposer que la nappe ne se trouve qu'en profondeur de >>20 m au-dessous de la surface du terrain naturel. Lors de la fondation prévue en limon lœss, épisodiquement, l'eau de pluie peut s'accumuler dans l'excavation. La fondation doit donc être faite protégée contre la poussée verticale.

6. L'exécution de fouilles des éoliennes

Durant la durée de construction une sauvegarde de fouille selon DIN 4124 est à assurer.

- Le déb comme premier horizon de réflexion lai des fouilles devrait être fait jusqu'à une profondeur nécessaire plus 0,5 m pour la couche portante avec un débord latéral de 1,0 m au fond de fouille.
- Durant toute la procédure d'excavation et de la mise en œuvre de la couche d'égalisation, il faut placer les outils de travail toujours au dehors de la fouille.
- Le fond de fouille est à couvrir par un géotextile stable pas filtrant (GRK 4). Pour cela un poinçonnement de ≥ 2,5 kN et une masse par unité de surface de ≥ 250 g/m² sont exigés. Ce géotextile doit couvrir tout le corps de la couche portante.
- Mise en place d'une couche de substitution de grainage 0/56 (pierraille) compactée d'une épaisseur d'environ 0,5 m (épaisseur après compactage).
- Le taux de compactage sur la couche supérieure d'EV2 > 100 MN/m² devrait être mis en preuve.
- L'eau produit pendant la durée de construction comme eau de ruissellement sont à détourner par épuisement ouvert.
- Le côté de talus et le fond de fouille devraient être efficacement protégés contre l'eau de pluie.
- L'angle de talus ne devrait pas dépasser 45° avec les sols pas cohérents ou mous cohérents, avec les sols rigides ou semi compactes cohérents pas plus que 60°.
- L'accompagnement par l'expert lors de la mise en œuvre des couches portantes est recommandé.

7. Remarques

Pour des raisons de la responsabilité, nous prions de nous contacter de nouveau pour une nouvelle reconnaissance en cas où la fondation serait à exécuter d'une autre façon que décrit au-dessus.

Selon DIN 4020 :2003-09 la fouille déblayée devrait être exploré par un expert géotechnique.

En résumant nous constatons que les paramètres de sol exigé par la fiche technique (compactage de sol et raideur dynamique en rotation) sont respectés.

Toutes les dates résumées dans cette expertise sont exclusivement à utiliser pour l'essai du sol et à vérifier avant la mise en chantier.

Cette expertise a été rédigée en allemand. Il en existe aussi une traduction anglaise et française. Cependant, en cas de doutes et de dissensions, c'est toujours la version allemande qui est à consulter et qui sera décisive.

.

.

.

_____

Dipl. – Geol. Werner Gröblinghoff

ANNEXE D. AVIS PRÉALABLE DE LA DRIGM ÉMIS POUR LE PARC EXISTANT

RÉGION WALLONNE

Jambes, le 9 AOUT 2007

DIVISION DE LA PREVENTION
ET DES AUTORISATIONS
DIRECTION DE LA COORDINATION DE LA PRÉVENTION DES POLLUTIONS
CELLULE SOUS-SOL/GEOLOGIE
(Administration centrale)
Fax. 081/33.61.22
E-Mail Direction: dcpp.dpa.dgrne@mrw.wallonie.be
E-Mail Cellule: cmes@mrw.wallonie.be (mines)
cartegeologique@mrw.wallonie.be

Monsieur François SPITAELS
VINCOTTE ENVIRONEMENT sa
Business Class Kantorenpark
Jan Olieslagerslaan 35

1800 VILVOORDE

Par recommandé avec accusé de réception

N° PostOffice : E2007: 25439	**S 2007/ 20138**	Cadre destiné à l'Administration uniquement
N° dossier : DPA/CSS/5/2007/722/2561/GO		**N° courrier :** 2007/711/GO

TERRITOIRE NON CONCEDE

TOURNAI, BRUNEHAUT, ANTOING – Anciennes communes : Ere, Jollain- Merlin, Bruyelle, Saint Maur, Hollain

Demande d'information –risques naturels- effondrements miniers : EIE parc de 8 éoliennes
Demandeur : VINCOTTE ENVIRONEMENT sa, Business Class Kantorenpark, Jan Olieslagerslaan 35, 1800 VILVOORDE .
Bien sis à TOURNAI, BRUNEHAUT, ANTOING – Anciennes communes : Ere, Jollain- Merlin, Bruyelle, Saint Maur, Hollain.
Coordonnées Lambert : X= 81.205 et Y= 139.655
Votre demande d'avis du 27 Juillet 2007, réf. : FSP-270707-Pacyna.doc.
Avis relatif à la présence d'anciens travaux souterrains de mines, minières et carrières.

Monsieur,

Suite à votre courrier 27 Juillet 2007, relatif à l'affaire reprise sous objet, j'ai l'honneur de vous remettre, par la présente, notre avis sur le projet, en ce qui concerne la présence d'anciens travaux souterrains d'exploitation aux abords du bien concerné.

En ce qui concerne les mines.

Le bien concerné ne se situe dans le périmètre d'aucune concession de mines existante, déchue, ou révoquée, octroyée après 1795.

En l'absence de données précises et exhaustives connues de nos services, nous ne pouvons nous prononcer quant aux concessions octroyées sous l'Ancien Régime et qui n'auraient pas été maintenues ou reprises sous de nouvelles concessions après 1795.

En ce qui concerne les carrières souterraines.

Aucune déclaration d'ouverture de carrières souterraines ni aucun indice de présence de telles carrières ne sont connus de nos services dans le périmètre concerné ou à ses abords immédiats.

En ce qui concerne les minières de fer.

Pour ce qui est connu de nos services, d'après les publications et la carte géologique de Belgique (ancienne et nouvelle), il n'existerait pas de gîtes de minerai de fer connus et exploités sous ou aux abords immédiats de l'objet de la demande.

Conditions et recommandations.

Du point de vue des mines.

En ce qui concerne les aspects réglementaires liés aux mines concédées, et dans les limites des informations actuellement disponibles, un avis favorable pourra être remis à un projet urbanistique futur sur le bien concerné, sans conditions particulières.

Du point de vue des carrières souterraines et des minières de fer.

En ce qui concerne la problématique des carrières souterraines et des minières de fer, je ne puis remettre d'avis réglementaire, celles-ci n'étant plus soumises à la police administrative. Dans le cas présent, en l'absence de telles exploitations et dans les limites des informations actuellement disponibles, il n'y a pas lieu à émettre de recommandations particulières à l'utilisation du bien concerné.

Contraintes karstiques.

Je vous attire l'attention sur le fait que l'emplacement des 8 éoliennes se situe dans la zone de faibles contraintes karstiques dans le Tournaisis, zone qui a été définie du fait de la particularité des processus karstiques (notamment les puits naturels) qui peuvent affecter ces terrains. Elle correspond à toute la surface de calcaire carbonifère où la densité d'effondrement est inférieure à 1 par km² et où le dénoyage des calcaires est supérieur à –5 mètres.

Les processus karstiques sont par ailleurs en constante évolution : de nouvelles cavités ou pertes peuvent s'ouvrir brutalement alors que certains chantoirs se bouchent et que des dolines rejouent ou que le toit de certaines cavités menace de s'effondrer.

Etant donné que les contraintes karstiques peuvent poser de problèmes de stabilité du sol, des risques de tassement ou d'effondrement dus aux phénomènes de dissolution dans les zones calcaires.

il sera recommandable d'effectuer des études complémentaires pour s'assurer de la stabilité du sol dans la zone du projet. Concernant la procédure à suivre et les études à effectuer, dans ce cas précis, je vous prie de vous adresser à la Direction Générale de l'Aménagement du Territoire du Logement et du Patrimoine, qui est l'autorité compétente en le domaine.

Je vous souhaite bonne réception de la présente.

Ing. B. BEQUET,
p.o. Ir. D. PACYNA, Attaché

Directeur

Réserves: Les renseignements fournis ci-le sont sur base des dossiers et archives "mines", "minières" et "carrières souterraines" tels qu'aujourd'hui détenus et gérés par la Division de la Prévention et des Autorisations. - Les données fournies le sont sous réserve de leur précision et ne concernent que les travaux souterrains d'exploitation. Elles ne prennent pas en compte les cavités naturelles (karst) ni les travaux souterrains civils ou militaires. Considérant l'ancienneté de l'industrie minière en Région wallonne et l'absence d'obligation de tenue des plans avant 1802 (mines) et 1935 (carrières), elles ne peuvent, en aucun cas, être considérées comme exhaustives. - D'autres sources d'informations existent, notamment et non exhaustivement : les Archives de l'Etat (dans les différents fonds); les Archives générales du Royaume à Bruxelles; les archives communales et provinciales; au Service Géologique de Belgique; chez les concessionnaires de mines ou auprès de certaines associations ou universités; dans diverses publications, etc.

Agent(s) traitant(s) : G. OLARU, Assistant, Géologue - ☎ 081/33.61.84 - e-mail : G.Olaru@mrw.wallonie.be
Responsable de Cellule : Ir. D. PACYNA, Attaché, Ingénieur des Mines - ☎ 081/33.61.28 - e-mail : D.Pacyna@mrw.wallonie.be
Chef de service : Ing. B. BEQUET, Directeur - ☎ 081/33.61.34 - e-mail : B.Bequet@mrw.wallonie.be
Chef de division : Ir. B. PENDEVILLE, Inspecteur général - ☎ 081/33.61.03 - e-mail : B.Pendeville@mrw.wallonie.be

Avenue Prince de Liège, 15 • B-5100 Jambes (Namur) • Tél. (081) 33 61 34 • Fax (081) 33 61 22
e-mail : dcpp.dpa.dgrne@mrw.wallonie.be • http://mrw.wallonie.be/dgrne/dppgss/
Numéro vert : 0800 1 1901 (informations générales)

Wallonie

SPW
Service public de Wallonie

DÉPARTEMENT
DE L'ENVIRONNEMENT
ET DE L'EAU

DIRECTION
DES RISQUES INDUSTRIELS,
GÉOLOGIQUES ET MINIERS

CELLULE SOUS-SOL/GÉOLOGIE

Avenue Prince de Liège 15
B-5100 Namur (Jambes)
Tél. secrétariat Mines : 081 33 61 36
Tél. secrétariat Géologie : 081 33 61 78
Fax général : 081 33 61 88

CSD Ingénieurs Conseils
Namur Office Park
Avenue des Dessus-de-Lives, 2

5101 NAMUR (Loyers)

A l'attention de Madame Stéphanie SMET

Jambes, le 16 SEP. 201

Vos réf. :NA00433_Ventis_EIE_Extension Saint Maur
Nos réf. : CSSG/2011/722/5747/DPh N° courrier : 2011/676/VDP PostOffice : E 2011/23568 - S 2011/25906
Votre contact : D. PHILIPPART, Premier Gradué, Géomètre GEI - ☎ 071/65.47.61 - E-mail : Didier.Philippart@spw.wallonie.be

Objet : **Territoire non concédé**

Étude d'incidences relative à un projet d'extension d'un parc éolien.
Demandeur: CSD Ingénieurs Conseils – avenue des Dessus-de-Lives, 2 à 5101 NAMUR (Loyers)
Bien sis à TOURNAI (Saint-Maur) – voir plan de situation ci-joint.
Votre demande du 10 août 2011. Réf. : NA00433_Ventis_EIE_Extension Saint Maur.
Avis relatif à la présence d'anciens travaux souterrains de mines, minières et carrières.

Madame,

Vu les lois du 21 avril 1810 et suivantes, coordonnées par l'arrêté royal du 15 septembre 1919, et en particulier les articles 73 à 76 organisant la surveillance et la police des mines;

Vu le décret du Conseil régional wallon du 7 juillet 1988 sur les mines;

Vu le Code wallon de l'Aménagement du Territoire, de l'Urbanisme, du Patrimoine et de l'Energie, et en particulier ses articles 85, §3, 136 et 150, § 1er;

Vu l'arrêté royal du 28 avril 1884 réglant la police des mines, en particulier l'article 70;

Vu l'arrêté royal du 5 mai 1919 portant règlement général de police des mines, minières et carrières souterraines;

Vu l'arrêté royal du 10 juin 1974 sur les puits et issues de mines;

Vu l'arrêté de l'Exécutif régional wallon du 30 avril 1992 fixant la procédure et les conditions pour le retrait d'un titre minier;

Vu la requête mieux précisée sous objet ;

Considérant que l'Administration régionale wallonne a pour mission réglementaire d'exercer une surveillance de police pour la conservation des édifices et la sûreté du sol (art. 73 des lois minières coordonnées); que cette mission est aujourd'hui dévolue à la DRIGM - Direction des Risques industries, géologiques et miniers (Département de l'Environnement et de l'Eau) de la Direction générale opérationnelle Agriculture, Ressources naturelles et Environnement du Service public de Wallonie; que cette compétence ne concerne que les mines concédées *sensu stricto*, qu'il s'agisse de concessions existantes ou retirées, et les carrières souterraines en activité;

Considérant que cette mission générale comporte celle de prévenir et de mettre fin aux situations de danger qui sont portées à sa connaissance et qui seraient dues à l'existence d'ouvrages ou de travaux miniers *sensu stricto*;

Considérant que, du point de vue de la prévention des risques, elle peut agir en ordonnant ou faisant ordonner au concessionnaire responsable, par le Collège provincial, les travaux nécessaires et/ou en faisant interdire ou conditionner tout projet augmentant les risques pour les biens et les personnes sur et aux abords des ouvrages et travaux miniers;

http://spw.wallonie.be
N° Vert : 0800 1 1901 (informations générales)

Considérant que cet objectif peut être atteint en demandant aux Autorités compétentes en matière d'aménagement du territoire, d'urbanisme et d'environnement de refuser les permis en zone de danger ou de les assortir de conditions de manière à prévenir les risques; que cette manière de procéder permet d'éviter la mise en œuvre des dispositions prévues par les règlements miniers puisqu'elle évite la création de situations de danger, avec une efficacité identique, en minimisant les contraintes administratives et les délais pour les propriétaires de surface;

Considérant que, bien que les minières de fer et carrières souterraines abandonnées ne soient plus soumises à une surveillance administrative et qu'elles se trouvent aujourd'hui sous la responsabilité des propriétaires de surface à leur aplomb, il a été jugé opportun, selon le principe de bonne administration, d'y étendre la recherche et la fourniture d'informations y relatives; que, toutefois, la DRIGM n'est pas compétente pour remettre des avis réglementaires à leur propos et se limite donc à remettre des recommandations;

En ce qui concerne les mines concédées

Situation du point de vue des territoires concédés

Considérant que le bien concerné ne se situe dans le périmètre d'aucune concession de mines existante, déchue ou révoquée, octroyée après 1793 et 1795;

Considérant qu'en l'absence de données précises et exhaustives connues de nos services, nous ne pouvons nous prononcer quant aux concessions octroyées sous l'Ancien Régime et qui n'auraient pas été maintenues ou reprises sous de nouvelles concessions après 1795;

Présences d'anciens travaux d'exploitation

Considérant que le bien concerné ne se trouve pas à l'aplomb de travaux d'exploitation récents ou dans la zone d'influence probable de travaux voisins récents, les derniers travaux menés remontant à plus de 40 années et leur influence sur la surface ayant cessé depuis longtemps, d'après les règles habituelles et les constatations et études a posteriori;

Considérant que, pour les chantiers profonds et récents, établis dans des couches régulières, exploitées rationnellement et remblayées ou foudroyées, l'expérience technique a démontré que l'essentiel du tassement (>95%) en surface se produit dans les dix années qui en suivent l'arrêt; que de très légers mouvements résiduels ou dus à la remontée des eaux dans la mine restent néanmoins possibles;

Considérant que les indications des plans et de la géologie, ainsi que les données historiques disponibles, ne laissent pas penser qu'il existe, sous le périmètre considéré et à ses abords immédiats, des couches de houille susceptibles d'avoir été exploitées par les anciens à faible profondeur (moins d'une trentaine de mètres) et susceptibles de pouvoir avoir une influence en surface,

Considérant qu'il n'y a donc pas lieu de craindre de tassements ou d'affaissements liés à de tels travaux;

En ce qui concerne les carrières souterraines.

Considérant qu'aucune déclaration d'ouverture de carrières souterraines ni aucun indice de présence de telles carrières ne sont connus de nos services dans le périmètre concerné ou à ses abords immédiats;

Considérant qu'il n'existe aucun indice historique, technique ou géologique connu de nos services que des carrières souterraines puissent exister sous le périmètre considéré ou à ses abords immédiats;

En ce qui concerne les minières de fer.

Considérant que, d'après le travail de compilation effectué par M. J. DENAYER, Géologue, à la demande de l'Administration en charge des affaires minières, il n'existerait pas de gîtes de minerai de fer connus et exploités sous ou aux abords immédiats de l'objet de la demande.

Conditions et recommandations.

Du point de vue des mines :

En ce qui concerne les aspects réglementaires liés aux mines concédées et dans les limites des informations actuellement disponibles, je puis remettre un **avis favorable** sans conditions.

Du point de vue des carrières souterraines et des minières de fer.

En ce qui concerne la problématique des carrières souterraines et des minières de fer, celles-ci n'étant plus soumises à une surveillance ou une police administrative particulière, notre intervention doit se limiter à émettre des recommandations dans les situations potentiellement à risques. Dans le cas présent, en l'absence de telles exploitations, **il n'y a pas lieu à émettre de recommandations particulières**.

Je tiens à signaler que la cartographie des zones de contraintes karstiques est consultable au service urbanisme des différentes communes ainsi qu"au S.P.W. DGATLP. Ce sont les administrations locales et régionales qui délivrent les permis et qui sont donc directement concernés par les cartes produites lors de ces études.

Les cartes leur ont été fournies sur support papier (1/10.000) mais également sous forme de SIG (système d'information géographique) pour faciliter la consultation et "croiser" les données sur le karst et les contraintes avec les différents plans d'aménagement.

Je vous prie de croire, Madame, à l'assurance de ma considération la meilleure.

Le Directeur ff.
p.o. Ir. D. PACYNA, Attaché

Ir. E. LHEUREUX

Réserves. Les renseignements fournis ci-dessus le sont sur base des dossiers et archives "mines", "minières" et "carrières souterraines" tels qu'aujourd'hui détenus et gérés par la Direction des Risques industriels, géologiques et miniers, du Service public de Wallonie. - Les données fournies le sont sous réserve de leur précision et ne concernent que les travaux souterrains d'exploitation. Elles ne prennent pas en compte les cavités naturelles (karst) ni les travaux souterrains civils ou militaires. Considérant l'ancienneté de l'industrie minière en Région wallonne et l'absence d'obligation de tenue des plans avant 1802 (mines) et 1935 (carrières), elles ne peuvent, en aucun cas, être considérées comme exhaustives. - D'autres sources d'informations existent, notamment et non exhaustivement : les Archives de l'Etat (dans les différents fonds); les Archives générales du Royaume à Bruxelles; les archives communales et provinciales; au Service géologique de Belgique; chez les concessionnaires de mines ou auprès de certaines associations ou universités; dans diverses publications, etc.

Agent traitant : D. PHILIPPART, Premier Gradué, Géomètre GEI - ☎ 071/65.47.61 - E-mail : Didier.Philippart@spw.wallonie.be
Responsable de Cellule : Ir. D. PACYNA, Attaché, Ingénieur des Mines - ☎ 081/33.61.28 - E-mail : Daniel.Pacyna@spw.wallonie.be
Directeur : Ir. E. LHEUREUX, Directeur ff - ☎ 081/33.61.32 - E-mail : Emmanuel.Lheureux@spw.wallonie.be
Chef de Département : Ir. B. TRICOT, Inspecteur général - ☎ 081/33.63.92 – E-mail : Benoit.Tricot@spw.wallonie.be

2011- 5747
SAINT-MAUR

ANNEXE E. ATTESTATION DE REPRISE DES TERRES DE DÉBLAI

ATTESTATION

Je soussigné, Philippe DUFOUR responsable de l'entreprise Groupe DUFOUR, à la demande de Ventis, ai convenu avec la société Ventis de prendre en charge pour le projet de repowering d'un parc éolien situé sur Tournai, Antoing et Brunehaut (TAB) l'évacuation des terres excédentaires selon la réglementation en vigueur relative à la traçabilité des terres (WALTERRE) et leur mise en Centre de Tri Agréé.

Fait à Tournai, le 30 /09/2025

DUFOUR Philippe
Administrateur délégué

CSDINGENIEURS

ANNEXE F. SYNTHÈSE DES CONNAISSANCES SUR LES INCIDENCES DES ÉOLIENNES SUR LA FAUNE

Synthèse des connaissances de l'impact des éoliennes sur la faune

1 Chauves-souris

L'impact d'un parc éolien en phase d'exploitation concerne :

- Un risque de collision ou de barotraumatisme lors des vols de transfert vers les terrains de chasse, lors de la chasse ou lors de la migration ;
- Un effet de répulsion/attraction selon les espèces.

1.1 Collision et barotraumatisme

Au sens de la présente étude, la collision inclut le phénomène de 'barotrauma'. En effet, il est apparu que de nombreuses chauves-souris retrouvées mortes sous des éoliennes ne présentaient pas de trace d'impact mais de graves lésions de leur système respiratoire. Une subite baisse de pression de l'air, que les chauves-souris ne peuvent pas détecter malgré leur sonar, peut entrainer la dilatation de leurs poumons et l'éclatement de capillaires, pouvant entrainer la mort.

S'il existe une littérature plus ou moins abondante sur l'impact des éoliennes sur l'avifaune, les études portant plus spécifiquement sur les chiroptères sont plus récentes et plus rares. Les quelques études disponibles, essentiellement réalisées à l'étranger, mettent en évidence que l'impact d'un parc éolien sur les chauves-souris est très variable mais souvent plus important que dans le cas des oiseaux. Les incidences dépendent directement des milieux présents sur le site éolien, de leur attractivité pour les chauves-souris, de la nature et de la distance des sites occupés par les chiroptères et des espèces de chauves-souris (Brinkmann, 2006, notamment).

Les taux de collision estimés varient d'un parc éolien à l'autre, et également selon le type d'éolienne et les conditions environnementales. En Europe, les résultats disponibles mentionnent une mortalité annuelle par éolienne allant jusqu'à 38 individus, avec une estimation moyenne de 2 ou 3 individus par turbine (Brinkmann, 2006 ; Rydell *et al.*, 2010). En Wallonie, une étude menée dans le Hainaut indique que la mortalité sur des éoliennes non bridées pourrait atteindre et même dépasser 9 individus par an (Ricoh et Lagrange, 2016). Concernant les effets des variables environnementales sur la mortalité, l'étude de référence sur le sujet en Europe du Nord-Ouest a été réalisée par Rydell et al. (2010). Ces derniers montrent, en termes d'effet du paysage, que la mortalité est étroitement liée aux paramètres de paysages tels que la topographie et la végétation, indépendamment de la région ou du pays. Les nombres estimés d'individus tués par éolienne par an étaient estimés de la manière suivante (Rydell et al. 2010) :

- 0-3 dans des plaines ouvertes de basse altitude ;
- 2-5 dans des paysages agricoles plus complexes ;
- 5-20 sur les côtes ou sur des crêtes/collines boisées.

En termes d'effet du type d'éolienne, trois éléments ressortent :

- Plus l'éolienne est haute, plus la mortalité est importante pour les espèces migratrices ;
- Plus le diamètre du rotor est grand, plus la mortalité est importante ;
- La mortalité est indépendante de la distance depuis le sol jusqu'au bas de la pale.

Précisons que ces résultats concernent les premières générations d'éoliennes, nettement plus petites que les éoliennes actuellement en projet.
L'augmentation de la mortalité avec la taille des éoliennes a aussi été notée aux Etats-Unis par Thompson et al. (2017) dans une synthèse bibliographique, sans précision quant à un éventuel effet de

la taille des rotors (les grandes éoliennes ont généralement, mais pas toujours, de plus grands rotors que les petites). Les mêmes auteurs précisent néanmoins que certaines études présentent des résultats opposés (les petites éoliennes tuant plus de chauves-souris que les grandes). Plus récemment, Guest et al. (2022) ont également mis en avant que la relation entre la mortalité et la hauteur ou les autres dimensions de l'éolienne n'est pas claire.

Remarque concernant les taux de mortalité des chauves-souris par éolienne

Les dernières informations disponibles sur les taux de mortalité moyen des éoliennes en Europe suggèrent des taux nettement plus élevés que ceux mentionnés par Rydell et al. (2010). Par exemple de l'ordre de 14 individus par éolienne et par an en moyenne en Europe, et jusqu'à 70 individus par éolienne sur seulement 2 mois (août et septembre) pour de petites éoliennes (Enercon 66, nacelle à 64,8 m et diamètre de rotor de 70 m) mises en œuvre en 2001 dans la région de Berlin (Voigt et al. 2022). En Wallonie, l'étude la plus poussée à ce jour a conclu à une mortalité moyenne de l'ordre de 8 individus par éolienne par an en milieu agricole ouvert et sans application de module d'arrêt (Rico et Lagrange 2016).

Concernant les espèces impactées, 95 % des cadavres retrouvés sous les éoliennes en Europe appartiennent à 6 genres : *Nyctalus, Vespertilio, Pipistrellus, Hypsugo, Miniopterus* et *Tadarida* (Durr 2025). Les trois espèces les plus fréquemment retrouvées sont la Pipistrelle commune, la Pipistrelle de Nathusius et la Noctule commune.

L'impact de cette mortalité sur les populations est mal connu. En France, où le programme de monitoring VigieChiro est en place depuis 2006, un déclin alarmant de 88 % entre 2006 et 2019 a été mis en évidence pour la Noctule commune. L'éolien est considéré comme potentiellement responsable de ce déclin.

1.2 Effarouchement et perte d'habitat

Des études ont montré un effet de répulsion lié à la présence d'éoliennes. L'activité des chauves-souris est dans certains cas plus faible sous les éoliennes qu'à plusieurs centaines de mètres pour des milieux comparables (Minderman et al., 2016 ; Barré et al., 2018 ; Leroux et al., 2022, Ellerbrok et al., 2022). Ces effets de répulsions semblent atteindre plus de 500 m chez certaines espèces (Barré et al., 2018, Ellerbrok et al., 2022). Ces effets concernent principalement les espèces du genre *Myotis* (Murins), *Rhinolophus* (Rhinolophes) et *Plecotus* (Oreillards), qui sont majoritairement actives au niveau du sol et dans le feuillage. Chez les espèces de lisières ou de haut vol comme les pipistrelles et les noctules, les résultats des études sont pour l'instant contradictoires (Barré et al., 2018, Ellerbrok et al., 2022).

A côté des effets de répulsion, des effets d'attraction ont aussi été suggérés chez les espèces de haut vol. Deux hypothèses sont généralement évoquées : (1) les éoliennes pourraient être considérées comme de grands arbres par des chauves-souris à la recherche d'un gîte, et (2) la chaleur des nacelles pourrait attirer suffisamment d'insectes pour ensuite attirer les chauves-souris à la recherche de proies. L'effet du balisage nocturne des éoliennes n'est pas clairement établi. Celui-ci est susceptible d'augmenter l'attractivité de la zone du rotor pour certaines espèces non lucifuges attirées par les éclairages artificiels telles que la Pipistrelle commune. A l'inverse, une étude portant sur des balisages rouges a montré une mortalité plus élevée au niveau des éoliennes qui n'étaient pas équipée d'un balisage, suggérant un effarouchement de certaines espèces ou individus par les lampes (Bennett et Hale, 2014).

Il semblerait que l'effet dominant entre attraction et répulsion soit aussi dépendant du milieu : une éolienne située en grandes cultures, loin des haies et des bois aura plutôt tendance à attirer les chauves-souris, tandis que lorsqu'elle est située à moins de 100 m d'un habitat attractif comme une haie, cet habitat sera moins utilisé par les chauves-souris en comparaison avec une situation sans éolienne (Richardson et al., 2021 ; Leroux et al., 2022).

La raison de cette baisse d'activité des chauves-souris près des éoliennes n'est pas connue avec certitude, mais deux hypothèses ont été formulées :

- L'évitement des éoliennes équipées de balisages lumineux rouges pour l'aviation (Bennett et

Hale, 2014, validé par une recherche systématique de cadavres) ;

- Le bruit généré par les éoliennes pourrait perturber les espèces chassant par écoute passive comme le Grand Murin ou les Oreillards, même si en théorie les ultrasons émis depuis la nacelle sont rapidement atténués dans l'air et deviennent imperceptibles au niveau de la canopée et du sol.

En conclusion et sur base des derniers travaux scientifiques publiés, CSD Ingénieurs considère que deux effets doivent être pris en compte pour le cas particulier d'éoliennes situées à faible distance d'une lisière forestière ou en forêt (Ellerbrok et al. 2022, 2023 ; Gaulthier et al., 2023) :

- Le risque de collision, principalement pour les espèces volant régulièrement à hauteur des pales (noctules, sérotines et pipistrelles) ;
- Le risque de baisse d'attractivité (dégradation) des habitats situés à proximité des éoliennes, principalement pour les murins et les oreillards dans les milieux bocagers et forestiers.

L'application des connaissances actuelles (issues de la bibliographie et des investigations menées partout en Wallonie par l'auteur d'étude : nombreux relevés ponctuels au sol, 'batmonitoring' en continu au sol et en altitude, suivi de mortalité, etc.) aux espèces répertoriées sur ou à proximité du site éolien objet de la présente étude permet d'évaluer l'impact du projet compte tenu des particularités locales du site. Néanmoins, le caractère partiel et récent des connaissances scientifiques sur la biologie des chauves-souris et des recherches sur le comportement de ce taxon face aux éoliennes engendre une certaine incertitude dans l'évaluation.

Face à ces impacts attendus sur les chauves-souris, il convient d'appliquer la séquence « éviter – réduire – compenser » durant le développement du projet. Concrètement et au vu du contexte wallon et des recommandations du DNF, l'auteur d'étude conseille généralement la séquence suivante :

- Eviter : Déplacer l'éolienne à plus de 200 m des éléments attractif ;
- Si l'évitement n'est pas possible, atténuer par la mise en place d'un module d'arrêt et le choix d'un modèle avec un bas de pale suffisamment haut (idéalement 30 à 40 m au-dessus de la végétation herbacée ou forestière) ;
- Si l'atténuation n'est pas possible ou pas suffisante, compenser en créant/améliorant des habitats de chasse ou de reproduction favorables aux chauves-souris : haies, lisières intra-forestières, îlots de vieillissement, conversion de résineux de faible intérêt biologiques en forêts feuillus indigène à plus haut degré de naturalité, etc.

2 Oiseaux

Lors de l'évaluation de l'impact de l'installation d'un parc éolien sur l'avifaune, de nombreux facteurs doivent être pris en compte, comme la configuration spatiale des éoliennes, la topographie, l'aérologie, les zones de nidifications, les axes de migration et de façon générale, la façon dont les oiseaux utilisent le site (Albouy et al. 1997, André et al. 2006 ; Kingsley & Whittam 2001).

Les impacts d'un parc éolien en phase d'exploitation sur l'avifaune varient fortement d'une espèce à l'autre. Les incidences principales sont le risque de collision avec le rotor en mouvement, la désertion des espèces due au dérangement et à la perte d'habitat et l'effet barrière (Albouy et al. 1997 ; Janss 2000 ; Albouy et al. 2001 ; Barrios & Rodriguez 2004 ; André 2004 ; André et al 2006 ; Drewitt & Langston 2006).

2.1 Collision

Le risque de collision entre éoliennes et oiseaux varie fortement d'une espèce à l'autre et d'une saison à l'autre (Barrios et Rodriguez 2004 ; Dürr 2005).

Le nombre moyen de décès d'oiseaux par éolienne varie fortement d'un parc à l'autre, et même d'une turbine à l'autre au sein d'un même parc, allant de 1 à 64 décès par turbine par an dans le cas des turbines les moins bien placées des parcs les plus problématique, comme à Alamont Pass (Etats-Unis). Le choix du site joue clairement un rôle capital dans la limitation du nombre de collisions fatales (Orloff & Flannery 1992 ; Hunt et al. 1997 ; Albouy et al. 1997 ; Albouy et al. 2001 ; Everaert & Kuijken 2007).

Deux phénomènes sont à l'origine du risque de collision pour l'avifaune : la migration et les déplacements locaux. De façon générale, le taux de mortalité dû aux collisions est faible pour les espèces nicheuses, mais réparti sur toute l'année, alors que dans le cas des oiseaux migrateurs, les études s'accordent pour dire que le taux de décès est plus élevé, mais se concentre sur des périodes limitées de l'année (Tombal, communications personnelles).

De nombreux facteurs sont responsables des collisions et la complexité de leurs interactions rend difficile la compréhension des évènements de collisions. Ainsi, des facteurs spécifiques à l'espèce (la morphologie, le comportement, la vision, l'ouïe, l'abondance, la migration etc), les caractéristiques des éoliennes (le modèle, la configuration, l'éclairage) ainsi que la topographie du terrain sont tous des facteurs pouvant être importants (Perrow et al. 2017). En conséquence, les estimations des taux de collisions avec les éoliennes varient beaucoup. Néanmoins, les variations entre modèles d'éoliennes au sein d'un même site peuvent être plus importantes à prendre en compte que la variation entre les sites, et il est clair que certains modèles d'éoliennes sont particulièrement dommageables à l'avifaune (Perrow et al. 2017).

Les espèces les plus concernées par la collision sont celles qui ont une moins bonne aptitude à réagir en vol, les « grands voiliers », qui pratiquent le vol à voile ou plané, ainsi que les rapaces.

D'après Osborn et al. (1998) et Mabay et Paul (2007), les espèces les plus concernées par le risque de collision sont également les rapaces et les oiseaux d'eau, car ces groupes volent à des altitudes et à des distances des éoliennes qui les mettent en danger. Cependant, des études récentes ont montré que dans certaines conditions même les passereaux peuvent être sensibles aux collisions (Perrow et al. 2017). Par ailleurs, Smallwood K.S (2013) a montré que l'affirmation que les rapaces étaient plus sensibles que les autres groupes pouvait être plus une perception plutôt qu'une réalité, du fait de la difficulté de détecterles cadavres des petites espèces, y compris les pigeons et passereaux. En général, les informations liées à la mortalité éolienne des passereaux a pu être biaisée du fait du peu d'étude réalisées, du fait des taux faibles de détection, à la rapidité de disparition par prédation des cadavres aussi bien que par le fait d'un taux faible de collision, même si cela est difficile à établir (Drewitt et Langston, 2008).

Les rapaces se révèlent être particulièrement sensibles au problème des collisions, malgré le fait qu'ils ne montrent pas de difficulté à détecter et à franchir les parcs éoliens lorsqu'ils sont simplement en déplacement (Howell 1990 ; Orloff 1992 ; Orloff & Flannery 1992 ; Kingsley & Whittam 2001). Ces conclusions sont typiquement basées sur le nombre de cadavre découverts au pied des éoliennes. Pour exemple, une des victimes le plus fréquente recensée dans la base de donnée nationale allemande, est

la Buse variable *Buteo buteo*, le Milan royal *Milvus milvus* et le Pygargue à queue blanche. Cependant, si la taille de la population est prise en compte, il apparait que c'est le Pygargue à queue blanche qui est le plus sensible (Perrow et al. 2017). Le problème des collisions entre rapaces et turbines semble se poser lorsqu'ils sont en chasse, et que leur attention est focalisée sur leur proie. Dans le cas des rapaces en chasse, Hodos et. al (2001) ont émis l'hypothèse que le nombre de décès de ces oiseaux à la vue spécialement bien développée s'explique par le fait qu'ils sont incapables de partager leur attention entre la recherche de proies et les obstacles sur l'horizon. Cependant, il semblerait que la raison du taux de collision entre les rapaces et les pales des turbines soient la même que dans le cas d'autres espèces d'oiseaux, à savoir qu'ils ont des difficultés à détecter les pales en mouvement, dont la vitesse à l'extrémité peut atteindre des vitesses de l'ordre de 200 km/h (Hodos et al. 2001, MacIsaak 2001).

2.2 Effarouchement et perte d'habitat

Dans certains cas, l'implantation d'un parc éolien peut mener à la désertion d'une zone plus ou moins importante autour des éoliennes par des espèces d'oiseaux. L'abandon de la zone peut être dû soit à l'occupation physique de l'habitat d'une espèce par les éoliennes (par exemple : abandon d'une zone par les vanneaux du fait de l'extension d'un site éolien en Allemagne (Bergen 2001)), soit le délaissement est lié aux perturbations générées par la construction et/ou l'exploitation du parc, qui a un effet dissuasif sur les espèces présentes.

En général, les éoliennes ont un effet dissuasif sur les zones de repos et de nourrissage pour les hivernants (Bateloup et al. 2004), tandis que les espèces résidentes s'y adaptent mieux (Meek et al. 1993 ; Percival 1998 ; Albouy et al. 1997 ; Guyonne & Clave 2000 ; Kingsley & Whittam 2001 ; James & Coady 2003 ; André et al. 2006). Même si l'érection d'un parc éolien n'entraine pas systématiquement la désertion de la zone, on a souvent pu observer significativement moins d'oiseaux et moins d'espèces d'oiseaux à proximité immédiate des éoliennes par rapport à une zone contrôle (Osborn et al. 1998 ; Leddy et al. 1999).

Ainsi, l'effarouchement est une des menaces principales induites par les parcs éoliens onshore pour les oiseaux. Les groupes taxonomiques les plus touchés sont les Ansériformes (Cygnes, Canards, Oies) et les Charadriiformes (en particulier les espèces côtières). Tous les autres groupes semblent moins affectés, bien qu'il existe des exceptions (Perrow et al. 2017). Les groupes taxonomiques et écologiques qui semblent souffrir de l'effet d'effarouchement (donc résultant en une perte d'habitat) ne souffrent habituellement pas fortement du risque de collision (Perrow et al. 2017). Les espèces démontrant un fort effet d'effarouchement, sont habituellement les espèces liées aux grands types de paysages ouverts (comme les Pluviers) (Perrow et al. 2017).

Pour la majorité des espèces, il y a une plus forte tendance à l'effarouchement en dehors de la période de nidification par rapport à la période de nidification. Par ailleurs, pour la plupart des espèces, l'effet d'effarouchement à lieu à une échelle assez faible, habituellement de l'ordre de 200 m autour des éoliennes, mais les espèces les plus sensibles peuvent subir un effarouchement sur plus de 800 mètres autour des éoliennes (Perrow et al. 2017).

Quelques espèces montrent un effet d'habituation envers les parcs éoliens, de sorte que la distance d'effarouchement diminue au fil du temps après la construction d'un parc (Perrow et al. 2017).

2.3 Effet de barrière

La construction de ce type de très hautes structures peut morceler le milieu et restreindre le déplacement des différentes espèces au sein d'une zone. Cependant, l'effet « barrière » est fortement modulé par l'agencement spatial des turbines et de leurs positions par rapport aux axes de migration et de déplacement (Albouy et al. 2001 ; André et al 2006). La figure suivante illustre schématiquement la différence de dérangement générée par un parc éolien hypothétique en fonction de son orientation spatiale. Des turbines placées parallèlement à l'axe de déplacement des oiseaux sont ainsi source de moins de perturbations.

Lors de l'implantation d'un parc éolien, il est donc important de laisser libre des couloirs, des portes entre les turbines, afin que les oiseaux puissent « échapper » aux éoliennes (Albouy et al. 1997). Ceci

est surtout important dans le cas de grands parcs éoliens construits dans des zones présentant des contraintes topologiques pour les déplacements des oiseaux.

Figure 1 : Représentation de l'impact différent de deux configurations d'un hypothétique parc éolien sur le déplacement des oiseaux (source : André et al. 2006).

L'effet de barrière pour les oiseaux se situe à deux niveaux spatiaux différents :

- Barrière aux déplacements locaux, ce qui entraine le morcellement des habitats ;
- Barrière à la migration, ce qui pourrait interférer et dévier localement une voie de migration préférentielle.

Un parc éolien ne risque de constituer une barrière aux déplacements locaux que s'il est de grande taille, ce qui est rarement le cas dans nos régions (parcs de 5 à 15 éoliennes), si les turbines sont disposées en lignes serrées, ne laissant pas de couloirs de traversées libres, ou qu'il se situe perpendiculairement à une voie de déplacement entre deux habitats particuliers du paysage, comme entre deux pièces d'eau ou bois relativement proches.

Pour qu'un parc constitue une barrière à la migration pour une ou plusieurs espèces, celui-ci doit être maladroitement placé sur une voie de migration convergente, en un lieu dont la topographie est contraignante. En Belgique, à cause de la topographie peu accidenté et du relief relativement bas, les voies de migration des oiseaux sont diffuses, et ne font pas l'objet de convergence de flux, à l'exception de certaines structures topographiques, comme la vallée de la Meuse ou la dépression de la Famenne par exemple. Les seuls éléments engendrant des concentrations d'oiseaux migrateurs sont les habitats jouant le rôle de haltes migratoires, comme les plans d'eau pour la migration des oiseaux d'eau par exemple. Un soin tout particulier doit donc être apporté à la détermination et au recensement des zones de haltes migratoires aux alentours d'un projet, afin d'éviter la création d'obstacle à la migration.

3 Insectes

3.1 Espèces et biomasse concernées

A l'instar des oiseaux et des chauves-souris, les insectes volants sont susceptibles d'entrer en collision avec les pales des éoliennes. En effet, ceux-ci utilisent les courants d'air rapides à moyenne et haute altitude pour se déplacer, et se trouvent donc parfois à une hauteur critique par rapport aux rotors. Une étude a estimé que les parcs éoliens étaient responsables de la perte de 1.200 tonnes par an d'insectes en Allemagne (DLR, 2018). Les insectes migrateurs comme le papillon Vulcain, les criquets et certains coléoptères sont particulièrement à risque, mais des insectes de tous les taxons et de toutes les tailles sont susceptibles d'être fauchés par les pales. Selon cette étude, cette mortalité pourrait devenir significative au regard de la survie des populations d'insectes d'ici 15 ans, surtout pour les espèces qui volent habituellement à hauteur des rotors.

3.2 Mise en contexte

Une étude allemande (Hallmann et al. 2017) indique que 75 % des insectes volants ont disparu de certaines réserves naturelles en Allemagne en 30 ans, une tendance observée également en Belgique. Les populations d'insectes volants sont en déclin majeur en Europe, et ce déclin est attribué par de nombreuses études à l'intensification de l'agriculture en général et à l'utilisation massive des pesticides en particulier (Moreby & Southway 1999, Feber et al 2007). Le début de ce déclin des insectes n'est pas connu avec précision, mais il est certain qu'il est bien antérieur au développement massif des parcs éoliens en Europe. Cela implique que la responsabilité des éoliennes dans le déclin massif de la biomasse d'insectes en Europe est très probablement mineure.
Néanmoins, on ne peut pas exclure que certains projets éoliens en Wallonie pourraient avoir un impact sur les populations de certaines espèces d'insectes. Les connaissances actuelles sont encore trop lacunaires pour exclure complètement ce risque.
Il serait donc pertinent d'étudier plus en détail les flux d'insectes à hauteur des rotors (quantification de la biomasse, caractérisation des espèces concernées) ainsi que les taux de mortalité induits par les pales en rotation sur des parcs existants en Wallonie. De telles investigations dépassent le cadre de la présente étude d'incidences sur l'environnement. En effet, aucun référentiel n'existe actuellement quant aux flux d'insectes dans l'atmosphère (plancton aérien) en Wallonie. L'établissement d'un tel référentiel est un prérequis indispensable avant toute étude détaillée de cette question à l'échelle d'un projet éolien.

3.3 Une possible attraction des insectes au niveau du rotor

La quantité importante d'insectes sauvages observés sur les pales des éoliennes peut potentiellement s'expliquer par l'attractivité de celles-ci. Plusieurs hypothèses existent à ce sujet :

- L'hypothèse de l'attraction par la vitesse du vent
- Les insectes migrateurs sélectionnent des courants d'air rapides à une certaine hauteur au-dessus du sol afin de se déplacer efficacement. Ces hauteurs dépendent des espèces. Par exemple chez les Syrphes, la plupart de leurs vols se situent entre 150 et 1 200 m au-dessus du sol. Dans le sud de l'Angleterre, la majorité des Syrphes naviguent à moins de 300 m de hauteur, mais des observations réalisées à l'aide d'un radar ont montré qu'un grand nombre de migrations s'effectuent à des altitudes atteignant souvent 750 m au-dessus du sol (Karl et al. 2019.) Cette sélection des courants d'air rapides par certains insectes pourrait induire une plus grande densité d'insectes dans certains parcs éoliens, à hauteur des rotors, par rapport à des environnements moins venteux, plus proches du sol.
- L'hypothèse de l'attraction olfactive
- L'odeur des résidus d'insectes sur les pales de rotor pourrait agir comme un leurre olfactif. Les résidus d'hémolymphe sur les pales de rotor pourraient attirer les charognards et les prédateurs

et égarer les individus conspécifiques.

- L'hypothèse de l'attraction acoustique
  - Les insectes pourraient être attirés par les parcs éoliens si le bruit provenant des vibrations, des pièces en rotation ou du générateur électrique à l'intérieur de la nacelle s'avérait similaire au bruit généré par de grands essaims.
  - Si certains insectes étaient attirés par les éoliennes par l'un des facteurs susmentionnés, ils pourraient attirer davantage d'insectes par attraction acoustique et de visibilité.
- L'hypothèse de l'attraction par visibilité
- Les feux de position et la couleur de la peinture (Long et al. 2011) pourraient attirer les insectes volants dans les parcs éoliens.

3.4 Impact sur les abeilles domestiques

Les craintes des apiculteurs concernant l'impact des parcs éoliens sur l'abeille domestique sont généralement la perte d'habitat pour leurs abeilles (pour des projets impliquant des déboisements par exemple) et un possible effarouchement par des infrasons ou des effets électromagnétiques.
L'auteur d'étude considère qu'un impact sur cette espèce est peu probable pour les raisons principales suivantes :

- les abeilles volent principalement à proximité du sol, ce qui implique, pour autant que le bas de pale soit au moins supérieur à une quinzaine de mètres au-dessus du sol, que le risque de mortalité directe par collision avec les pales ou barotraumatisme est très faible ;
- les champs magnétiques générés par les installations électriques d'un parc éolien sont généralement de faible intensité. Ils deviennent indétectables à très faible distance et donc non susceptibles de perturber l'orientation des abeilles lors de leurs déplacements.

Les retours d'expérience et les études scientifiques sur la question semblent rares.
Une étude démontre que la diversité et l'abondance d'insectes butineurs était similaire dans des prairies sous les éoliennes et à distance de celles-ci. Certaines abeilles sauvages ont même montré une préférence pour les habitats sous les éoliennes[1]. Une autre étude effectuée sur 20 ans ne montre pas de différence de mortalité et de productivité de miel, cire et propolis entre 10 ruches installées sous des éoliennes et 10 ruches situées à 11 km[2]. Cette conclusion est rassurante quant à l'impact des éoliennes sur les pollinisateurs en général.

Figure 2 : Ruches en activité installées au pied d'une éolienne du parc éolien de Ciney-Pessoux en Wallonie (CSD, 2020).

[1] The association of windmills with conservation of pollinating insects and wild plants in homogeneous farmland of western poland. Pustkowiak et al., Environmental Science and Pollution research International. 2018; 25(7): 6273-6284. doi: 10.1007/s11356-017-0864-7

[2] https://scienceinpoland.pap.pl/en/news/news%2C77880%2Cstudy-wind-farms-do-not-harm-bees.html

4 Impact cumulatif des éoliennes avec d'autres infrastructures

Les infrastructures telles que les grands axes routiers et les lignes électriques peuvent avoir des incidences sur la faune. Un des plus grands impacts de ce type d'infrastructures est le risque de collision.

Pour les chauves-souris, dans le cadre du programme LIFE+ Chiro Med, une étude de la mortalité des Chiroptères a été menée sur un tronçon de la RN113 entre Arles et Saint-Martin-de-Crau en fin d'été 2010. 108 cadavres d'animaux dont 88 de chauves-souris ont été récoltés en 40 jours. La majorité des cas de mortalité concerne les pipistrelles qui devancent légèrement le Grand Rhinolophe. Il faut aussi noter que, malgré la présence de Murins à oreilles échancrées autour de la RN113 aucun individu de cette espèce n'a été découvert lors de l'étude de mortalité. La plus faible sensibilité de cette espèce au risque de collision s'explique sûrement par ses habitudes de vol qui lui permettent d'éviter le trafic routier.

Les oiseaux sont également sensibles au risque de collision avec les infrastructures routières et électriques. De nombreux cas de collision avec les lignes à hautes tensions sont signalés dans la littérature. En France, la LPO estime que de 5 à 10 millions d'oiseaux sont tués chaque année par les lignes électriques. Il est estimé qu'entre 170.000 et 500.000 oiseaux sont victimes chaque année de ces collisions en Belgique (Derouaux et al., 2012). Les infrastructures routières sont également responsables de nombreux cas de mortalité chez les oiseaux. Des chercheurs en Pologne ont étudié les collisions sur 15 routes (48,8 km) pendant 26 mois. 862 cadavres ont été recensés. Les espèces recensées étaient des espèces ubiquistes (50,2%), des espèces des bocages (30,3%), des espèces forestières (7,7 %) et des espèces des milieux ouverts (3,8%) (Orłowski, 2008). A l'échelle européenne, environ 194 millions d'oiseaux sont tués sur les routes chaque année (Grilo et al., 2020). Les causes relatives de mortalité des oiseaux liées aux infrastructures humaines ont été synthétisées par l'association allemande de protection des oiseaux NABU. Les collisions avec les immeubles et les vitres arrivent en tête avec 100 à 115 millions de victimes par an. Elles sont suivies par le trafic routier (70 millions de victimes par an) et les lignes électriques (1,5-2,8 millions de victimes par an). L'éolien est quantitativement 15 à 28 fois moins impactant avec de l'ordre de 100.000 oiseaux tués par an (France énergie éolienne, 2022).

Au vu de ces chiffres, pour les espèces les plus abondantes en Europe occidentale, l'impact de l'éolien est par conséquent négligeable par rapport à l'impact des infrastructures routières et des lignes électriques. Cette conclusion ne s'applique pas aux espèces rares et localisées comme certains rapaces, pour lesquelles l'impact relatif de l'éolien peut être plus important (vautours, aigles, etc.).

5 Références

Albouy S., Dubois Y. & Picq H. (2001). Suivi ornithologique des parcs éoliens du plateau de Garrigue Haute (Aude). Rapport final. ABIES, LPO, Gardouch.

Arthur L. & Lemaire M. (2009). Les Chauves-souris de France Belgique Luxembourg et Suisse

Aschwanden J. & Liechti, F. (2016). Vogelzugintensität und Anzahl Kollisionsop-fer an Windenergieanlagen am Standort Le Peuchapatte (JU). Rapport réalisé par Schweizerische Vogelwarte Sempach pour le compte de Bundesamt für Energie BFE.

Aves (2002) Eoliennes et oiseaux en Région wallonne. Rapport à la Région Wallonne. Maison Liégeoise de l'Environnement, 125 pp.

Bach, L. & U. Rahmel (2004). Überblick zu Auswirkungen von Windkraftanlagen auf Fledermäuse -

Barataud M. (2015). Ecologie acoustique des Chiroptères d'Europe, identification des espèces, étude de leurs habitats et comportements de chasse. 3ème éd. Biotope, Mèze ; Muséum national d'Histoire naturelle, Paris (collection Inventaires et biodiversité), 344p.

Barré, K., Le Viol, I., Bas, Y., Julliard R., Kerbiriou, C. (2018). Estimating habitat loss due to wind turbine avoidance by bats: Implications for European siting guidance. Biological Conservation 226, 205-214.

Beckers A., Derouaux A., Jacob J.-P. (2014). Passage postnuptial remarquable de la Bondrée apivore Pernis apivorus en 2013 en Wallonie. Aves 51/3, 181-184.

Bellebaum, J., Korner-Nievergelt, F. et Mammen, U. (2013). Wind turbine fatalities approach a level of concern in a raptor population. Journal for Nature Conservation 21, 394-400.

Bennett, V.J., Hale, A.M., 2014. Red aviation lights on wind turbines do not increase bat-turbine collisions. Anim. Conserv. 17, 354–358. https://doi.org/10.1111/acv.12102

Berg et al. (2018). Untersuchung des Flugverhaltens von Schwarzstörchen in Abhängigkeit von Witterung und Landnutzung unter besonderer Berücksichtigung vorhandener WEA im Vogelschutzgebiet Vogelsberg. Rapport commandé par l'administration régionale de la Hesse (Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung).

Bergen F. (2001). Windkraftanlagen und Frühjahrsdurchzug des Kiebitz (Vanellus vanellus): eine Vorher/Nachher-Studie an einem traditionellen Rastplatz in Nordrhein-Westfalen. Vogelkdl. Ber. Niedersachs. 33: 89-96.

Bright J., Langston R., Bullman R., Evans R., Gardner S., Pearce-Higgins J. & Wilson E. (2006). Bird Sensitivity Map to provide locational guidance for onshore wind farms in Scotland. RSPB Research Report n°20. Royal Society for the Protection of Birds, 116 p.

Brinkmann R. (2006) Survey of possible operational impacts on bats by wind facilities in Southern Germany. Administrative District of Freiburg – Department 56 Conservation and Landscape Management, 57 p.

Bundesverband WindEnergie (2009). Pressemitteilung Rotmilan-Bestand ist langfristig stabil – aktuelle Meldung Deutschlands für den EU-Vogelschutzbericht. Article publié sur le site internet de l'association de promotion de l'énergie éolienne en Allemagne. https://www.wind-energie.de/presse/pressemitteilungen/detail/rotmilan-bestandist-langfristig-stabil-aktuelle-meldung-deutschlands-fuerden-eu-vogelschutzberich/

Chambert, T., Duriez, O., Deleaux, M., & Besnard, A. (2023). EolPop, a R-shiny tool for quantifying the demographic impact of species exposed to fatalities: Application to bird collisions with wind turbines. Journal of Environmental Management, 345, 118923.

Collins J. (2016). Bat Surveys for Professionnal Ecologists: Good Practice Guidelines, 3ème edition. The Bat Conservation Trust, Londres.

Corten P.G., Veldkamp H.F. (2001) Insects can halve wind-turbine power. Brief communications. Nature 412. P. 42-43.

CSD Ingénieurs (2020). Etude de la mortalité du Milan royal par les éoliennes dans l'est de la Belgique. Rapport confidentiel communiqué au DEMNA et au DNF en 2020.

De Broyer, A., Jacob J.-P., Dujardin R., Lampertz S., Leirens V., van Rijn S., Voskamp P., Paquet J.-Y. (2019). Développement de l'effectif et de la répartition du Milan royal et du Milan noir en Wallonie. Aves 56/1, p 3-27.

de Lucas et al. (2012). Griffon vulture mortality at wind farms in southern Spain: Distribution of fatalities and active mitigation measures; biological conservation 147/1, pp. 184-189.

DEMNA/DNE (2020). Rapportage sur l'état de conservation des espèces, période 2013-2018.

Dietz C., von Helversen O. & Nill D. (2009) L'encyclopédie des chauves-souris d'Europe et d'Afrique du Nord. Delachaux et Niestlé, 400 p.

DLR Institute of Engineering Thermodynamics Department of Systems Analysis and Technology Assessment (2018). Interference of Flying Insects and Wind Parks (FliWip) – Study Report

Dorka U. et al. (2014), Windkraft über Wald – kritisch für die Waldschnepfenbalz? NuL 46 (3), 2014, 069-078

Dupuis et Sallé, 2022. Atlas des oiseaux migrateurs de France. LPO, Rochefort, Biotope Edition, Mèze, Musée national d'histoire naturelle, Paris, 1.112 pp.

Dürr T. & Bach L. (2004) Bat deaths and wind turbines: a review of current knowledge, and of the information available in the database for Germany. Bremer Beiträge für Naturkunde und Naturschutz, 7 : 253-264.

Dürr, T. (2025). Vogelverluste an Windenergieanlagen / bird fatalities at windturbines in Europe. Base de données accessible en ligne : http://www.lfu.brandenburg.de/cms/detail.php/bb1.c.312579.de

eine Konfliktabschätzung - Bremer Beiträge für Naturkunde und Naturschutz Band 7: 245-252.

Ellerbrok J., Delius A., Peter F., Farwig N., Voigt C. C. (2022). Activity of forest specialist bats decreases towards wind turbines at forest sites. Journal of Applied Ecology. p. 2497-2506.

European Commission (ed) 2010: Guidance Document. Wind energy developments and NATURA 2000. Report, October 2010. 116 pp.

Feber, R.E., Johnson P.-J., Firbank L. G., Hopkins A., Macdonald D. W. (2007). A comparison of butterfly populations on organically and conventionally managed farmland. Journal of Zoology. https://doi.org/10.1111/j.1469-7998.2007.00296.x

France energie éolienne, 2022. Eolien et biodiversité : état des lieux des apports de la filière éolienne à la biodiversité de nos territoires. https://fee.asso.fr/wp-content/uploads/2022/10/Invent_RapportEolienBiodiversite%CC%81-web-planches_compressed.pdf

Grilo et al. (2020). Roadkill risk and population vulnerability in European birds and mammals. Frontiers in ecology and the environment. https://doi.org/10.1002/fee.2216

Grünkorn, T., J. Blew, T. Coppack, O. Krüger, G. Nehls, A. Potiek, M. Reichenbach, J. von Rönn, Htimmermann & S. Weitekamp (2016): Prognosis and assessment of bird collision risks at wind turbines in northern Germany (PROGRESS). Final report commissioned by the Federal Ministry for Economic affairs and Energy in the framework of the 6. Energy research programme of the federal government. Reference number FKZ 0325300A-D.

Grünkorn,T. & Welcker, J. (2018). Raumnutzung und Flugverhalten von Uhus im Umfeld von Windenergieanlagen im Landesteil Schleswig.EulenWelt, p.39-42.

Hallmann C. A., Sorg,M., Jongejans,E., Siepel,H., Hofland,N., Schwan,H., et al. (2017). More than 75 percent decline over 27 years in total flying insect biomass in protected areas. PLoS ONE 12 (10): e0185809

Helldin, J, Jung, J., Neumann, W., Olsson, M., Skarin, A. and Widemo, F (2012) The impact of wind power on terrestrial mammals, a synthesis. Report by the Swedish Environmental Protection Agency, 53pp

Hötker H., Thomsen K.-M. & Jeromin H. (2006) Impacts on biodiversity of exploitation of renewable energy sources: the example of birds and bats. Facts, gaps in knowledge, demands for further research, and ornithological guidelines for the development of renewable energy exploitation. Michael-Otto-Institut im NABU, 65 p.

Jacob, J.-P (2016) Oiseaux nicheurs de Wallonie en 2015. Publié par Aves

Jacob, J.-P., Dehem, C., Burnel, A., Dambiermont, J.-L., Fasol, M., Kinet, T., van der Elst, D. & Paquet, J.-Y. (2010). Atlas des oiseaux nicheurs de Wallonie 2001-2007. Série « Faune-Flore-Habitats » n°5. Aves et Région wallonne, Gembloux. 524 pages.

Jacob, J.-P., Percsy, C., de Wavrin, H., Graitson, E., Kinet, T., Denoël, M., Paquay, M., Percsy, N. & Remacle, A. (2007). Amphibiens et Reptiles de Wallonie. Publié par Aves/DEMNA – Service Public de Wallonie – Direction générale de l'Agriculture, des Ressources naturelles et de l'Environnement. Série Faune-Flore-Habitat.

Jadoul G. & Cabaret P. (2003). Statut de la Cigogne noire (Ciconia nigra) en Wallonie et choix des sites de nidification. Aves 40 p. 28-37.

Joest et al. 2017. Impacts of wind turbines on the population and nest site selection of the Montagu'sharrier in the Hellweg Börde, North Rhine-Westphalia. In Hötker et al. 2017. Birds of Prey and wind farms – analysis of problems and possible solutions. Springer 331 pp.

Karl R. Wotton, Boya Gao, Don R. Reynolds, Gao Hu & Jason W. Chapman (2019) Mass Seasonal Migrations of Hoverflies Provide Extensive Pollination and Crop Protection Services, publié le 13 juin, Current Biology.

Katzenberger et Sudfeldt (2019). Rotmilan und windkraft:Negativer Zusammenhang zwischen WKA-Dichte und Bestandstrends. Der falke, 11, 12-15.

Keulen C., Laudelout A., Delahaye N., Paquet J.-Y. & Clotuche E. (2006) Cahiers Techniques « Natura 2000 » : espèces d'oiseaux concernées par l'annexe 1 et l'article 4.2 de la Directive Européenne 79/409. SPW-DGARNE-CRNFB, Gembloux, 190 p.

Lafontaine R.-M. et Delsinne T. (2014). Évaluation de l'impact du parc éolien de Bièvre sur la faune. Rapport non publié de l'Institut royal des sciences naturelles de Belgique.

Länderarbeitsgemeinschaft der Vogelschutzwarten (LAG VSW) (2014). Recommendations for distances of wind turbines to important areas for birds as well as breeding sites of selected bird species. Ber. Vogelschutz 51: 15–42.

Langston R.H.W. & Pullan J.D. (2003). Windfarms and Birds : An analysis of the effects of windfarms on birds, and guidance on environmental assessment criteria and site selection issues. Report written by BirdLife International on behalf of the Bern Convention, 58 pp.

Leirens V., Paquet, J.Y. et al. (2020). Le suivi et la protection des trois espèces de busards nicheuses dans le Hainaut et perspective spour la Wallonie. Communication orale lors de la journée des observateurs liégeois (Aves-Natagora), Burdinne, 01/03/2020.

Loose, T. (2009). Der Rauhfsskauz Aegolius funereus im Windpark Hartenfelser Kopf – erste Ergabnisse eines Minotorings. Présentation lors du 24e congrès annuel de l'AG Eulen à Fribourg (extrait de la brochure du congrès)

Long, C.V., Flint, J.A. & Lepper, P.A. (2011). Insect attraction to wind turbines: does colour play a role?. Eur J Wildl Res 57, 323–331 https://doi.org/10.1007/s10344-010-0432-7

Lopucki, R, Klich, D and Gielarek, S. (2017) Do terrestrial animals avoid areas close to turbines in functioning wind farms in agricultural landscapes? Environemental Monitoring and Assessment, 189 (7): 343

Lundy M., Montgomery I., Russ J. (2010). Climate change-linked range expansion of Nathusius' pipistrelle bat, Pipistrellus nathusii (Keyserling & Blasius, 1839). Journal of Biogeography.

Moreby & Southway (1999). Influence of autumn applied herbicides on summer and autumn food available to birds in winter wheat fields in southern England. Agriculture, Ecosystems & Environment, 72, p. 285-297.

New South Wales Government (2010). The Wind Energy FactSheet. Department of the Environment, Climate Change and Water, 14pp.

Ory T., Hermand P., Wallot T., Derouaux A., Paquet J.-Y. (2015). Le déclin continu du Bruant proyer en Wallonie: constats et perspectives de conservation. Aves 52/1, 29-44.

Perrow, M.R. (ed) (2017) Wildlife and Wind Farms, Conflicts and Solutions. Volume 1 Onshore: Potential Effects. Pelagic Publishing, Exeter, UK.

Pustkowiak et al., The association of windmills with conservation of pollinating insects and wild plants in homogeneous farmland of western poland. Environmental Science and Pollution research International. 2018; 25(7): 6273-6284. doi: 10.1007/s11356-017-0864-7

Rehling et al. (2023). Wind turbines in managed forests partially displace common birds. Journal of Environmental Management,Volume 328, https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2022.116968

Rico P. & Lagrange H. (2015). Etude de l'impact des parcs éoliens sur l'activité et la mortalité des chiroptères par trajectoire acoustique, imagerie thermique et recherche de cadavres au sol – Contribution aux évaluations des incidences sur l'environnement. 172 p.

Rodrigues, L., L. Bach, M.-J. Dubourg-Savage, B. Karapandža, D. Kovac˘, T. Kervyn, J. Dekker, A. Kepel, P. Bach, J. Collins, C. Harbusch, K. Park, B. Micevski, J. Minder-mann (2015). Lignes directrices pour la prise en compte des chauves-souris dans les projets éoliens. Actualisation 2014. EUROBATS Publication Series N° 6 (version française). UNEP/EUROBATS Secrétariat, Bonn, Allemagne, 133 p.

Rydell J., Bach L., Dubourg-Savage M.-J., Green M., Rodrigues L., Hedenström A. (2010). Bat Mortality at Wind Turbines in Northwestern Europe. Acta Chiropterologica, 12(2): 261–274.

Santos, C.D., Ramesh, H., Ferraz, R. et al. Factors influencing wind turbine avoidance behaviour of a migrating soaring bird. Sci Rep 12, 6441 (2022). https://doi.org/10.1038/s41598-022-10295-9.

Schaub, T., Klaassen, R.H.G., Bouten, W., Schlaich A.E. & Koks B. J. (2018). Évaluation du risque de collision des busards avec les éoliennes à partir des données de suivis GPS de haute précision. Communication orale lors des 22èmes Rencontres Busards – 14 octobre 2018 Saint-Martin-en-Haut / Rhône.

Seddig, A.(2004). Gutachten: Windenergieanlage und Pferde [Report: Wind energy plants and horses]. Biology faculty, Bielefeld University, Germany.

Sérusiaux, E., Ertz, D. & Diederich, P (2007) L'érosion de la biodiversité: les lichens, Rapport analytique 2006-2007 sur l'état de l'environnement wallon.

Sotiaux, A. & Vanderpoorten, A. (2015) Atlas des Bryophytes (mousses,hépatiques,anthocérotes) de Wallonie (1980-2014). Publication du Département de l'Etude du Milieu Naturel et Agricole (SPX-DGARNE), Série « Faune – Flore –Habitats » n°9, Gembloux, Tome 1, 384 pp. et Tome II, 680pp.

Stewart G.B., Pullin A.S. & Coles C.F. (2007). Poor evidence-base for assessment of windfarm impacts on birds. pp. 1-11.

Therkildsen et al. 2021. Changes in flight paths of large-bodied birds after construction of large terrestrial wind turbines. Journal of Environmental Management 290(3):112647

Zehtindjiev, P. (2010). Saint Nikola Wind Farm: 2010 Breeding Bird Survey. Rapport technique de l'Institute of Biodiversity and Ecosystem Research, Bulgarian Academy of Science.

ANNEXE G. INVENTAIRES ET BASES DE DONNÉES

Inventaires et bases de données

1 Site d'intérêt biologique

Tableau 1 : Liste des sites d'intérêt biologique présents au sein du périmètre de 10 km autour du projet.

Code	Nom du site	Type	Distance minimale au projet (km)
1466	Carrières Requiem, du Vicaire et de Bruyelle (Antoing)	SGIB	1,0
1467	Carrière de Californie (Antoing)	SGIB	1,1
2489	Château de Lannoy (Antoing; Brunehaut)	SGIB	1,1
2491	Wailli (Brunehaut; Rumes; Tournai)	SGIB	1,2
2487	Parc du Château d'Antoing, bois et ancienne Carrière de Crèvecoeur (Antoing)	SGIB	1,4
275	Coupure Parent, Prairies humides d'Ecau et Marais de Bruyelle (Antoing)	SGIB	1,4
6436	Parent (Noue)	ZHIB	1,6
2488	Pourri Camp (Brunehaut)	SGIB	2,0
2851	Carrière d'Antoing (Antoing; Tournai)	SGIB	2,1
3227	Terril Grand Fontaine (Antoing; Tournai)	SGIB	2,2
1465	Friches des Vignobles (Tournai)	SGIB	2,2
2490	Ruisseaux des Prés et du Pont Neuf (Brunehaut; Rumes)	SGIB	2,3
3335	Four Derasse (Tournai)	SGIB	2,6
3286	Saint-Druon (Antoing)	SGIB	2,8
2467	Friche MET (Antoing)	SGIB	2,8
6438	Hollain (coupure de)	ZHIB	2,9
276	Coupure de Hollain (Antoing; Brunehaut)	SGIB	2,9
1478	Anciennes Carrières de la Grande Mer, Terril de Batte et Terril Tonton (Tournai)	SGIB	3,0
2483	Rieu des Prés (Brunehaut)	SGIB	3,0
3229	Terril du Trou Billemont (Antoing)	SGIB	3,0
2466	La Plarie (Antoing; Brunehaut)	SGIB	3,0
BE32044	Bassin de l'Escaut en amont de Tournai	Natura2000	3,0
2850	Carrière du Milieu (Antoing; Tournai)	SGIB	3,0
2602	Bois d'Howardries (Brunehaut)	SGIB	3,3
1480	Carrière de l'Orient [partie est] (Tournai)	SGIB	3,3
2485	Prés Monchelet (Brunehaut)	SGIB	3,4
1954	Souterrains de l'ancienne citadelle de Tournai (Tournai)	SGIB	3,5
1889	Pré humide du Grand Large (Antoing)	SGIB	3,5
2482	Vezoncheau (Antoing)	SGIB	3,7
2464	Bois du Grand Large (Antoing; Brunehaut)	SGIB	3,8
1479	Argilière du Pic-au-Vent (Tournai)	SGIB	3,8
1481	Prés d'Amour (Tournai)	SGIB	4,2
2481	Les Rapailles (Antoing)	SGIB	4,4
674	Sablière du Bois de Fouage (Antoing)	SGIB	4,8
2498	Roselière de Lesdain (Brunehaut)	SGIB	5,0
2603	Bois de Flines (Brunehaut; Rumes)	SGIB	5,0
2486	Fond de la Grande Ruisselle (Brunehaut)	SGIB	5,2
310013258	La basse vallée de l'Escaut entre Onnaing, Mortagne du Nord et la frontière belge	ZNIEFF2	5,2
310013711	Forêt domaniale de Flines-les-Mortagne	ZNIEFF1	5,2
FR3112005	Vallée de la Scarpe et de l'Escaut	ZPS	5,2
3245	Terril Sainte-Elisabeth (Binche; Tournai)	SGIB	5,2
3240	Les carrières de La Vélorie (Tournai)	SGIB	5,2
2601	Bois de Rongy (Brunehaut)	SGIB	5,3
2463	Zone humide de Bellone (Rumes)	SGIB	5,4
3237	Bassin Béthomée (Tournai)	SGIB	5,4
279	Coupure de Bléharies (Brunehaut)	SGIB	5,5
6319	Escaut (Coupure de l') à Bléharies	ZHIB	5,5
3236	Carrière de Barry (Tournai)	SGIB	6,0
675	Aérodrome de Maubray (Antoing; Péruwelz)	SGIB	6,0
3231	Friche autoroutière de la Chasse Prévost (Tournai)	SGIB	6,1
673	Sablière de Maubray (Antoing)	SGIB	6,1
6012	Maubray (Sablière de) à Antoing	RND	6,1
2497	Le Planti (Brunehaut)	SGIB	6,2
310014134	Vallée de l'Elnon à Lecelles et Rumegies	ZNIEFF1	6,3
2499	Mare à l'ouest du lieu-dit 'Le Ribaucamp' (Brunehaut)	SGIB	6,6
310030100	Vallée de la Vergne et Bois des Poteries	ZNIEFF1	7,4
310030092	Bois et Prairies de Boughelles et Wannehain	ZNIEFF1	7,4
284	Noue de Froyennes (Tournai)	SGIB	7,7
2480	Grand marais de Callenelle (Péruwelz)	SGIB	8,1
FR3100505	Pelouses métallicoles de Mortagne du Nord	ZSC	8,2
310007006	PELOUSES MÉTALLICOLES DE MORTAGNE	ZNIEFF1	8,3
310013254	La Plaine alluviale de la Scarpe entre Flines-lez-Râches et la confluence avec l'Escaut	ZNIEFF2	8,5
310030002	Marais de Thun-Saint-Amand	ZNIEFF1	8,6
2479	Fond de la Calonne (Péruwelz)	SGIB	8,6
253	Marais de la Vergne (Péruwelz)	SGIB	9,8
2478	Bois de Wadergnies (Péruwelz)	SGIB	9,9

Légende : RNA : réserve naturelle agréée ; RND : réserve naturelle domaniale ; RF : réserve forestière, SGIB : site de grand intérêt biologique ; ZHIB : zone humide d'intérêt biologique ; CSIS : cavité souterraine d'intérêt scientifique.
Source : SPW-DGO3-DEMNA, 2025

2 Avifaune

2.1 Protocoles des inventaires

Afin de caractériser la fréquentation du site par l'avifaune, différents inventaires ornithologiques sont effectués. Les modalités protocolaires suivies pour ces inventaires se basent sur le document de référence du SPW-ARNE « Procédures d'inventaire et mesures à prendre en faveur de la biodiversité dans le cadre des projets éoliens en Wallonie » publié le 08/02/2024.
Concernant la période de nidification :

- Des relevés sont réalisés selon la méthode des Indices Ponctuels d'Abondance (IPA) le périmètre de 500 m. Cette méthode nécessite la localisation de 'points d'écoute' (PE) reliés entre eux par des transects parcourus en voiture ou à pied. Au niveau de chaque point d'écoute tous les oiseaux entendus et vus par l'observateur ont été comptabilisés.
- Des relevés sont réalisés à partir de postes fixes afin d'identifier plus précisément les déplacements locaux des espèces patrimoniales le périmètre de 500 m.
- Des relevés spécifiques peuvent être réalisés afin de caractériser précisément la fréquentation du site par le Milan royal (*Milvus milvus*), le Milan noir (*Milvus migrans*) et la Cigogne noire (*Ciconia nigra*) le périmètre de 2 km. Ces relevés consistent, d'une part, en des parcours à pied en forêt pour la recherche des nids (5 journées en mars/avril), et d'autre part en des suivis depuis des postes fixes (5 journées en mai/juin/juillet) pour caractériser l'utilisation de l'espace durant la saison de nidification.
- Des relevés spécifiques peuvent être réalisés afin de caractériser la fréquentation du site par des oiseaux nocturnes comme le Grand-Duc d'Europe (*Bubo bubo*), la Chouette de Tengmalm (*Aegolius funereus*) et de l'Engoulevent d'Europe (*Caprimulgus europaeus*) le périmètre de 500 m. Ces relevés sont réalisés en utilisant la méthode de la repasse d'enregistrements. Une attention particulière à la présence d'oiseaux nocturnes a également été apportée au cours des inventaires chiroptérologiques.

Concernant la période de migration postnuptiale :

- Des relevés sont réalisés via le parcours d'un transect dans le périmètre de 500 m afin de caractériser la présence d'oiseux en halte migratoire.
- Des relevés spécifiques à la migration active peuvent être réalisés afin de caractériser le flux d'oiseaux survolant le site éolien durant la migration postnuptiale. Ces relevés se font à partir d'un ou plusieurs postes fixes situés sur un point haut du site. La localisation de ce point a été guidée par la vue dégagée qu'il offre sur l'ensemble des emplacements prévus pour les éoliennes et sur l'horizon. Les comptages se déroulent le matin lorsque les conditions météorologiques sont favorables au passage diurne des oiseaux (absence de pluie et de brouillard, vent faible à moyen).

Concernant la période d'hivernage :

- Des relevés sont réalisés via le parcours d'un transect dans le périmètre de 500 m afin de caractériser la présence d'oiseux en hivernage entre décembre et février. Lors d'un des trois relevés, l'observateur reste sur le site en fin de journée jusqu'à l'obscurité complète afin de mettre en évidence la présence éventuelle de dortoirs de rapaces ainsi que l'existence d'axe de déplacement des laridés.

2.2 Données CSD Ingénieurs

2.2.1 Liste des inventaires

Tableau 2 : Inventaires ornithologiques.

Objectif et méthode	Date	Heure	Conditions météorologiques
Oiseaux nicheurs Suivi par points d'écoute (à partir de l'heure de lever du soleil)	09/04/2024	07h00-8h30	Temps sec, 10°C, vent modéré de sud 3-4 bf, nébulosité 4/8.
	04/05/2024	6h15-8h00	Temps sec, 9°C, vent nul, nébulosité 2/8.
	1/06/2024	6h20-8h00	Temps sec, 10°C, brise légère, nébulosité 6/8.
Espèces d'intérêt patrimonial en période de nidification Suivi par poste fixe (Fin de matinée - début d'après-midi)	04/05/2024	8h00-13h00	Temps sec, 12°C, vent 2bf sud, nébulosité 4/8.
	01/06/2024	8h00-12h00	Temps sec, 10°C, brise légère, nébulosité 6/8.
	29/06/2024	8h00-12h00	Temps sec, 13°C, légère brise, nébulosité 4/8.
Oiseaux nocturnes Suivi par points d'écoute en utilisant la repasse	12/01/2024	17h30-19h30	Temps sec, 2°C, vent nul, nébulosité 4/8
	17/02/2024	19h00-21h00	Temps sec, 12°C, vent faible NE, nébulosité 4/8
	03/06/2024	21h00-23h40	Temps sec, 15°C, vent faible, nébulosité 4/8
Oiseaux migrateurs : halte migratoire	27/08/2024	8h30-11h30	Temps sec, 15°C, vent nul, Nébulosité 4/8
	26/10/2024	11h00-13h00	Temps sec, 11°C, légère brise, nébulosité 2/8
	02/11/204	7h20-10h20	Temps sec, 13°C, vent faible, nébulosité 6/8
Oiseaux migrateurs : migration active Suivi par poste fixe et transect (à partir de l'heure de lever du soleil)	21/08/2024	7h00-10h00	Temps sec, 15°C, vent modéré sud-ouest 3-4 bf, nébulosité 3/8 couv nuageuse haute
	5/09/2024	7h00-10h00	Temps sec, 15°C, vent nord est 3-4 bf, nébulosité 4/8
	14/09/2024	7h00-10h00	Temps sec, 7°C, vent nul, nébulosité 4/8
	21/09/2024	7h20-10h20	Temps sec, 13°C, vent de sud est bf qui passe à 3, nébulosité 4/8
	28/09/2024	7h20-10h20	Temps sec, 8°C, vent d'ouest modéré, nébulosité 4/8.
	4/10/2024	7h40-10h40	Temps sec, 7°C ,vent NE 2-3 bf ⅙ excellente météo.
	11/10/2024	7h00-12h00	oso 2bf ⅙ top météo!
	18/10/2024	8h00-11h00	Temps sec, 12°C, légère brise, nébulosité 4/8
	22/10/2024	8h00-11h00	Temps sec, 12°C, vent faible, nébulosité 2/8.
	26/10/2024	8h10-11h00	Temps sec, 11°C, vent faible 2-3bf sud est, nébulosité 2/8.
	04/11/2024	7h40-14h00	Temps sec, 9°C, légère brise, nébulosité 2/8.
Oiseaux hivernants Suivi par transect (en journée)	10/12/2023	09h30-12h30	Temps sec, 7°C, vent modéré, nébulosité 4/8
	08/01/2024	14h20-17h20	Temps sec, 1°C, légère brise, nébulosité 4/8.
	09/02/2024	14h15-17h15	Temps sec, 14°C, vent faible, nébulosité 5/8.
Oiseaux d'eau (déplacements et dortoir)	09/12/2023	16h30 – 17h00	Temps sec, 7°C, vent modéré, nébulosité 4/8.
	10/12/2023	7h30-:9h30	Temps sec, 15°C, vent modéré, nébulosité 3/8.
	12/12/2023	15h00-17h10	Temps sec, 7°C, vent faible, nébulosité 2/8
	5/01/2024	15h00-17h00	Temps sec, 15°C, vent modéré, nébulosité 5/8
	7/01/2024	8h05-10h30	Temps sec, 2°C, vent modéré, nébulosité 4/8
Busard	12/04/2024	13h00-17h00	Temps sec, 15°C, vent modéré, nébulosité 4/8
	20/04/2024	8h00-12h00	Temps sec, 15°C, vent modéré, nébulosité 4/8
	27/04/2024	8h30-12h30	Temps sec, 13°C, vent faible, nébulosité 4/8.
	26/05/2024	8h30-12h30	Temps sec, 15°C, vent faible, nébulosité 6/8.
	16/06/2024	9h30-13h30	Temps sec, 15°C, vent faible, nébulosité 4/8.
	10/07/2024	8h20-12h20	Temps sec, 15°C, vent modéré, nébulosité 4/8

2.2.2 Résultats des inventaires

Oiseaux recensés durant la période de nidification
(Périmètre de 500 m autour des éoliennes – points d'écoute)

Espèces	LRW	09/04/2024	04/05/2024	01/06/2024
Accenteur mouchet *(Prunella modularis)*	LC		2	2
Alouette des champs *(Alauda arvensis)*	NT	5	7	4
Bergeronnette grise *(Motacilla alba)*	LC			1
Bergeronnette printanière *(Motacilla flava)*	LC	1	3	2
Bruant des roseaux *(Emberiza schoeniclus)*	VU	1	1	1
Busard des roseaux *(Circus aeruginosus)*	VU		3	4
Busard Saint-Martin *(Circus cyaneus)*	CR	2	1	
Buse variable *(Buteo buteo)*	LC		1	

Caille des blés *(Coturnix coturnix)*	LC			1
Canard colvert *(Anas platyrhynchos)*	LC	3		
Corbeau freux *(Corvus frugilegus)*	LC		1	2
Corneille noire *(Corvus corone)*	LC	6	1	
Epervier d'Europe *(Accipiter nisus)*	NT	1		
Faisan de Colchide *(Phasianus colchicus)*	NE	2	3	
Faucon crécerelle *(Falco tinnunculus)*	LC	2		
Fauvette à tête noire *(Sylvia atricapilla)*	LC	2	2	3
Fauvette grisette *(Sylvia communis)*	LC		2	2
Gorgebleue à miroir *(Luscinia svecica)*	LC	1	2	4
Grimpereau des jardins *(Certhia brachydactyla)*	LC			1
Grive musicienne *(Turdus philomelos)*	LC		1	
Héron cendré *(Ardea cinerea)*	LC	1		
Linotte mélodieuse *(Carduelis cannabina)*	LC	1		
Merle à plastron *(Turdus torquatus)*	CR	1		
Merle noir *(Turdus merula)*	LC		3	2
Mésange bleue *(Cyanistes caeruleus)*	LC	1	1	
Pigeon colombin *(Columba oenas)*	LC	4		
Pigeon ramier *(Columba palumbus)*	LC	3	2	1
Pinson des arbres *(Fringilla coelebs)*	LC	1	3	1
Pipit farlouse *(Anthus pratensis)*	EN	1		
Pouillot véloce *(Phylloscopus collybita)*	LC	1	2	1
Rougegorge familier *(Erithacus rubecula)*	LC	1		
Rousserolle effarvatte *(Acrocephalus scirpaceus)*	LC			1
Sittelle torchepot *(Sitta europaea)*	LC		1	
Tarier pâtre *(Saxicola rubicola)*	LC	1	2	4
Troglodyte mignon *(Troglodytes troglodytes)*	LC	4	1	1

Légende :
Liste rouge de Wallonie : LC : non menacé ; NT : à la limite d'être menacé ; VU : vulnérable ; EN : en danger ; CR : en danger critique ; NE : non évalué.

Oiseaux recensés durant la période de nidification
(Périmètre de 500 m autour des éoliennes – poste fixe)

Espèces	LRW	04/05/2024	01/06/2024	29/06/2024
Alouette des champs *(Alauda arvensis)*	NT	1	2	1
Bondrée apivore *(Pernis apivorus)*	LC		1	
Busard des roseaux *(Circus aeruginosus)*	VU	7	4	8
Busard Saint-Martin *(Circus cyaneus)*	CR	2		
Buse variable *(Buteo buteo)*	LC	5		2
Faucon crécerelle *(Falco tinnunculus)*	LC	2	1	6
Rousserolle effarvatte *(Acrocephalus scirpaceus)*	LC	1		
Tarier pâtre *(Saxicola rubicola)*	LC			1

Légende :
Liste rouge de Wallonie : LC : non menacé ; NT : à la limite d'être menacé ; VU : vulnérable ; EN : en danger ; CR : en danger critique ; NE : non évalué.

Oiseaux recensés durant les relevés nocturnes
(Périmètre de 2 km autour des éoliennes – point d'écoute et repasse)

Espèces	LRW	12/01/2024	17/02/2024	03/06/2024
Alouette des champs *(Alauda arvensis)*	NT			1
Chevêche d'Athéna *(Athene noctua)*	VU			1
Chouette hulotte *(Strix aluco)*	LC	1		
Grand-duc d'Europe *(Bubo bubo)*	LC	2		2
Héron garde-bœuf *(Bubulcus ibis)*	VU			1
Hibou moyen-duc *(Asio otus)*	NT			1
Merle noir *(Turdus merula)*	LC	1		
Perdrix grise *(Perdix perdix)*	EN			1
Rougegorge familier *(Erithacus rubecula)*	LC		1	

Oiseaux recensés durant les relevés Busards
(Périmètre de 500 m autour des éoliennes)

Espèces	LRW	12/04/2024	20/04/2024	27/04/2024	26/05/2024	16/06/2024	10/07/2024
Alouette des champs *(Alauda arvensis)*	NT			1	0	1	1
Bruant des roseaux *(Emberiza schoeniclus)*	VU			1	1		
Busard cendré *(Circus pygargus)*	EN				3		
Busard des roseaux *(Circus aeruginosus)*	VU	4	1	3	3	2	4
Busard Saint-Martin *(Circus cyaneus)*	CR	1					
Cigogne blanche *(Ciconia ciconia)*	VU			3			
Courlis corlieu *(Numenius phaeopus)*	NE		1				
Fauvette grisette *(Sylvia communis)*	LC		2	1			
Gorgebleue à miroir *(Luscinia svecica)*	LC			2	2		
Milan noir *(Milvus migrans)*	VU				1		
Rougegorge familier *(Erithacus rubecula)*	LC	1					
Tadorne de Belon *(Tadorna tadorna)*	VU					5	
Tarier pâtre *(Saxicola rubicola)*	LC		1	2	1		
Traquet motteux *(Oenanthe oenanthe)*	RE		1	10			
Troglodyte mignon *(Troglodytes troglodytes)*	LC		1				
Vanneau huppé *(Vanellus vanellus)*	EN			1			

Oiseaux recensés durant les relevés hivernants
(Périmètre de 500 m autour des éoliennes – itinéraire)

Espèces	LRW	10/12/2023	08/01/2024	09/02/2024
Accenteur mouchet *(Prunella modularis)*	LC			1
Alouette des champs *(Alauda arvensis)*	NT	2	12	3
Bergeronnette grise *(Motacilla alba)*	LC	1		
Bouscarle de Cetti *(Cettia cetti)*	NT			1
Bruant des roseaux *(Emberiza schoeniclus)*	VU	10	190	3
Busard des roseaux *(Circus aeruginosus)*	VU	4		1

Buse variable *(Buteo buteo)*	LC	1		1
Canard colvert *(Anas platyrhynchos)*	LC	222		42
Chardonneret élégant *(Carduelis carduelis)*	LC			16
Choucas des tours *(Coloeus monedula)*	LC		5	30
Corbeau freux *(Corvus frugilegus)*	LC		0	50
Corneille noire *(Corvus corone)*	LC		22	
Etourneau sansonnet *(Sturnus vulgaris)*	LC	1	300	2
Faisan de Colchide *(Phasianus colchicus)*	NE		12	
Faucon crécerelle *(Falco tinnunculus)*	LC	1	2	2
Faucon pèlerin *(Falco peregrinus)*	LC			1
Foulque macroule *(Fulica atra)*	LC	55		
Fuligule milouin *(Aythya ferina)*	VU	1		
Fuligule morillon *(Aythya fuligula)*	LC	1		
Goéland cendré *(Larus canus)*	VU		30	30
Goéland spéc. *(Larus spec.)*	/			1
Grèbe huppé *(Podiceps cristatus)*	LC	12		
Grive musicienne *(Turdus philomelos)*	LC			1
Héron cendré *(Ardea cinerea)*	LC			1
Merle noir *(Turdus merula)*	LC		3	
Mésange bleue *(Cyanistes caeruleus)*	LC			1
Mouette rieuse *(Chroicocephalus ridibundus)*	VU		300	230
Pigeon colombin *(Columba oenas)*	LC		2	1
Pigeon ramier *(Columba palumbus)*	LC			8
Pinson des arbres *(Fringilla coelebs)*	LC		84	340
Pinson du Nord *(Fringilla montifringilla)*	NE			6
Pipit farlouse *(Anthus pratensis)*	EN		1	
Rougegorge familier *(Erithacus rubecula)*	LC	2		
Tourterelle turque *(Streptopelia decaocto)*	LC			6
Verdier d'Europe *(Carduelis chloris)*	NT			5

Légende :
Liste rouge de Wallonie : LC : non menacé ; NT : à la limite d'être menacé ; VU : vulnérable ; EN : en danger ; CR : en danger critique ; NE : non évalué.

Oiseaux recensés durant les relevés oiseaux d'eau
(Périmètre de 500 m autour des éoliennes et dortoirs – poste fixe)

Espèces	LRW	09/12/2023	10/12/2023	12/12/2023	05/01/2024	07/01/2024
Busard Saint-Martin *(Circus cyaneus)*	CR			1		
Canard chipeau *(Mareca strepera)*	NT				2	
Choucas des tours *(Coloeus monedula)*	LC		300			
Etourneau sensonnet *(Sturnus vulgaris)*	LC		300			
Goéland argenté *(Larus argentatus)*	NE	3				
Goéland brun *(Larus fuscus)*	NE				2	
Goéland cendré *(Larus canus)*	VU	151				
Goéland pontique *(Larus cachinnans)*	NE	2				1
Goéland spéc. *(Larus spec.)*	NE	20			3	
Grand Cormoran *(Phalacrocorax carbo)*	LC		6	10	2	1
Grive litorne *(Turdus pilaris)*	NT				32	
Grive mauvis *(Turdus iliacus)*	NE		2			
Linotte mélodieuse *(Carduelis cannabina)*	LC		30			
Mouette rieuse *(Chroicocephalus ridibundus)*	VU	7000	1202	4037	2220	262
Pigeon ramier *(Columba palumbus)*	LC		8000			
Pinson des arbres *(Fringilla coelebs)*	LC		10			150
Pinson du Nord *(Fringilla montifringilla)*	NE		1			
Pluvier doré *(Pluvialis apricaria)*	NE			150		

Légende :
Liste rouge de Wallonie : LC : non menacé ; NT : à la limite d'être menacé ; VU : vulnérable ; EN : en danger ; CR : en danger critique ; NE : non évalué.

Oiseaux recensés lors des relevés halte migratoire
(Périmètre de 500 m autour des éoliennes – transect)

Espèces	27/08/2024	26/10/2024	02/11/2024
Bécassine des marais *(Gallinago gallinago)*			1
Bergeronnette grise *(Motacilla alba)*	1		
Bergeronnette printanière *(Motacilla flava)*	7		
Bruant des roseaux *(Emberiza schoeniclus)*			1
Busard des roseaux *(Circus aeruginosus)*	1		
Busard Saint-Martin *(Circus cyaneus)*			1
Etourneau sansonnet *(Sturnus vulgaris)*	200		
Fauvette grisette *(Sylvia communis)*	1		
Goéland brun *(Larus fuscus)*	6		
Grimpereau des jardins *(Certhia brachydactyla)*	1		
Linotte mélodieuse *(Carduelis cannabina)*	4		
Mésange bleue *(Cyanistes caeruleus)*	2		
Mésange charbonnière *(Parus major)*	3		
Perdrix grise *(Perdix perdix)*			3
Pic vert *(Picus viridis)*	1		
Pie bavarde *(Pica pica)*	1		
Pigeon colombin *(Columba oenas)*	2		
Pigeon ramier *(Columba palumbus)*	20		
Pipit rousseline *(Anthus campestris)*	1		
Pouillot fitis *(Phylloscopus trochilus)*	1		
Pouillot véloce *(Phylloscopus collybita)*	2		
Rougegorge familier *(Erithacus rubecula)*	2		
Tarier des prés *(Saxicola rubetra)*	1		
Tarier pâtre *(Saxicola rubicola)*	1		
Traquet motteux *(Oenanthe oenanthe)*	2		

Oiseaux en migration active recensés lors des relevés migration active (Poste fixe)

Espèces	21/08/2024	05/09/2024	14/09/2024	21/09/2024	28/09/2024	04/10/2024	11/10/2024	18/10/2024	22/10/2024	26/10/2024	04/11/2024
Accenteur mouchet *(Prunella modularis)*	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0
Alouette des champs *(Alauda arvensis)*	0	0	0	0	0	5	30	24	301	120	116
Alouette lulu *(Lullula arborea)*	0	0	0	0	0	0	9	0	9	8	1
Bergeronnette des ruisseaux *(Motacilla cinerea)*	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Bergeronnette grise *(Motacilla alba)*	6	1	3	2	3	9	10	5	6	3	0
Bergeronnette printanière *(Motacilla flava)*	0	14	12	5	6	0	0	0	0	0	0
Bondrée apivore *(Pernis apivorus)*	3	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
Bruant des roseaux *(Emberiza schoeniclus)*	0	0	0	0	2	2	2	1	5	8	4
Bruant proyer *(Emberiza calandra)*	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
Busard des roseaux *(Circus aeruginosus)*	1	0	2	0	0	0	0	0	0	1	1
Buse variable *(Buteo buteo)*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	1
Canard colvert *(Anas platyrhynchos)*	0	0	0	0	100	0	0	0	0	0	0
Chardonneret élégant *(Carduelis carduelis)*	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0
Choucas des tours *(Corvus monedula)*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	120	0
Epervier d'Europe *(Accipiter nisus)*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	3
Etourneau sansonnet *(Sturnus vulgaris)*	0	0	0	0	0	0	0	1520	160	5300	74
Faucon hobereau *(Falco subbuteo)*	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Faucon pèlerin *(Falco peregrinus)*	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Goéland brun *(Larus fuscus)*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
Goéland spéc. *(Larus spec.)*	0	0	0	0	0	0	0	20	20	0	0
Grand Cormoran *(Phalacrocorax carbo)*	4	0	6	3	17	0	0	0	0	27	12
Grand Gravelot *(Charadrius hiaticula)*	0	0	0	0	1	0	0	2	0	0	0
Grande Aigrette *(Ardea alba)*	0	0	0	0	0	0	0	1	3	0	2
Grive mauvis *(Turdus iliacus)*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0
Grive musicienne *(Turdus philomelos)*	0	0	0	0	0	10	2	3	3	5	1
Hirondelle de fenêtre *(Delichon urbicum)*	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hirondelle rustique *(Hirundo rustica)*	0	0	0	0	34	0	0	0	0	0	0
Linotte mélodieuse *(Linaria cannabina)*	0	0	0	0	30	0	25	6	8	3	0
Mésange bleue *(Cyanistes caeruleus)*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0
Milan royal *(Milvus milvus)*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Mouette rieuse *(Chroicocephalus ridibundus)*	0	0	0	0	0	90	0	810	220	236	0
Pigeon ramier *(Columba palumbus)*	0	0	0	0	0	30	50	15	125	460	960
Pinson des arbres *(Fringilla coelebs)*	0	0	0	0	0	22	210	10	1270	140	5
Pinson du Nord *(Fringilla montifringilla)*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12	1
Pipit des arbres *(Anthus trivialis)*	0	0	6	0	0	1	0	0	0	0	0
Pipit farlouse *(Anthus pratensis)*	0	0	3	12	69	22	15	44	22	25	5
Pipit rousseline *(Anthus campestris)*	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pipit spioncelle *(Anthus spinoletta)*	0	0	0	0	0	0	1	0	2	0	0
Pluvier doré *(Pluvialis apricaria)*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Serin cini *(Serinus serinus)*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Tarin des aulnes *(Spinus spinus)*	0	0	0	0	0	0	1	0	3	15	0
Vanneau huppé *(Vanellus vanellus)*	11	0	0	0	0	0	0	0	0	15	1
Verdier d'Europe *(Chloris chloris)*	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0

Oiseaux en halte recensés lors des relevés migration active (Poste fixe)

Espèces	21/08/2024	05/09/2024	14/09/2024	21/09/2024	04/10/2024	22/10/2024	26/10/2024	04/11/2024
Accenteur mouchet *(Prunella modularis)*					1		2	2
Alouette des champs *(Alauda arvensis)*		1				45	50	32
Bécassine des marais *(Gallinago gallinago)*								1
Bergeronnette grise *(Motacilla alba)*		10						2
Bergeronnette printanière *(Motacilla flava)*		4			10			
Bondrée apivore *(Pernis apivorus)*	2							
Bruant des roseaux *(Emberiza schoeniclus)*							8	12
Busard des roseaux *(Circus aeruginosus)*				1		5		
Busard Saint-Martin *(Circus cyaneus)*							1	2
Buse variable *(Buteo buteo)*								1
Choucas des tours *(Corvus monedula)*								7
Corneille noire *(Corvus corone)*								22
Epervier d'Europe *(Accipiter nisus)*								1
Etourneau sansonnet *(Sturnus vulgaris)*					70		80	35
Faucon crécerelle *(Falco tinnunculus)*					1		1	1
Faucon pèlerin *(Falco peregrinus)*							1	
Goéland brun *(Larus fuscus)*							5	3
Goéland spéc. *(Larus spec.)*						60		
Grive draine *(Turdus viscivorus)*					1			
Grive musicienne *(Turdus philomelos)*						2		2
Linotte mélodieuse *(Linaria cannabina)*		100			5	4		32
Merle noir *(Turdus merula)*								1
Mouette rieuse *(Chroicocephalus ridibundus)*							20	
Perdrix grise *(Perdix perdix)*								3
Pie bavarde *(Pica pica)*								2
Pigeon colombin *(Columba oenas)*							1	
Pinson des arbres *(Fringilla coelebs)*								12
Pipit farlouse *(Anthus pratensis)*							5	8
Rougequeue noir *(Phoenicurus ochruros)*						1		
Tarier pâtre *(Saxicola rubicola)*			2	1	1	4		1

Traquet motteux *(Oenanthe oenanthe)*		4	1					
Vanneau huppé *(Vanellus vanellus)*					5		1	0

2.3 Données externes

Oiseaux et chauves-souris d'intérêt communautaire signalés dans les sites Natura 2000 présents à moins de 10 km du projet (source : site web biodiversité wallonie.be)

	BE32044	FR3112005	FR3100505
Distance minimale au projet (km)	3	5,2	8,2
Oiseaux			
Alouette lulu *(Lullula arborea)*		X	
Bécassine des marais *(Gallinago gallinago)*	X		
Bécassine sourde *(Lymnocryptes minimus)*	X		
Bihoreau gris *(Nycticorax nycticorax)*		X	
Blongios nain *(Ixobrychus minutus)*		X	
Bondrée apivore *(Pernis apivorus)*	X	X	
Busard des roseaux *(Circus aeruginosus)*	X	X	
Busard Saint-Martin *(Circus cyaneus)*	X		
Butor étoilé *(Botaurus stellaris)*	X	X	
Échasse blanche *(Himantopus himantopus)*			
Engoulevent d'Europe *(Caprimulgus europaeus)*		X	
Faucon pèlerin *(Falco peregrinus)*		X	
Gorgebleue à miroir *(Luscinia svecica)*	X	X	
Grande Aigrette *(Ardea alba)*	X		
Héron pourpré *(Ardea purpurea)*	X		
Hibou des marais *(Asio flammeus)*		X	
Marouette ponctuée *(Porzana porzana)*		X	
Martin-pêcheur d'Europe *(Alcedo atthis)*	X	X	
Mouette mélanocéphale *(Larus melanocephalus)*		X	
Phragmite des joncs *(Acrocephalus schoenobaenus)*	X		
Pic mar *(Dendrocoptes medius)*		X	
Pic noir *(Dryocopus martius)*		X	
Pie-grièche écorcheur *(Lanius collurio)*		X	
Sarcelle d'été *(Anas querquedula)*	X		
Sarcelle d'hiver *(Anas crecca)*	X		
Sterne pierregarin *(Sterna hirundo)*		X	
Chauves-souris			
Murin des marais (*Myotis dasycneme)*	X		
Murin à oreilles échancrées (*Myotis emarginatus)*	X		

Oiseaux signalés dans la base de données du DEMNA (source : DEMNA, DGO3-SPW, 2025)

Pour chaque espèce signalée par le Demna dans un périmètre de 10 km autour du projet, une analyse croisée est effectuée de manière à connaitre de manière indépendante l'effectif maximal observé dans le périmètre des 10 km, ensuite l'année la plus récente ou l'espèce a été détectée dans le périmètre des 10 km et la distance la plus faible entre une espèce et le projet éolien. Ainsi, les colonnes fournissent des informations qui ne sont pas corrélées entre elles.

Exemple : pour l'espèce Accenteur mouchet, le groupe le plus conséquent observé sur le périmètre des 10 km autour du projet est de 2 individus. Les observations les plus récentes inscrites dans la base du DEMNA datent de 2023 pour cette espèce. La plus faible distance à laquelle est renseignée l'Accenteur mouchet est de 444 mètres d'une des éoliennes du projet. Ainsi, la lecture des colonnes NE DOIT PAS se comprendre comme suit : 2 Accenteurs mouchet observés en 2023 à 444 mètres du projet.

Espèce	Effectif maximal	Observation la plus récente	Distance minimale au projet (m)
Accenteur mouchet *(Prunella modularis)*	2	2023	444
Aigrette garzette *(Egretta garzetta)**	4	2023	2849
Alouette des champs *(Alauda arvensis)*	100	2025	23
Alouette lulu *(Lullula arborea)**	53	2023	479
Autour des palombes *(Accipiter gentilis)*	1	2022	2567
Avocette élégante *(Recurvirostra avosetta)**	8	2023	498
Balbuzard pêcheur *(Pandion haliaetus)**	1	2023	562
Barge à queue noire *(Limosa limosa)*	1	2016	2857
Bec-croisé des sapins *(Loxia curvirostra)*	5	2016	2559
Bergeronnette de Yarrell *(Motacilla alba yarrellii)*	1	2019	7115
Bergeronnette des ruisseaux *(Motacilla cinerea)*	4	2023	1855
Bergeronnette flavéole *(Motacilla flava flavissima)*	2	2022	624
Bergeronnette grise *(Motacilla alba)*	62	2023	140
Bergeronnette printanière *(Motacilla flava)*	30	2023	23
Bergeronnette printanière nordique *(Motacilla flava thunbergi)*	1	2021	3313
Bergeronnette printanière spp flava *(Motacilla flava flava)*	2	2016	502
Bernache du Canada *(Branta canadensis)*	206	2023	2412
Bernache nonnette *(Branta leucopsis)**	44	2023	984
Bihoreau gris *(Nycticorax nycticorax)**	1	2023	7771
Bondrée apivore *(Pernis apivorus)**	30	2023	68
Bouscarle de Cetti *(Cettia cetti)*	2	2021	984
Bouvreuil pivoine *(Pyrrhula pyrrhula)*	3	2020	1062
Bruant des roseaux *(Emberiza schoeniclus)*	50	2022	468
Bruant jaune *(Emberiza citrinella)*	15	2025	1297
Bruant ortolan *(Emberiza hortulana)**	1	2023	5653
Bruant proyer *(Emberiza calandra)*	1	2016	9354
Busard Saint-Martin *(Circus cyaneus)**	2	2025	50
Busard cendré *(Circus pygargus)**	2	2022	149
Busard des roseaux *(Circus aeruginosus)**	6	2023	78
Buse variable *(Buteo buteo)*	9	2023	1297
Bécasse des bois *(Scolopax rusticola)*	12	2019	1112
Bécasseau variable *(Calidris alpina)*	2	2017	2830

Bécassine des marais *(Gallinago gallinago)**	135	2024	466
Bécassine sourde *(Lymnocryptes minimus)**	4	2023	3238
Bécausseau sanderling *(Calidris alba)*	2	2016	5994
Caille des blés *(Coturnix coturnix)*	1	2023	588
Canard chipeau *(Mareca strepera)*	44	2023	984
Canard colvert *(Anas platyrhynchos)*	260	2025	524
Canard mandarin *(Aix galericulata)*	4	2022	984
Canard pilet *(Anas acuta)*	1	2018	984
Canard siffleur *(Mareca penelope)*	3	2018	984
Canard souchet *(Spatula clypeata)*	3	2022	984
Chardonneret élégant *(Carduelis carduelis)*	30	2022	1136
Chevalier aboyeur *(Tringa nebularia)*	20	2021	3206
Chevalier culblanc *(Tringa ochropus)*	9	2023	2135
Chevalier gambette *(Tringa totanus)*	5	2021	3251
Chevalier guignette *(Actitis hypoleucos)*	6	2023	1855
Chevalier sylvain *(Tringa glareola)**	21	2023	495
Chevêche d'Athéna *(Athene noctua)*	1	2022	1136
Choucas des tours *(Corvus monedula)*	400	2025	444
Chouette hulotte *(Strix aluco)*	1	2023	1112
Cigogne blanche *(Ciconia ciconia)**	35	2023	578
Cigogne noire *(Ciconia nigra)**	3	2023	185
Combattant varié *(Calidris pugnax)**	19	2023	504
Corbeau freux *(Corvus frugilegus)*	123	2023	232
Corneille noire *(Corvus corone)*	150	2023	24
Corvidés indéterminé	570	2020	181
Coucou gris *(Cuculus canorus)*	1	2023	2223
Courlis corlieu *(Numenius phaeopus)*	1	2016	5994
Cygne noir *(Cygnus atratus)*	1	2017	4417
Cygne tuberculé *(Cygnus olor)*	11	2024	1364
Cygne à cou noir *(Cygnus melanocorypha)*	1	2015	5390
Echasse blanche *(Himantopus himantopus)**	3	2023	501
Effraie des clochers *(Tyto alba)*	1	2020	1460
Epervier d'Europe *(Accipiter nisus)*	2	2022	2748
Faisan de Colchide *(Phasianus colchicus)*	4	2023	24
Faucon crécerelle *(Falco tinnunculus)*	6	2022	444
Faucon hobereau *(Falco subbuteo)*	2	2022	166
Faucon pèlerin *(Falco peregrinus)**	6	2024	18
Faucon émerillon *(Falco columbarius)**	1	2023	456
Fauvette babillarde *(Sylvia curruca)*	2	2021	2368
Fauvette des jardins *(Sylvia borin)*	5	2023	1381
Fauvette grisette *(Sylvia communis)*	12	2023	444
Fauvette à tête noire *(Sylvia atricapilla)*	16	2023	140
Foulque macroule *(Fulica atra)*	401	2024	1364
Fuligule milouin *(Aythya ferina)*	59	2023	1807
Fuligule morillon *(Aythya fuligula)*	46	2023	1807
Gallinule poule d'eau *(Gallinula chloropus)*	71	2023	487
Geai des chênes *(Garrulus glandarius)*	5	2023	1136
Gobemouche gris *(Muscicapa striata)*	5	2022	4046
Gorge bleue à miroir *(Luscinia svecica)*	4	2023	448
Gorgebleue à miroir blanc *(Luscinia svecica cyanecula)**	5	2023	452

Goéland argenté *(Larus argentatus)*	70	2023	1364
Goéland brun *(Larus fuscus)*	2000	2023	1019
Goéland cendré *(Larus canus)*	600	2023	428
Goéland leucophée *(Larus michahellis)*	15	2022	5813
Goéland pontique *(Larus cachinnans)*	2	2022	5832
Grand Cormoran *(Phalacrocorax carbo)*	176	2024	982
Grand Gravelot *(Charadrius hiaticula)*	2	2019	3340
Grand-duc d'Europe *(Bubo bubo)**	5	2024	1014
Grande Aigrette *(Ardea alba)**	15	2024	590
Grimpereau des jardins *(Certhia brachydactyla)*	3	2023	1261
Grive draine *(Turdus viscivorus)*	2	2023	1112
Grive litorne *(Turdus pilaris)*	110	2019	6002
Grive mauvis *(Turdus iliacus)*	1	2015	9319
Grive musicienne *(Turdus philomelos)*	3	2023	181
Grosbec casse-noyaux *(Coccothraustes coccothraustes)*	2	2018	4205
Grue cendrée *(Grus grus)**	100	2023	803
Grèbe castagneux *(Tachybaptus ruficollis)*	20	2023	1364
Grèbe huppé *(Podiceps cristatus)*	24	2023	1364
Guifette moustac *(Chlidonia hybrida)*	3	2023	3438
Guifette noire *(Chlidonias niger)*	5	2023	3528
Harle bièvre *(Mergus merganser)*	4	2023	1364
Harle piette *(Mergus albellus)*	1	2021	5326
Hibou des marais *(Asio flammeus)**	1	2022	3138
Hibou moyen-duc *(Asio otus)*	2	2020	6320
Hirondelle de fenêtre *(Delichon urbicum)*	16	2022	1297
Hirondelle de rivage *(Riparia riparia)**	520	2023	511
Hirondelle rustique *(Hirundo rustica)*	30	2023	1019
Hirondelle sp.	27	2019	10121
Huîtrier pie *(Haematopus ostralegus)*	3	2018	6320
Hypolaïs ictérine *(Hippolais icterina)*	2	2022	1224
Hypolaïs polyglotte *(Hippolais polyglotta)*	1	2019	4642
Héron cendré *(Ardea cinerea)*	13	2025	1224
Héron pourpré *(Ardea purpurea)**	1	2022	3256
Ibis sacré *(Threskiornis aethiopicus)*	1	2017	5740
Laridé sp	20	2016	417
Linotte mélodieuse *(Linaria cannabina)*	60	2025	232
Locustelle tachetée *(Locustella naevia)*	1	2018	2223
Loriot d'Europe *(Oriolus oriolus)*	3	2023	3088
Macreuse brune *(Melanitta fusca)*	1	2021	3858
Martin-pêcheur d'Europe *(Alcedo atthis)**	4	2024	545
Martinet noir *(Apus apus)*	24	2022	1297
Merle noir *(Turdus merula)*	7	2023	140
Merle à plastron *(Turdus torquatus)*	7	2019	2481
Milan noir *(Milvus migrans)**	2	2023	211
Milan royal *(Milvus milvus)**	7	2023	449
Moineau domestique *(Passer domesticus)*	30	2023	1019
Moineau friquet *(Passer montanus)*	5	2020	1297
Mouette mélanocéphale *(Ichthyaetus melanocephalus)**	4	2023	197
Mouette rieuse *(Chroicocephalus ridibundus)*	9000	2025	1224

Mésane bleue *(Parus caeruleus)*	30	2023	1201
Mésange boréale *(Parus montanus)*	1	2017	5947
Mésange charbonnière *(Parus major)*	23	2023	479
Mésange huppée *(Parus cristatus)*	3	2020	2242
Mésange noire *(Parus ater)*	3	2017	6070
Mésange nonnette *(Parus palustris)*	3	2023	3933
Mésange à longue queue *(Aegithalos caudatus)*	15	2023	1201
Oie cendrée *(Anser anser)*	30	2023	2625
Oie cignoïde *(Anser cygnoides)*	2	2023	5866
Oie des neiges *(Anser caerulescens)*	1	2021	3461
Oie hybride	1	2020	3316
Oie rieuse *(Anser albifrons)*	1	2023	5866
Ouette d´Égypte *(Alopochen aegyptiaca)*	21	2025	506
Perdrix grise *(Perdix perdix)*	17	2023	164
Petit Gravelot *(Charadrius dubius)*	8	2023	2736
Phragmite des joncs *(Acrocephalus schoenobaenus)*	2	2023	478
Pic mar *(Dendrocoptes medius)**	3	2023	3702
Pic noir *(Dryocopus martius)**	3	2023	3674
Pic vert *(Picus viridis)*	3	2023	502
Pic épeiche *(Dendrocopos major)*	6	2023	997
Pic épeichette *(Dryobates minor)*	1	2021	6040
Pie bavarde *(Pica pica)*	5	2023	828
Pie-grièche grise *(Lanius excubitor)**	1	2018	362
Pie-grièche écorcheur *(Lanius collurio)**	1	2022	1436
Pigeon biset *(Columba livia)*	120	2023	1041
Pigeon colombin *(Columba oenas)*	50	2023	233
Pigeon ramier *(Columba palumbus)*	500	2023	24
Pinson des arbres *(Fringilla coelebs)*	100	2024	140
Pinson du Nord *(Fringilla montifringilla)*	25	2017	1201
Pipit de Richard *(Anthus richardi)*	1	2016	509
Pipit des arbres *(Anthus trivialis)*	3	2023	3879
Pipit farlouse *(Anthus pratensis)*	60	2025	442
Pipit rousseline *(Anthus campestris)**	1	2022	273
Pipit spioncelle *(Anthus spinoletta)*	14	2019	3481
Pluvier argenté *(Pluvialis squatarola)*	1	2016	519
Pluvier doré *(Pluvialis apricaria)**	120	2023	91
Pouillot fitis *(Phylloscopus trochilus)*	12	2023	2223
Pouillot siffleur *(Phylloscopus sibilatrix)*	1	2023	6301
Pouillot véloce *(Phylloscopus collybita)*	22	2023	828
Roitelet huppé *(Regulus regulus)*	2	2020	3918
Roitelet à triple bandeau *(Regulus ignicapillus)*	1	2020	3918
Rossignol philomèle *(Luscinia megarhynchos)*	1	2020	6861
Rougegorge familier *(Erithacus rubecula)*	8	2023	1201
Rougequeue noir *(Phoenicurus ochruros)*	6	2022	828
Rougequeue à front blanc *(Phoenicurus phoenicurus)*	1	2016	3559
Rousserolle effarvatte *(Acrocephalus scirpaceus)*	4	2023	512
Rousserolle verderolle *(Acrocephalus palustris)*	7	2023	2012
Râle d'eau *(Rallus aquaticus)*	4	2023	3543

Rémiz penduline *(Remiz pendulinus)*	1	2017	5830
Sarcelle d'hiver *(Anas crecca)**	36	2024	478
Sarcelle d'été *(Spatula querquedula)**	5	2022	477
Serin cini *(Serinus serinus)*	1	2016	10240
Sittelle torchepot *(Sitta europaea)*	3	2023	1297
Spatule blanche *(Platalea leucorodia)**	14	2021	3319
Sterne naine *(Sterna albifrons)*	1	2019	3840
Sterne pierregarin *(Sterna hirundo)**	5	2023	3294
Tadorne casarca *(Tadorna ferruginea)**	1	2019	3251
Tadorne de Belon *(Tadorna tadorna)*	13	2023	512
Tarier des prés *(Saxicola rubetra)**	8	2023	92
Tarier pâtre *(Saxicola rubicola)*	5	2023	415
Tarin des aulnes *(Carduelis spinus)*	45	2016	3481
Torcol fourmilier *(Jynx torquilla)**	1	2022	1121
Tournepierre à collier *(Arenaria interpres)*	1	2016	5994
Tourterelle des bois *(Streptopelia turtur)*	2	2023	187
Tourterelle turque *(Streptopelia decaocto)*	30	2023	140
Traquet motteux *(Oenanthe oenanthe)**	16	2023	54
Troglodyte mignon *(Troglodytes troglodytes)*	12	2025	181
Vanneau huppé *(Vanellus vanellus)*	300	2025	243
Verdier d'Europe *(Carduelis chloris)*	180	2023	1297
Étourneau sansonnet *(Sturnus vulgaris)*	4000	2025	181

Oiseaux signalés dans la base de données d'AVES (Natagora) (source : AVES, Natagora, 2025)

Pour chaque espèce signalée par la base de données AVES dans un périmètre de 10 km autour du projet, une analyse croisée est effectuée de manière à connaitre de manière indépendante l'effectif maximal observé dans le périmètre des 10 km, ensuite l'année la plus récente ou l'espèce a été détectée dans le périmètre des 10 km et la distance la plus faible entre une espèce et le projet éolien. Ainsi, les colonnes fournissent des informations qui ne sont pas corrélées entre elles.

Exemple : pour l'espèce Accenteur mouchet ci-dessous, le groupe le plus conséquent observé sur le périmètre des 10 km autour du projet est de 8 individus. Les observations les plus récentes inscrites dans la base d'Aves datent de 2025 pour cette espèce. La plus faible distance à laquelle est renseignée l'Accenteur mouchet est de 90 mètres d'une des éoliennes du projet. Ainsi, la lecture des colonnes NE DOIT PAS se comprendre comme suit : 8 Accenteurs mouchet observés en 2025 à 90 mètres du projet.

Espèce	Effectif maximal	Observation la plus récente	Distance minimale au projet (m)
Accenteur mouchet *(Prunella modularis)*	8	2025	90
Aigle botté *(Hieraaetus pennatus)*	1	2024	4868
Aigle de Bonelli *(Aquila fasciata)*	1	2022	3996
Aigle indéterminé	1	2016	7744
Aigrette garzette *(Egretta garzetta)*	5	2025	1664
Alouette des champs *(Alauda arvensis)*	758	2025	14
Alouette lulu *(Lullula arborea)*	53	2024	310
Autour des palombes *(Accipiter gentilis)*	2	2025	344
Avocette élégante *(Recurvirostra avosetta)*	9	2025	498
Balbuzard pêcheur *(Pandion haliaetus)*	2	2025	562
Barge à queue noire *(Limosa limosa)*	34	2025	478
Bec-croisé des sapins *(Loxia curvirostra)*	7	2022	1456
Bergeronnette de Yarrell *(Motacilla alba yarrellii)*	1	2025	733
Bergeronnette des ruisseaux *(Motacilla cinerea)*	10	2025	503

Bergeronnette flavéole *(Motacilla flava flavissima)*	2	2025	624
Bergeronnette grise *(Motacilla alba)*	75	2025	16
Bergeronnette grise spp alba *(Motacilla alba alba)*	1	2023	3143
Bergeronnette hybride	1	2025	3304
Bergeronnette printanière *(Motacilla flava)*	320	2025	16
Bergeronnette printanière nordique *(Motacilla flava thunbergi)*	3	2024	104
Bergeronnette printanière spp flava *(Motacilla flava flava)*	2	2025	46
Bergeronnette sp.	6	2025	360
Bernache de Hutchins *(Branta hutchinsii)*	1	2020	4681
Bernache du Canada *(Branta canadensis)*	190	2025	481
Bernache nonnette *(Branta leucopsis)*	200	2025	534
Bernache sp. *(Branta sp.)*	3	2024	3152
Bihoreau gris *(Nycticorax nycticorax)*	1	2025	7771
Bondrée apivore *(Pernis apivorus)*	30	2025	68
Bouscarle de Cetti *(Cettia cetti)*	2	2025	713
Bouvreuil pivoine *(Pyrrhula pyrrhula)*	8	2025	976
Bruant des neiges *(Plectrophenax nivalis)*	2	2019	6331
Bruant des roseaux *(Emberiza schoeniclus)*	200	2025	102
Bruant jaune *(Emberiza citrinella)*	48	2025	467
Bruant nain *(Emberiza pusilla)*	1	2025	3429
Bruant ortolan *(Emberiza hortulana)*	5	2024	210
Bruant proyer *(Emberiza calandra)*	4	2024	48
Busard Saint-Martin *(Circus cyaneus)*	2	2025	50
Busard cendré *(Circus pygargus)*	2	2025	61
Busard des roseaux *(Circus aeruginosus)*	6	2025	22
Busard indéterminé *(Circus sp.)*	1	2024	5941
Buse pattue *(Buteo lagopus)*	1	2020	4686
Buse variable *(Buteo buteo)*	26	2025	25
Bécasse des bois *(Scolopax rusticola)*	4	2025	1272
Bécasseau cocorli *(Calidris ferruginea)*	1	2021	3302
Bécasseau de Temminck *(Calidris temminckii)*	3	2024	499
Bécasseau indéterminé	1	2021	3321
Bécasseau maubèche *(Calidris canutus)*	1	2020	3245
Bécasseau minute *(Calidris minuta)*	4	2022	3268
Bécasseau variable *(Calidris alpina)*	19	2025	2830
Bécassine des marais *(Gallinago gallinago)*	135	2025	466
Bécassine double *(Gallinago media)*	1	2022	3323
Bécassine sourde *(Lymnocryptes minimus)*	6	2025	3238
Bécausseau sanderling *(Calidris alba)*	5	2021	3255
Caille des blés *(Coturnix coturnix)*	2	2025	242
Calopsitte élégante *(Nymphicus hollandicus)*	1	2019	3334
Canard bahamensis *(Anas bahamensis)*	1	2021	3215
Canard carolin *(Aix sponsa)*	1	2016	6293
Canard chipeau *(Mareca strepera)*	84	2025	1364
Canard colvert *(Anas platyrhynchos)*	374	2025	448
Canard hybride	40	2025	1464
Canard mandarin *(Aix galericulata)*	4	2025	2426
Canard masqué *(Cairina moschata)*	1	2025	3267

Canard pilet *(Anas acuta)*	3	2024	1785
Canard siffleur *(Mareca penelope)*	12	2023	2649
Canard souchet *(Spatula clypeata)*	10	2025	1364
Canard à crinière *(Chenonetta jubata)*	1	2024	2569
Chardonneret élégant *(Carduelis carduelis)*	80	2025	80
Chevalier aboyeur *(Tringa nebularia)*	20	2025	477
Chevalier arlequin *(Tringa erythropus)*	7	2025	495
Chevalier culblanc *(Tringa ochropus)*	31	2025	438
Chevalier gambette *(Tringa totanus)*	20	2025	477
Chevalier guignette *(Actitis hypoleucos)*	21	2025	499
Chevalier sylvain *(Tringa glareola)*	21	2025	495
Chevêche d'Athéna *(Athene noctua)*	5	2025	1649
Choucas des tours *(Coloeus monedula)*	2500	2025	423
Chouette hulotte *(Strix aluco)*	3	2025	1344
Cigogne blanche *(Ciconia ciconia)*	70	2025	578
Cigogne noire *(Ciconia nigra)*	3	2025	185
Cisticole des joncs *(Cisticola juncidis)*	2	2025	3208
Combattant varié *(Calidris pugnax)*	19	2025	504
Corbeau freux *(Corvus frugilegus)*	450	2025	17
Cormoran huppé *(Gulosus aristotelis)*	1	2021	3547
Corneille noire *(Corvus corone)*	100	2025	14
Corvus sp.	100	2022	2823
Coucou gris *(Cuculus canorus)*	4	2025	474
Courlis cendré *(Numenius arquata)*	3	2023	578
Courlis corlieu *(Numenius phaeopus)*	8	2024	183
Cygne noir *(Cygnus atratus)*	1	2019	3346
Cygne tuberculé *(Cygnus olor)*	18	2025	1364
Cygne à cou noir *(Cygnus melancoryphus)*	1	2015	5346
Cygnus spec.	8	2022	3732
Echasse blanche *(Himantopus himantopus)*	3	2023	501
Effraie des clochers *(Tyto alba)*	6	2025	1380
Elanion blanc *(Elanus caeruleus)*	2	2023	336
Epervier d'Europe *(Accipiter nisus)*	4	2025	160
Faisan de Colchide *(Phasianus colchicus)*	13	2025	23
Faisan de Lady Amherst *(Chrysolophus amherstiae)*	1	2025	5936
Faisan versicolore *(Phasianus versicolor)*	2	2023	6972
Faisan vénéré *(Syrmaticus reevesii)*	4	2025	4147
Faucon crécerelle *(Falco tinnunculus)*	6	2025	71
Faucon hobereau *(Falco subbuteo)*	3	2025	104
Faucon kobez *(Falco vespertinus)*	1	2023	3065
Faucon pèlerin *(Falco peregrinus)*	6	2025	18
Faucon émerillon *(Falco columbarius)*	1	2025	456
Fauvette babillarde *(Curruca curruca)*	3	2025	2328
Fauvette des jardins *(Sylvia borin)*	11	2025	612
Fauvette grisette *(Curruca communis)*	7	2025	259
Fauvette à tête noire *(Sylvia atricapilla)*	13	2025	140
Fou de Bassan *(Morus bassanus)*	1	2016	1095
Foulque macroule *(Fulica atra)*	401	2025	483
Fringilla spec.	15	2024	6006
Fuligule hybride	1	2017	6479

Fuligule milouin *(Aythya ferina)*	88	2025	1562
Fuligule milouinan *(Aythya marila)*	2	2024	3501
Fuligule morillon *(Aythya fuligula)*	55	2025	1401
Gallinule poule d'eau *(Gallinula chloropus)*	141	2025	476
Garrot d'Islande *(Bucephala islandica)*	1	2021	3958
Garrot à œil d'or *(Bucephala clangula)*	5	2024	3550
Geai des chênes *(Garrulus glandarius)*	33	2025	546
Gobemouche gris *(Muscicapa striata)*	7	2025	1436
Gobemouche noir *(Ficedula hypoleuca)*	2	2024	2715
Gorge bleue à miroir *(Luscinia svecica)*	7	2025	23
Gorgebleue à miroir blanc *(Luscinia svecica cyanecula)*	6	2025	118
Goéland argenté *(Larus argentatus)*	230	2025	477
Goéland brun *(Larus fuscus)*	3000	2025	66
Goéland brun occidental *(Larus fuscus graellsii)*	1	2023	3136
Goéland cendré *(Larus canus)*	1000	2025	197
Goéland hybride	1	2019	3532
Goéland leucophée *(Larus michahellis)*	15	2025	525
Goéland marin *(Larus marinus)*	1	2021	3410
Goéland pontique *(Larus cachinnans)*	7	2025	474
Goéland spéc. *(Larus spec.)*	15242	2025	525
Grand Cormoran *(Phalacrocorax carbo)*	557	2025	109
Grand Gravelot *(Charadrius hiaticula)*	23	2025	481
Grand corbeau *(Corvus corax)*	2	2025	2863
Grand-duc d'Europe *(Bubo bubo)*	5	2025	909
Grande Aigrette *(Ardea alba)*	15	2025	590
Grimpereau des bois *(Certhia familiaris)*	1	2022	1488
Grimpereau des bois occidental *(Certhia familiaris macrodactyla)*	2	2023	6158
Grimpereau des jardins *(Certhia brachydactyla)*	6	2025	756
Grive draine *(Turdus viscivorus)*	30	2025	702
Grive litorne *(Turdus pilaris)*	600	2025	83
Grive mauvis *(Turdus iliacus)*	486	2025	708
Grive musicienne *(Turdus philomelos)*	300	2025	187
Grosbec casse-noyaux *(Coccothraustes coccothraustes)*	27	2025	1978
Grue cendrée *(Grus grus)*	100	2025	803
Grèbe castagneux *(Tachybaptus ruficollis)*	20	2025	1364
Grèbe huppé *(Podiceps cristatus)*	50	2025	1364
Grèbe jougris *(Podiceps grisegena)*	1	2020	3116
Grèbe à cou noir *(Podiceps nigricollis)*	9	2024	3962
Guifette moustac *(Chlidonia hybrida)*	3	2023	3438
Guifette noire *(Chlidonias niger)*	5	2025	3528
Guêpier d'Europe *(Merops apiaster)*	10	2024	2309
Gypaète barbu *(Gypaetus barbatus)*	1	2024	3508
Harle bièvre *(Mergus merganser)*	18	2025	1364
Harle piette *(Mergellus albellus)*	1	2021	3903
Hibou des marais *(Asio flammeus)*	1	2025	2734
Hibou moyen-duc *(Asio otus)*	6	2025	237
Hirondelle de fenêtre *(Delichon urbicum)*	450	2025	484
Hirondelle de rivage *(Riparia riparia)*	500	2025	511

Hirondelle rustique *(Hirundo rustica)*	500	2025	438
Huppe fasciée *(Upupa epops)*	1	2025	2223
Huîtrier pie *(Haematopus ostralegus)*	5	2025	483
Hypolaïs ictérine *(Hippolais icterina)*	3	2025	312
Hypolaïs polyglotte *(Hippolais polyglotta)*	2	2025	981
Héron cendré *(Ardea cinerea)*	18	2025	125
Héron garde-bœuf *(Bubulcus ibis)*	36	2025	3208
Héron pourpré *(Ardea purpurea)**	1	2025	471
Ibis falcinelle *(Plegadis falcinellus)*	1	2020	3790
Ibis sacré *(Threskiornis aethiopicus)*	1	2017	5741
Indetermine	8	2025	4576
Linotte mélodieuse *(Linaria cannabina)*	801	2025	50
Locustelle luscinioïde *(Locustella luscinioides)*	1	2025	3314
Locustelle tachetée *(Locustella naevia)*	2	2024	1053
Loriot d'Europe *(Oriolus oriolus)*	5	2025	1597
Macreuse brune *(Melanitta fusca)*	1	2021	3773
Macreuse noire *(Melanitta nigra)*	2	2024	3579
Martin-pêcheur d'Europe *(Alcedo atthis)*	4	2025	545
Martinet noir *(Apus apus)*	73	2025	142
Merle noir *(Turdus merula)*	30	2025	17
Merle à dos gris *(Turdus hortulorum)*	1	2017	3472
Merle à plastron *(Turdus torquatus)*	7	2025	349
Milan noir *(Milvus migrans)*	2	2025	211
Milan royal *(Milvus milvus)*	7	2025	318
Moineau domestique *(Passer domesticus)*	60	2025	476
Moineau friquet *(Passer montanus)*	74	2025	43
Mouette mélanocéphale *(Ichthyaetus melanocephalus)*	4	2025	197
Mouette pygmée *(Hydrocoloeus minutus)*	12	2024	3573
Mouette rieuse *(Chroicocephalus ridibundus)*	14000	2025	95
Mésange bleue *(Cyanistes caeruleus)*	30	2025	494
Mésange boréale *(Poecile montanus)*	3	2022	1736
Mésange charbonnière *(Parus major)*	23	2025	479
Mésange huppée *(Parus cristatus)*	5	2025	2248
Mésange noire *(Periparus ater)*	9	2025	1430
Mésange nonnette *(Poecile palustris)*	5	2025	1109
Mésange à longue queue *(Aegithalos caudatus)*	62	2025	727
Nette rousse *(Netta rufina)*	3	2017	3446
Oedicnème criard *(Burhinus oedicnemus)*	1	2023	9237
Oie cendrée *(Anser anser)*	350	2025	480
Oie cygnoïde *(Anser cygnoides)*	2	2023	3106
Oie des neiges *(Anser caerulescens)*	2	2024	3461
Oie domestique *(Anser anser domestica)*	30	2025	2625
Oie hybride	3	2025	3123
Oie rieuse *(Anser albifrons)*	37	2023	3187
Oie à bec court *(Anser brachyrhynchus)*	1	2021	4344
Oie à tête barrée *(Anser indicus)*	2	2025	3268
Ouette d´Égypte *(Alopochen aegyptiaca)*	21	2025	276
Panure à moustaches *(Panurus biarmicus)*	2	2024	498
Paon bleu *(Pavo cristatus)*	1	2022	3411
Perdrix grise *(Perdix perdix)*	150	2025	69

Perdrix rouge *(Alectoris rufa)*	3	2022	6169
Perruche ondulée *(Melopsittacus undulatus)*	1	2022	455
Perruche à collier *(Psittacula krameri)*	16	2025	589
Petit Gravelot *(Charadrius dubius)*	14	2025	491
Phragmite des joncs *(Acrocephalus schoenobaenus)*	3	2025	478
Pic mar *(Dendrocoptes medius)*	3	2025	3702
Pic noir *(Dryocopus martius)*	3	2025	2317
Pic vert *(Picus viridis)*	5	2025	361
Pic épeiche *(Dendrocopos major)*	10	2025	550
Pic épeichette *(Dryobates minor)*	2	2025	2350
Pie bavarde *(Pica pica)*	50	2025	400
Pie-grièche grise *(Lanius excubitor)*	1	2018	362
Pie-grièche écorcheur *(Lanius collurio)*	1	2024	1436
Pigeon biset *(Columba livia)*	350	2025	190
Pigeon colombin *(Columba oenas)*	210	2025	152
Pigeon ramier *(Columba palumbus)*	10000	2025	14
Pinson des arbres *(Fringilla coelebs)*	2447	2025	43
Pinson des arbres africain *(Fringilla spodiogenys)*	2	2022	9478
Pinson du Nord *(Fringilla montifringilla)*	1000	2025	50
Pipit de Richard *(Anthus richardi)*	1	2023	471
Pipit des arbres *(Anthus trivialis)*	4	2025	467
Pipit farlouse *(Anthus pratensis)*	405	2025	23
Pipit maritime *(Anthus petrosus)*	1	2025	3327
Pipit rousseline *(Anthus campestris)*	3	2025	227
Pipit sp. *(Anthus sp.)*	1	2023	3281
Pipit spioncelle *(Anthus spinoletta)*	30	2025	401
Pipit à gorge rousse *(Anthus cervinus)*	1	2020	429
Plongeon imbrin *(Gavia immer)*	1	2024	3584
Pluvier argenté *(Pluvialis squatarola)*	1	2022	374
Pluvier doré *(Pluvialis apricaria)*	120	2025	91
Pluvier guignard *(Charadrius morinellus)*	5	2025	529
Pluvier à collier interrompu *(Anarhynchus alexandrinus)*	1	2020	3286
Pouillot de Schwarz *(Phylloscopus schwarzi)*	1	2022	5411
Pouillot de Sibérie *(Phylloscopus collybita tristis)*	1	2021	7216
Pouillot fitis *(Phylloscopus trochilus)*	28	2025	558
Pouillot ibérique *(Phylloscopus ibericus)*	1	2021	2561
Pouillot siffleur *(Phylloscopus sibilatrix)*	1	2023	6095
Pouillot véloce *(Phylloscopus collybita)*	15	2025	405
Pouillot à grand sourcil *(Phylloscopus inornatus)*	1	2016	3908
Poule domestique *(Gallus gallus)*	1	2024	2329
Pygargue à queue blanche *(Haliaeetus albicilla)*	1	2019	5002
Roitelet huppé *(Regulus regulus)*	20	2025	757
Roitelet triple-bandeau *(Regulus ignicapilla)*	4	2025	1441
Rossignol philomèle *(Luscinia megarhynchos)*	3	2025	1431
Rougegorge familier *(Erithacus rubecula)*	13	2025	254
Rougequeue noir *(Phoenicurus ochruros)*	8	2025	23
Rougequeue à front blanc *(Phoenicurus phoenicurus)*	1	2025	759

Rousserolle effarvatte *(Acrocephalus scirpaceus)*	10	2025	471
Rousserolle verderolle *(Acrocephalus palustris)*	4	2025	481
Râle d'eau *(Rallus aquaticus)*	4	2025	491
Rémiz penduline *(Remiz pendulinus)*	3	2024	3283
Sarcelle d'hiver *(Anas crecca)*	36	2025	478
Sarcelle d'été *(Spatula querquedula)*	7	2024	477
Scolopacidé indéterminé	1	2020	3250
Serin cini *(Serinus serinus)*	1	2025	318
Serin des Canaries *(Serinus canaria)*	1	2023	2976
Sittelle torchepot *(Sitta europaea)*	6	2025	758
Sizerin flammé *(Acanthis flammea)*	40	2024	3057
Spatule blanche *(Platalea leucorodia)*	14	2024	3319
Sterne caspienne *(Hydroprogne caspia)*	1	2023	3535
Sterne indéterminée *(Sterna sp.)*	1	2023	3857
Sterne naine *(Sternula albifrons)*	1	2019	3840
Sterne pierregarin *(Sterna hirundo)*	5	2025	3294
Strigidae indet.	1	2015	5468
Tadorne casarca *(Tadorna ferruginea)*	1	2025	1642
Tadorne de Belon *(Tadorna tadorna)*	18	2025	237
Tadorne à tête grise *(Tadorna cana)*	2	2024	5062
Tarier des prés *(Saxicola rubetra)*	13	2025	92
Tarier pâtre *(Saxicola rubicola)*	7	2025	11
Tarin des aulnes *(Spinus spinus)*	100	2025	1509
Torcol fourmilier *(Jynx torquilla)*	1	2025	1121
Touraco à joues blanches *(Menelikornis leucotis)*	1	2024	6008
Tournepierre à collier *(Arenaria interpres)*	1	2015	5973
Tourterelle des bois *(Streptopelia turtur)*	3	2025	527
Tourterelle turque *(Streptopelia decaocto)*	55	2025	140
Traquet motteux *(Oenanthe oenanthe)*	16	2025	9
Troglodyte mignon *(Troglodytes troglodytes)*	15	2025	267
Vanneau huppé *(Vanellus vanellus)*	1500	2025	17
Vautour fauve *(Gyps fulvus)*	19	2023	6205
Verdier d'Europe *(Chloris chloris)*	120	2025	80
Étourneau sansonnet *(Sturnus vulgaris)*	100000	2025	27
Pinson des arbres africain *(Fringilla spodiogenys)*	2	2022	9478
Pinson du Nord *(Fringilla montifringilla)*	1000	2025	50
Pipit de Richard *(Anthus richardi)*	1	2023	471
Pipit des arbres *(Anthus trivialis)*	4	2025	467
Pipit farlouse *(Anthus pratensis)*	405	2025	23
Pipit maritime *(Anthus petrosus)*	1	2025	3327
Pipit rousseline *(Anthus campestris)*	3	2025	227
Pipit sp. *(Anthus sp.)*	1	2023	3281
Pipit spioncelle *(Anthus spinoletta)*	30	2025	401
Pipit à gorge rousse *(Anthus cervinus)*	1	2020	429
Plongeon imbrin *(Gavia immer)*	1	2024	3584
Pluvier argenté *(Pluvialis squatarola)*	1	2022	374
Pluvier doré *(Pluvialis apricaria)*	120	2025	91
Pluvier guignard *(Charadrius morinellus)*	5	2025	529

Pluvier à collier interrompu *(Anarhynchus alexandrinus)*	1	2020	3286
Pouillot de Schwarz *(Phylloscopus schwarzi)*	1	2022	5411
Pouillot de Sibérie *(Phylloscopus collybita tristis)*	1	2021	7216
Pouillot fitis *(Phylloscopus trochilus)*	28	2025	558
Pouillot ibérique *(Phylloscopus ibericus)*	1	2021	2561
Pouillot siffleur *(Phylloscopus sibilatrix)*	1	2023	6095
Pouillot véloce *(Phylloscopus collybita)*	15	2025	405
Pouillot à grand sourcil *(Phylloscopus inornatus)*	1	2016	3908
Poule domestique *(Gallus gallus)*	1	2024	2329
Pygargue à queue blanche *(Haliaeetus albicilla)*	1	2019	5002
Roitelet huppé *(Regulus regulus)*	20	2025	757
Roitelet triple-bandeau *(Regulus ignicapilla)*	4	2025	1441
Rossignol philomèle *(Luscinia megarhynchos)*	3	2025	1431
Rougegorge familier *(Erithacus rubecula)*	13	2025	254
Rougequeue noir *(Phoenicurus ochruros)*	8	2025	23
Rougequeue à front blanc *(Phoenicurus phoenicurus)*	1	2025	759
Rousserolle effarvatte *(Acrocephalus scirpaceus)*	10	2025	471
Rousserolle verderolle *(Acrocephalus palustris)*	4	2025	481
Râle d'eau *(Rallus aquaticus)*	4	2025	491
Rémiz penduline *(Remiz pendulinus)*	3	2024	3283
Sarcelle d'hiver *(Anas crecca)*	36	2025	478
Sarcelle d'été *(Spatula querquedula)*	7	2024	477
Scolopacidé indéterminé	1	2020	3250
Serin cini *(Serinus serinus)*	1	2025	318
Serin des Canaries *(Serinus canaria)*	1	2023	2976
Sittelle torchepot *(Sitta europaea)*	6	2025	758
Sizerin flammé *(Acanthis flammea)*	40	2024	3057
Spatule blanche *(Platalea leucorodia)*	14	2024	3319
Sterne caspienne *(Hydroprogne caspia)*	1	2023	3535
Sterne indéterminée *(Sterna sp.)*	1	2023	3857
Sterne naine *(Sternula albifrons)*	1	2019	3840
Sterne pierregarin *(Sterna hirundo)*	5	2025	3294
Strigidae indet.	1	2015	5468
Tadorne casarca *(Tadorna ferruginea)*	1	2025	1642
Tadorne de Belon *(Tadorna tadorna)*	18	2025	237
Tadorne à tête grise *(Tadorna cana)*	2	2024	5062
Tarier des prés *(Saxicola rubetra)*	13	2025	92
Tarier pâtre *(Saxicola rubicola)*	7	2025	11
Tarin des aulnes *(Spinus spinus)*	100	2025	1509
Torcol fourmilier *(Jynx torquilla)*	1	2025	1121
Touraco à joues blanches *(Menelikornis leucotis)*	1	2024	6008
Tournepierre à collier *(Arenaria interpres)*	1	2015	5973
Tourterelle des bois *(Streptopelia turtur)*	3	2025	527
Tourterelle turque *(Streptopelia decaocto)*	55	2025	140
Traquet motteux *(Oenanthe oenanthe)*	16	2025	9
Troglodyte mignon *(Troglodytes troglodytes)*	15	2025	267
Vanneau huppé *(Vanellus vanellus)*	1500	2025	17
Vautour fauve *(Gyps fulvus)*	19	2023	6205
Verdier d'Europe *(Chloris chloris)*	120	2025	80
Étourneau sansonnet *(Sturnus vulgaris)*	100000	2025	27

3 Chiroptérofaune

3.1 Protocoles des inventaires

Afin de caractériser la fréquentation du site par la chiroptérofaune, différents inventaires sont effectués. Les modalités protocolaires suivies pour ces inventaires se basent sur le document de référence Eurobats 6, rédigé par un panel international d'experts (Rodrigues et al., 2015). Plus spécifiquement, pour la Wallonie, le document de référence du SPW-ARNE suivi est « Procédures d'inventaire et mesures à prendre en faveur de la biodiversité dans le cadre des projets éoliens en Wallonie » du 08/02/2024

Des relevés ponctuels au sol ont été réalisés en suivant une méthode qui nécessite la localisation de points d'écoute (PE). A chaque point d'écoute, rallié en voiture ou à pied, l'observateur a dénombré les chauves-souris détectées à l'aide d'un détecteur d'ultrasons (Batlogger®). Les points d'écoute ont été placés dans les différents milieux qui s'étendent au sein du périmètre d'étude de 500 m autour des éoliennes. La méthode utilisée (inventaire au moyen d'un détecteur d'ultrasons mobile) a plusieurs avantages. Elle permet d'identifier la majorité des chauves-souris contactées sur le terrain par l'analyse des sonogrammes, et permet également d'étudier une zone particulièrement vaste, en définissant un grand nombre de points d'écoute.

Dans le cas d'un inventaire chiroptérologique en continu depuis un mat de mesure, ce suivi est réalisé au niveau du sol et en altitude durant la saison d'activité des chauves-souris. Le dispositif d'enregistrement en continu est composé de trois éléments :

- Un mât servant de support aux instruments de mesure ;
- Une station et des instruments météo enregistrant en continu la température et la vitesse du vent.
- Deux micros sensibles aux ultrasons reliés à un détecteur à ultrasons SM3 ou SM4 réalisant des enregistrements à partir de 30 minutes avant le coucher du soleil jusqu'à 30 minutes après le lever du soleil. Ce détecteur est protégé par un boitier étanche muni d'un panneau solaire et d'une batterie garantissant l'autonomie du dispositif. Les micros détectent les chauves-souris sur une distance variable selon les espèces, mais sur une distance de minimum 5 m toutes espèces confondues.

Dans le cas d'un inventaire chiroptérologique en continu uniquement au sol, le dispositif d'enregistrement en continu est composé de trois éléments :

- Un arbre/piquet servant de support au matériel d'enregistrement ;
- Un détecteur de type SM4BAT FS / SM3BAT ;
- Un micro sensible aux ultrasons de type SMM-U2. Les micros détectent les chauves-souris sur une distance variable selon les espèces, mais sur une distance de minimum 5 m toutes espèces confondues.

Les cris de chauves-souris détectés au cours des relevés sont enregistrés et traités à l'aide de logiciels spécifiques (Kaléidoscope et SonoChiro). Cela permet d'obtenir une identification/classification pour la plupart des séquences d'ultrasons, qui sont ensuite et selon échantillonnage, validées manuellement par l'analyse des sonogrammes. L'ensemble de ces analyses, automatiques et manuelles, avec notamment la méthode de détermination de Barataud (2015), permet dans de nombreux cas la détermination de l'espèce ou du groupe d'espèces à laquelle appartient l'individu enregistré.

Dans certains cas, les espèces ne sont pas discriminables. Les espèces du groupe des Murins, par exemple, utilisent des types de cris et des gammes de fréquences très proches.

3.2 Données CSD Ingénieurs

3.2.1 Liste des inventaires

Tableau 3 : Inventaires chiroptérologiques.

Objectif et méthode	Date	Conditions météorologiques
Chiroptères Suivi par points d'écoute (à partir de l'heure de coucher du soleil)	26/04/2024	Sec, vent faible, nébulosité 7/8, 11°c
	06/05/2024	Sec, vent faible, nébulosité 2/8, 18°c
	24/05/2024	Sec, vent faible, nébulosité 7/8, 15°c
	06/06/2024	Sec, vent faible, nébulosité 4/8, 15°c
	02/07/2024	Sec, vent faible, nébulosité 8/8, 15°c
	08/07/2024	Sec, vent faible, nébulosité 6/8, 18°c
	23/07/2024	Sec, vent faible, nébulosité 4/8, 16°c
	02/08/2024	Sec, brise légère O, nébulosité 2/8, 23-19°c
	21/08/2024	Sec, brise légère O, nébulosité 2/8, 17-14°c
	09/09/2024	Sec, vent faible NO, nébulosité 8/8, 17-16°c
	02/10/2024	Sec, vent faible NE, nébulosité 8/8, 13-10°c
	07/10/2024	Averses, brise légère SE, nébulosité 8/8, 15-12°c
Chiroptères Enregistrement en continu sur éolienne existante	Altitude : 07/05/2024 au 18/11/2024 Sol : 07/05/2024 au 18/11/2024	
Estimation de la nébulosité en octas (0/8 = ciel entièrement dégagé ; 8/8 = ciel entièrement couvert)		

3.2.2 Résultats des inventaires

Chauves-souris recensées par relevés ponctuels
(Périmètre de 500 m autour des éoliennes – point d'écoute)

Espèces	26/04/2024	06/05/2024	24/05/2024	06/06/2024	02/07/2024	08/07/2024	23/07/2024	02/08/2024	21/08/2024	09/09/2024	02/10/2024	07/10/2024
Sérotule indéterminée	1					1		7		1		
Sérotine commune		1						3				
Murin indéterminé	1			1			3	2	5	1	2	
Noctule de Leisler		1					5	3	1			
Noctule commune	1				1	10	1	2		6		
Pipistrelle de Nathusius	3	4	7	3	6	18	1	1	2	21	9	13
Pipistrelle commune	73	293	129	247	146	193	244	215	223	202	172	149
Oreillard roux							2					
Oreillard gris									1			

Influence des facteurs abiotiques sur les chauves-souris
(Suivi en continu via batcorder sur éolienne existante)

L'activité des chauves-souris est directement influencée par des facteurs abiotiques tels que :

- La luminosité : les chauves-souris sont des espèces principalement nocturnes.
- La vitesse du vent : elles sont fort sensibles à la force du vent de par leur petite envergure. De plus, elles se nourrissent d'insectes, taxons encore plus sensibles au vent.
- La température : les chauves-souris sont des espèces à sang chaud. Elles accusent d'importantes pertes d'énergie lors du vol (une technique de déplacement très énergivore) et perdent beaucoup de chaleur par l'intermédiaire de leurs ailes membraneuses (ailes fortement irriguées par un réseau de vaisseaux sanguins dense, siège d'une grande perte de calories sous forme de chaleur). D'autre part, les insectes sont généralement plus abondants lorsque la température est plus élevée.
- La pluviosité : la pluie constitue un obstacle majeur à l'activité chiroptérologique en raison de leur petite taille et parce que les insectes volent nettement moins lorsqu'il pleut.

La caractérisation de l'activité chiroptérologique sur le site du projet en fonction de ces facteurs est réalisée ci-dessous, en distinguant la période de migration (du 01/08 au 15/10) et le reste de la saison (du 01/04 au 31/07 et du 16/10 au 31/10). L'analyse concerne uniquement les données enregistrées à hauteur des pâles d'une éolienne du projet et seules les périodes nocturnes sont prises en compte.

a) Cycle circadien

À nos latitudes, la durée de la nuit varie au cours de la saison. La nuit la plus courte de l'année dure environ 7h30 (aux alentours du 21 juin) et la plus longue dure environ 16h00 (aux alentours du 22 décembre). La figure suivante présente l'activité chiroptérologique en altitude enregistrée sur le site du projet par heure par rapport au coucher du soleil (= heure zéro).

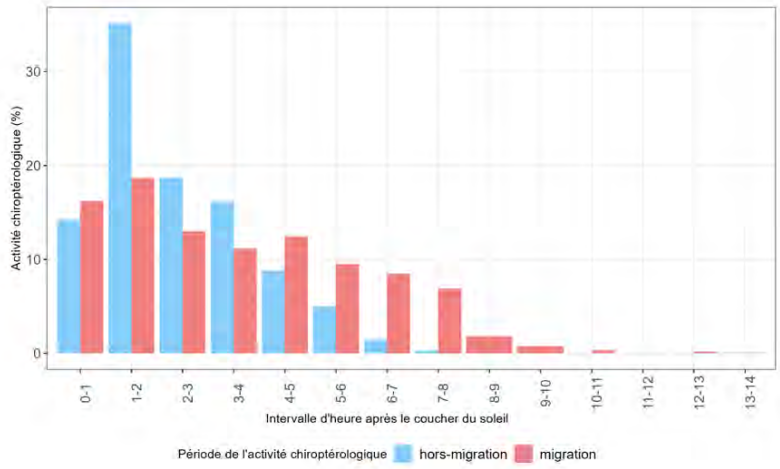


Figure 1 : Répartition de l'activité chiroptérologique en altitude (45 m), toutes espèces confondues, en fonction du coucher du soleil. Légende : HM – Hors période de migration ; M – En période de migration (du 01/08 au 15/10).

b) Vitesse du vent

Dans le cadre de cette étude, la vitesse du vent a été mesurée à une altitude de 150 m. La figure suivante présente l'activité chiroptérologique en altitude enregistrée sur le site du projet en fonction de la vitesse du vent.

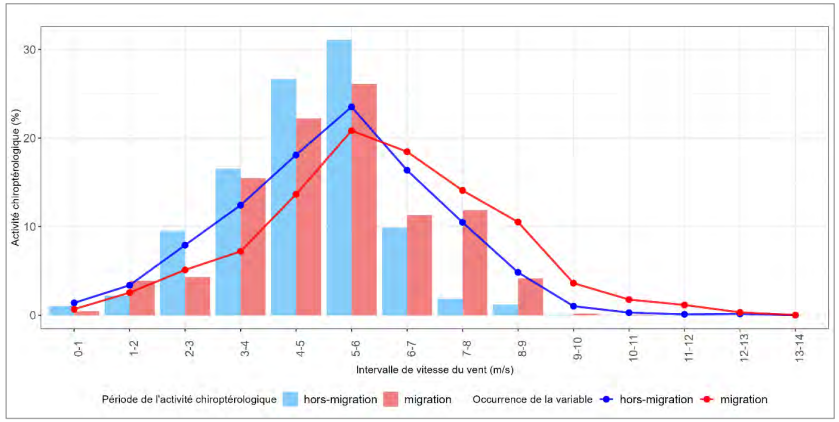


Figure 2 : Répartition de l'activité chiroptérologique en altitude (à 45 m), toutes espèces confondues, en fonction de la vitesse de vent (m/s) mesurée à 150 m au-dessus du sol. Légende : HM – Hors période de migration ; M – En période de migration (du 01/08 au 15/10).

c) <u>Température</u>

Dans le cadre de cette étude, la température a été mesurée à une altitude de 150 m. La figure suivante présente l'activité chiroptérologique en altitude enregistrée sur le site du projet en fonction de la température.

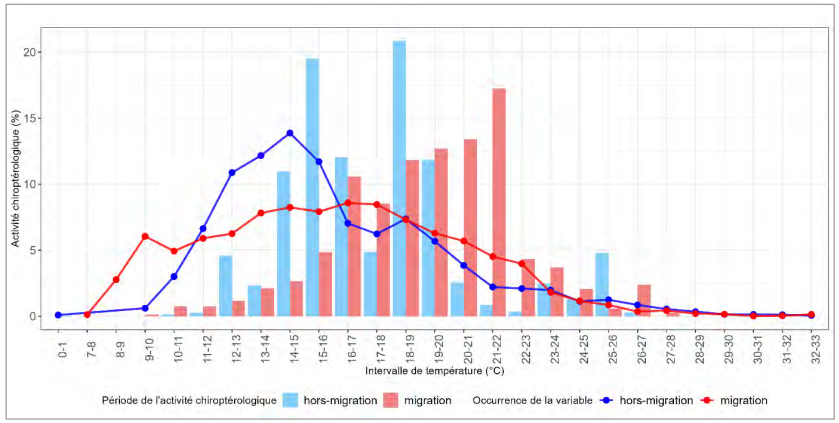


Figure 3 : Répartition de l'activité chiroptérologique en altitude (à 45 m), toutes espèces confondues, en fonction de la température (°C) mesurée à 150 m au-dessus du sol. Légende : HM – Hors période de migration ; M – En période de migration (du 01/08 au 15/10).

3.3 Données externes

Gîtes de chauves-souris et espèces concernées inventoriés dans le périmètre de 10 km autour du projet (source : SPW-DGO3, DEMNA, 2025)

Espèce	Localisation	Taille du plus grand groupe observé	Date d'observation la plus récente	Distance au site du projet (m)
Grand Rhinolophe	Ancienne carrière des 5 rocs	1	2019	916
	Casemates de la Citadelle (Tournai)	1	2015	3523
Murin à moustaches	Four Couteau (Bruyelle)	3	2024	948
	Four Brébart (Calonne)	25	2024	1135
	Four Philippe (Bruyelle)	2	2024	1397
	Carrière de Calonne - Bruyelle	19	2024	1414
	Four Dutoit (Calonne)	10	2024	1421
	Four Crèvecoeur aval	14	2018	1546
	Four de l'Almanach	3	2024	1999
	Four Saint-André (Chercq)	10	2020	2140
	Grotte d'Allain	4	2024	3057
	Club de tir - Four Lestienne	9	2024	3224
	Carrière de l'Orient (Tournai)	3	2024	3506
	Anciennes carrières de la Grande Mer (Tournai)	19	2015	3545
	Tunnel CCB (Barry)	7	2018	5751
	Ferme - PNPE - Le Pis Vert	1	2024	6244
Murin à moustaches/ de Brandt / d'Alcathoé	Ancienne carrière des 5 rocs	4	2024	916
	Four Couteau (Bruyelle)	9	2025	948
	Four Brébart (Calonne)	25	2021	1135
	Bruyelle	2	2020	1175
	Carrière de Calonne - Bruyelle	24	2025	1295
	Four Philippe (Bruyelle)	5	2025	1397
	Four Dutoit (Calonne)	18	2025	1421
	Four Crèvecoeur aval	13	2016	1536
	Carrière de Thorn (Chercq)	1	2019	1836
	Four de l'Almanach	6	2025	1992
	Ancien four à chaux de Thorn	4	2019	2027
	Four Saint-André (Chercq)	18	2024	2080
	Château médiéval de Vaulx	3	2025	2269
	Four Derasse (Chercq)	27	2024	2650
	FORT n°2 de la Citadelle (Tournai)	25	2025	2784
	Tournai (Fort avancé de la citadelle n°1)	10	2024	2848
	Grotte d'Allain	3	2025	3057
	Club de tir - Four Lestienne	3	2025	3235
	Anciennes carrières de la Grande Mer (Tournai)	20	2024	3482
	Carrière de l'Orient (Tournai)	5	2025	3506
	Casemates de la Citadelle (Tournai)	18	2025	3523
	Galerie de la Citadelle de Tournai	4	2025	3554
	Tournai	6	2025	3899
	Four Vélorine (Gaurain-Ramecroix)	3	2023	5649
	Tunnel CCB (Barry)	23	2024	5751

	Caves de la ferne de Breuze	8	2025	6745
	Wasmes-Audemey_Briffoeil (Château)	2	2018	9934
Murin de Natterer	Ancienne carrière des 5 rocs	1	2024	916
	Four Couteau (Bruyelle)	4	2025	948
	Four Brébart (Calonne)	8	2024	1114
	Carrière de Calonne - Bruyelle	4	2025	1295
	Four Philippe (Bruyelle)	1	2025	1397
	Four Dutoit (Calonne)	6	2025	1421
	Four Crèvecoeur aval	2	2018	1536
	Four de l'Almanach	1	2025	2016
	Ancien four à chaux de Thorn	1	2024	2039
	Four Saint-André (Chercq)	5	2024	2080
	Château médiéval de Vaulx	2	2025	2269
	Four Derasse (Chercq)	3	2024	2650
	FORT n°2 de la Citadelle (Tournai)	5	2025	2784
	Tournai (Fort avancé de la citadelle n°1)	6	2024	2848
	Grotte d'Allain	2	2025	3057
	Club de tir - Four Lestienne	1	2025	3235
	Carrière de l'Orient (Tournai)	2	2025	3429
	Anciennes carrières de la Grande Mer (Tournai)	4	2024	3482
	Casemates de la Citadelle (Tournai)	20	2025	3523
	Galerie de la Citadelle de Tournai	18	2025	3554
	Tournai	3	2018	3929
	Tunnel CCB (Barry)	2	2023	5751
	Caves de la ferne de Breuze	1	2025	6745
Murin à oreilles échancrées	Ancienne carrière des 5 rocs	1	2024	916
	Four Brébart (Calonne)	2	2015	1114
	Carrière de Calonne - Bruyelle	2	2025	1295
	Four Dutoit (Calonne)	1	2015	1421
	Four Saint-André (Chercq)	2	2024	2140
	Four Derasse (Chercq)	1	2017	2650
	Tournai (Fort avancé de la citadelle n°1)	1	2015	2848
	Anciennes carrières de la Grande Mer (Tournai)	4	2024	3482
	Casemates de la Citadelle (Tournai)	25	2025	3523
	Galerie de la Citadelle de Tournai	14	2025	3554
	Tournai	2	2018	3929
	Tour Henri VIII	4	2024	4853
Murin de Daubenton	Ancienne carrière des 5 rocs	1	2024	916
	Four Couteau (Bruyelle)	2	2018	948
	Four Brébart (Calonne)	5	2024	1114
	Carrière de Calonne - Bruyelle	8	2025	1295
	Four Philippe (Bruyelle)	1	2025	1397
	Four Dutoit (Calonne)	20	2025	1421
	Four Crèvecoeur aval	6	2018	1536
	Pont de la Chaussée de la Sucrerie	1	2019	2035
	Four Saint-André (Chercq)	7	2024	2075
	Château médiéval de Vaulx	2	2025	2269
	Four Derasse (Chercq)	10	2024	2650
	FORT n°2 de la Citadelle (Tournai)	13	2025	2784
	Tournai (Fort avancé de la citadelle n°1)	6	2021	2848
	Grotte d'Allain	5	2025	3057

	Club de tir - Four Lestienne	6	2024	3224
	Anciennes carrières de la Grande Mer (Tournai)	21	2024	3482
	Carrière de l'Orient (Tournai)	2	2025	3506
	Casemates de la Citadelle (Tournai)	12	2025	3523
	Galerie de la Citadelle de Tournai	6	2025	3554
	Tournai	1	2025	3899
	Four Vélorine (Gaurain-Ramecroix)	1	2023	5649
	Tunnel CCB (Barry)	3	2024	5751
	Carmel ancien	4	2015	6604
	Caves de la ferne de Breuze	1	2024	6745
Oreillard roux	Four Couteau (Bruyelle)	3	2025	948
	Four Brébart (Calonne)	6	2024	1135
	Carrière de Calonne - Bruyelle	3	2025	1295
	Four Philippe (Bruyelle)	3	2025	1397
	Four Dutoit (Calonne)	4	2024	1421
	Four Crèvecoeur aval	2	2015	1536
	Four Saint-André (Chercq)	2	2024	2080
	Four Derasse (Chercq)	1	2023	2650
	FORT n°2 de la Citadelle (Tournai)	1	2025	2784
	Antoing (trou Billemont)	1	2018	2960
	Grotte d'Allain	1	2015	3057
	Club de tir - Four Lestienne	1	2024	3224
	Tournai	1	2025	3364
	Anciennes carrières de la Grande Mer (Tournai)	2	2024	3482
	Casemates de la Citadelle (Tournai)	2	2023	3523
	Tunnel CCB (Barry)	5	2024	5751
	Château de Callenelle	4	2018	8843
	Eglise de Blandain	1	2015	9512
Pipistrelle commune	Four Couteau (Bruyelle)	14	2025	948
	Four Brébart (Calonne)	3	2024	1135
	Bruyelle	1	2020	1175
	Carrière de Calonne - Bruyelle	19	2025	1295
	Four Philippe (Bruyelle)	1	2020	1397
	Four Dutoit (Calonne)	10	2025	1421
	Four Crèvecoeur aval	120	2018	1536
	Pont de la Chaussée de la Sucrerie	1	2019	2035
	Four Saint-André (Chercq)	7	2024	2080
	Église Saint-Pierre à Vaulx	3	2019	2278
	Four Derasse (Chercq)	1	2024	2650
	Club de tir - Four Lestienne	2	2025	3224
	Tournai	10	2024	3379
	Anciennes carrières de la Grande Mer (Tournai)	4	2024	3482
	Pont de Bléharies	1	2019	5451
	Tunnel CCB (Barry)	1	2018	5751
	Maubray - église Saint-Amand	3	2015	5927
	Ferme - PNPE - Le Pis Vert	2	2024	6244
	Carmel ancien	10	2015	6604
	Kain	5	2022	6632
	Château de Callenelle	4	2015	8841
	Mont-Saint-Aubert	2	2024	9466
	Capture Ferme Desbruyères	1	2015	9777

Sérotine commune	Four Brébart (Calonne)	2	2024	1135
	Carrière de Calonne - Bruyelle	2	2025	1295
	Four Crèvecoeur aval	45	2015	1536
	Noue Parent - Antoing / Bruyelle	1	2021	1919
	Four Saint-André (Chercq)	2	2024	2139
	Club de tir - Four Lestienne	1	2024	3236
	Anciennes carrières de la Grande Mer (Tournai)	1	2022	3528
	Maubray - église Saint-Amand	9	2015	5927
	Carmel ancien	4	2015	6604
	Château de Callenelle	16	2015	8841
Murin de Bechstein	Carrière de Calonne - Bruyelle	1	2025	1459
Pipistrelle de Nathusius	Tournai	1	2024	3392
	Pont de Bléharies	1	2019	5451
	Mont-Saint-Aubert	1	2024	9480

Espèces de chauves-souris recensées dans le périmètre de 10 km autour du projet (source : SPW-DGO3, DEMNA, 2025)

Espèce	Taille du plus grand groupe observé	Date d'observation la plus récente	Distance min. au site du projet (m)
Chiroptère sp.	2341	2023	948
Grand Rhinolophe (*Rhinolophus ferrumequinum*)	1	2019	916
Murin à moustaches (*Myotis mystacinus*)	25	2024	948
Murin à moustaches/ de Brandt / d'Alcathoe	27	2025	916
Murin à oreilles échancrées (*Myotis emarginatus*)	25	2025	916
Murin de Bechstein (*Myotis bechsteinii*)	1	2025	1459
Murin de Brandt (*Myotis brandtii*)	1	2023	10027
Murin de Daubenton (*Myotis daubentonii)*	21	2025	916
Murin de Natterer (*Myotis nattereri*)	20	2025	916
Murin des marais (*Myotis dasycneme*)	1	2024	4085
Murin sp. (*Myotis sp.*)	5	2025	948
Noctule commune (*Nyctalus noctula*)	2	2024	1345
Noctule de Leisler (*Nyctalus leisleri*)	1	2024	1948
Noctule sp. (*Nyctalus sp.)*	2	2015	5918
Oreillard gris (*Plecotus austriacus*)	1	2024	1968
Oreillard roux (*Plecotus auritus*)	6	2025	948
Oreillard sp. (*Plecotus sp.)*	1	2024	1114
Pipistrelle commune (*Pipistrellus pipistrellus*)	120	2025	948
Pipistrelle de Nathusius (*Pipistrellus nathusii*)	1	2024	3003
Pipistrelle indéterminée (*Pipistrellus sp.)*	29	2025	948
Sérotine commune (*Eptesicus serotinus*)	45	2025	882

ANNEXE H. MESURES BIOLOGIQUES

CONTRAT DE MISE EN PLACE DES MESURES FAVORABLES A LA FAUNE SAUVAGE DES PLAINES

ENTRE : La société anonyme Ventis, numéro d'entreprise 0477 540 896, ayant son siège rue As Pois, 4~~D~~A à 7500 Tournai,

ci-après dénommée « la Société » ;

ET : [redacted]

[redacted]

ci-après dénommé « le Sous-traitant » ;

ci-après dénommées ensemble « les parties ».

IL EST CONVENU CE QUI SUIT :

ARTICLE 1 : OBJET DU CONTRAT

Dans les modalités du présent contrat, la Société s'attache les services du Sous-traitant, qui accepte, afin qu'il fournisse à la Société les services suivants : procéder à la réalisation d'aménagements favorables à la faune sauvage des plaines agricoles.

Les prestations sont mieux définies à l'article 6 de la présente convention.

Les parcelles agricoles sur lesquelles ces prestations seront effectuées sont plus amplement décrites au plan joint en annexe 1 à la présente convention. Elles sont situées sur les parcelles cadastrales suivantes :

Haies	COMMUNE	DIVISION	SECTION	PARCELLE
1	Antoing	6 (Calonne)	A	67G
2	Antoing	6 (Calonne)	A	21E, 67L, 69G, 70E, 71E
3	Antoing	6 (Calonne)	A	21C, 21D, 21E
4				

VENTIS
ENERGIES NOUVELLES

ARTICLE 2 : CONDITION SUSPENSIVE

Le présent contrat de services est conclu sous la condition suspensive de la mise en réalisation du projet éolien, qui suivra l'obtention d'un permis unique relatif à l'implantation et à l'exploitation d'éoliennes sur le territoire des communes de Tournai, Antoing et Brunehaut.

La Société mettra tout en œuvre afin d'obtenir ledit permis unique dans les meilleurs délais.

La présente condition est rédigée dans l'intérêt exclusif de la Société de sorte que cette dernière pourra renoncer au bénéfice de cette condition suspensive à tout moment.

Si la présente condition suspensive n'est pas réalisée dans un délai de 60 mois suivant la date de signature de la présente convention, celle-ci sera réputée n'avoir jamais existé ; chaque partie étant alors déliée de tout engagement à l'égard de l'autre.

ARTICLE 3 - DUREE DU CONTRAT

[redacted]

Le présent contrat de prestation de services prend cours à dater de la réalisation de la condition suspensive visée à l'article 2 de la présente convention et ce, pour une durée de trente ans.

ARTICLE 4 - RENUMERATION

[redacted]

La rémunération du Sous-traitant est calculée sur la base d'un montant forfaitaire annuel de ~~1,5~~ 3 EUR/AN HTVA par mètre de haie planté[redacted]VA (***610*** mètres plantés).

Cette rémunération est payable au 1er janvier de chaque année selon les modalités déterminées à l'article 5 du présent contrat.

Cette rémunération est due pour la période courant depuis le début de la prestation de services jusqu'à la première échéance et calculée au *prorata temporis*. Il en sera de même pour la période précédant l'expiration du présent contrat.

La rémunération annuelle est adaptée chaque année dans les mêmes proportions que les fluctuations de l'indice de consommation. Le nouvel indice est celui du mois précédent l'adaptation annuelle et l'indice de base est l'indice du mois précédent la signature du présent contrat.

ARTICLE 5 - MODALITES DE PAIEMENT

Toutes les sommes dues par la Société en vertu du présent contrat de prestation de services sont exigibles à la date de leur échéance.

Le paiement de la rémunération définie à l'article 4 devra être effectué au compte bancaire n° [redacted] de la banque [redacted] ou à tout autre compte ultérieurement désigné par le Sous-traitant.

ARTICLE 6 – TRAVAUX D'AMENAGEMENT

Lesdits travaux d'aménagement que le Sous-traitant devra exécuter ou faire exécuter sur les parcelles agricoles identifiées en annexe 1 à la présente convention devront respecter le cahier des charges repris en annexe 2 à la présente convention.

Lors de la première année à dater de la réalisation de la condition suspensive visée à l'article 2 de la présente convention, la Société s'engage à prendre en charge les coûts de plantation, de paillage et de protection des haies. La Société sous-traitera elle-même cette prestation de plantation. Si le Sous-traitant souhaite prendre en charge la plantation, il facturera les frais liés à cette dernière à la Société.

Pendant les deux années faisant suite à l'année de plantation, et si cela s'avère nécessaire, la Société remplacera les plants endommagés.

Après la plantation des haies par la Société, les travaux d'entretien seront exécutés sous la responsabilité exclusive du Sous-traitant. Les coûts d'entretien seront pris en charge par la Société, sur présentation d'une preuve détaillant les coûts inhérents à l'entretien. En tout temps, la Société pourra procéder à un contrôle des aménagements ainsi entretenus par le Sous-traitant.

En cas de dégâts dans les aménagements, pour des raisons indépendantes de la volonté du Sous-traitant, celui-ci ne pourra être tenu responsable et le promoteur prendra en charge la remise en état des aménagements. (Ex : dégâts survenus suite à une tempête, une coulée de boue, etc.)

En aucun cas, le Sous-traitant ne pourra solliciter un subventionnement auprès des instances régionales pour ces mêmes travaux d'aménagement (Ex. MAEC).

ARTICLE 7 - RESILIATION

S'il y a manquement ou faute grave de l'autre partie, chaque partie peut invoquer la résiliation du présent contrat de prestations de services. A cette fin, la partie lésée par le manquement ou la faute grave doit envoyer une lettre recommandée demandant à l'autre partie d'expliquer, de justifier ou de corriger le manquement ou la faute.

Si l'autre partie n'a pas remédié à cette faute ou ce manquement dans les 30 jours suivant la date d'envoi dudit courrier recommandé, la présente convention sera dissoute de plein droit si la partie lésée le décide, sans préjudice de toute autre réclamation que la partie lésée pourrait introduire.

VENTIS
ENERGIES NOUVELLES

ARTICLE 8 – LOI APPLICABLE ET COMPETENCE

La présente convention est régie par le droit belge.

Tout différend relatif à la présente convention sera exclusivement soumis aux Tribunaux de l'arrondissement judiciaire de Tournai.

ARTICLE 9 – DIVERS

Le présent contrat contient l'accord intégral des parties et remplace tout éventuel engagement oral ou écrit préalable y relatif.

Fait à CALONNE, le 02/02/2026.

En trois exemplaires originaux, chaque partie reconnaissant avoir reçu un original.

[redacted]

La Société

Le Sous-traitant

[redacted]

Annexes : 1) Plan des aménagements

2) Cahier des charges des travaux d'aménagement

VENTIS
ENERGIES NOUVELLES

Annexe 1 – Plan des aménagements

[redacted]

VENTIS
ENERGIES NOUVELLES

Annexe 2 – Cahier des charges

Implantation de haies

Concernant l'implantation des haies

- La longueur totale installée sera de 610 mètres, répartie en 3 tronçons de 370, 80 et 160 mètres.

- Les haies seront constituées de minimum 10 espèces d'arbres indigènes, sélectionnées dans la liste présentée plus bas.

- Les différentes espèces seront mélangées par groupe de 5 à 10 ex. de la même espèce.

- Les haies seront implantées sur 1 rang, à raison de 2 à 3 plants par mètre.

[redacted]

- Si nécessaire, les haies seront protégées par une clôture (piquets tous les 5 m + 3 fils de fer barbelés) éventuellement électrifiée.

- La plantation aura lieu en automne.

- Un paillage biodégradable (paille, géotextile, copeaux de bois) sera installé, en plein, au pied de la haie.

- En cas de mauvaise reprise, le regarnissage sera effectué par la Société.

Concernant l'entretien des haies

- Au cours des trois premières années de croissance de la haie, certains jeunes plants peuvent mourir. Si des trous importants apparaissent, un regarnissage sera nécessaire. Les nouveaux plants seront replantés l'automne suivant en taillant, le cas échéant, quelque peu les voisins pour apporter un peu d'espace aux jeunes plants.

- Afin d'éviter toute concurrence avec les jeunes plants, une attention particulière sera apportée au développement de la végétation environnante durant les trois premières années. En cas de compétition, une élimination mécanique doit être réalisée.

- Selon l'espace disponible, la haie pourra devenir :
  - Une haie libre : laissée à son évolution et recoupée en hauteur tous les 8 à 15 ans
  - Une haie taillée : coupe tous les 2 à 3 ans à une hauteur minimale de 2,5 m (taille annuelle interdite).

- La taille est interdite entre le 15/3 et le 15/09 et est interdite en dessous de 2,5 m.

- Le produit de la taille devra être exporté, broyé ou placé en andain (ou tas de branches à proximité de la haie afin d'offrir des zones refuges à de nombreux reptiles, amphibiens, mammifères et oiseaux).

VENTIS
ENERGIES NOUVELLES

Liste des espèces d'essences pouvant constituer les haies

Aubépine à un style (*Crataegus monogyna Jacq.*)	Nerprun purgatif (*Rhammus cathartica L.*)
Aubépine à deux styles (*Crataegus laevigata (Poiret) DC.*)	Noisetier (*Corylus avellana L.*)
Bourdaine (*Frangula alnus Mill.*)	Orme champêtre (*Ulmus minor Mill.*)
Cerisier à grappes (*Prunus padus L.*)	Prunellier (*Prunus spinosa L.*)
Charme (*Carpinus betulus L.*)	Ronce bleue (*Rubus caesius L.*)
Chêne pédonculé (*Quercus robur L.*)	Saule à oreillettes (*Salix aurita L.*)
Cognassier (*Cydonia oblonga Mill.*)	Saule à trois étamines (*Salix triandra L.*)
Cornouiller mâle (*Cornus mas L.*)	Saule cendré (*Salix cinerea L.*)
Cornouiller sanguin (*Cornus sanguinea L.*)	Saule des vanniers (*Salix viminalis L.*)
Eglantier (*Rosa canina L.*)	Saule fragile (*Salix fragilis L.*)
Erable champêtre (*Acer campestre L.*)	Saule marsault (*Salix caprea L.*)
Fusain d'Europe (*Evonymus europaeus L.*)	Saule pourpre (*Salix purpurea L.*)
Genêt à balais (*Cytisus scoparius (L.)* Link	Sorbier des oiseleurs (*Sorbus aucuparia L.*)
Griottier (*Prunus cerasus L.*)	Sureau à grappes (*Sambucus racemosa L.*)
Hêtre commun (*Fagus sylvatica L.*)	Sureau noir (*Sambucus nigra L.*)
Houx (*Ilex aquifolium L.*)	Troène commun (*Ligustrum vulgare L.*)
Myrobolan (*Prunus cerasifera Ehrh.*)	Viorne lantane (*Viburnum lantana L.*)
Néflier (*Mespilus germanica L.*)	Viorne obier (*Viburnum opulus L.*)

[redacted]

ANNEXE I. AVIS ARCHÉOLOGIQUE AWAP DU PARC EXISTANT DE TAB 2

Wallonie

SPW
Service public de Wallonie

DGO4 SERVICES EXTERIEURS
DIRECTION DU HAINAUT

Service de l'Archéologie

Place du Béguinage, 16
B-7000 MONS
Tél. : 065/32.80.11
Fax : 065/32.80.22

Reçu le
14 JUIL. 2016

Mons, le 13 juillet 2016

Madame Véronique WALLEMACQ
CSD Ingénieurs Conseils
Avenue des Dessus-de-Lives 2
5101 NAMUR Loyers

Vos réf. : NA00433.400 Ventis Tounrai antoing Brunehaut
Nos réf. : DHSA/MS/AG/2016.152
Annexe(s) :
Votre contact : Martine SOUMOY – 065/32.80.50 –martine.soumoy@spw.wallonie.be
Alain GUILLAUME : 065/32.80.78 – alain.guillaume@spw.wallonie.be

Objet : EIE TOURNAI ANTOING BRUNEHAUT parc éolien

Madame,

En réponse à votre requête, je vous informe que notre inventaire mentionne de très nombreux sites archéologiques dans le périmètre de votre étude.
Pour les plus proches, il s'agit de sites d'époques préhistorique, gallo-romaine et moderne, dont l'un a été découvert lors de la construction de la ligne TGV.

Dès lors, en vertu du Code wallon de l'Aménagement du territoire, de l'Urbanisme et du Patrimoine, livre III, titre IV, qui permet au Service de l'Archéologie d'émettre un avis lors de toute demande de permis de travaux, notre service devrait requérir la réalisation d'une surveillance lors des travaux de terrassement, selon des modalités à convenir avec l'aménageur (utilisation d'un bac lisse pour les terrassements et décapage par préliminaire notamment).

Veuillez croire, Madame, à l'expression de ma considération distinguée.

Martine SOUMOY
1e Attachée.

http://spw.wallonie.be
N° Vert : 0800 11 901 (Informations générales)

ANNEXE J. AVIS PRÉALABLE D'INFRABEL

INFRABEL

Joeri Minne
Deputy Head of Projects
10-04 I-O.4
RUE DE FRANCE 85
1060 Saint-Gilles

Ventis
Rue As Pois 4A
7500 Tournai

Votre message du	**Votre référence**	**annexe(s)**
11.09.2025	Demande d'avis Infrabel – Repowering du parc éolien TAB	1
Bruxelles	**Notre référence**	
07.10.2025	3520.2025.4268535.Tournai	

Demande de avis - Repowering du parc éolien TAB

Chère madame,
Cher monsieur,

Suite à votre demande concernant l'installation des 5 éoliennes situées sur les communes de Tournai, Antoing et Brunehaut le long de la LGV1 entre les kms 77,400 et 79,780, à proximité de l'infrastructure ferroviaire, Infrabel n'a aucune remarque, étant donné que les distances prescrites sont respectées.

Nous vous prions d'agréer, Monsieur, Madame, l'expression de notre considération distinguée.

Elise Stramare Digitally signed by TRP8402 DN: cn=TRP8402 Date: 2025.10.08 09 17 51 +02'00'

Elise STRAMARE
Manager Civil Engineering Projects Center

Joeri MINNE Digitally signed by 0VV7900 Date: 09/10/25 | 13:46:52 UTC +02'00'

Joeri MINNE
Deputy Head of Projects

annexe(s)
-loi du police des chemins de fer

Personne de contact
Xander Van Den Berge
51ce05.bureaub@infrabel.be
10-32

ANNEXE K. AVIS PRÉALABLE D'ELIA

VENTIS
Marie Martens
rue As Pois 40
7500 Tournai

Contact Center
Rue Phocas Lejeune 23
5032 Les Isnes (Gembloux) - Belgique
T +32 81 23 77 00
www.elia.be

Mailbox: contactcentersud@elia.be
Vos références: Demande d'avis - Repowering du parc éolien 7500 TAB
Nos références: 479952
KLIM / KLIP: -

Les Isnes (Gembloux), 04/09/2025

Exécution de travaux à proximité d'installations à haute tension
Demande d'avis- Construction de 5 éoliennes
Demande d'avis Projet éolien à Tournai, Antoing et Brunehaut
Hauteur totale : 250m – Rotor : 175m – GPN : 226m
(uniquement selon les cordonnées Lambert reprises dans votre demande)

Installations ELIA:
Installations aériennes

	Antoing/Marq(Bland)Tournai	Circuit(s)	70.52	Pylône(s)	4 à 7
IS389	Sncb/Tour 150 kV		150.50		

Madame,

Faisant suite à votre mail du 29/08/2025 reprenant le GPN de vos éoliennes, nous avons réexaminé l'implantation des 5 éoliennes.

Il n'existe jusqu'à présent aucune législation en Belgique relative à la distance à respecter entre une éolienne et les lignes à haute tension. En outre, il est évident que les règles de distance prescrites dans les articles du livre 3 de l'Arrêté Royal du 8 septembre 2019 sur les installations pour le transport et la distribution de l'énergie électrique Partie 2, Chapitre 2.11 Sous-section 2.11.1, Partie 7, Chapitre 7.1 sous-section 7.1.3.6 et Partie 9, Chapitre 9.3 sous-sections 9.3.1. - 9.3.2.1. - 9.3.2.2. - 9.3.2.3.- 9.3.3.1. - 9.3.3.2. - 9.3.4.1. - 9.3.4.2. - 9.3.4.3. - 9.3.4.4. - 9.3.5.1. - 9.3.5.2. -9.3.5.3. - 9.3.5.4. - 9.3.5.5. - 9.3.5.6 sont insuffisantes, compte tenu du fait que les éoliennes présentent une partie rotative qui peut avoir un effet différent sur les conducteurs d'une ligne à haute tension que des constructions statiques.

Elia, se basant entre autres sur les règles de distance appliquées dans certains de nos pays voisins et tenant compte des développements actuels dans le domaine de l'énergie éolienne, a optimisé sa réglementation au 1° février 2024 et défini les principes de base y afférents, dont vous pouvez consulter l'explication dans l'annexe "Avis d'Elia lors de l'implantation d'éoliennes à proximité d'installations à haute tension".

Sur la base de ces principes, nous avons préparé une vue d'ensemble géographique (voir annexe). Cette vue d'ensemble présente 5 cercles concentriques pour chaque éolienne avec les distances par rapport aux limites de base respectives :

Notre avis pour chaque éolienne en fonction des lignes à haute tension et/ou des postes à haute tension, après analyse des éléments reçus, se trouve dans le tableau ci-dessous :

Eolienne								Evaluation pour ligne HT		Evaluation pour poste HT	
N° éolienne	Diamètre du rotor	Hauteur de l'axe	Hauteur totale éolienne - Distance d'effet de chute de l'éolienne par chute du mât	Distance d'effet de la rupture de pale à la vitesse nominale de rotation	Coordonnées		Limite de pression	Vibration	Risque de chute	Vibration	Risque de chute
	Dr [m]	Hw [m]	Hv = Hw +0.5Dr [m]	GPN [m]	X	Y	Gd = 1,5*Dr [m]				
WT01	175	162,5	250	226	81211	139630	262,5	NA	NA	NA	NA
WT02	175	162,5	250	226	81830	139685	262,5	NA	NA	NA	NA
WT03	175	162,5	250	226	82343	139745	262,5	NA	NA	NA	NA
WT04	175	162,5	250	226	82805	139975	262,5	NA	NA	NA	NA
WT05	175	162,5	250	226	82361	140165	262,5	OK	OK	NA	NA

- La mention « **OK** » signifie qu'il y a une distance suffisante entre nos installations haute tension et vos éoliennes, **un avis positif**.
- La mention « **NOK** » (not OK) signifie qu'il y a une distance insuffisante entre nos installations haute tension et vos éoliennes, **un avis negatif**.
- La mention « **NA** » (not applicable) signifie que nos installations haute tension ne sont pas impactées par la construction de vos éoliennes.
- La mention « **Risk Analysis** » signifie que si l'analyse montre que le risque de défaillance (zone jaune) est d'application, le demandeur doit **soumettre à Elia une analyse de risque établie par un organisme indépendant** estimant la probabilité de collision de l'éolienne sur le segment de ligne aérienne concerné, en indiquant les distances d'impact "défaillance du mât" et "défaillance des pales à vitesse nominale". Si l'augmentation de la probabilité de défaillance d'un mât de la ligne à haute tension est inférieure à 10%, Elia peut émettre un avis positif.

Sur base des éléments que nous avons reçus et de l'analyse effectuée par nos services, nous vous informons que le projet d'implantation des 5 éoliennes est compatible avec nos installations haute tension.

De plus, étant donné que les travaux de construction et de grutage liés à l'érection de ces éoliennes se situent ou peuvent se situer à proximité d'installations à haute tension, nous vous demandons, afin de garantir la sécurité des personnes, la continuité de l'approvisionnement en électricité et la sauvegarde de toutes les installations concernées, de tenir compte des prescriptions de sécurité en la matière, que nous vous transmettons succinctement en annexe.

Le client est censé communiquer ces directives à toute personne effectuant des travaux en son nom (directement ou indirectement).

Nous restons à votre disposition pour tout renseignement complémentaire à ce sujet et vous prions d'agréer, Madame, l'expression de nos sentiments distingués.

Valérie Legat
Manager Contact Center

Annexes:
1. Prescriptions de sécurité
2. Overview map
3. Vue géographique avec l'implantation des éoliennes (cercles concentriques)
4. Directives pour implantation d'éoliennes à proximité d'installations à haute tension

Annexe

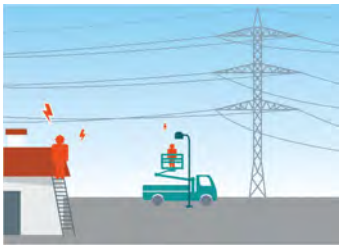
EXECUTION DE TRAVAUX A PROXIMITE DES LIGNES AERIENNES A HAUTE TENSION

CONSIGNES DE SECURITE

Ces directives de sécurité doivent être communiquées à tous les corps de métiers, entrepreneurs ou sous-traitants qui exécuteront des travaux sur le chantier. Par exemple aux opérateurs de grues, charpentiers, couvreurs, installateurs d'antennes, ...

Travaux à proximité des conducteurs

1. Toute personne qui s'approche à une distance inférieure à la distance réglementaire de sécurité des conducteurs d'une ligne à haute tension s'expose à un danger mortel. Le même danger existe aussi pour les personnes qui manipulent ou manœuvrent tout engin ou matériel à proximité des conducteurs.

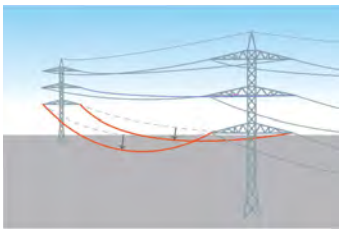


2. L'article du livre 3 de l'Arrêté Royal du 8 septembre 2019 sur les installations pour le transport et la distribution de l'énergie électrique Partie 7, Chapitre 7.1 sous-section 7.1.3.6 prescrit des distances de sécurité à respecter vis-à-vis de la position la plus défavorable des conducteurs à haute tension :

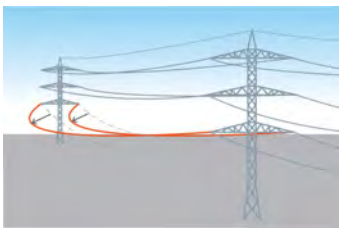
Tension de la ligne (kV)	Distance de sécurité (mètres)
30 - 36	3,0
70	3,7
110	4,1
150	4,5
220	5,2
380	6,8

3. La position des conducteurs peut varier subitement sous l'effet de différents facteurs tels que la température extérieure, le vent, la charge électrique, le givre, si bien qu'il est très difficile pour une personne inexpérimentée de déterminer la position la plus défavorable des conducteurs.

   Le conducteur **s'affaisse** d'autant plus que la température du câble augmente. La température du câble augmente lorsque la ligne est plus chargée, que la température ambiante augmente, que l'intensité solaire augmente et que le vent diminue (moins de refroidissement du conducteur).



   En cas de vent fort, la température du conducteur chute rapidement et le conducteur peut **se balancer**.



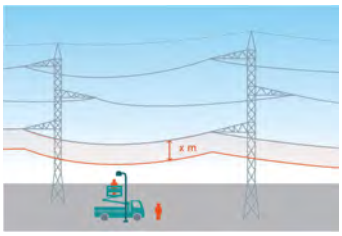
   En cas de doute, il y a lieu de stopper immédiatement les travaux et de contacter le Contact Center d'Elia qui prendra les dispositions nécessaires.

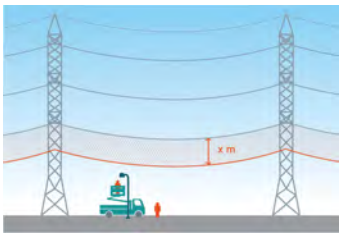
4. Les distances de sécurité reprises au point 2 doivent être strictement respectées. Aucune personne, aucun engin, ni aucun objet ne peut s'approcher en aucune circonstance des conducteurs des lignes aériennes à une distance inférieure aux valeurs mentionnées ci-avant.

Un arc mortel peut se produire par simple rapprochement avec une pièce sous tension. Le contact n'est pas nécessaire. L'interposition d'une planche ou d'un matériau isolant, ne constitue en aucune façon une protection suffisante.

Une attention particulière du responsable de chantier est notamment requise lors de l'utilisation ou du déplacement de grues, poutres, fers à béton, …, ainsi qu'en cas de projections, par exemple d'eau, de poussières ou de limailles en direction des éléments sous tension.

Voir le point 2 pour la distance de sécurité à respecter (x m).





5. Les pièces métalliques de grande taille à proximité des lignes à haute tension sont soumises au **phénomène d'induction**. Il y a donc lieu d'envisager **la mise à la terre** d'équipements tels que notamment les échafaudages, les élévateurs à nacelle, les grues, ...

Travaux avec grue

En cas de visibilité réduite (conditions atmosphériques, avant le lever du soleil, ...), nous demandons pour des raisons de sécurité de ne pas commencer les travaux avec grue et d'attendre que nos installations (lignes de haute tension et/ou pylônes) soient suffisamment visibles.

En aucune manière, aucun élément d'une grue ne peut en aucun cas et à aucun moment surplomber nos installations aériennes.

Avant toute implantation et utilisation de grues tour, une demande d'analyse de compatibilité avec nos installations doit être introduite au contact center d'Elia.

Travaux à proximité des pylônes

1. Les pylônes doivent rester **accessibles en permanence**. Aucune entrave (matériaux, excavations, plantations, …) ne pourra limiter l'accès aux abords immédiats de la base des pylônes.

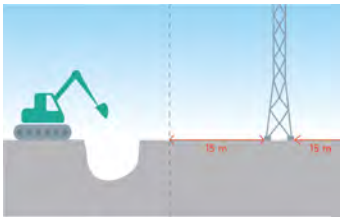
   Cet accès devra avoir une largeur minimale de 3 mètres et être le plus court et le plus direct en partant de la voie publique et devra permettre d'y mener à l'aide de véhicules, le matériel indispensable à l'établissement, la surveillance, l'entretien et la réfection des lignes.

2. En aucun cas, **la stabilité** des pylônes ne peut être compromise.

   - Si des travaux doivent être effectués à moins de 15 mètres des massifs en béton des fondations des pylônes, il y a lieu de communiquer un aperçu détaillé des interventions au Contact Center d'Elia pour accord. Ceci s'applique également aux :
     - Excavations
     - Remblayages
     - Travaux de pompage / de drainage / rabattement de nappe
     - Forages dirigés / Pressages
     - …

     pour lesquels des mesures spécifiques peuvent être nécessaires.

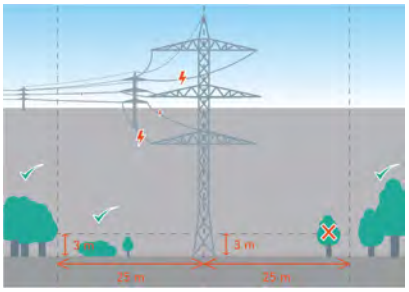
   - Si une circulation d'engins de chantier est envisagée à moins de 15 mètres des pylônes, le détail de celle-ci (type d'engin, fréquence, …) et des mesures de protection devront également être communiqués au Contact Center d'Elia pour accord.



Plantations à proximité des lignes aériennes à haute tension

Aucune plantation d'arbres pouvant atteindre une hauteur supérieure à 3 mètres n'est admise dans une zone de 30 mètres de part et d'autre de l'axe des lignes à haute tension; ceci afin d'éviter des travaux d'élagages ultérieurs.

Des dérogations à cette règle peuvent être accordées par Elia, mais uniquement après vérification par le Contact Center de la compatibilité des plantations envisagées avec les installations d'Elia. La demande de dérogation doit être soumise au Contact Center d'Elia et doit mentionner l'emplacement, l'essence et la hauteur maximale des arbres qui seront plantés.



Coordonnées

Les demandes d'informations complémentaires et plans de projets doivent être transmis à:

Elia Asset – Contact Center Sud
Rue Phocas Lejeune 23
5032 Les Isnes (Gembloux)

Tél: 081/23.77.00
Fax: 081/23.70.06
Mail: contactcentersud@elia.be

Afin de garantir un traitement rapide des demandes, veuillez communiquer les données nécessaires: références des courriers Elia, numéros des lignes aériennes ou des pylônes concernés, commune et rue, ...

Responsabilité

La société Elia Asset SA ne pourra en aucun cas être tenue pour responsable des dommages résultant d'un contact direct ou indirect avec une ligne à haute tension et qui seraient causés à des personnes, machines ou engins de chantiers suite à des interventions de tiers. De même, les dommages causés aux terrains, bâtiments et machines ne peuvent être imputés à Elia Asset SA. s'ils résultent de la rupture d'un conducteur consécutive à des dégradations causées par des tiers.

La législation stipule en outre que le Maître de l'ouvrage peut être rendu responsable de tous les dégâts éventuels, y compris ceux occasionnés à la ligne haute tension. Celui-ci s'expose en outre à des poursuites judiciaires.

Annexe

EXECUTION DE TRAVAUX A PROXIMITE DE CABLES SOUTERRAINS A HAUTE TENSION, DE SIGNALISATION ET/OU DE FIBRES OPTIQUES

CONSIGNES DE SECURITE

Ces directives de sécurité doivent être communiquées à tous les corps de métiers, entrepreneurs ou sous-traitants qui exécuteront des travaux sur le chantier.

Travaux à proximité des conducteurs

1. Les indications figurant sur nos plans ne peuvent être considérées que comme des renseignements permettant de déterminer la situation exacte des câbles par l'exécution manuelle de courtes tranchées transversales ou de sondages.

2. Les informations figurant sur nos plans sont valables pour une période maximale de 6 mois. Passé ce délai, si les travaux n'ont pas encore été réalisés, une nouvelle demande devra être introduite de préférence par le biais du portail : www.klim-cicc.be.

3. Si les plans fournis ne couvrent pas l'entièreté de la zone de travail, des plans complémentaires doivent être demandés. Aucune extrapolation du tracé ne peut être faite.

4. Un câble n'est pas nécessairement posé en ligne droite. Des déviations latérales sur la largeur de la tranchée du câble sont toujours possibles.

5. Il est également possible que certains points de référence aient changé à la suite d'une modification de la numérotation des maisons ou de travaux de voirie. Il y a donc lieu d'examiner la correspondance entre le plan et l'environnement.

6. La réglementation existante impose plusieurs obligations aux entrepreneurs effectuant des travaux à proximité de câbles électriques.

   Les principales sont (voir article du Livre 3 de l'Arrêté Royal du 8 septembre 2019 sur les installations pour le transport et la distribution de l'énergie électrique Partie 9, Chapitre 9.3 sous-section 9.3.6.1) :

   - Aucun travail de terrassement, de pose de revêtement ou autre ne peut être entrepris dans le voisinage d'un câble électrique souterrain sans consultation préalable du propriétaire du sol, de l'autorité qui a la gestion de la voie publique éventuellement empruntée et du gestionnaire du câble. La présence ou l'absence des repères prévus à l'article du Livre 3 de l'Arrêté Royal du 8 septembre 2019 sur les installations pour le transport et la distribution de l'énergie électrique Partie 5, Chapitre 5.2 sous-section 5.2.10.2 et Partie 9, Chapitre 9.1 Section 9.1.4 ne dispense pas de cette consultation. Outre cette consultation, l'exécution proprement dite d'un travail ne peut être commencée qu'après avoir procédé à la localisation des câbles.

   - Il ne peut être fait usage de machines ou engins mécaniques dans la zone comprise entre deux plans verticaux situés à 50 cm des deux côtés du câble sans que l'entrepreneur et le gestionnaire du câble ne se soient accordés au préalable sur les conditions à observer.

7. Pour les câbles à haute tension :

   - Il est interdit d'enlever les dalles couvres-câbles.
   - Les câbles ne peuvent être ni enfouis, ni manipulés.
   - Si un croisement de nos câbles souterrains à haute tension est prévu, veuillez prendre contact avec nos services 8 semaines à l'avance.

   - Si un drainage des eaux souterraines est prévu dans une tranchée ouverte à proximité des câbles, nous demandons de prendre des mesures suffisantes afin d'éviter un effondrement de la tranchée et une exposition de nos câbles.

8. Pour les câbles de signalisation et les fibres optiques, il arrive qu'aucune profondeur minimum ne soit imposée et que certains câbles soient posés sans protection. Par conséquent, il est nécessaire de conserver une marge de sécurité appropriée en cas d'utilisation d'engins mécaniques à proximité de ce type de câbles. Cette précaution est indispensable pour éviter tout endommagement.

9. Aucune installation ne peut être construite dans une zone de 1 mètre de part et d'autre des nappes de câbles.

10. Si un de nos câbles venait à être endommagé lors de l'exécution des travaux, il est de l'intérêt du responsable de ces dégâts de le signaler immédiatement afin d'éviter tout dommage supplémentaire, par exemple suite aux infiltrations d'eau.

Plantations à proximité des liaisons souterraines

Pour des raisons de sécurité et d'accès aux câbles souterrains, la plantation d'arbres n'est pas autorisée dans une zone de 2 mètres de part et d'autre des nappes de câbles.

Des petits arbustes à faible enracinement (profondeur maximale de 40 cm) peuvent être acceptés. Dans ce cas, il a lieu de tenir compte d'éventuels dégâts aux plantations en cas de nécessité de travaux de réparation au niveau des câbles.

Coordonnées

Les demandes d'informations complémentaires peuvent être introduites auprès de :

Elia Asset – Contact Center Sud
Rue Phocas Lejeune 23
5032 Les Isnes (Gembloux)
Tél: 081/23.77.00
Fax: 081/23.70.06
Mail: contactcentersud@elia.be

Afin de garantir un traitement rapide des demandes, veuillez communiquer les données nécessaires: références des courriers Elia, numéros des liaisons concernées, commune et rue, ...

Responsabilité

La société Elia Asset SA ne peut en aucun cas être tenue pour responsable des dommages résultant d'un contact direct ou indirect avec un conducteur à haute tension et qui seraient causés à des personnes, machines ou engins suite à des interventions de tiers.

La législation stipule en outre que le Maître de l'ouvrage peut être rendu responsable de tous les dégâts éventuels, y compris ceux occasionnés aux liaisons à haute tension. Celui-ci s'expose en outre à des poursuites judiciaires.

Tout dommage causé à nos câbles et subséquemment les préjudices subis dans l'exploitation de nos réseaux du chef de travaux ou consécutivement à ceux-ci seront imputables au Maître de l'ouvrage.

Cette responsabilité concernera aussi bien les dommages survenus tant durant l'exécution des travaux que par la suite, et notamment la perte progressive du diélectrique d'un câble en raison d'un coup ou du fait d'un tassement éventuel des tranchées.

Annexe

EXECUTION DE TRAVAUX A PROXIMITE DES POSTES HAUTE TENSION

CONSIGNES DE SECURITE

Ces directives de sécurité doivent être communiquées à tous les corps de métiers, entrepreneurs ou sous-traitants qui exécuteront des travaux sur le chantier.

Travaux à proximité d'un poste haute tension

Lors des interventions à proximité d'un poste haute tension, les éléments suivants doivent être pris en compte.

1. Aucun surplomb de notre propriété et de nos installations n'est accepté (grue, matériel, ...)

2. Aucune projection de quoi que ce soit ne peut franchir la clôture du poste.

3. Si une quantité conséquente de poussière est générée, il y a lieu d'éviter que celles-ci puissent se diriger en direction des équipements haute tension ; ces poussières pouvant en perturber le bon fonctionnement.

4. Il y a lieu de prendre les mesures nécessaires afin de limiter les vibrations et secousses ; ces vibrations pouvant avoir un impact négatif sur le fonctionnement de nos équipements. En cas de doute, nous vous suggérons de prendre contact avec nos services.

5. L'accès au poste ne peut en aucune manière être entravé.

6. En aucun cas, la stabilité de notre terrain et des supports de la clôture ne peut être compromise par l'exécution de fouilles ou de remblais. Si des terrassements susceptibles d'affecter cette stabilité sont envisagés, nous demandons de nous communiquer le détail des interventions, y compris les mesures spécifiques de soutènement des fouilles, de pompages, …, et de sécurité qui seront mises en œuvre.

Coordonnées

Les demandes d'informations complémentaires et plans de projets doivent être transmis à:

Elia Asset – Contact Center Sud
Rue Phocas Lejeune 23
5032 Les Isnes (Gembloux)

Tél: 081/23.77.00
Fax: 081/23.70.06
Mail: contactcentersud@elia.be

Afin de garantir un traitement rapide des demandes, veuillez communiquer les données nécessaires: références des courriers Elia, numéros des lignes aériennes ou des pylônes concernés, commune et rue, ...

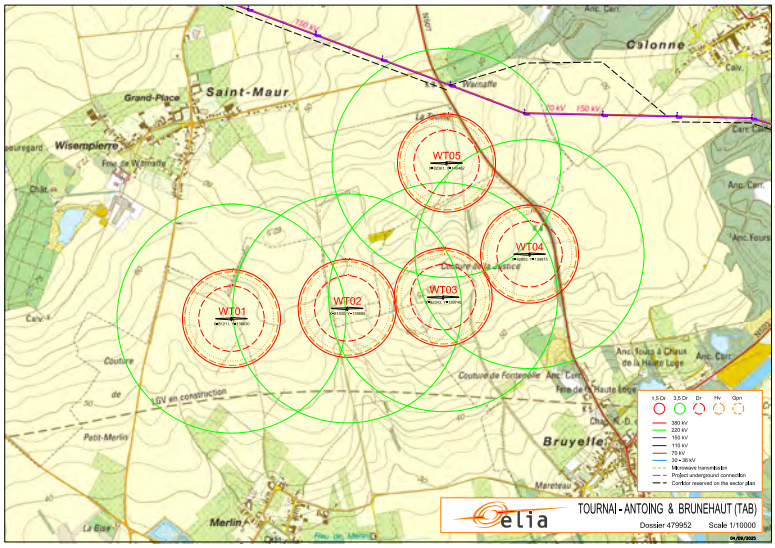
Responsabilité

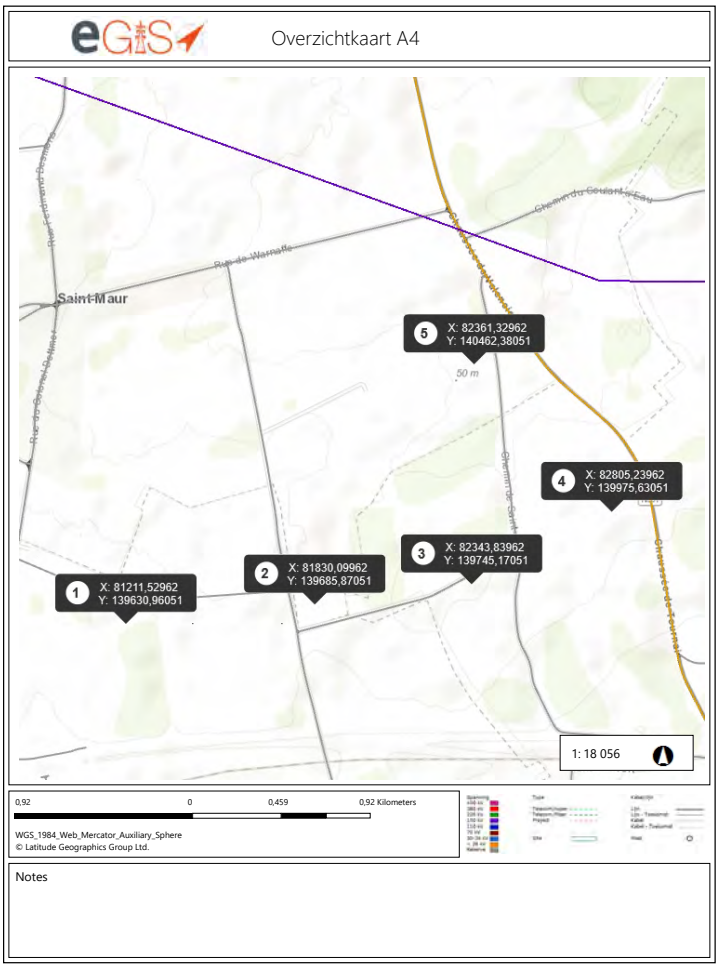
La société Elia Asset SA ne pourra en aucun cas être tenue pour responsable des dommages résultant d'un contact direct ou indirect avec une installation à haute tension et qui seraient causés à des personnes, machines ou engins de chantiers suite à des interventions de tiers. De même, les dommages causés aux terrains, bâtiments et machines ne peuvent être imputés à Elia Asset SA. s'ils résultent de la rupture d'un conducteur consécutive à des dégradations causées par des tiers.

La législation stipule en outre que le Maître de l'ouvrage peut être rendu responsable de tous les dégâts éventuels, y compris ceux occasionnés aux installations haute tension. Celui-ci s'expose également à des poursuites judiciaires.

Tout dommage causé à nos installations et subséquemment les préjudices subis dans l'exploitation de nos réseaux du chef de travaux ou consécutivement à ceux-ci seront imputables au Maître de l'ouvrage.

Cette responsabilité concernera aussi bien les dommages survenus tant durant l'exécution des travaux que par la suite, et notamment la perte progressive du diélectrique d'un câble en raison d'un coup ou du fait d'un tassement éventuel des tranchées.





elia
| Elia Group

Avis d'Elia concernant la construction d'éoliennes à proximité de nos installations à haute tension

Version 1 février 2024

Contenu

1. **Généralités** 3

2. **Ligne à haute tension** 5

2.1 Évaluation du risque de vibrations causées par des éoliennes 5
2.2 Probabilité d'impact d'une éolienne défaillante 5

3. **Postes à haute tension** 7

3.1 Évaluation du risque de vibrations causées par des éoliennes 7
3.1.1 Postes AIS 7
3.1.2 Postes GIS 7

3.2 Probabilité d'impact d'une éolienne défaillante 8

3.2.1 Postes AIS et postes GIS 8

1. Généralités

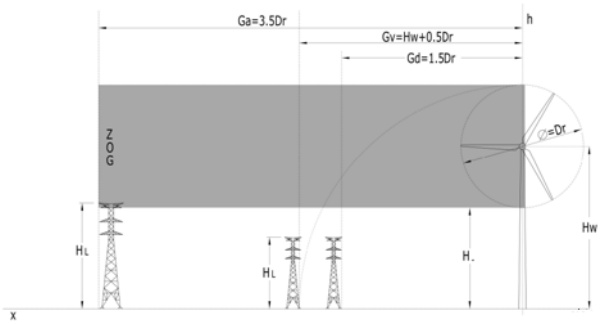
Il convient de distinguer deux risques lors de l'exploitation d'une éolienne v.à.v. d'une ligne à haute tension/un poste à haute tension, qui sont décrits plus en détail ci-dessous :

1. Rupture des conducteurs à haute tension de la ligne ou des rails à haute tension, rupture des transversales du poste à haute tension due aux **vibrations.**
2. Rupture des pylônes à haute tension de la ligne à haute tension ou du poste à haute tension suite à l'impact d'une **éolienne défaillante**.

L'avis fournis pour les risques susmentionnés tient compte des définitions suivantes :

- **L** = la distance mutuelle entre une éolienne et la ligne à haute tension ou la limite de parcelle d'un poste à haute tension.
  - Pour une ligne à haute tension : la distance horizontale mesurée à la perpendiculaire entre l'axe vertical de l'éolienne et la phase extérieure d'une portée.
  - Pour un poste haute tension (AIS/GIS) : la distance horizontale mesurée à la perpendiculaire entre l'axe vertical de l'éolienne et la limite de parcelle du terrain Elia.
- **Hw** = la hauteur de l'axe du rotor de l'éolienne par rapport au sol.
- **H-** = HW-0.5 x D_R limite inférieure de la zone d'influence du rotor de l'éolienne.
- **D_R** = le diamètre du rotor de l'éolienne.
- **H_L** = la hauteur du conducteur haute tension supérieur/câble(s) de garde/rails dans la zone d'influence considérée.
- **Hv** = Gv = Limite de risque de chute = HW + 0,5 D_R.
- **G_A** = Limite consultative = 3,5 D_R = Valeur minimale pour l'espacement (L) qui ne nécessite pas de consultation avec Elia.
- **G_D** = Limite 'exposition au déplacement d'air' = 1,5 D_R = la distance minimale, suivant des études internationales, en-deçà de laquelle le déplacement d'air provoqué par l'éolienne pourrait entraîner un mouvement indésirable des conducteurs de la ligne à haute tension avec un risque de dommages (e.a. rupture) à terme.
- **G_{PN}** = distance d'effet de la rupture de pale à la vitesse nominale de rotation = la portée de la pointe de pale en cas de mode de défaillance 'rupture de la pale à la vitesse nominale', c'est-à-dire la somme de la distance maximale de projection par rapport son centre de gravité et de la distance entre le centre de gravité de la pale et la pointe de la pale.
- **Zone de sillage (ZOG)** = zone cylindrique derrière les éoliennes à l'intérieur de laquelle des turbulences peuvent se produire dans les couches d'air et provoquer des vibrations sur les conducteurs de la ligne à haute tension.

Le schéma ci-dessous illustre les différentes définitions, à l'exception de celle de GPN car il ne s'agit pas d'une distance géométrique fixe.



En ce qui concerne l'évaluation de la probabilité de défaillance d'une éolienne, nous nous référons aux références suivantes pour le calcul de risque :

- Evaluation des incidences sur l'environnement de deux projets de plan : Conditions sectorielles s'appliqueant aux parcs d'éoliennes dont la puissance totale est supérieure à 0,5MW électrique.
  RIE_CSeoliennes_Final_03FEB20_Print.pdf (wallonie.be)
  « §5.13.3 Evaluation des risques » où il est proposé de faire référence à la méthodologie validée par les autorités flamandes :
- Handboek Windturbines. Richtlijnen voor de risicoberekeningen van windturbines – versie 1.1 d.d. 01/10/2019, Vlaamse Overheid, Departement Omgeving, 2019.
  https://omgeving.vlaanderen.be/instrumentarium-windturbines
- Handboek Risicozonering Windturbines, 3e geactualiseerde versie mei 2013 en herziene versie 3.1 september 2014, AgentschapNL: *specifiek om de trefkans te begroten op een bovengrondse hoogspanningslijn*
  Handboek Risicozonering Windturbines versie 2 (rvo.nl)

Si les références susmentionnées disposent de mises à jour plus récentes au moment de la préparation d'une analyse de risque, il convient de le mentionner dans l'analyse de risque en particulier.
Pour les évaluations suivantes concernant le risque de vibration et la probabilité d'impact d'une éolienne défaillante sur une ligne à haute tension et un poste à haute tension, les tableaux donnent un aperçu de l'application concrète, qui est illustrée par les schémas.

L'avis est toujours demandé au **contactcentersud@elia.be** pour la Wallonie et **contactcenternoord@elia.be** pour la Flandre.

2. Ligne à haute tension

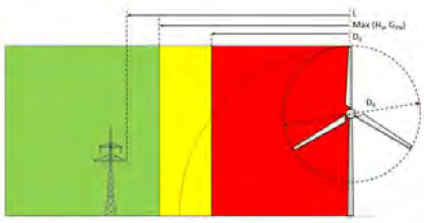
2.1 Évaluation du risque de vibrations causées par des éoliennes

Distance de l'éolienne v.a.v	En dehors du 'sillage' H->H_L	Dans le 'sillage' L > 1,5 D_R	Dans le 'sillage' L < 1,5 D_R
Ligne à haute tension	Avis positif	Avis positif	Avis négatif

2.2 Probabilité d'impact d'une éolienne défaillante

Elia tient compte des défaillance suivantes de l'éolienne: 'rupture de mât' (distance d'effet H_v) et 'rupture de pale à la vitesse nominale de rotation' (distance d'effet G_{PN}).

Distance de l'éolienne v.a.v.	L> distance d'effet de « risque de chute » (Hv) et « rupture de pale à la vitesse nominale » (G_{PN})	D_R < L < Maximum d'effet de « risque de chute » (Hv) et « rupture de pale à la vitesse nominale » (G_{PN})	L < D_R
Ligne à haute tension	Avis positif	Avis favorable sous conditions (*)	Avis négatif



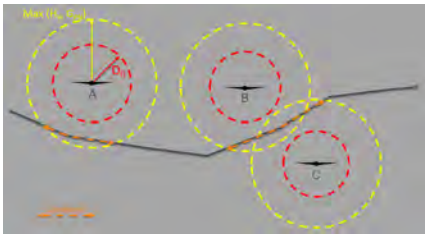
(*) Le demandeur doit soumettre une analyse des risques préparée par un organisme indépendant, qui estime la probabilité d'impact de l'éolienne sur le segment de ligne aérienne concerné, en indiquant les distances d'effet "rupture de mât" et "rupture des pales à la vitesse nominale".

Le risque doit être défini comme suit:

$$Risque = \frac{\sum Des\ probabilités\ d'impact\ de\ toutes\ les\ éoliennes\ affectées\ sur\ 1\ segment\ de\ ligne\ aérienne}{Probabilité\ de\ défaillance\ d'un\ pylône\ à\ haute\ tension}$$

Par ailleurs le segment de ligne aérienne est l'ensemble des parties de la ligne aérienne qui se chevauchent (partiellement) dans les zones conditionnelles des éoliennes individuelles. La figure ci-dessous illustre ce principe:

- Pour l'analyse de risque de l'éolienne A, seule la probabilité d'impact de l'éolienne A est prise en compte;
- Pour l'analyse de risque de l'éolienne B et/ou C, les probabilités d'impact de B et C seront cumulées.



Pour évaluer la probabilité de défaillance de la ligne haute tension, on prend la probabilité de défaillance globale d'un pylône haute tension. Cette valeur tient compte de la défaillance due à l'effet de cascade d'un autre pylône haute tension. Par conséquent, cette valeur ne peut pas être multipliée par le nombre de pylônes de la ligne à haute tension dans le segment de ligne.

L'analyse des risques ne prend pas en compte la probabilité de défaillance des conducteurs car la nature de l'impact de la défaillance d'un conducteur sur la ligne à haute tension est beaucoup plus limitée que l'impact probable d'une éolienne défaillante sur une ligne à haute tension. L'impact d'un pylône haute tension défaillant est toutefois similaire.

Les valeurs à utiliser pour la probabilité de défaillance d'un pylône haute tension sont données dans le tableau ci-dessous :

Niveau de tension [kV]	Probabilité de défaillance [/année]	Remarque
70	$2{,}0.10^{-5}$	Toutes les lignes
110-150-220	$1{,}2.10^{-4}$	Toutes les lignes
380	$1{,}7.10^{-4}$	Toutes les lignes sauf:
	$3{,}0.10^{-5}$	• Horta-EekloNoord-Van Maerlant & Gezelle-Stevin (Stevin) • Mercator-Lillo-Zandvliet (Brabo).
	$3{,}0.10^{-6}$	• Avelgem-Izegem-Gezelle (Ventilus) • Avelgem-Courcelles (Boucle de Hainaut).

Si l'augmentation de la probabilité de défaillance d'un pylône de ligne à haute tension est inférieure à 10%, Elia peut émettre un avis positif.

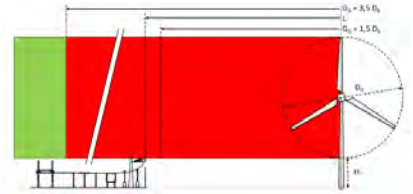
3. Postes à haute tension

3.1 Évaluation du risque de vibrations causées par des éoliennes

Il convient de faire une distinction entre les postes AIS (Air Insulated Substation) ou 'postes ouverts' et les postes GIS (Gas Insulated Substation) ou 'postes fermés'.

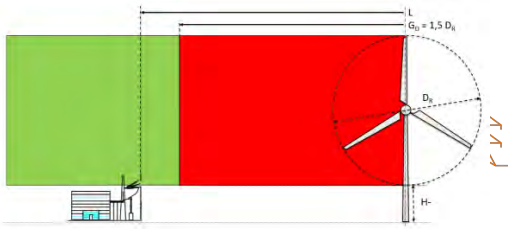
3.1.1 Postes AIS

Distance de l'éolienne v.a.v	En dehors du 'sillage'	Dans le 'sillage' L > 3,5 D_R	Dans le 'sillage' L < 3,5 D_R
Poste ouvert AIS	Avis positif	Avis positif	Avis Negatif



3.1.2 Postes GIS

Distance de l'éolienne v.a.v	En dehors du 'sillage'	Dans le 'sillage' L>1,5 D_R	Dans le 'sillage' L<1,5 D_R
Poste GIS	Avis postitif	Avis positif	Avis Anegatif

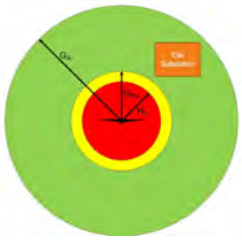


3.2 Probabilité d'impact d'une éolienne défaillante

3.2.1 Postes AIS et postes GIS

Distance éolienne v.a.v.	L> distance d'effet de « risque de chute » (H_V) et « rupture de pale à la vitesse nominale » (G_{PN})	Distance d'effet « risque de chute » (H_V) < L < « rupture de pale à la vitesse nominale » (G_{PN})	L < distance d'effet « risque de chute » (H_V)
Postes AIS et GIS	Avis positif	Avis positif sous conditions (*)	Avis negatif

(*) Le demandeur doit présenter une analyse de risque établie par un organisme indépendant qui estime la probabilité que l'éolienne touche l'ensemble du site, en indiquant toutes les distances d'impact. Elia (Asset Management) évalue cette probabilité d'impact au cas par cas.



La probabilité de défaillance de la ligne haute tension **380 kV** : **$3{,}0.10^{-5}$ / année**

Tracé BRABO : Mercator-Lillo-Zandvliet

Tracé STEVIN : Horta-EekloNoord-Van Maerlant & Gezelle-Stevin

ANNEXE L. AVIS PRÉABABLE DE FLUXYS

PETIT Lucas

De: Benoit Mat ventis <benoit.mat@ventis.eu>
Envoyé: vendredi 1 août 2025 11:06
À: HERREMANS Gaëlle
Objet: Fwd: Demande d'avis - Repowering du parc éolien TAB

Début du message réexpédié :

De: Vanclooster Steven <Steven.Vanclooster@fluxys.com>
Objet: RE: Demande d'avis - Repowering du parc éolien TAB
Date: 28 juillet 2025 à 11:53:07 UTC+2
À: Marie Martens <marie.martens@ventis.eu>
Cc: Benoit Mat <benoit.mat@ventis.eu>, Elliot Bonnave <elliot.bonnave@ventis.eu>, Ryan Petini <ryan.petini@ventis.eu>

Bonjour Madame Martens,

Nous avons un projet (pré-projet et confidentiel également) pour l'installation des nouvelles installations sur Antoing mais nous resterons à plus de 2km de votre projet.

Nous n'avons pas d'installations en service (existants) qui seront concernées par votre projet.

Nous pouvons conclure que nous seront pas concernées et nous vous remercions de nous avez consulté.

Merci de votre collaboration

Steven Vanclooster
Fluxys

From: Marie Martens <marie.martens@ventis.eu>
Sent: 22 July 2025 11:55
To: Vanclooster Steven <Steven.Vanclooster@fluxys.com>
Cc: Benoit Mat <benoit.mat@ventis.eu>; Elliot Bonnave <elliot.bonnave@ventis.eu>; Ryan Petini <ryan.petini@ventis.eu>
Subject: Demande d'avis - Repowering du parc éolien TAB

You don't often get email from marie.martens@ventis.eu. Learn why this is important

[EXTERNAL EMAIL] DO NOT CLICK links or attachments unless you recognize the sender and know the content is safe.

Bonjour Monsieur Vanclooster,

Par la présente, nous sollicitons votre avis concernant l'implantation de 5 éoliennes pour le repowering de notre parc actuel situé sur les communes de Tournai, Antoing et Brunehaut (TAB).

Caractéristiques

- Hauteur des mâts : 162,5 m
- Diamètre de rotor : 175 m
- Hauteur max. pale levée : 250 m

Vous trouverez ci-dessous les coordonnées Lambert 72 du centre du mât des éoliennes :

ID	X (m)	Y (m)	Z (m)
WT01	81211,53	139630,96	58,28
WT02	81830,10	139685,87	56,21
WT03	82343,84	139745,17	63,56
WT04	82805,24	139975,63	53,86
WT05	82361,33	140462,38	49,69

Nous vous saurions gré de bien vouloir traiter cette demande avec la plus grande discrétion.

Dans l'attente de votre retour, nous vous remercions par avance pour votre collaboration.

Cordialement,

This e-mail and any attachments thereto may contain information which is confidential and/or protected by intellectual property rights and are intended for the sole use of the recipient(s) named above. Any use of the information contained herein (including, but not limited to, total or partial reproduction, communication or distribution in any form) by persons other than the designated recipient(s) is prohibited. Any liability for the correct and complete transmission of the information or for any delay or interruption of the transmission or for damages arising from the use of reliance of the information shall be disclaimed. If you have received this e-mail in error, please notify the sender either by telephone or by e-mail and delete the material from any computer.

Thank you for your cooperation.

ANNEXE M. AVIS PRÉALABLE DE LA SWDE

Marie Martens <marie.martens@ventis.eu>

Demande d'avis - Repowering du parc éolien TAB

2 messages

Marie Martens <marie.martens@ventis.eu> 22 juillet 2025 à 12:00
À : cicc_ccdis@swde.be
Cc : Benoit Mat <benoit.mat@ventis.eu>, Elliot Bonnave <elliot.bonnave@ventis.eu>, Ryan Petini <ryan.petini@ventis.eu>

Bonjour Madame, Monsieur,

Par la présente, nous sollicitons votre avis concernant l'implantation de 5 éoliennes pour le repowering de notre parc actuel situé sur les communes de Tournai, Antoing et Brunehaut (TAB).

Caractéristiques

- Hauteur des mâts : 162,5 m
- Diamètre de rotor : 175 m
- Hauteur max. pale levée : 250 m

Vous trouverez ci-dessous les coordonnées Lambert 72 du centre du mât des éoliennes :

ID	X (m)	Y (m)	Z (m)
WT01	81211,53	139630,96	58,28
WT02	81830,10	139685,87	56,21
WT03	82343,84	139745,17	63,56
WT04	82805,24	139975,63	53,86
WT05	82361,33	140462,38	49,69

Nous vous saurions gré de bien vouloir traiter cette demande avec la plus grande discrétion.

Dans l'attente de votre retour, nous vous remercions par avance pour votre collaboration.

Cordialement,

Marie MARTENS
Chargée de développement
marie.martens@ventis.eu
Tel. +32 477 58 03 75
Rue As Pois, 4D - 7500 Tournai

CICC CCDIS <CICCCCDIS@swde.be> 1 août 2025 à 15:45
À : Marie Martens <marie.martens@ventis.eu>
Cc : CICC ARCHIVE REP <CICCARCHIVEREP@swde.be>

Plans de repérage des installations SWDE à Parc Eolien TAB

Madame, Monsieur,

Veuillez trouver ci-joint le(s) plan(s) ou extrait(s) de plan(s) dont les références sont reprises ci-dessus.

Vu l'importance de nos canalisations, il est nécessaire, avant le début de vos travaux, de vous mettre en rapport avec notre centre de contact clientèle au 087/87.87.87 de 8h00 à 16h00, afin d'obtenir un rendez-vous sur place avec un responsable de secteur.

Lorsque des engins mécaniques sont utilisés à proximité d'installations S.W.D.E., il est indispensable afin d'éviter tout dommage, de garder une marge de sécurité convenable; la communication des plans ne décharge pas l'exécutant des travaux de son obligation de prendre toutes les mesures de précautions exigées lors de l'exécution de fouilles à proximité des installations souterraines.

D'autre part, vous êtes tenus de respecter les conditions générales reprises ci-dessous.

Je vous prie d'agréer, Madame, Monsieur, l'assurance de ma considération distinguée.

Le service « Impétrants »

CICCCCDIS@swde.be

Conditions générales

1. Les tracés et les cotes, qui figurent sur le(s) plan(s), ne constituent que des indications qui permettront de repérer le parcours que suivent les canalisations dans le sol. Il se pourrait en effet que, pour des causes diverses (par exemple des modifications apportées à la voirie), ces plans ne correspondent plus tout à fait à la réalité. Il en est de même pour les autres installations que les canalisations.

2. Les numéros d'immeubles peuvent avoir changé depuis la réalisation du (des) plan(s) ainsi que la configuration de la voirie; il y a lieu de tenir compte de ces changements; la Société wallonne des eaux décline toute responsabilité au cas où les documents qui vous sont communiqués ne seraient plus conformes à la disposition des lieux. En cas de doute, il convient de demander PAR ECRIT des renseignements complémentaires à la S.W.D.E.

3. En principe, la profondeur normale de pose de nos conduites est d'environ un mètre. Aucune obligation ne nous impose l'enfouissement de nos conduites à une profondeur déterminée; de plus, les travaux de nivellements routiers peuvent avoir modifié le recouvrement des canalisations. La localisation exacte nécessite de toute façon des sondages manuels.

4. Lorsque des engins mécaniques sont utilisés à proximité d'installations S.W.D.E., il est indispensable afin d'éviter tout dommage, de garder une marge de sécurité convenable; la communication des plans ne décharge pas l'exécutant des travaux de son obligation de prendre toutes les mesures de précautions exigées lors de l'exécution de fouilles ou de travaux de génie civil à proximité des installations souterraines .

5. Les raccordements particuliers des immeubles, bâtis ou non-bâtis, généralement situés de part et d'autre des voiries, ne sont pas mentionnés au(x) plan(s) et doivent être localisés préalablement par l'exécutant des travaux.

6. Certaines canalisations étant protégées cathodiquement, il est indispensable de prendre toutes les précautions nécessaires pour ne pas en modifier ou interrompre la protection.

7. Le réseau de distribution d'eau constitué de tuyaux et pièces spéciales assemblés par joints en caoutchouc coulissants est contrebuté par le sol. Pour éviter tout déboîtement, les plus grandes précautions doivent être prises en cas de dégagement des surfaces d'appui.

8. Si des travaux doivent être exécutés sous nos installations ou à un niveau inférieur à celles-ci, les plus grandes précautions devront être prises pour éviter toute rupture lors de l'exécution des fouilles; les remblais devront être exécutés de façon à empêcher ultérieurement tout tassement du terrain sous et aux abords de nos canalisations.

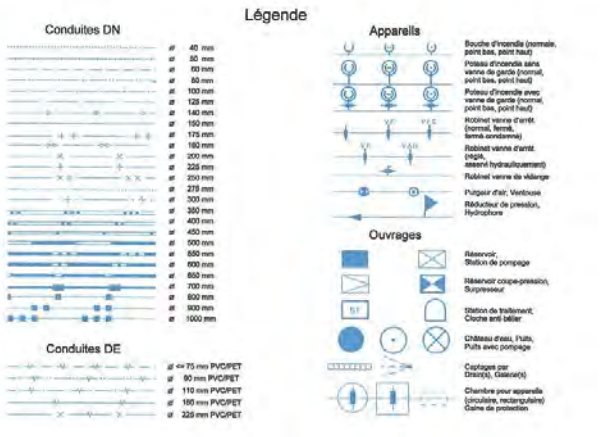
9. Si l'exécution de masses en béton ou en maçonnerie, de chambres, etc. est prévue et que ces constructions doivent enrober ou couvrir notre canalisation, des dispositions particulières seront prises en accord avec la S.W.D.E.

10. La communication du (ou des) plan(s) est faite sous toutes réserves de tous les droits de la S.W.D.E.; elle ne pourrait engager sa responsabilité que dans les limites légales et, le cas échéant, contractuelles, et que moyennant le respect intégral par le ou les maître(s) d'oeuvre et exécutant(s) des travaux des présentes conditions générales ainsi que de leur obligation générale de prudence. Le ou les plans communiqués ne sont valables que pour une durée de six mois à dater de leur envoi.

11. Lorsque les travaux débordent des limites du (des) plan(s), il vous appartient de demander par écrit des plans complémentaires afin de couvrir toute la zone des travaux.

12. Le cahier général des charges des marchés publics de travaux, de fournitures et de services et des concessions de travaux publics (AR du 26 septembre 1996 ou toute disposition qui le modifierait ou le remplacerait) applicable le cas échéant à vos travaux, prévoit entre autres, en son article 30 paragraphe 2, que :"L'entrepreneur prend, sous son entière responsabilité et à ses frais, toutes les mesures indispensables pour assurer la protection, la conservation et l'intégrité des constructions et ouvrages existants; il prend aussi toutes les précautions requises par l'art de bâtir et par les circonstances spéciales pour sauvegarder les propriétés voisines et éviter que, par sa faute, des troubles y soient provoqués."

13. Toute dégradation à nos installations pourrait enfin constituer une infraction pénalement répréhensible.



INTERNE

De : Marie Martens <marie.martens@ventis.eu>
Envoyé : mardi 22 juillet 2025 12:01
À : CICC CCDIS <CICCCCDIS@swde.be>
Cc : Benoit Mat <benoit.mat@ventis.eu>; Elliot Bonnave <elliot.bonnave@ventis.eu>; Ryan Petini <ryan.petini@ventis.eu>
Objet : Demande d'avis - Repowering du parc éolien TAB

[Texte des messages précédents masqué]

3 pièces jointes

legende.jpg
83K

Parc_Eolien_TAB.pdf
602K

condition.pdf
160K

Société wallonne des eaux

Rue de la concorde, 41

4800 Verviers

Madame, Monsieur,

Veuillez trouver ci-joint le(s) plan(s) ou extrait(s) de plan(s) dont les références sont reprises ci-dessus.

Un plan papier peut vous être envoyé sur demande. Tous les plans supérieurs au format A3, vous seront automatiquement envoyés par courrier postal.

Vu l'importance de nos canalisations, il est nécessaire, avant le début de vos travaux, de vous mettre en rapport avec notre centre de contact clientèle au 087/87.87.87 de 8h00 à 16h00, afin d'obtenir un rendez-vous sur place avec un responsable de secteur.

Lorsque des engins mécaniques sont utilisés à proximité d'installations S.W.D.E., il est indispensable afin d'éviter tout dommage, de garder une marge de sécurité convenable; la communication des plans ne décharge pas l'exécutant des travaux de son obligation de prendre toutes les mesures de précautions exigées lors de l'exécution de fouilles à proximité des installations souterraines.

D'autre part, vous êtes tenus de respecter les conditions générales reprises ci-dessous.

Je vous prie d'agréer, Madame, Monsieur, l'assurance de ma considération distinguée.

Conditions générales

1. Les tracés et les cotes, qui figurent sur le(s) plan(s), ne constituent que des indications qui permettront de repérer le parcours que suivent les canalisations dans le sol. Il se pourrait en effet que, pour des causes diverses (par exemple des modifications apportées à la voirie), ces plans ne correspondent plus tout à fait à la réalité. Il en est de même pour les autres installations que les canalisations.

2. Les numéros d'immeubles peuvent avoir changé depuis la réalisation du (des) plan(s) ainsi que la configuration de la voirie; il y a lieu de tenir compte de ces changements; la Société wallonne des eaux décline toute responsabilité au cas où les documents qui vous sont communiqués ne seraient plus conformes à la disposition des lieux. En cas de doute, il convient de demander PAR ECRIT des renseignements complémentaires à la S.W.D.E.

3. En principe, la profondeur normale de pose de nos conduites est d'environ un mètre. Aucune obligation ne nous impose l'enfouissement de nos conduites à une profondeur déterminée; de plus, les travaux de nivellements routiers peuvent avoir modifié le recouvrement des canalisations. La localisation exacte nécessite de toute façon des sondages manuels.

4. Lorsque des engins mécaniques sont utilisés à proximité d'installations S.W.D.E., il est indispensable afin d'éviter tout dommage, de garder une marge de sécurité convenable; la communication des plans ne décharge pas l'exécutant des travaux de son obligation de prendre toutes les mesures de précautions exigées lors de l'exécution de fouilles ou de travaux de génie civil à proximité des installations souterraines .

5. Les raccordements particuliers des immeubles, bâtis ou non-bâtis, généralement situés de part et d'autre des voiries, ne sont pas mentionnés au(x) plan(s) et doivent être localisés préalablement par l'exécutant des travaux.

6. Certaines canalisations étant protégées cathodiquement, il est indispensable de prendre toutes les précautions nécessaires pour ne pas en modifier ou interrompre la protection.

7. Le réseau de distribution d'eau constitué de tuyaux et pièces spéciales assemblés par joints en caoutchouc coulissants est contrebuté par le sol. Pour éviter tout déboîtement, les plus grandes précautions doivent être prises en cas de dégagement des surfaces d'appui.

8. Si des travaux doivent être exécutés sous nos installations ou à un niveau inférieur à celles-ci, les plus grandes précautions devront être prises pour éviter toute rupture lors de l'exécution des fouilles; les remblais devront être exécutés de façon à empêcher ultérieurement tout tassement du terrain sous et aux abords de nos canalisations.

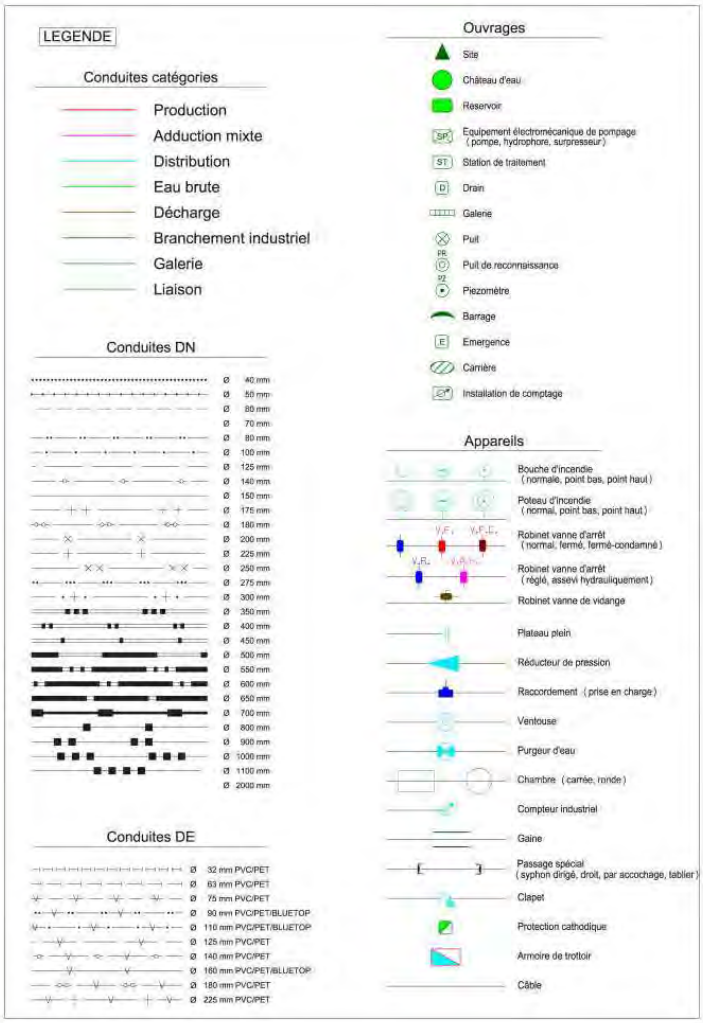
9. Si l'exécution de masses en béton ou en maçonnerie, de chambres, etc. est prévue et que ces constructions doivent enrober ou couvrir notre canalisation, des dispositions particulières seront prises en accord avec la S.W.D.E.

10. La communication du (ou des) plan(s) est faite sous toutes réserves de tous les droits de la S.W.D.E.; elle ne pourrait engager sa responsabilité que dans les limites légales et, le cas échéant, contractuelles, et que moyennant le respect intégral par le ou les maître(s) d'oeuvre et exécutant(s) des travaux des présentes conditions générales ainsi que de leur obligation générale de prudence. Le ou les plans communiqués ne sont valables que pour une durée de six mois à dater de leur envoi.

11. Lorsque les travaux débordent des limites du (des) plan(s), il vous appartient de demander par écrit des plans complémentaires afin de couvrir toute la zone des travaux.

12. Le cahier général des charges des marchés publics de travaux, de fournitures et de services et des concessions de travaux publics (AR du 26 septembre 1996 ou toute disposition qui le modifierait ou le remplacerait) applicable le cas échéant à vos travaux, prévoit entre autres, en son article 30 paragraphe 2, que :"L'entrepreneur prend, sous son entière responsabilité et à ses frais, toutes les mesures indispensables pour assurer la protection, la conservation et l'intégrité des constructions et ouvrages existants; il prend aussi toutes les précautions requises par l'art de bâtir et par les circonstances spéciales pour sauvegarder les propriétés voisines et éviter que, par sa faute, des troubles y soient provoqués."

13. Toute dégradation à nos installations pourrait enfin constituer une infraction pénalement répréhensible.



ANNEXE N. AVIS PRÉALABLES DE L'IBPT ET DE LA RTBF

To the attention of Mister Romano Molinari
General Direction of Technologies
RTBF
52 Boulevard Reyers
1044 Bruxelles

Tournai, 09 September 2025

Contact : Benoît Mat (benoit.mat@ventis.eu)
Marie Martens (marie.martens@ventis.eu)

Re: TAB wind turbine repowering project – Commitment regarding wind turbine implantation

Dear Mister Molinari,

Further to the recent discussion held between RTBF and Ventis SA in the context of the repowering of the existing wind farm located in Tournai, Antoing and Brunehaut (the "**Repowered Windfarm**"), we, Ventis SA would like to formally confirm our position as follows.

The Repowering Project involves the installation of five wind turbines, whose planned locations are shown in Annex 1 to this letter based on the following coordinates (the "**Implantation Plan**"):

ID	X (m)	Y (m)
WT01	**81208,95**	**139679,77**
WT02	81830,10	139685,87
WT03	82343,84	139745,17
WT04	82805,24	139975,63
WT05	82361,33	140462,38

Based on our exchanges, we understand that wind turbine WT01, as per the Implantation Plan, may potentially interfere with a microwave link operated by RTBF, and that the risk of such interference is considered significant by your teams.

In light of the above, Ventis SA hereby confirm and commit as follows:

- To strictly adhere to the permitted and approved positions of wind turbine E01, with a maximum deviation tolerance of one (1) meter;
- To ensure that no harmful interference is caused to the microwave network link operated by RTBF, during the construction, operation, and maintenance phases of the Repowered Windfarm.

Should any deviation from the permitted implantation or any harmful interference to your network occur as a result of the Repowered Windfarm, Ventis SA shall compensate RTBF for any demonstrable damage to the quality of your network services.

We trust this letter provides the formal assurances required, and remain at your disposal for any further clarification.

Yours sincerely,

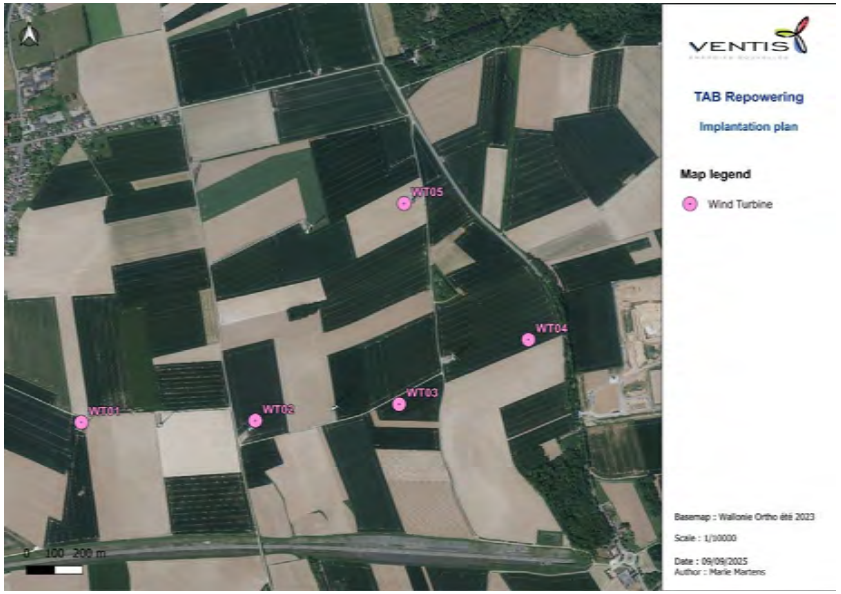
For Ventis SA

Name : Benoît Mat
Position : Administrateur délégué

Annexes :

1. *Implantation Plan*

Annexe 1 : Implantation plan



Ventis SA
Rue As Pois 4D
7500 Tournai, Belgique
info@ventis.eu

TVA BE 0477.540.896
069 / 59.01.27

Marie Martens <marie.martens@ventis.eu>

Demande d'avis - Repowering du parc éolien TAB

3 messages

Marie Martens <marie.martens@ventis.eu> 22 juillet 2025 à 11:59
À : freqadmin@bipt.be
Cc : Benoit Mat <benoit.mat@ventis.eu>, Elliot Bonnave <elliot.bonnave@ventis.eu>, Ryan Petini <ryan.petini@ventis.eu>

Bonjour Madame, Monsieur,

Par la présente, nous sollicitons votre avis concernant l'implantation de 5 éoliennes pour le repowering de notre parc actuel situé sur les communes de Tournai, Antoing et Brunehaut (TAB).

Caractéristiques

- Hauteur des mâts : 162,5 m
- Diamètre de rotor : 175 m
- Hauteur max. pale levée : 250 m

Vous trouverez ci-dessous les coordonnées Lambert 72 du centre du mât des éoliennes :

ID	X (m)	Y (m)	Z (m)
WT01	81211,53	139630,96	58,28
WT02	81830,10	139685,87	56,21
WT03	82343,84	139745,17	63,56
WT04	82805,24	139975,63	53,86
WT05	82361,33	140462,38	49,69

Nous vous saurions gré de bien vouloir traiter cette demande avec la plus grande discrétion.

Dans l'attente de votre retour, nous vous remercions par avance pour votre collaboration.

Cordialement,

[redacted]

frequentie2 <freqadmin@bipt.be> 23 juillet 2025 à 13:27
À : Marie Martens <marie.martens@ventis.eu>
Cc : Benoit Mat <benoit.mat@ventis.eu>, Elliot Bonnave <elliot.bonnave@ventis.eu>, Ryan Petini <ryan.petini@ventis.eu>, Michael Vandroogenbroek <Michael.Vandroogenbroek@ibpt.be>

Noëmie Dekegel (Fr)	**Nos références**	**Bruxelles, le 23/07/2025**
Correspondant	**25/FRE/2025-000773-NDG/FIX/105/DIV**	
Cellule stratégique – Ressources rares	**Vos références**	tél. +32 2 226 87 39
freqadmin@ibpt.be		

Objet : Projet de parc éolien situé à Tournai, Antoing et Brunehaut

Madame,

Votre demande mentionnée sous rubrique a retenu toute notre attention. Après examen de votre dossier, il ressort de l'étude d'incidences réalisée par l'IBPT sur les faisceaux hertziens autorisés que votre projet de parc éolien susmentionné risque d'interférer avec ceux-ci.

Par conséquent, l'IBPT a demandé aux utilisateurs concernés de bien vouloir vérifier la compatibilité entre vos sites et leurs faisceaux hertziens. Une réponse vous sera communiquée ultérieurement.

Nous vous prions d'agréer, Madame, l'expression de notre considération distinguée.

Bien à vous,

Noémie Dekegel | Cellule stratégique – Ressources rares

Institut belge des services postaux et des télécommunications
Allianz Tower | Boulevard du Roi Albert II 32, bte 10 | 1000 Bruxelles
T +32 2 226 87 39 | **www.ibpt.be**

De : Marie Martens <marie.martens@ventis.eu>
Envoyé : mardi 22 juillet 2025 11:59
À : frequentie2 <freqadmin@bipt.be>
Cc : Benoit Mat <benoit.mat@ventis.eu>; Elliot Bonnave <elliot.bonnave@ventis.eu>; Ryan Petini <ryan.petini@ventis.eu>
Objet : Demande d'avis - Repowering du parc éolien TAB

You don't often get email from marie.martens@ventis.eu. Learn why this is important

[Texte des messages précédents masqué]
Voorbehoudsclausule e-mails | E-mails : limitation de responsabilité | Haftungsausschluss | Disclaimer

---

frequentie2 <freqadmin@bipt.be> 28 août 2025 à 08:22
À : Marie Martens <marie.martens@ventis.eu>
Cc : Benoit Mat <benoit.mat@ventis.eu>, Elliot Bonnave <elliot.bonnave@ventis.eu>, Ryan Petini <ryan.petini@ventis.eu>, Michael Vandroogenbroek <Michael.Vandroogenbroek@ibpt.be>

Noëmie Dekegel (Fr)	**Nos références**	**Bruxelles, le 28/08/2025**
Correspondant	**25/FRE/2025-000773-NDG/FIX/105/DIV**	
Cellule stratégique – Ressources rares	**Vos références**	tél. +32 2 226 87 39
freqadmin@ibpt.be		

Objet : Projet de parc éolien situé à Tournai, Antoing et Brunehaut

Madame,

En complément à notre lettre 25/FRE/2025-000773-NDG/FIX/105/DIV du 23/07/2025, et après consultation de l'utilisateur concerné, nous vous informons qu'il ressort de l'étude d'incidences réalisée par l'IBPT sur les faisceaux hertziens autorisés que l'éolienne E1 de votre projet de parc éolien susmentionné est incompatible avec ceux-ci.

Les résultats de l'analyse sont repris dans le tableau ci-dessous.

	Diamètre maximal du rotor (m)	X (Lambert-72)	Y (Lambert-72)	Résultat
E1	175	81.211	139.631	**Incompatible avec le faisceau hertzien de RTBF suivant :** FRAMERIES 003°E 53'11" / 50°N 23' 04" ⇔ TOURNAI (FROIDMONT) 003°E 19' 07" /50°N 35' 25" « Après analyse du parc projeté, **la RTBF refuse la construction et la mise en oeuvre de l'éolienne numérotée 1**, car elle est incompatible avec notre liaison TOURNAI – FRAMERIES. »
E2	175	81.830	139.686	OK
E3	175	82.344	139.745	OK
E4	175	82.805	139.975	OK
E5	175	82.361	140.462	OK

Seuls les faisceaux hertziens actuellement autorisés par l'IBPT sont pris en compte lors de l'étude de compatibilité réalisée par l'IBPT.

Les utilisateurs de faisceaux hertziens transmettent parfois des coordonnées géographiques erronées à l'IBPT. Ces données erronées sont alors reprises dans l'autorisation et ce sont ces données qui sont prises en compte pour les études de compatibilité réalisées par l'IBPT. L'utilisateur ayant fourni les données erronées, il ne respecte donc pas les caractéristiques reprises dans son autorisation. L'IBPT considère que cet utilisateur est responsable des conséquences éventuelles.

Les gros utilisateurs de faisceaux hertziens disposent de bandes exclusives et ne notifient leurs liaisons à l'IBPT qu'environ une fois par an. Les études de compatibilité réalisées par l'IBPT ne prennent donc pas en compte les liaisons installées depuis la dernière notification de l'utilisateur.

De même si de nouvelles liaisons sont autorisées entre la demande d'examen et la construction des éoliennes, celles-ci n'auront pas été prises en compte lors de l'étude de compatibilité réalisée par l'IBPT.

Les éoliennes peuvent avoir un impact sur les autres services de radiocommunications comme, par exemple, la radiodiffusion, les services mobiles, les radars ou la radioastronomie. Ces autres services ne font cependant pas l'objet d'un examen de l'IBPT.

Vous trouverez en annexe les documents justifiant les réponses des utilisateurs.

Nous vous prions d'agréer, Madame, l'expression de notre considération distinguée.

Bien à vous,

Noémie Dekegel | Cellule stratégique – Ressources rares

Institut belge des services postaux et des télécommunications
Allianz Tower | Boulevard du Roi Albert II 32, bte 10 | 1000 Bruxelles
T +32 2 226 87 39 | **www.ibpt.be**

Annexe : 1

De : frequentie2
Envoyé : mercredi 23 juillet 2025 13:28
À : 'Marie Martens' <marie.martens@ventis.eu>
Cc : Benoit Mat <benoit.mat@ventis.eu>; Elliot Bonnave <elliot.bonnave@ventis.eu>; Ryan Petini <ryan.petini@ventis.eu>; Michael Vandroogenbroek <Michael.Vandroogenbroek@IBPT.be>
Objet : RE: Demande d'avis - Repowering du parc éolien TAB

Noëmie Dekegel (Fr)	**Nos références**	**Bruxelles, le 23/07/2025**
Correspondant	**25/FRE/2025-000773-NDG/FIX/105/DIV**	
Cellule stratégique – Ressources rares	**Vos références**	tél. +32 2 226 87 39
freqadmin@ibpt.be		

Objet : Projet de parc éolien situé à Tournai, Antoing et Brunehaut

Madame,

Votre demande mentionnée sous rubrique a retenu toute notre attention. Après examen de votre dossier, il ressort de l'étude d'incidences réalisée par l'IBPT sur les faisceaux hertziens autorisés que votre projet de parc éolien susmentionné risque d'interférer avec ceux-ci.

Par conséquent, l'IBPT a demandé aux utilisateurs concernés de bien vouloir vérifier la compatibilité entre vos sites et leurs faisceaux hertziens. Une réponse vous sera communiquée ultérieurement.

Nous vous prions d'agréer, Madame, l'expression de notre considération distinguée.

Bien à vous,

Noémie Dekegel | Cellule stratégique – Ressources rares

Institut belge des services postaux et des télécommunications
Allianz Tower | Boulevard du Roi Albert II 32, bte 10 | 1000 Bruxelles
T +32 2 226 87 39 | **www.ibpt.be**

De : Marie Martens
Envoyé : mardi 22 juillet 2025 11:59
À : frequentie2
Cc : Benoit Mat ; Elliot Bonnave ; Ryan Petini

[Texte des messages précédents masqué]

[Texte des messages précédents masqué]
[Texte des messages précédents masqué]

RTBF 20250827 2025-000773 Réponse RTBF Courrier IBPT 2025-000773.pdf
736K

Marie Martens <marie.martens@ventis.eu>

Demande d'avis - Repowering du parc éolien TAB

9 messages

Marie Martens <marie.martens@ventis.eu> 22 juillet 2025 à 11:58
À : Romano MOLINARI <rom@rtbf.be>, Yves THOMAS <ytho@rtbf.be>
Cc : Benoit Mat <benoit.mat@ventis.eu>, Elliot Bonnave <elliot.bonnave@ventis.eu>, Ryan Petini <ryan.petini@ventis.eu>

Bonjour Monsieur Molinari et Monsieur Thomas

Par la présente, nous sollicitons votre avis concernant l'implantation de 5 éoliennes pour le repowering de notre parc actuel situé sur les communes de Tournai, Antoing et Brunehaut (TAB).

Caractéristiques

- Hauteur des mâts : 162,5 m
- Diamètre de rotor : 175 m
- Hauteur max. pale levée : 250 m

Vous trouverez ci-dessous les coordonnées Lambert 72 du centre du mât des éoliennes :

ID	X (m)	Y (m)	Z (m)
WT01	81211,53	139630,96	58,28
WT02	81830,10	139685,87	56,21
WT03	82343,84	139745,17	63,56
WT04	82805,24	139975,63	53,86
WT05	82361,33	140462,38	49,69

Nous vous saurions gré de bien vouloir traiter cette demande avec la plus grande discrétion.

Dans l'attente de votre retour, nous vous remercions par avance pour votre collaboration.

Cordialement,

avis-eolien <avis-eolien@rtbf.be> 25 août 2025 à 17:06
À : Marie Martens <marie.martens@ventis.eu>

Bonjour Madame Martens.

Après analyse de votre demande, la RTBF serait en mesure d'accepter quatre des cinq machines que vous projetez de mettre en œuvre sur l'entité de TOURNAI ANTOING BRUNEHAUT.

Nous refusons en effet l'éolienne numérotée WT1 dans le tableau ci-dessous car elle est incompatible avec notre liaison Tournai - Frameries.

-

Cet avis est valable pour une durée de 2 ans pour autant que les caractéristiques actuelles du projet ne changent pas.

En résumé :

Réf. Promo	X	Y	Diamètre rotor [m]	Avis RTBF
WT1	**81211,53**	**139630,96**	**175**	**Refusée**
WT2	81830,1	139685,87	175	Acceptable
WT3	82343,84	139745,17	175	Acceptable
WT4	82805,24	139975,63	175	Acceptable
WT5	82361,33	140462,38	175	Acceptable

Les deux fichiers en attaché vous renseigneront utilement sur l'avis ci-dessus.

En cas de consultation par le SPW, nous procéderons, au cours de la procédure d'obtention de permis, à l'analyse complète de l'impact potentiel des éoliennes acceptées sur notre outil de diffusion Radio et TV, en identifiant les communes et localités dans lesquelles la réception de nos émissions pourrait potentiellement être perturbée.

Dans ce cadre, notre réponse inclut toujours la phrase suivante :

« Avant de marquer un accord complet et définitif sur le présent projet, nous tenons à nous assurer du fait que, s'il devait s'avérer que l'implantation de ces éoliennes provoque des perturbations sur la réception de nos émissions de radio-télédiffusion, le gestionnaire dudit projet accepte de prendre en charge, à titre d'indemnisation du préjudice subi, l'ensemble des coûts consécutifs à une modification des caractéristiques techniques du site d'émission RTBF perturbé ou, au besoin, liés à l'installation ou au renforcement d'un autre site d'émission ».

Ces cas de perturbation sont rares, et pour information, l'engagement financier que vous pourriez éventuellement être amenée à supporter pour résoudre la perturbation ne dépassera pas 100.000€.

Au cas où vous souhaiteriez dès à présent marquer votre accord sur cette clause, il va de soi que nous accepterions alors inconditionnellement toute demande de permis qui nous serait soumise par le SPW concernant les éoliennes numérotées 2, 3, 4 et 5 pour autant que le contenu de la demande en question soit bien sûr strictement conforme aux données reprises ci-dessus.

Bien cordialement.

Romano MOLINARI

Direction générale des Technologies
E-mail: rom@rtbf.be • Tél: +32(0)2 737 21 19 • Mobile: +32(0)477 44 42 29 • 52 Bd Reyers, 1044 Bruxelles • Bureau: 03P20 • Boîte: BRR001

N'imprimez ce courriel que si nécessaire ! **PLANÈTE NATURE**, comprendre et agir avec la RTBF - www.planetenature.be

De : Marie Martens <marie.martens@ventis.eu>
Envoyé : mardi 22 juillet 2025 11:58
À : Romano MOLINARI <rom@rtbf.be>; Yves THOMAS <ytho@rtbf.be>
Cc : Benoit Mat <benoit.mat@ventis.eu>; Elliot Bonnave <elliot.bonnave@ventis.eu>; Ryan Petini <ryan.petini@ventis.eu>
Objet : Demande d'avis - Repowering du parc éolien TAB

[Texte des messages précédents masqué]

Les informations contenues dans ce courrier électronique ou cette télécopie sont confidentielles et sont protégées, le cas échéant, par des droits de propriété intellectuelle.

Elles sont destinées à l'usage exclusif de son destinataire. La personne qui reçoit ce courrier électronique ou cette télécopie alors qu'elle n'en est pas le destinataire, est avisée qu'il lui est interdit d'en divulguer ou d'en reproduire le contenu. Elle est priée d'en informer l'expéditeur et de détruire le document.

2 pièces jointes

Calculs.jpg
388K

Zone d'implantation.pdf
2439K

Marie Martens <marie.martens@ventis.eu> 28 août 2025 à 12:06
À : avis-eolien <avis-eolien@rtbf.be>
Cc : Benoit Mat <benoit.mat@ventis.eu>, Elliot Bonnave <elliot.bonnave@ventis.eu>

Bonjour Monsieur Molinari,

Merci pour votre retour. Nous restons toutefois surpris par ce refus, dans la mesure où notre éolienne actuelle se situe également à moins de 100 m de la distance de protection 3R de Fresnel sans provoquer de perturbation sur le FH.

Afin de répondre à vos attentes, nous vous proposons un nouvel emplacement de l'éolienne 1, qui serait écartée de 47 m par rapport à cette distance de protection, au lieu de 6 m initialement. Cette solution vous semblerait-elle acceptable ?

Vous trouverez en pièce jointe les plans correspondants à cette proposition de nouvelle implantation.

Dans l'attente de votre retour,
Cordialement,

[Texte des messages précédents masqué]

2 pièces jointes

FH_RTBF_Distance_WT_et _Zone_Protect.pdf
793K

FH_RTBF_Distance_WT1V1_ WT1V2_ WTactuelle.pdf
1076K

Marie Martens <marie.martens@ventis.eu> 4 septembre 2025 à 12:55
À : avis-eolien <avis-eolien@rtbf.be>
Cc : Benoit Mat <benoit.mat@ventis.eu>, Elliot Bonnave <elliot.bonnave@ventis.eu>

Bonjour Monsieur Molinari,

Je fais suite à notre échange de la semaine dernière et souhaitais savoir si vous aviez eu l'occasion de consulter notre nouvelle proposition.

Je reste bien entendu à votre disposition pour répondre à vos questions, par mail ou par téléphone, selon ce qui vous conviendra le mieux.

En vous remerciant par avance pour votre retour, je vous souhaite une excellente journée.

Cordialement,

[Texte des messages précédents masqué]

avis-eolien <avis-eolien@rtbf.be> 8 septembre 2025 à 15:49
À : Marie Martens <marie.martens@ventis.eu>

Bonjour Madame Martens,

Avant d'aller plus loin dans nos investigations, pourriez-vous nous préciser en mètres la garantie avec laquelle l'éolienne sera implantée ?

Cordialement,

Romano MOLINARI

Direction générale des Technologies
E-mail: rom@rtbf.be • Tél: +32(0)2 737 21 19 • Mobile: +32(0)477 44 42 29 • 52 Bd Reyers, 1044 Bruxelles • Bureau: 03P20 • Boîte: BRR001

N'imprimez ce courriel que si nécessaire ! **PLANÈTE NATURE**, comprendre et agir avec la RTBF - www.planetenature.be

De : Marie Martens <marie.martens@ventis.eu>
Envoyé : jeudi 28 août 2025 12:06
À : avis-eolien <avis-eolien@rtbf.be>
Cc : Benoit Mat <benoit.mat@ventis.eu>; Elliot Bonnave <elliot.bonnave@ventis.eu>
Objet : Re: Demande d'avis - Repowering du parc éolien TAB

Bonjour Monsieur Molinari,

Merci pour votre retour. Nous restons toutefois surpris par ce refus, dans la mesure où notre éolienne actuelle se situe également à moins de 100 m de la distance de protection 3R de Fresnel sans provoquer de perturbation sur le FH.

Afin de répondre à vos attentes, nous vous proposons un nouvel emplacement de l'éolienne 1, qui serait écartée de 47 m par rapport à cette distance de protection, au lieu de 6 m initialement. Cette solution vous semblerait-elle acceptable ?

Vous trouverez en pièce jointe les plans correspondants à cette proposition de nouvelle implantation.

Dans l'attente de votre retour,
Cordialement,

[Texte des messages précédents masqué]

[Texte des messages précédents masqué]
[Texte des messages précédents masqué]

Les informations contenues dans ce courrier électronique ou cette télécopie sont confidentielles et sont protégées, le cas échéant, par des droits de propriété intellectuelle.

Elles sont destinées à l'usage exclusif de son destinataire. La personne qui reçoit ce courrier électronique ou cette télécopie alors qu'elle n'en est pas le destinataire, est avisée qu'il lui est interdit d'en divulguer ou d'en reproduire le contenu. Elle est priée d'en informer l'expéditeur et de détruire le document.
[Texte des messages précédents masqué]

Marie Martens <marie.martens@ventis.eu> 8 septembre 2025 à 15:59
À : avis-eolien <avis-eolien@rtbf.be>
Cc : Benoit Mat <benoit.mat@ventis.eu>, Elliot Bonnave <elliot.bonnave@ventis.eu>

Bonjour Monsieur Molinari,

Nous vous confirmons que l'implantation de l'éolienne sera respectée à 1 mètre près.
Comme cela avait été fait pour Quévy, nous pouvons, si vous le souhaitez, formaliser cet engagement par une lettre.

Dans l'attente de votre retour, je vous souhaite une excellente fin de journée.

Cordialement,

[Texte des messages précédents masqué]

Marie Martens <marie.martens@ventis.eu> 9 septembre 2025 à 11:26
À : avis-eolien <avis-eolien@rtbf.be>
Cc : Benoit Mat <benoit.mat@ventis.eu>, Elliot Bonnave <elliot.bonnave@ventis.eu>

Bonjour Monsieur Molinari,

Faisant suite à votre demande et en complément de ma réponse d'hier, je vous prie de bien vouloir trouver en pièce jointe notre proposition de lettre d'engagement visant à respecter les coordonnées de notre éolienne au mètre près.

Je reste naturellement à votre disposition pour toute question ou remarque.

Dans l'attente de votre retour, je vous souhaite une excellente journée.

Cordialement,

[Texte des messages précédents masqué]

Commitment Letter_RTBF_TAB_RP.pdf
367K

avis-eolien <avis-eolien@rtbf.be> 11 septembre 2025 à 16:24
À : Marie Martens <marie.martens@ventis.eu>
Cc : Ambroise THUMELAIRE <athu@rtbf.be>, Jean VANBRAEKEL <jeva@rtbf.be>

Bonjour Madame Martens,

Après analyse de votre demande, la RTBF serait en mesure d'accepter ce projet éolien comportant cinq machines situées sur l'entité de TOURNAI ANTOING BRUNEHAUT.

En ce qui concerne la machine WT1, tenant compte de l'analyse plus approfondie effectuée par nos soins ainsi que de l'engagement signé par VENTIS SA (cf. Commitment Letter en attaché), nous acceptons in fine sa mise en œuvre mais sous conditions, en particulier la tolérance maximale de 1 mètre sur le point d'implantation réel de l'éolienne en question. Nous prenons par ailleurs acte de votre engagement à dédommager la RTBF en cas de préjudice.

Cet avis est valable pour une durée de 2 ans pour autant que les caractéristiques actuelles du projet ne changent pas.

Pour rappel :

Réf. Promo	X	Y	Diamètre rotor [m]	Avis RTBF
WT1	81208,95	139679,77	175	Acceptable sous conditions
WT2	81830,1	139685,87	175	Acceptable
WT3	82343,84	139745,17	175	Acceptable
WT4	82805,24	139975,63	175	Acceptable
WT5	82361,33	140462,38	175	Acceptable

En cas de consultation par le SPW, nous procéderons, au cours de la procédure d'obtention de permis, à l'analyse complète de l'impact potentiel des éoliennes en question sur notre outil de diffusion Radio et TV, en identifiant les communes et localités dans lesquelles la réception de nos émissions pourrait éventuellement être perturbée.

Dans ce cadre, notre réponse inclut toujours la phrase suivante :

« Avant de marquer un accord complet et définitif sur le présent projet, nous tenons à nous assurer du fait que, s'il devait s'avérer que l'implantation de ces éoliennes provoque des perturbations sur la réception de nos émissions de radio-télédiffusion, le gestionnaire du dit projet accepte de prendre en charge, à titre d'indemnisation du préjudice subi, l'ensemble des coûts consécutifs à une modification des caractéristiques techniques du site d'émission RTBF perturbé ou, au besoin, liés à l'installation ou au renforcement d'un autre site d'émission ».

Ces cas de perturbation sont rares, et pour information, l'engagement financier que vous pourriez éventuellement être amené à supporter pour résoudre la perturbation ne dépassera pas 100.000 €.

Au cas où vous souhaiteriez dès à présent marquer votre accord sur cette clause, il va de soi que nous accepterions alors inconditionnellement toute demande de permis qui nous serait soumise par le SPW, pour autant que le contenu de la demande en question soit bien sûr strictement conforme aux données reprises ci-dessus.

En annexe : « Zone d'implantation.pdf » + « Commitment Letter.pdf »

Bien cordialement,

Romano MOLINARI

Direction générale des Technologies
E-mail: rom@rtbf.be • Tél: +32(0)2 737 21 19 • Mobile: +32(0)477 44 42 29 • 52 Bd Reyers, 1044 Bruxelles • Bureau: 03P20 • Boîte: BRR001

N'imprimez ce courriel que si nécessaire ! **PLANÈTE NATURE**, comprendre et agir avec la RTBF - www.planetenature.be

---

De : Marie Martens <marie.martens@ventis.eu>
Envoyé : mardi 9 septembre 2025 11:27
À : avis-eolien <avis-eolien@rtbf.be>
Cc : Benoit Mat <benoit.mat@ventis.eu>; Elliot Bonnave <elliot.bonnave@ventis.eu>
Objet : Re: Demande d'avis - Repowering du parc éolien TAB (2)

Bonjour Monsieur Molinari,

Faisant suite à votre demande et en complément de ma réponse d'hier, je vous prie de bien vouloir trouver en pièce jointe notre proposition de lettre d'engagement visant à respecter les coordonnées de notre éolienne au mètre près.

Je reste naturellement à votre disposition pour toute question ou remarque.

Dans l'attente de votre retour, je vous souhaite une excellente journée.

Cordialement,

Le lun. 8 sept. 2025 à 15:59, Marie Martens <marie.martens@ventis.eu> a écrit :

> Bonjour Monsieur Molinari,
>
> Nous vous confirmons que l'implantation de l'éolienne sera respectée à 1 mètre près.
> Comme cela avait été fait pour Quévy, nous pouvons, si vous le souhaitez, formaliser cet engagement par une lettre.
>
> Dans l'attente de votre retour, je vous souhaite une excellente fin de journée.
>
> Cordialement,
>
> [Texte des messages précédents masqué]

[Texte des messages précédents masqué]

---

2 pièces jointes

Zone d'implantation.pdf
2435K

Commitment Letter_RTBF_TAB_RP.pdf
367K

Marie Martens <marie.martens@ventis.eu> 11 septembre 2025 à 16:42
À : avis-eolien <avis-eolien@rtbf.be>
Cc : Ambroise THUMELAIRE <athu@rtbf.be>, Jean VANBRAEKEL <jeva@rtbf.be>, Benoit Mat <benoit.mat@ventis.eu> , Elliot Bonnave <elliot.bonnave@ventis.eu>

Bonjour Monsieur Molinari,

Je vous remercie pour votre réponse et votre accord sous-conditions.

Vous trouverez ci-joint la lettre d'engagement signée.

Cordialement,

[Texte des messages précédents masqué]

Commitment Letter_RTBF_TAB_RP_signée.pdf
474K

ANNEXE O. ETUDE DE RISQUE

CSDINGENIEURS
INGÉNIEUX PAR NATURE

PROJET DE REPOWERING DU PARC ÉOLIEN DE TOURNAI-ANTOING-BRUNEHAUT (TAB)

ÉTUDE DE RISQUES

Namur, le 6 février 2026

BEL012445.01

CSD Ingénieurs Conseils SA
Avenue Prince de Liège, 72
5100 Namur
t +32 8 143 40 76
www.csdingenieurs.be

Table des Matières

1 Introduction 4

2 Etude de risques 4

2.1 Modèles d'éoliennes et coordonnées 4

2.2 Méthodologie de l'étude de risque 4

2.3 Identification et évaluation des scénarii d'accidents 6

2.3.1 Distances d'effet maximales des éoliennes considérées 6

2.4 Risques directs liés au transport 8

2.4.1 Valeurs de référence des risques 8

2.4.2 Risques au niveau des voiries communales surplombées 8

2.4.2.1 Résultats des calculs du risque direct individuel 9

2.4.2.2 Résultats des calculs du risque direct collectif 12

2.4.3 Risques au niveau de la route N507 13

2.4.3.1 Résultats des calculs du risque direct individuel 13

2.4.3.2 Résultats des calculs du risque direct collectif lié au transport 15

2.4.4 Mesures prises pour limiter les risques de chute ou projection de glace 16

3 Conclusion 19

Préambule

CSD confirme par la présente avoir exécuté son mandat avec la diligence requise. Les résultats et conclusions sont basés sur l'état actuel des connaissances tel qu'exposé dans le rapport et ont été obtenus conformément aux règles reconnues de la branche.

CSD se fonde sur les prémisses que :

- le mandant ou les tiers désignés par lui ont fourni des informations et des documents exacts et complets en vue de l'exécution du mandat,
- les résultats de son travail ne seront pas utilisés de manière partielle,
- sans avoir été réexaminés, les résultats de son travail ne seront pas utilisés pour un but autre que celui convenu ou pour un autre objet ni transposés à des circonstances modifiées.

Dans la mesure où ces conditions ne seraient pas remplies, CSD déclinera toute responsabilité envers le mandant pour les dommages qui pourraient en résulter.

Si un tiers utilise les résultats du travail ou s'il fonde des décisions sur ceux-ci, CSD décline toute responsabilité pour les dommages directs et indirects qui pourraient en résulter.

1 Introduction

Dans le cadre du projet de repowering du parc éolien de Tournai-Antoing-Brunehaut (TAB), une étude de risques a été réalisée par rapport aux usagers de voiries publiques proches au regard des éléments suivants :

Premièrement, le surplomb de certaines voiries communales par le rotor de plusieurs éoliennes du projet :

- Chemin innomé n°1 par l'éolienne n°1 ;
- Rue de Warnaffe par l'éolienne n°2 ;
- Chemin innomé n°2 par les éoliennes n°2 et n°3 ;
- Chemin n°6 par l'éolienne n°5 ;

Deuxièmement, l'implantation de plusieurs éoliennes à une distance inférieure à la hauteur totale de ces éoliennes (236 à 250 m) par rapport à la voirie régionale N507.

2 Etude de risques

2.1 Modèles d'éoliennes et coordonnées

Les modèles d'éoliennes retenus pour ce projet et leurs caractéristiques sont présentés ci-dessous :

Modèle	Puissance [kW]	Hauteur totale [m]	Hauteur de mât [m]	Diamètre de rotor [m]
Enercon E175 EP5 E2	7.000	250	162,5	175
Siemens-Gamesa SG170	7.000	240	155	170
Vestas V172	7.200	236	150	172

Les coordonnées Lambert des cinq éoliennes sont reprises ci-dessous :

Eolienne	Position X (Lambert 72)	Position Y (Lambert 72)
N°1	81 209	139 680
N°2	81 830	139 686
N°3	82 344	139 745
N°4	82 794	139 989
N°5	82 361	140 462

2.2 Méthodologie de l'étude de risque

Guides méthodologiques de référence

Il n'existe pas à ce jour en Wallonie de législation fédérale ou régionale spécifique à l'analyse du risque induit par des éoliennes. En matière d'étude de sûreté liée à des installations industrielles, au niveau régional, seul existe actuellement un Vade-Mecum édité par le SPW. Celui-ci concerne spécifiquement les établissements Seveso et vise '*la maîtrise des dangers liés aux accidents majeurs impliquant des*

substances dangereuses'[1].

Force est de constater que les principes introduits dans le Vade-Mecum ne sont pas transposables aux installations éoliennes. Ainsi, en l'absence de cadre défini, l'approche méthodologique suivie dans la présente étude pour évaluer les risques générés par des éoliennes se base sur l'ensemble des documents repris sous la dénomination '*Instrumentarium Windturbines*', qui ont été réalisés par le Département de l'Environnement de la Région flamande (https://omgeving.vlaanderen.be/nl/instrumentarium-windturbines).

L'objectif de ces documents était notamment d'adapter les nouvelles valeurs de fréquences d'occurrences préconisées par le '*Handboek Risicozonering Windturbines*' qui sert de référence aux Pays-Bas (version 2013) et d'adapter la méthodologie au contexte belge et flamand.

Les cinq documents compris dans l'*Instrumentarium Windturbines* sont les suivants :

- Le '*Beoordelingskader Windturbines*' (dernière version du 01/10/2019), document reprenant les différents critères pour l'évaluation des risques directs et indirects ;
- Le '*Veiligheidsstudies Windturbines*' (dernière version du 01/12/2022), document qui fournit des conseils pratiques pour la préparation des études de risques des éoliennes ;
- Le '*Handboek Windturbines*' (dernière version du 01/02/2025), document reprenant la méthodologie pour la réalisation d'une étude de risques ;
- Le '*Rekenblad Windturbines*' (dernière version du 24/08/2022), fichier Excel permettant de calculer les distances des différents scénarii d'accident et d'évaluer la nécessité d'une étude de risque particulière ;
- Le '*Handleiding Rekenblad Windturbines*' (dernière version du 01/07/2022), guide d'utilisation du 'Rekenblad Windturbines'.

La cellule " Risques d'accidents majeurs " (RAM), chargée de se prononcer sur les risques de projets éoliens, a validé depuis de nombreuses années l'utilisation des documents de l'*Instrumentarium Windturbines*.

Nature des risques étudiés

La présente étude traite des risques humains engendrés par une infrastructure éolienne, à savoir la probabilité annuelle que la défaillance d'une éolienne engendre le décès d'une ou plusieurs personnes se trouvant à proximité de celle-ci.

Ces risques sont obtenus en multipliant la probabilité d'occurrence des incidents éoliens par leur effet sur une ou plusieurs personnes (décès).

Seuls les risques humains externes sont considérés, à savoir les risques humains pour des personnes 'externes' à l'exploitation de l'éolienne. Les risques pour les personnes 'internes', travaillant à la construction, à la maintenance et/ou au démantèlement de l'éolienne, ne sont pas pris en compte à ce niveau. Concernant ces derniers risques, des législations spécifiques existent et doivent être respectées (loi sur le bien-être, Codex, RGIE, etc.). Dans la pratique, pour l'éolien, ces risques internes sont à l'origine d'un nombre d'accidents beaucoup plus important (pour le personnel) que les risques externes (pour le public).

Pour un projet éolien, les risques humains externes peuvent être classifiés comme suit :

- **risques directs liés à l'emplacement :**
    - <u>risque direct individuel</u> (PR) : risque lié à l'impact direct d'une ou plusieurs pièces d'une

[1] Spécifications techniques relatives au contenu et à la présentation des études de sûreté, des notices d'identification des dangers et des rapports de sécurité (partie Région wallonne), Vade-Mecum, Cellule Risques d'accidents majeurs, SPW, janvier 2005.

éolienne sur une personne présente de manière permanente à proximité de celle-ci ;
  - risque direct collectif (GR) : risque lié à l'impact direct et simultané d'une ou plusieurs pièces d'une éolienne sur un groupe de personnes présentes de manière permanente à proximité de celle-ci. Ce risque n'est pas évalué par la cellule RAM.

- **risques directs liés au transport** :
  - risque passant individuel (IPR) : risque lié à l'impact direct d'une ou plusieurs pièces d'une éolienne sur une personne passant à proximité de celle-ci ;
  - risque passant collectif (MR) : risque lié à l'impact direct et simultané d'une ou plusieurs pièces d'une éolienne sur les usagers d'une voie de transport située à proximité de celle-ci.

- **risque indirect :** risque lié à l'impact de la défaillance d'une installation dangereuse (installation secondaire), autre qu'une éolienne, sur les personnes présentes à proximité de celle-ci, induite par l'impact d'une ou plusieurs pièces d'une éolienne (installation primaire) sur cette installation : effet domino (par exemple : explosion de gaz à la suite du percement d'une conduite de gaz par un morceau de pale d'une éolienne). Ce type de risque n'est pas abordé dans le cadre de cette étude en raison de l'absence d'une quelconque installation dangereuse à proximité du projet à l'étude.

Dans le cas présent, seuls les risques directs liés au transport sont considérés dans la présente étude.

2.3 Identification et évaluation des scénarii d'accidents

2.3.1 Distances d'effet maximales des éoliennes considérées

Le tableau suivant reprend, pour les trois modèles d'éoliennes considérés par le promoteur, la distance d'effet maximale associée à chacun des scénarii d'incident, calculée en suivant la méthodologie développée par le '*Handboek Windturbines*'.

Tableau 1 : Distances d'effet maximales des scénarios d'incidents associés aux modèles d'éoliennes considérés, pour les éoliennes du projet (source : Rekenblad windturbines v3.1 du 24/08/2022).

Scénarios	Enercon E175	Siemens-Gamesa SG170	Vestas V172
Chute d'objets [m]	**87,5**	85,0	86,0
Défaillance structurelle – Infrastructure aérienne [m]	**250,0**	240,0	236,0
Bris et projection de pale à vitesse nominale [m]	304,6	245,3	**324,6**
Bris et projection de pale en survitesse [m]	731,1	542,3	**818,8**

Les formules de calcul de risques sont reprises dans le guide référence de la Flandre, à savoir le '*Handboek Windturbines*' (version du 01/02/2025) au niveau du Module 10 – Annexes (source : https://omgeving.vlaanderen.be/ nl/instrumentarium-windturbines). Elles sont synthétisées en français à la fin de la présente étude.

Précisons que les distances d'effet maximales du scénario de bris et projection de pale en survitesse sont présentées à titre informatif, car il s'agit d'un scénario ultra-maximaliste qui n'est pas considéré par les équations balistiques des calculs de risque définis par le 'Handboek Windturbines' (dernière version du 01/02/2025) du Département de l'Environnement de la Région flamande. Ces distances pour ce

scénario en survitesse ne sont donc pas représentées sur la figure ci-dessous.

Les distances maximales d'effet des scénarii d'incidents, par rapport aux voiries à proximité, sont affichées sur la figure suivante.

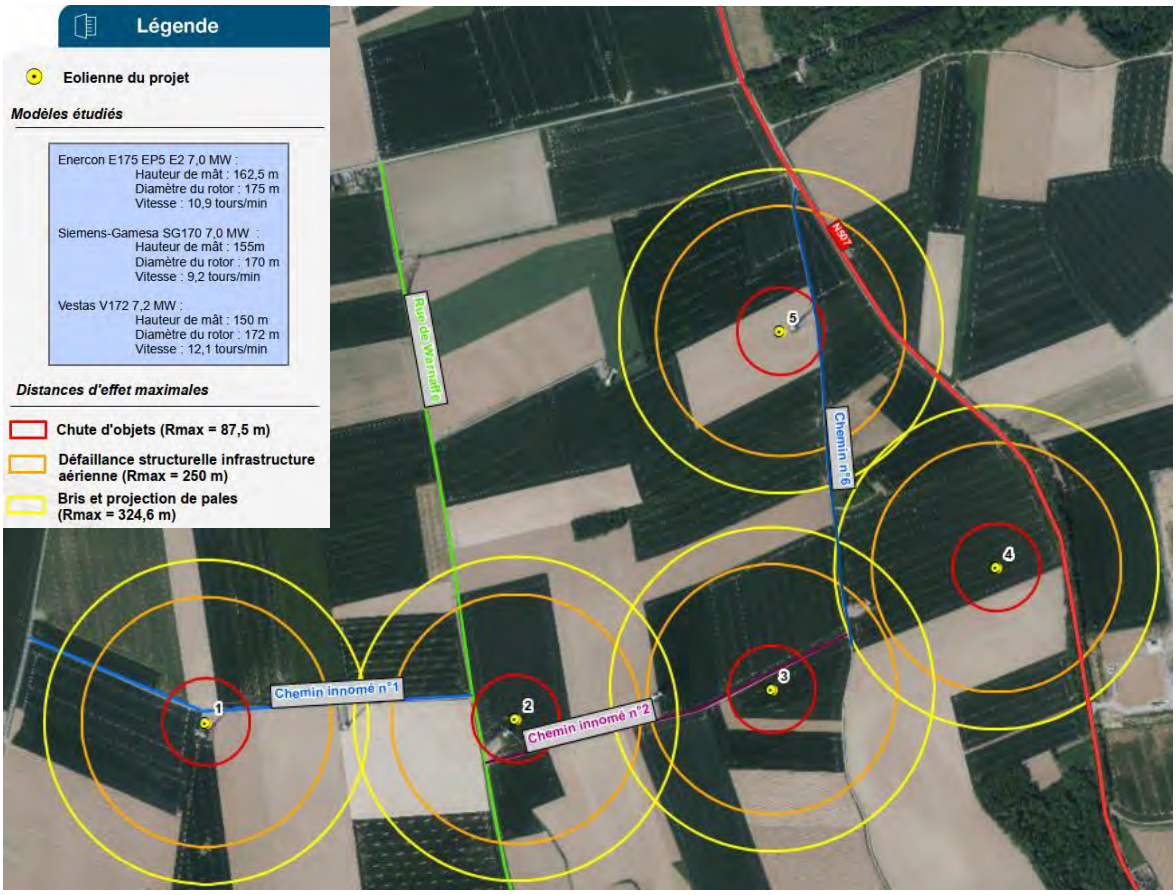


Figure 1 : Distances d'effet maximales des scénarios d'incidents associés aux éoliennes du repowering TAB (source : Rekenblad windturbines v3.1 du 24/08/2022).

Les principales observations sont énumérées ci-dessous :

- Le chemin innomé n°1, la rue de Warnaffe, le chemin innomé n°2 et le chemin n°6 sont susceptibles d'être atteints dans le cadre du scénario de chute d'une nacelle et/ou du rotor des éoliennes n°1, 2, 3 et 5 ;
- Des tronçons du chemin innomé n°1, de la rue de Warnaffe, du chemin innomé n°2 et du chemin n°6 sont susceptibles d'être atteints dans le cadre du scénario de défaillance structurelle ; De plus, un linéaire de la route N507 est susceptible d'être atteint par les éoliennes n°4 et 5 ;
- Des tronçons plus importants du chemin innomé n°1, de la rue de Warnaffe, du chemin innomé n°2 et du chemin n°6 sont susceptibles d'être atteints dans le cadre du scénario de bris et projection de pale à vitesse nominale. Un linéaire plus important de la route N507 est susceptible d'être atteint par les éoliennes n°4 et 5.

2.4 Risques directs liés au transport

2.4.1 Valeurs de référence des risques

L'étude '*Handboek Windturbines*' ne considère pas le risque direct engendré par une éolienne sur une voie de transport (et ses utilisateurs), en similitude avec ce qui est en vigueur pour les entreprises Seveso en Flandre.

Quant au '*Handboek Risicozonering Windturbines*', il précise qu'en ce qui concerne le risque direct, les voies de transport et leurs utilisateurs ne sont pas considérés comme des 'objets vulnérables' (*kwetsbare objecten*) ou des 'objets vulnérables réduits' (*beperkt kwetsbare objecten*) par rapport aux installations Seveso et, a fortiori, par rapport aux éoliennes.

Des critères d'acceptabilité du risque sont toutefois définis dans la réglementation néerlandaise pour le risque passant individuel (IPR), relatif à un usager en particulier d'une voie de transport, et le risque social (MR), relatif à l'ensemble des usagers d'une voie de transport. Ces critères sont les suivants :

- IPR < 10^{-6}/an (sur une infrastructure) ;
- MR < 2 x 10^{-3}/an

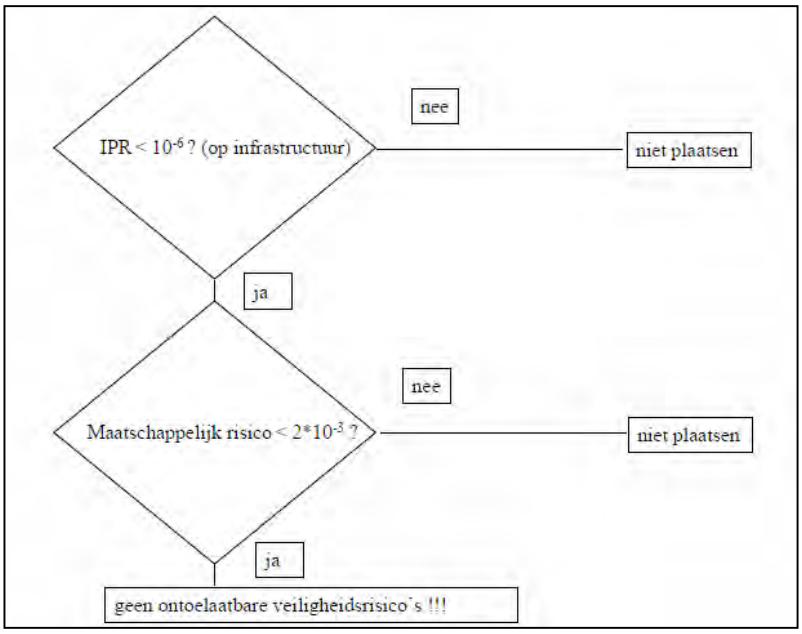


Figure 2 : Règle de décision pour déterminer l'acceptabilité des risques engendrés par une éolienne sur une voie de transport (source : Handboek Risicozonering Windturbines, 2005).

À défaut de critères spécifiques pour l'éolien en Wallonie (et en Flandre), les critères hollandais sont considérés dans la présente étude.

2.4.2 Risques au niveau des voiries communales surplombées

Le risque direct engendré par une éolienne sur une voie de transport n'étant pas considéré par l'étude '*Handboek Windturbines*', celle-ci ne propose aucune formule de calcul spécifique pour évaluer celui-ci.

Pour quantifier ce risque direct, le '*Handboek Risicozonering Windturbines*' propose quant à lui les équations de base suivantes :

IPR = $\sum(\text{Probablité d'impact} \times \text{Taux de présence annuelle du passant})$

MR = $(\text{IPR}/\text{Nombre de passage par passant par an}) \times \text{Nombre de passagers total par an}$

Avec :

1) Les probabilités d'impact calculées à partir de formules similaires à celles développées pour évaluer le risque indirect sur une conduite aérienne (aucune formule n'est toutefois proposée pour l'incident chute d'objet) ;
2) Le taux de présence annuelle du passant déterminé sur base de son nombre de passages par an, de sa vitesse de passage et de la longueur de son véhicule (longueur réelle + distance de freinage).

Par conséquent, l'auteur d'étude a demandé au bureau SGS, bureau ayant transposé le '*Handboek*' hollandais au contexte flamand, de développer la méthodologie du '*Handboek*' spécifique aux voies de transport. Le risque passant individuel (« individueel passantenrisico » ou IPR) est une mesure du risque pour la vie d'une personne passant sur une voie publique de transport à proximité d'une éolienne. Dans le cadre du calcul de ce risque, différents paramètres sont pris en compte : position spatiale, vitesse du passant, temps d'exposition au risque et somme des risques liés aux scénarios d'accidents (rupture de pale, rupture de mât et rupture de nacelle).

2.4.2.1 Résultats des calculs du risque direct individuel

Le risque individuel pour un objet passant (IPR), par exemple un véhicule circulant sur une voirie, est calculé à l'aide des formules présentées à la fin de cette étude.

Les éoliennes n°1, 2, 3 et 5 sont concernées par ce risque étant donné que leur rotor surplombe des chemins et voiries communales. Dans ce cas de figure, les distances inférieures à la longueur de pales des éoliennes (minimum 75 m) concernées par rapport à ces voiries sont rappelées dans le tableau suivant.

Tableau 2 : Distance entre les éoliennes impliquées et les différents chemins vicinaux.

Éolienne	Distance par rapport au bord du chemin innomé n°1 [en m]	Distance par rapport au bord de la rue de Warnaffe [en m]	Distance par rapport au bord du chemin innomé n°2 [en m]	Distance par rapport au bord du chemin n°6 [en m]
N°1	20,6	-		-
N°2	-	71,6	70,2	-
N°3	-	-	26,3	-
N°5	-	-	-	72,9

Les voiries communales surplombées par ces éoliennes sont en grande majorité utilisées par des piétons, cyclistes ou automobilistes. A cet effet, il a été considéré dans l'évaluation des risques pour les usagers de ces voiries communales une vitesse moyenne de 15 km/h, représentative des différents types d'usagers.

Les résultats de probabilité d'impact sont présentés dans les tableaux suivants.

Cette probabilité d'impact est définie comme la probabilité qu'un usager passant une fois par an à proximité de l'éolienne subisse un impact (mât, pale) à la suite d'une défaillance de celles-ci.

Tableau 3 : Probabilité d'impact d'un usager des voiries communales concernées par rupture du mât d'une éolienne.

Éolienne	Modèle	Pmb (/an)	Distance (m)	Hauteur (m)	Dr (m)	LO (m)	VO (m/s)	T	Probabilité (/an)
Probabilité d'impact pour un usager du chemin innomé n°1									
N°1	**Enercon E175**	5,80E-05	20,6	162,5	175	8,0	4,2	6,08E-08	2,31E-12
	Siemens-Gamesa SG170	5,80E-05	20,6	155	170	8,0	4,2	6,08E-08	2,32E-12
	Vestas V172	5,80E-05	20,6	150	172	8,0	4,2	6,08E-08	2,35E-12
Probabilité d'impact pour un usager de la rue de Warnaffe									
N°2	**Enercon E175**	5,80E-05	71,6	162,5	175	8,0	4,2	6,08E-08	2,07E-12
	Siemens-Gamesa SG170	5,80E-05	71,6	155	170	8,0	4,2	6,08E-08	2,07E-12
	Vestas V172	5,80E-05	71,6	150	172	8,0	4,2	6,08E-08	2,10E-12
Probabilité d'impact pour un usager du chemin innomé n°2									
N°2	**Enercon E175**	5,80E-05	70,2	162,5	175	8,0	4,2	6,08E-08	2,08E-12
	Siemens-Gamesa SG170	5,80E-05	70,2	155	170	8,0	4,2	6,08E-08	2,08E-12
	Vestas V172	5,80E-05	70,2	150	172	8,0	4,2	6,08E-08	2,11E-12
N°3	**Enercon E175**	5,80E-05	26,3	162,5	175	8,0	4,2	6,08E-08	2,28E-12
	Siemens-Gamesa SG170	5,80E-05	26,3	155	170	8,0	4,2	6,08E-08	2,29E-12
	Vestas V172	5,80E-05	26,3	150	172	8,0	4,2	6,08E-08	2,32E-12
Probabilité d'impact pour un usager du chemin n°6									
N°5	**Enercon E175**	5,80E-05	72,9	162,5	175	8,0	4,2	6,08E-08	2,07E-12
	Siemens-Gamesa SG170	5,80E-05	72,9	155	170	8,0	4,2	6,08E-08	2,07E-12
	Vestas V172	5,80E-05	72,9	150	172	8,0	4,2	6,08E-08	2,10E-12

Pmb : Risque de rupture du mât
T : Facteur de séjour de l'objet passant dans le périmètre d'accident
Dr : Diamètre du rotor

Dr : Diamètre du rotor
Lo : Longueur + distance de freinage
Vo : Vitesse

Tableau 4 : Probabilité d'impact d'un usager des voiries communales concernées par rupture d'une pale de l'éolienne.

Éolienne	Modèle	Pzwpt (/m²an)	Fa	LO (m)	VO (m/s)	bo (m)	Lb (m)	T	Probabilité (/an)
Probabilité d'impact pour un usager du chemin innomé n°1									
N°1	**Enercon E175**	6,77E-09	3,77E-06	7,9875	4,2	2,5	87,5	6,08E-08	2,55E-14
	Siemens-Gamesa SG170	7,71E-09	3,67E-06	7,9875	4,2	2,5	85,0	6,08E-08	2,83E-14
	Vestas V172	6,97E-09	3,71E-06	7,9875	4,2	2,5	86,0	6,08E-08	2,59E-14
Probabilité d'impact pour un usager de la rue de Warnaffe									
N°2	**Enercon E175**	1,87E-09	3,77E-06	7,9875	4,2	2,5	87,5	6,08E-08	7,05E-15
	Siemens-Gamesa SG170	2,18E-09	3,67E-06	7,9875	4,2	2,5	85	6,08E-08	7,99E-15
	Vestas V172	1,88E-09	3,71E-06	7,9875	4,2	2,5	86	6,08E-08	6,98E-15
Probabilité d'impact pour un usager du chemin innomé n°2									
N°2	**Enercon E175**	1,91E-09	3,77E-06	7,9875	4,2	2,5	87,5	6,08E-08	7,22E-15
	Siemens-Gamesa SG170	2,23E-09	3,67E-06	7,9875	4,2	2,5	85	6,08E-08	8,17E-15
	Vestas V172	1,93E-09	3,71E-06	7,9875	4,2	2,5	86	6,08E-08	7,16E-15
N°3	**Enercon E175**	5,31E-09	3,77E-06	7,9875	4,2	2,5	87,5	6,08E-08	2,00E-14
	Siemens-Gamesa SG170	6,06E-09	3,67E-06	7,9875	4,2	2,5	85	6,08E-08	2,22E-14
	Vestas V172	5,46E-09	3,71E-06	7,9875	4,2	2,5	86	6,08E-08	2,03E-14
Probabilité d'impact pour un usager du chemin n°6									
N°5	**Enercon E175**	1,83E-09	3,77E-06	7,9875	4,2	2,5	87,5	6,08E-08	6,92E-15
	Siemens-Gamesa SG170	2,14E-09	3,67E-06	7,9875	4,2	2,5	85	6,08E-08	7,85E-15
	Vestas V172	1,84E-09	3,71E-06	7,9875	4,2	2,5	86	6,08E-08	6,85E-15

Pzwpt : Probabilité d'impact de la pale sur le sol
Fa : Facteur intégrant largeur + temps de séjour
Lo : Longueur + distance de « freinage »
T : Facteur de séjour de l'objet passant dans le périmètre d'accident

Vo : Vitesse
bo : Largeur
Lb : Longueur d'une pale

Le tableau suivant synthétise la probabilité qu'un usager parcourant l'ensemble des voiries communales concernées soit atteint par un des éléments de l'éolienne (IPR). Cette probabilité est également calculée pour un usager passant deux fois par jour devant l'éolienne (scénario considérant le trajet aller-retour).

Tableau 5 : Synthèse de la probabilité d'atteinte d'un usager parcourant l'ensemble des voiries communales concernées passant à proximité des éoliennes projetées (IPR).

Modèle	Éolienne	IPR* (/an)	IPR** (/an)	Cumul IPR* (/an)	Cumul IPR** (/an)
Enercon E175	N°1	2,33E-12	1,70E-09	1,09E-11	7,94E-09
	N°2	2,08E-12	1,52E-09		
	N°2	2,09E-12	1,52E-09		
	N°3	2,30E-12	1,68E-09		
	N°5	2,08E-12	1,52E-09		
Siemens-Gamesa SG170	N°1	2,35E-12	1,71E-09	1,09E-11	7,96E-09
	N°2	2,08E-12	1,52E-09		
	N°2	2,09E-12	1,53E-09		
	N°3	2,31E-12	1,69E-09		
	N°5	2,08E-12	1,52E-09		
Vestas V172	N°1	2,38E-12	1,73E-09	1,10E-11	8,06E-09
	N°2	2,11E-12	1,54E-09		
	N°2	2,12E-12	1,54E-09		
	N°3	2,34E-12	1,71E-09		
	N°5	2,10E-12	1,53E-09		
* : cas d'un usager passant 1 x par an devant l'éolienne ; ** : cas d'un usager passant 2 x par jour devant l'éolienne.					

Il en ressort que selon la méthodologie de calcul et les critères du '*Handboek Risicozonering Windturbines*', le risque direct généré par le projet sur un usager circulant sur l'ensemble des voiries communales concernées est acceptable pour les trois modèles d'éoliennes considérés. En effet, les valeurs obtenues pour l'IPR sont bien inférieures au risque acceptable (10^{-6}/an). Les critères de sécurité sont respectés pour les trois modèles d'éoliennes.

2.4.2.2 Résultats des calculs du risque direct collectif

Le risque passant collectif est calculé à partir du risque passant individuel (IPR) et des données du trafic recensé pour l'infrastructure routière étudiée. Ce type de risque est défini comme la probabilité qu'un nombre de personnes soient impactées en circulant sur la voirie par une défaillance de l'éolienne sur une période d'une année. La formule de calcul de ce type de risque est tirée du Handboek néerlandais et déjà citée ci-dessus.

Dans ce cas précis, étant donné l'absence de données relatives au nombre de personnes circulant sur les voiries concernées, l'auteur d'étude a estimé de façon maximaliste le passage de 15 personnes par jour sur chaque chemin, soit l'équivalent de 5.475 personnes sur une année.

Les résultats de ce calcul sont présentés au tableau suivant.

Tableau 6 : Probabilité du risque passant collectif pour les éoliennes projetées (MR).

Modèle	Éolienne	MR (/an)	Cumul MR (/an)
Enercon E175	N°1	1,28E-08	5,96E-08
	N°2	1,14E-08	
	N°2	1,14E-08	
	N°3	1,26E-08	
	N°5	1,14E-08	
Siemens-Gamesa SG170	N°1	1,28E-08	5,97E-08
	N°2	1,14E-08	
	N°2	1,14E-08	
	N°3	1,27E-08	
	N°5	1,14E-08	
Vestas V172	N°1	1,30E-08	6,05E-08
	N°2	1,15E-08	
	N°2	1,16E-08	
	N°3	1,28E-08	
	N°5	1,15E-08	

Il en ressort que selon la méthodologie de calcul et les critères du '*Handboek Risicozonering Windturbines*', le risque collectif généré par le projet (MR) sur l'ensemble des usagers circulant au niveau de l'ensemble des voiries concernées est acceptable pour les trois modèles d'éoliennes considérés. Le risque de groupe obtenu (MR) pour l'ensemble des éoliennes projetées est inférieur au critère de sécurité pris en compte aux Pays-Bas (valeur de $2x10^{-3}$/an) quel que soit le modèle d'éolienne considéré.

2.4.3 Risques au niveau de la route N507

2.4.3.1 Résultats des calculs du risque direct individuel

Le risque individuel pour un objet passant (IPR), par exemple un véhicule circulant sur une voirie, est calculé à l'aide des formules présentées à la fin de cette étude.

Les éoliennes n°4 et 5 sont concernées par ce risque étant donné qu'elles sont situées à une distance inférieure à la hauteur totale de chaque modèle. Les distances entre les éoliennes considérées et cette voirie sont rappelées dans le tableau suivant.

Tableau 7 : Distance entre les éoliennes n°4 et 5 et la voirie N507.

Éolienne	Distance par rapport au bord de la route N507 [en m]
N°4	137,6
N°5	180,8

Les hypothèses suivantes ont été considérées dans l'évaluation des risques pour un véhicule passant sur cette voirie :

- Vitesse : 90 km/h
- Longueur : 5 m
- Largeur : 1,9 m

La vitesse utilisée dans le calcul du risque correspond à la vitesse autorisée sur ce type de routes (90 km/h selon la législation). Par ailleurs, les dimensions de véhicule considéré correspondent à une voiture de type « Berline ».

La distance de freinage, intervenant dans le calcul de ce type de risque est calculée avec la formule suivante :

Distance de freinage total = distance de réaction + distance de freinage

$$= \frac{vitesse\ (km\ /h)}{10} * 3 + \left(\frac{vitesse\ \left(\frac{km}{h}\right)}{10}\right)^2 * \frac{1,5}{2}$$

Les résultats de probabilité d'impact d'une voiture circulant au niveau de l'éolienne n°4 et n°5 sont présentés aux tableaux suivants.

Tableau 8 : Probabilité d'impact d'un véhicule par rupture du mât d'une éolienne.

Éolienne	Modèle	Pmb (/an)	Distance (m)	Hauteur (m)	Dr (m)	LO (m)	VO (m/s)	T	Probabilité (/an)
N°4	**Enercon E175**	5,80E-05	137,6	162,5	175	92,8	25,0	1,18E-07	3,38E-12
	Siemens-Gamesa SG170	5,80E-05	137,6	155	170	92,8	25,0	1,18E-07	3,35E-12
	Vestas V172	5,80E-05	137,6	150	172	92,8	25,0	1,18E-07	3,39E-12
N°5	**Enercon E175**	5,80E-05	180,8	162,5	175	92,8	25,0	1,18E-07	2,89E-12
	Siemens-Gamesa SG170	5,80E-05	180,8	155	170	92,8	25,0	1,18E-07	2,82E-12
	Vestas V172	5,80E-05	180,8	150	172	92,8	25,0	1,18E-07	2,84E-12

Pmb : Risque de rupture du mât
T : Facteur de séjour de l'objet passant dans le périmètre d'accident
Dr : Diamètre du rotor
Dr : Diamètre du rotor
Lo : Longueur du véhicule + distance de freinage
Vo : Vitesse

Tableau 9 : Probabilité d'impact d'un véhicule par rupture d'une pale de l'éolienne.

Éolienne	Modèle	Pzwpt (/m²an)	Fa	LO (m)	VO (m/s)	bo (m)	Lb (m)	T	Probabilité (/an)
N°4	**Enercon E175**	8,59E-10	7,20E-06	92,75	25,0	1,9	87,5	1,18E-07	6,19E-15
	Siemens-Gamesa SG170	1,14E-09	7,00E-06	92,75	25,0	1,9	85,0	1,18E-07	8,00E-15
	Vestas V172	8,17E-10	7,08E-06	92,75	25,0	1,9	86,0	1,18E-07	5,78E-15
N°5	**Enercon E175**	6,54E-10	7,20E-06	92,75	25,0	1,9	87,5	1,18E-07	4,71E-15
	Siemens-Gamesa SG170	3,79E-10	7,00E-06	92,75	25,0	1,9	85	1,18E-07	2,65E-15
	Vestas V172	5,82E-10	7,08E-06	92,75	25,0	1,9	86	1,18E-07	4,12E-15

Pzwpt : Probabilité d'impact de la pale sur le sol
Fa : Facteur intégrant largeur véhicule + temps de séjour
Lo : Longueur du véhicule + distance de freinage
T : Facteur de séjour de l'objet passant dans le périmètre d'accident
Vo : Vitesse
bo : Largeur du véhicule
Lb : Longueur d'une pale

Le tableau suivant synthétise la probabilité qu'une voiture soit atteinte par un des éléments de l'éolienne (IPR). Cette probabilité est également calculée pour une voiture passant deux fois par jour devant l'éolienne (scénario considérant le trajet aller-retour).

Tableau 10 : Synthèse de la probabilité d'atteinte d'un véhicule passant à proximité des éoliennes projetées (IPR).

Éolienne	Modèle	IPR* (/an)	IPR** (/an)
N°4	**Enercon E175**	3,39E-12	2,47E-09
	Siemens-Gamesa SG170	3,35E-12	2,45E-09
	Vestas V172	3,39E-12	2,48E-09
N°5	**Enercon E175**	2,90E-12	2,11E-09
	Siemens-Gamesa SG170	2,82E-12	2,06E-09
	Vestas V172	2,85E-12	2,08E-09

* : cas d'une voiture passant 1 x par an devant l'éolienne ; ** : cas d'une voiture passant 2 x par jour devant l'éolienne.

Il en ressort que selon la méthodologie de calcul et les critères du '*Handboek Risicozonering Windturbines*', le risque direct généré par le projet sur un usager particulier de transitant sur la route N507 est acceptable pour les trois modèles d'éoliennes considérés. En effet, les valeurs obtenues pour l'IPR sont bien inférieures au risque acceptable (10^{-6}/an). Les critères de sécurité sont respectés pour les trois modèles d'éoliennes.

2.4.3.2 Résultats des calculs du risque direct collectif lié au transport

Le risque passant collectif est calculé à partir du risque passant individuel (IPR) et des données du trafic recensé pour l'infrastructure routière étudiée. Ce type de risque est défini comme la probabilité qu'un nombre de personnes soient impactées en circulant sur la voirie par une défaillance de l'éolienne sur une période d'une année. La formule de calcul de ce type de risque est tirée du Handboek néerlandais

et déjà citée ci-dessus.

La probabilité d'atteinte d'un véhicule (IPR) dans la formule considère le passage du véhicule une fois par an devant l'éolienne. Les données du trafic sur la voirie étudiée (nationale N507) ont été fournies par le Service Public de Wallonie (SPW – DGO1) via le recensement circulation 2005. Au niveau du site en projet, un trafic journalier moyen respectif de 8 810 véhicules a été répertorié en 2005. Pour tenir compte de l'évolution du trafic et de manière à être maximaliste, l'auteur d'étude a augmenté ce chiffre de 20%. Ainsi, le passage d'environ 3 858 780 véhicules par an est estimé sur ce tronçon de la N507.

Les résultats de ce calcul sont présentés au tableau suivant.

Tableau 11 : Probabilité du risque passant collectif pour les éoliennes projetées (MR).

Modèle	Éolienne	IPR* (/an)	MR (/an)	Cumul IPR* (/an)	Cumul MR (/an)
Enercon E175	N°4	3,39E-12	1,31E-05	6,28E-12	1,31E-05
	N°5	2,90E-12	2,55E-08		
Siemens-Gamesa SG170	N°4	3,35E-12	1,29E-05	6,18E-12	1,30E-05
	N°5	2,82E-12	2,49E-08		
Vestas V172	N°4	3,39E-12	1,31E-05	6,24E-12	1,31E-05
	N°5	2,85E-12	2,51E-08		

Il en ressort que selon la méthodologie de calcul et les critères du '*Handboek Risicozonering Windturbines*', le risque collectif généré par le projet (MR) sur l'ensemble des usagers circulant sur la route N507 est acceptable pour les trois modèles d'éoliennes considérés. Le risque de groupe obtenu (MR) pour l'ensemble des éoliennes projetées est inférieur au critère de sécurité pris en compte aux Pays-Bas (valeur de $2x10^{-3}$/an) quel que soit le modèle d'éolienne considéré.

2.4.4 Mesures prises pour limiter les risques de chute ou projection de glace

La formation de glace sur les pales dépend principalement de deux critères : la température et le taux d'humidité de l'air.

Il peut être visualisé à la figure suivante que le projet éolien se localise dans la zone soumise à un risque de formation de glace sur les pales pendant 2 à 7 jours par an (cf. figure suivante), ce qui est très faible.

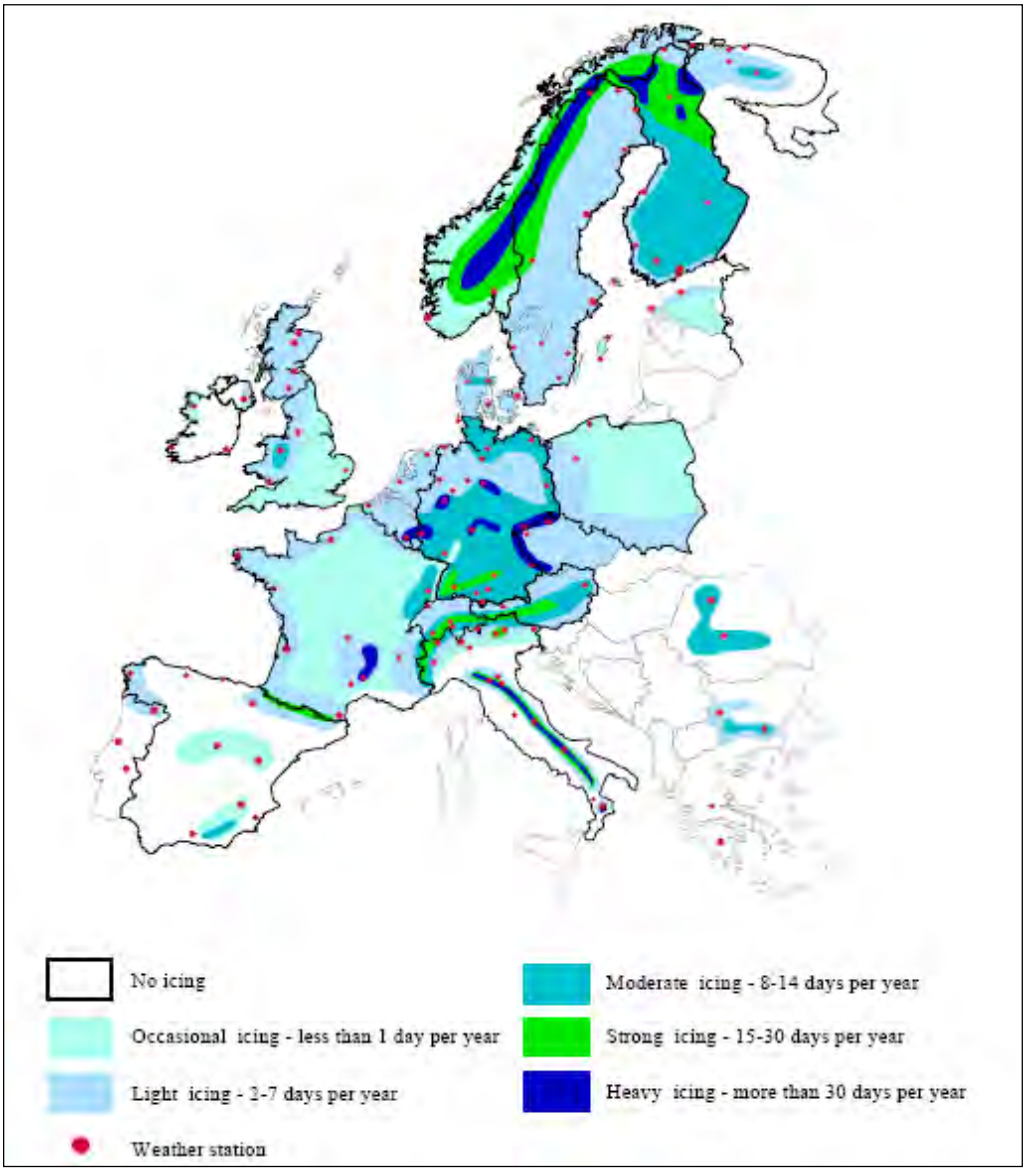


Figure 3 : Carte de formation de givre en Europe (source : International Energy Agency, 2003).

Des précautions sont prises par tous les constructeurs pour limiter le danger associé à la chute et à la projection de glace qui se serait formée sur les pales. Un système d'arrêt des éoliennes en cas de formation de givre sur les pales est prévu d'office sur les différents modèles prévus par le demandeur. En effet, les éoliennes sont équipées de capteurs mettant en évidence la surcharge liée à la formation de givre sur les pales. Lorsque l'éolienne est en mouvement et que la température extérieure est favorable à la création de glace, les capteurs détectent la formation de givre sur les pales en comparant la vitesse de rotation réelle du rotor à la vitesse de rotation théorique qui est associée à une vitesse de vent donnée, sachant que la présence de givre modifie les propriétés aérodynamiques des pales. À la moindre anomalie, le dispositif d'arrêt d'urgence est déclenché. L'éolienne ne peut être remise en route que par l'intervention d'un opérateur sur le site. Certains constructeurs prévoient également une remise en route automatique après un temps de dégel calculé sur base de la température extérieure (généralement plusieurs heures).

Lorsque l'éolienne est à l'arrêt, la chute de glace au pied de la machine reste dans tous les cas un scénario probable (au même titre que sous une ligne électrique ou un poteau d'éclairage). Dans le cas

présent, les pales des éoliennes n°1, 2, 3 et 5 surplomberont plusieurs voiries, le risque d'accident associé à une chute de glace est dès lors à prendre en compte.

De plus, lors des arrêts des éoliennes pour les périodes ponctuelles de formation de glace, il est recommandé de positionner les pales des éoliennes n°1, 2, 3 et 5 de manière à éviter tout surplomb des voiries et que la chute éventuelle d'un morceau de glace se fasse sur le terrain agricole.

Pour la projection de morceaux de glace sur les usagers des voiries (Rue de Warnaffe, chemin n°6 et N507) se trouvant dans la distance d'effet, l'auteur d'étude recommande l'installation sur les éoliennes n°1, 2, 3, 4 et 5 d'un capteur de type Labko ou TopWind en complément au système classique de détection de glace présenté ci-dessus. Le fonctionnement d'un capteur de type Labko repose sur la surveillance de la fréquence d'un fil à oscillation. La fréquence d'oscillation de ce fil se modifie en fonction de sa masse. Si du givre se forme, la masse du fil augmente et entraine une modification de la fréquence d'oscillation. Le capteur Labko présente une plus grande sensibilité que le système de détection monté de série sur les éoliennes et basé sur l'analyse de la vitesse de rotation comparée à la courbe de puissance théorique de la machine. Par ailleurs, la sensibilité du capteur Labko peut être ajustée, plus la sensibilité est élevée, au plus tôt l'éolienne se coupe en cas de risque de dépôt de givre ou de glace. Pour information, les fiches techniques relatives aux capteurs de type Labko ou TopWind sont présentées à la fin du présent rapport.

3 Conclusion

Dans le cadre du projet de repowering du parc éolien de Tournai-Antoing-Brunehaut (TAB), une étude de risques a été réalisée par rapport aux usagers de voiries publiques proches au regard des éléments suivants :

Premièrement, le surplomb de certaines voiries communales par le rotor de plusieurs éoliennes du projet :

- Chemin innomé n°1 par l'éolienne n°1 ;
- Rue de Warnaffe par l'éolienne n°2 ;
- Chemin innomé n°2 par les éoliennes n°2 et n°3 ;
- Chemin n°6 par l'éolienne n°5 ;

Deuxièmement, l'implantation de plusieurs éoliennes à une distance inférieure à la hauteur totale de ces éoliennes (236 à 250 m) par rapport à la voirie régionale N507.

En effet, une étude de risques a été réalisée en raison du surplomb du chemin innomé n°1 par l'éolienne

A l'issue de cette étude de risques, il en ressort que les résultats obtenus pour les modèles d'éolienne envisagés indiquent que les risques engendrés sur les usagers circulant sur les chemins communaux surplombés sont acceptables.

De plus, les résultats obtenus pour les modèles d'éolienne envisagés indiquent que les risques engendrés sur les usagers circulant sur la route régionale N507 sont également acceptables.

L'auteur d'étude recommande l'installation sur les éoliennes n°1, 2, 3, 4 et 5 du projet de repowering d'un capteur de type Labko ou TopWind (surveillance des conditions météorologiques) en complément au système classique de détection de glace, pour éviter tout risque de projection de glace sur les usagers de la voirie régionale N507 ou des voiries et chemins communaux présents à proximité.

De plus, lors des arrêts des éoliennes pour les périodes ponctuelles de formation de glace, il est recommandé de positionner les pales des éoliennes n°1, 2, 3 et 5 de manière à éviter tout surplomb des voiries communales concernées et que la chute éventuelle d'un morceau de glace se fasse sur les terrains agricoles alentours.

Namur, le 6 février 2026

CSD Ingénieurs Conseils SA

Johan Sick, expert

Jean-Christophe Genis, expert senior

Formules de calcul de risque issues de l'étude '*Windturbines en veiligheid*'

(Vlaams EnergieAgentschap et SGS, 2007)

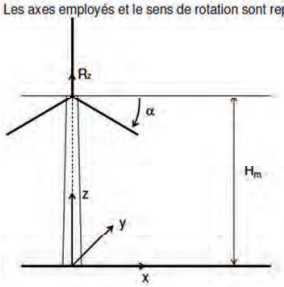
I. Modèle balistique

1. Equation de mouvement

Le modèle balistique classique, pour lequel la force du vent sur la pale est négligée, est décrit dans les paragraphes suivants. Les paramètres concernés dans ce modèle balistique, hors force du vent, sont :

H_m:	hauteur du rotor (m)
Ω :	régime du rotor (rad/s)
R_z:	distance entre le centre du rotor et le centre de gravité de la partie s'envolant (m)
α:	angle azimuth (rad)
g:	attraction terrestre (= 9,81 m/s²)

Les axes employés et le sens de rotation sont représentés dans la figure suivante.



L'équation de mouvement du centre de gravité (Rz) est la suivante :

$$\ddot{x}(t)=0, \qquad \ddot{y}(t)=0, \qquad \ddot{z}(t)=-g$$

Avec les valeurs initiales suivantes :

$$x(0)=R_z\cos\alpha, \qquad y(0)=0, \qquad z(0)=H_m-R_z\sin\alpha$$
$$\dot{x}(0)=-\Omega R_z\sin\alpha, \qquad \dot{y}(0)=0, \qquad \dot{z}(0)=-\Omega R_z\cos\alpha$$

La position d'une partie s'envolant au temps t est donné par

$$\begin{aligned} x(t)&=R_z\cos\alpha-\Omega R_z t\sin\alpha \\ y(t)&=0 \\ z(t)&=H_m-R_z\sin\alpha-\Omega R_z t\cos\alpha-\frac{gt^2}{2} \end{aligned} \qquad [1.1]$$

Le moment auquel le centre de gravité atteindra le sol, correspond à une z(ti)=0 et est donné par

$$t_i=-\frac{\Omega R_z\cos\alpha}{g}+\sqrt{\frac{2}{g}\left(H_m-R_z\sin\alpha+\frac{\Omega^2R_z^2\cos^2\alpha}{2g}\right)} \qquad [1.2]$$

Le remplacement de [1.2] dans [1.1] donne, pour un régime donné, la distance du point d'impact, r, comme une fonction de l'angle d'azimut et du temps de rupture de pale, où encore :

$$r=\sqrt{x^2+y^2}=x=h(\alpha;\Omega)$$

2. Fonctions de distribution

La fonction de distribution des probabilités f_{ZWPT} donne la probabilité par m² que le centre de gravité arrive en un point donné pour une rupture de pale donnée. Dans le présent modèle, la force du vent n'est pas prise en compte, de cette manière seule la vitesse de rotation et l'angle d'azimut restent des variables stochastiques. Dès lors f_{ZWPT} dépend uniquement de la distance à l'éolienne. La probabilité que le centre de gravité de la pale tombe dans un cercle de diamètre dr à une distance r de la turbine est donnée par :

$$\begin{aligned} f_R(r;\Omega)dr &= P\{r<R<r+dr\} \\ &= P\{h^{-1}(r;\Omega)<\alpha<h^{-1}(r+dr;\Omega)\} \\ &= F_A\left(h^{-1}(r+dr;\Omega)\right)-F_A\left(h^{-1}(r;\Omega)\right) \end{aligned}$$

Dans laquelle, F_A est la fonction de distribution cumulative de l'angle d'azimut auquel la rupture de pale a lieu. En considérant que l'angle d'azimut auquel une pale se rompt est uniforme, on a :

$$f_A(r)=\frac{d}{d\alpha}F_A(\alpha)=\frac{1}{2\pi}, \qquad 0\le\alpha<2\pi$$

Qui devient:

$$f_R(r;\Omega)=\frac{1}{2\pi}\frac{d}{dr}h^{-1}(r;\Omega)$$

Remarque: afin de démontrer l'approche suivante, on émet l'hypothèse que sur base de la formule précédente, la fonction $h(\alpha;\Omega)$ est réversible. En cas de rupture de pale cela ne sera pas le cas, car en général le centre de gravité pourra arriver à un endroit précis via deux angles d'azimut différents, via la trajectoire haute ou via la trajectoire Dans le travail numérique cela devra être pris en compte.

La fonction de distribution de probabilité du point où le centre de gravité de la pale va se planter est la suivante :

$$f_{ZWPT}(x,y;\Omega)=f_{ZWPT}(r;\Omega)=\frac{1}{2\pi r}f_R(r;\Omega) \qquad [1.3]$$

3. Scénarios d'accidents

Ci dessus est présentée la façon dont la fonction de distribution des probabilités f_{ZWPT} doit être déterminée. Cette fonction donne la probabilité par m² pour que le centre de gravité tombe en un point bien précis suite à une rupture de pale. Pour déterminer la probabilité d'impact cette fonction doit encore être combinée avec la probabilité qu'une pale se brise.
Dans le modèle balistique, la probabilité de rupture de pale est définie pour 3 situations, en fonctionnement normal (régime nominal), en situation d'arrêt d'urgence (1,25 x régime nominal) et en surrégime (2 x régime nominal); de cette manière, la probabilité d'impact pour ce modèle peut être décrite comme suit :

$$p_{ZWPT}(x,y)=\sum_{i=1}^{3}f_{ZWPT}(x,y;\Omega_i)\cdot p_{b,i} \qquad [1.4]$$

Avec: $p_{b,i}$: probabilité d'une rupture de pale dans le scénario i
i: scénario de rupture de pale (régime nominal, freinage mécanique, surrégime)

II.¯ Calcul du risque individuel direct

1. Défaillance structurelle

- $r < H_m$: $P_1 = 0{,}5 \cdot \frac{D_m}{2\pi r} \cdot P_{mb}$
- $H_m - \frac{H_g}{2} < r < H_m + \frac{H_g}{2}$: $P_2 = 0{,}5 \cdot \frac{l}{2\pi H_m} \cdot P_{mb}$
- $H_m - \frac{D_r}{2} < r < H_m + \frac{D_r}{2}$: $P_3 = 0{,}5 \cdot D_r \cdot \frac{s}{2\pi H_m} \cdot P_{mb}$

Avec : P_i : probabilité d'impact (/an)

r : distance entre l'éolienne et la personne (m)

H_m : hauteur du mât (m)

H_g : hauteur de la nacelle (m)

D_m : diamètre du mât (m)

l : valeur maximale de la longueur et de la largeur de la nacelle (m)

D_r : diamètre du rotor (m)

s : rapport entre la surface totale de la pale et la surface du rotor

P_{mb} : probabilité de rupture du mât (/an)

Remarque :

1.¯ En cas de superposition des zones correspondantes à chacune des trois formules, le risque est déterminé par la plus grande probabilité calculée.

2.¯ La direction dans laquelle tombe la tour est considérée uniforme.

2. Chute de nacelle

- $r < H_g$: $P_i = P_{gb} \cdot \frac{l}{2\pi H_g}$
- $H_g < r < \frac{D_r}{2}$: $P_i = P_{gb} \cdot \frac{D_r}{2} \cdot \frac{s}{2\pi H_g}$

Avec : P_i : probabilité d'impact (/an)

H_g : hauteur de la nacelle (m)

l : valeur maximale de la longueur et de la largeur de la nacelle (m)

D_r : diamètre du rotor (m)

s : rapport entre la surface totale de la pale et la surface du rotor

P_{gb} : probabilité de rupture de la nacelle (/an)

Remarque :

1.¯ La direction dans laquelle tombe la nacelle est considérée uniforme.

3. Bris de pale

$$P(x,y) = 1{,}5 \cdot 1{,}1 \cdot A_b \cdot p_{ZWPT}(x,y) \cdot \omega$$

Avec : P(x,y) : probabilité d'impact sur une personne présente de manière permanente au point (x,y) (/an)

A_b : surface de la (partie de) pale

w : coefficient relatif à l'orientation des vents

$P_{ZWPT}(x,y)$: probabilité d'impact du centre de gravité de la (partie de) pale (/an) (*cf. modèle balistique*)

III.¯ Calcul du risque indirect sur les conduites

1. Défaillance structurelle

a. *Conduite aérienne*

$$P_i = 0{,}5 \cdot P_{mb} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \left[2\cos^{-1}\left(\frac{r}{H_m + \frac{D_r}{2}} \right) + 2\sin^{-1}\left(\frac{\frac{D_r}{2}}{H_m} \right) \right]$$

Avec : P_i : probabilité d'impact (/an)

r : distance entre l'éolienne et la conduite (m)

H_m : hauteur du mât (m)

D_r : diamètre du rotor (m)

P_{mb} : probabilité de rupture du mât (/an)

Remarque :

1.¯ La direction dans laquelle tombe la tour est considérée uniforme.

b. *Conduite souterraine*

$$P_i = 0{,}5 \cdot P_{mb} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot 2\cos^{-1}\left(\frac{r}{H_m} \right)$$

Avec : P_i : probabilité d'impact (/an)

r : distance entre l'éolienne et la conduite (m)

H_m : hauteur du mât (m)

P_{mb} : probabilité de rupture du mât (/an)

Remarque :

1.¯ La direction dans laquelle tombe la tour est considérée uniforme.

2.¯ Le scenario 'défaillance structurelle' n'est envisagé que pour la hauteur du mât dans le cas des conduites enterrées.

2. Bris de pale

a. *Conduite aérienne*

$$P_i = \omega \cdot \left(D_{bl} + \frac{2}{3} L_b \right) \cdot \int p_{zwpt}(s) ds$$

Avec : P_i : probabilité d'impact (/an)

L_b : longueur de la (partie de) pale (m)

D_{bl} : diamètre de la conduite (m)

s : tronçon de la conduite dans la zone d'effet

w : coefficient relatif à l'orientation des vents

$\int p_{zwpt}(s) \cdot ds$: intégrale de la probabilité d'impact du centre de gravité de la (partie de) pale sur le tronçon de la conduite située au sein de la zone d'effet (*cf. modèle balistique*)

b. *Conduite souterraine*

$$P_i = 0{,}001 \cdot \omega \cdot (2H_l + D_{ol}) \cdot \int p_{zwpt}(s) ds$$

Avec : P_i : probabilité d'impact (/an)

H_l : profondeur de la conduite (m)

D_{ol} : diamètre de la conduite (m)

s : tronçon de la conduite dans la zone d'effet

w : coefficient relatif à l'orientation des vents

$\int p_{zwpt}(s) \cdot ds$: intégrale de la probabilité d'impact du centre de gravité de la (partie de) pale sur le tronçon de la conduite située au sein de la zone d'effet (*cf. modèle balistique*)

IV. Détermination du risque pour les passants

Le risque passant individuel (« individueel passantenrisico » ou IPR) est une mesure du risque pour la vie d'une personne passant sur une voirie publique à proximité d'une éolienne. La méthodologie et les formules suivantes proviennent du '*Handboek Risicozonering Windturbines*' hollandais et ont été adaptées par le bureau SGS pour le compte de CSD Ingénieurs.
L'incident 'chute d'objet' n'est pas développé, dans la mesure où il est considéré dans les documents de référence mentionnés qu'une éolienne ne s'implante pas à une distance d'une voirie inférieure à la moitié du diamètre de son rotor.

1. Rupture de pale

Selon le '*Handboek Risicozonering Windturbines*' et SGS, le risque pour un passant dû à une rupture de pale est déterminé comme suit :

$$PR = F_a \cdot \int p_{ZWPT}(s)ds$$

Où : PR : risque pour un objet passant (/an)
F_a : facteur intégrant la largeur de l'objet passant et son temps de séjour (m)
p_{ZWPT} : probabilité d'atteinte du centre de gravité (/m²/an)
S : la forme/longueur du tracé à l'intérieur du périmètre d'accident/de dommage (m)

Pour une voiture, F_a étant déterminé comme suit :

$$F_a = \frac{L_O}{v_O} \cdot \frac{1}{365 \cdot 24 \cdot 3600} \cdot \left(1{,}5.b_O + \frac{2}{3}L_b\right)$$

Où :
Lo : la longueur du véhicule + la distance de freinage
v_O : la vitesse du véhicule (m/s)
bo : la largueur du véhicule
Lb : la longueur d'une pâle

2. Rupture de mât

Selon le 'Handboek Risicozonering Windturbines' et SGS, la probabilité qu'un passant soi atteint est déterminée comme suit :

$$P_i = P_{mb} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \left[2\cos^{-1}\left(\frac{r}{H_m + \frac{D_r}{2}}\right) + 2\sin^{-1}\left(\frac{\frac{D_r}{2}}{H_m}\right)\right] \cdot \tau$$

Avec :
P_i = probabilité d'impact (par an)
P_{mb} = risque de rupture de mât (par an)
D_r = diamètre du rotor (m)
H_m = hauteur d'axe (m)
r = distance entre le chemin et le mât (m)
τ = facteur de séjour de l'objet passant dans le périmètre d'accident

Le facteur de séjour d'un passant τ est :

$$\tau = \frac{L_O}{v_O} \cdot \frac{1}{365 \cdot 24 \cdot 3600}$$

Avec : Lo : la longueur du véhicule + la distance de freinage
v_O: la vitesse de l'objet passant (m/s)

Technical description

ENERCON ice detection

ENERCON wind energy converters

Released: 2021-09-29 10:55

Publisher

ENERCON GmbH ▪ Dreekamp 5 ▪ 26605 Aurich ▪ Germany
Phone: +49 4941 927-0 ▪ Fax: +49 4941 927-109
E-mail: info@enercon.de ▪ Internet: http://www.enercon.de
Managing Directors: Momme Janssen, Jost Backhaus, Dr. Martin Prillmann, Jörg Scholle
Local court: Aurich ▪ Company registration number: HRB 411
VAT ID no.: DE 181 977 360

Copyright notice

The entire content of this document is protected by copyright and – with regard to other intellectual property rights – international laws and treaties. ENERCON GmbH holds the rights in the content of this document unless another rights holder is expressly identified or obviously recognisable.

ENERCON GmbH grants the user the right to make copies and duplicates of this document for informational purposes for its own intra-corporate use; making this document available does not grant the user any further right of use. Any other duplication, modification, dissemination, publication, circulation, surrender to third parties and/or utilisation of the contents of this document – also in part – shall require the express prior written consent of ENERCON GmbH unless any of the above is permitted by mandatory legislation.

The user is prohibited from registering any industrial property rights in the know-how reproduced in this document, or for parts thereof.

If and to the extent that ENERCON GmbH does not hold the rights in the content of this document, the user shall adhere to the relevant rights holder's terms of use.

Registered trademarks

Any trademarks mentioned in this document are intellectual property of the respective registered trademark holders; the stipulations of the applicable trademark law are valid without restriction.

Reservation of right of modification

ENERCON GmbH reserves the right to change, improve and expand this document and the subject matter described herein at any time without prior notice, unless contractual agreements or legal requirements provide otherwise.

Document details

Document ID	D0154426/11.1-en
Note	Original document. Source document of this translation: D0154407/11.1-de/2021-07-23

Date	Language	DCC	Plant/department
2021-09-29	en	DB	WRD Management Support GmbH / Documentation Department

Released: 2021-09-29 10:55

Applicable documents

The titles of the documents listed are the titles of the original language versions, with translations of these titles in brackets where applicable. The titles of superordinate standards and guidelines are indicated in the original language or as an English translation. Document IDs always refer to the original language versions. If the document ID does not contain a revision, the most recent revision of the document applies. This list contains documents concerning optional components if necessary.

Document ID	Document
D0160588	Technische Beschreibung Gondelpositionierung bei Eisansatz (Technical description of nacelle positioning on ice detection)
D0258603	Technische Beschreibung Windpark-Eisansatzerkennung (Technical description of wind farm ice detection system)
D0441885	Technische Beschreibung Blattheizung (Technical description of blade heating system)

Released: 2021-09-29 10:55

Table of contents

1 Introduction 5

2 ENERCON power curve method 6
- 2.1 Operating principle 6
- 2.2 Safety 7
- 2.3 Limitations 7
- 2.4 Detection time revised 7
- 2.5 Influence of a stopped wind energy converter on the detection time 7
- 2.6 Prevent stop after faults 8

3 Stopping the wind energy converter 9

4 Restarting the wind energy converter 10
- 4.1 Priority of stopping and restarting the wind energy converter 10
- 4.2 Manual restart 10
- 4.3 Automatic restart after thaw conditions 11
- 4.4 Automatic 6-hour restart 12
- 4.5 Automatic restart with blade heating system 14
- 4.6 Automatic restart after wind farm ice detection 16

5 Parameters 18

Glossary of terms 21

Released: 2021-09-29 10:55

1 Introduction

In certain weather conditions, ice, hoarfrost or snow can build up on the rotor blades, reducing the efficiency of the wind energy converter and increasing noise emissions. These deposits unbalance the blades, which causes increased load on the structure. The deposits can become so thick that they would pose a danger to persons and objects if they were to drop off (unavoidable ice shedding, as from tall buildings) or be thrown from the blades (ice throw).

To reduce the dangers of ice throw, ice detection based on the ENERCON power curve method is employed as standard in ENERCON wind energy converters. If ice build-up is detected on a running wind energy converter, the wind energy converter stops on expiry of the set detection time.

The ENERCON power curve method is an integral element of the ENERCON control system and cannot be deactivated. The ENERCON power curve method uses the sensors present in the control system. All the necessary input variables, such as external temperature, wind speed, rotational speed, power and blade angle are constantly available for the ENERCON power curve method. If a fault is detected in the sensors, the wind energy converter is automatically stopped.

This document provides an overview of the ENERCON power curve method and its effect on the start-up and shutdown routines of the wind energy converter and is valid for ENERCON wind energy converters with the following control system types:

- CS48, CS82, CS101, CS126, EP3-CS-02, EP4-CS-01

The ENERCON power curve method is under development for the ENERCON wind energy converters E-138 EP3 E3, E-115 EP3 E4, E-147 EP5 E2, E-160 EP5 E2 and E-160 EP5 E3.

Released: 2021-09-29 10:55

2 ENERCON power curve method

2.1 Operating principle

Rotor blades use high-grade aerodynamic profiles that provide for optimal efficiency within a wide operating range. The aerodynamic properties of these profiles are very sensitive to changes in their contour and roughness caused by ice formation. The resultant, significant change in the operating map of the wind energy converter (the interrelationships of wind, rotational speed, power and blade angle) is used by the ice detection system. All wind energy converters have a standard control curve, which is adapted automatically to suit the particular site during operation by a self-learning algorithm. When the outside air temperature is > +2 °C, as measured in a sheltered location at the rear below the nacelle, the various interlinked parameters (wind/power output/blade angle) are recorded as long-term mean values. At outside air temperatures ≤ +2 °C, the current operating data are compared with the long-term mean values, since ice formation on the rotor blades is possible in this temperature range.

Here an empirically determined tolerance range is applied to the wind energy converter-specific wind/power and wind/blade angle curves. This range is based on simulations, tests and many years of experience with numerous wind energy converters of different types. If the operating data for power or blade angle are outside the tolerance range on the basis of a sliding average, the wind energy converter is brought to a stop with the main status `14:XX Ice formation` (idle mode).

The type of deviation from the tolerance range is also analysed and displayed as a sub-status.

A measured mean power output below the power range indicates ice formation on the rotor blades. The wind energy converter is then halted, with the status `14:11 Ice formation : Rotor (Power measurement)` (idle mode).

When ice forms on the rotor blades, smaller blade angles are set within the control range than on ice-free blades. If the average measured blade angle is below the blade angle range, this indicates ice formation on the rotor blades. The wind energy converter is then halted, with the status `14:13 Ice formation : Rotor (Blade angle measurement)` (idle mode).

Time to stopping

The tolerance range is relatively narrow. For this reason, the wind energy converter does not stop until the ice detection time (ch. 2.4, p. 7) has elapsed. The thickness of the ice layer that has built up until that point is not a hazard to the surrounding area. Some operating points will regularly be outside tolerances even without ice formation. However, because of exponential averaging, this does not usually cause the wind energy converter to stop.

Released: 2021-09-29 10:55

2.2 Safety

The operating safety of the ice detection system based on the ENERCON power curve method is very high. Mutually independent temperature sensors on the underside of the nacelle and on the tower base monitor these temperature measurement points for possible failure.

The control system constantly checks the plausibility of all relevant measured values from the wind energy converter. Implausible measured values may sometimes be interpreted by the control system as ice formation for safety reasons, even if there is no ice.

The ENERCON power curve method can detect ice build-up even if ice build-up has not yet been detected by external ice detection systems.

2.3 Limitations

Since the rotor has to be rotating and the wind energy converter has to be producing power for the ENERCON power curve method, no ice build-up can be detected with the ENERCON power curve method when the rotor is at a standstill. At wind speeds below 3 m/s, the sensitivity of the method is reduced. At wind speeds above 3 m/s, there are no restrictions.

Ice shedding/ice throw may occur even during start-up of the rotor. As the rotor only turns at a low speed, however, the ice is not flung away but simply falls down as from other tall structures.

2.4 Detection time revised

The detection time – the time period between the first deviation from the tolerance until the wind energy converter is stopped – is as follows:

- For every 60 seconds for which an average deviation exists, a counter is incremented by 1 up to the value of P4112 (ch. 5.3, p. 19). When the counter reading set in P4112 is reached, the wind energy converter stops with one of the following status messages:
  `14:11 Ice detection: Rotor (power measurement)`
  `14:13 Ice detection: Rotor (blade angle)`
- For every 60 seconds for which no average deviation exists, the counter is decremented by 1 down to a minimum of 0.

Ice formation is sufficiently and reliably detected using the default setting of the parameter. The lower the parameter is set, the quicker the control system detects ice formation. This, however, can cause the wind energy converter to stop prematurely. For wind energy converters at sites where the local icing and wind conditions and exploitation of the surrounding area give cause to assume a high risk of ice throw, the parameter setting can be reduced.

2.5 Influence of a stopped wind energy converter on the detection time

In addition to the detection time function described above, the counters for status `14:11` and `14:13` are slowly increased in situations where ice formation is possible and when the wind energy converter is stationary. Since ice builds up more slowly on a stationary rotor than on a moving rotor, it takes the counters 3 hours to reach a value that is 3 minutes short of the set detection time. If the wind energy converter now starts up, the detection

Released: 2021-09-29 10:55

time of the ice detection system is shortened to a minimum of 3 minutes, depending on the duration for which the system was stationary. The control system quickly detects any potential ice formation and the wind energy converter immediately stops again.

2.6 Prevent stop after faults

Ice may also form on the rotor blades during a long stationary period owing to a fault if the temperature is below +2 °C and air humidity is sufficiently high. If the wind energy converter is then restarted by means of the remote control system, there is a risk of ice throw. How far the ice is thrown depends heavily on the speed of the wind energy converter and therefore on the prevailing wind speed at the time of the restart.

To minimise this risk, the control system determines the duration of each standstill when a fault occurs. On the basis of ENERCON's experience with locations in low-lying mountain areas, the wind energy converter restarts automatically up to 2 hours and 59 minutes after a fault is reset. If the standstill time reaches or exceeds 3 hours, the wind energy converter does not restart automatically if the sliding mean wind speed is more than 5 m/s over a period of 10 minutes.

This function is achieved as follows: If a fault has occurred and ice formation is likely, the counter for the status `14:16 Ice detection : Turbine stopped preventive` is increased. After 3 hours, the counter reaches the preset value of 180 minutes and is then automatically incremented by another 5 minutes to 185 minutes. If the wind energy converter is restarted now, the status `14:16` prevents an automatic restart if the mean wind speed is greater than 5 m/s over a 10-minute period.

If, however, the mean wind speed is less than 5 m/s, the wind energy converter is started and then begins to lower the counter for status `14:16` at intervals of one minute. Since the counter is higher than 180 for the first 5 minutes, the wind speed will continue to be monitored. If the mean wind speed increases within this period to more than 5 m/s, the wind energy converter is stopped again. The wind energy converter will continue to operate at wind speeds above 5 m/s only once the counter has fallen below 180 minutes.

The counter for status `14:16` continues to decrease at one-minute intervals while the wind energy converter is in operation and therefore only reaches the value 0 after 3 hours. If meanwhile another fault occurs on the wind energy converter, the counter begins to count upwards from the current value and reaches the value of 180 minutes correspondingly sooner.

Status `14:16` is automatically cleared when automatic restart after icing (ch. 5.1, p. 18) is activated and the timer for possible ice build-up is back to 0. At outside temperatures above +2 °C, any ice will have melted and the wind energy converter can be safely started up.

The preventive stop in the event of faults can be enabled or disabled via parameter 4115 (ch. 5.4, p. 19).

Released: 2021-09-29 10:55

3 Stopping the wind energy converter

If the ice detection system detects critical icing, the wind energy converter is stopped (idle mode). In addition, a signal is sent to the ENERCON SCADA system.

Depending on the parameter configuration, the nacelle can be moved to a certain position. Optionally, the blade heating system or a ice warning light is switched on.

Released: 2021-09-29 10:55

4 Restarting the wind energy converter

4.1 Priority of stopping and restarting the wind energy converter

Stopping the wind energy converter always has a higher priority than restarting the wind energy converter. This means that the wind energy converter cannot restart as long as one ice detection system detects critical ice build-up, even if another ice detection system reports that it is ice-free.

4.2 Manual restart

After ice detection, it is only possible to manually initiate a restart directly at the wind energy converter after an appropriate visual inspection. The ice reset can be triggered via the button on the control cabinet or via the ENERCON SCADA server on site. In this case, the on-site personnel is responsible for any hazard resulting from the restart.

The wind energy converter cannot restart as long as an ice detection system detects critical ice build-up.

Released: 2021-09-29 10:55

4.3 Automatic restart after thaw conditions

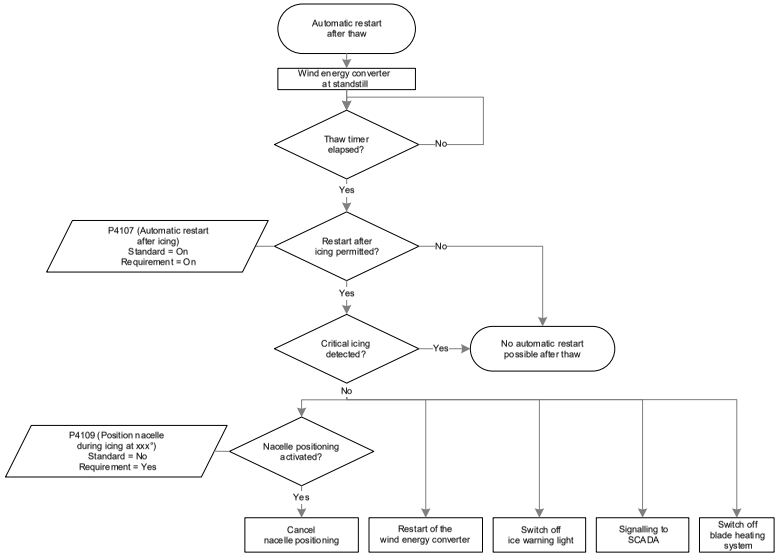


Fig. 1: Automatic restart after thaw conditions

Default setting:

- P4107 (Automatic restart after icing) = On

Requirement:

✓ P4107 (Automatic restart after icing) = On

✓ No critical ice-build-up detected by an installed ice detection system.

If a thaw situation is detected on the basis of previous outdoor temperature measurements and an automatic restart in case of a thaw is parameterised, the wind energy converter resumes operation.

If an ice detection system detects critical icing, automatic restart after thawing is not possible.

Tab. 1: Automatic restart after thaw

Outside temperature in °C	Duration in minutes
> 2	3600
3	360
4	180
5	120
6	90
7	72
8	60

Released: 2021-09-29 10:55

4.4 Automatic 6-hour restart

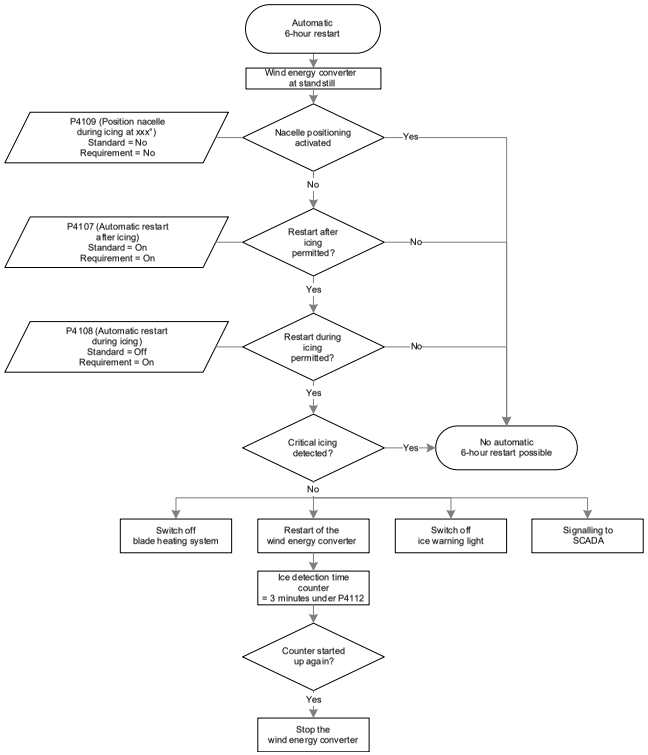


Fig. 2: Automatic 6-hour restart

Default setting:

- P4107 (Automatic restart after icing) = On
- P4108 (Automatic restart during icing) = Off

Requirement:

✓ P4108 (Automatic restart during icing) = On

✓ P4107 (Automatic restart after icing) = On

✓ No critical ice formation detected by an installed ice detection system

If the automatic 6-hour restart is parametrised, the wind energy converter makes a start-up attempt while the icing conditions are present (including temperatures below +2 °C for prolonged periods) at a regular interval of 6 hours.

For this purpose the ice formation detection time counters of the ENERCON power curve method are set to a defined value. This value is 3 minutes short of the preset value of the ice formation detection time. If ice formation is still detected, the wind energy converter is stopped again after a few minutes.

Released: 2021-09-29 10:55

The wind energy converter cannot restart as long as an ice detection system detects critical ice build-up.

Released: 2021-09-29 10:55

4.5 Automatic restart with blade heating system

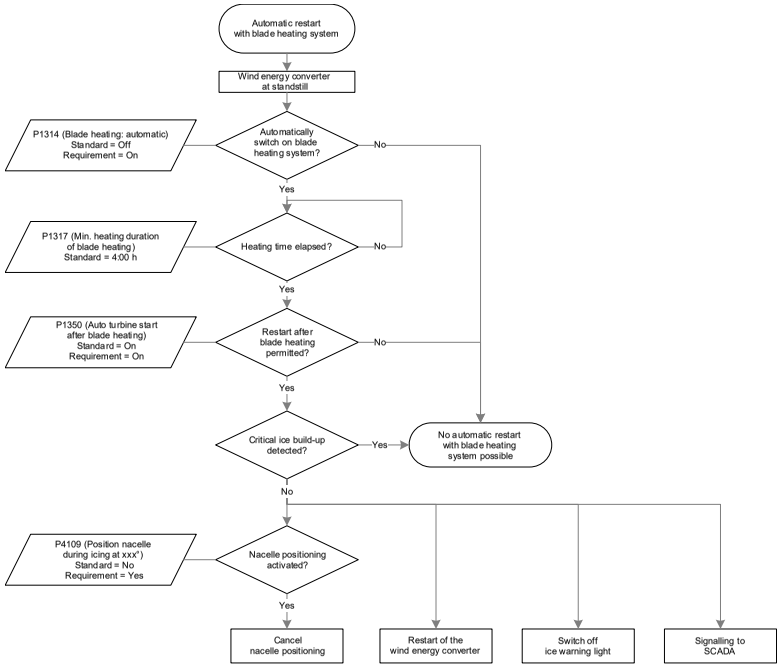


Fig. 3: Automatic restart with blade heating system

Default setting:

- P1314 (Blade heating: automatic) = Off
- P1350 (Auto turbine start after blade heating) = On

Requirement:

✓ P1314 (Blade heating automatic) = On

✓ P1350 (Auto turbine start after blade heating) = On

✓ No critical icing detected by an installed ice detection system

When an ice detection system has detected critical icing and the wind energy converter has been stopped, the blade heating system is switched on.

After the blade heating cycle has been run through once, the wind energy converter resumes operation.

After one blade heating cycle has been completed, the counters for the ice build-up detection time of the ENERCON power curve method are set to a defined value. This value is 3 minutes under the preset value of the ice build-up detection time. If ice build-up is still detected, the wind energy converter is stopped again after a few minutes.

This function is also possible under icing conditions.

The wind energy converter cannot restart as long as an ice detection system detects critical ice build-up.

Released: 2021-09-29 10:55

For more detailed information, refer to the technical description:

- D0441885 ‘Technische Beschreibung Blattheizung’ (Technical description of blade heating system)

Released: 2021-09-29 10:55

4.6 Automatic restart after wind farm ice detection

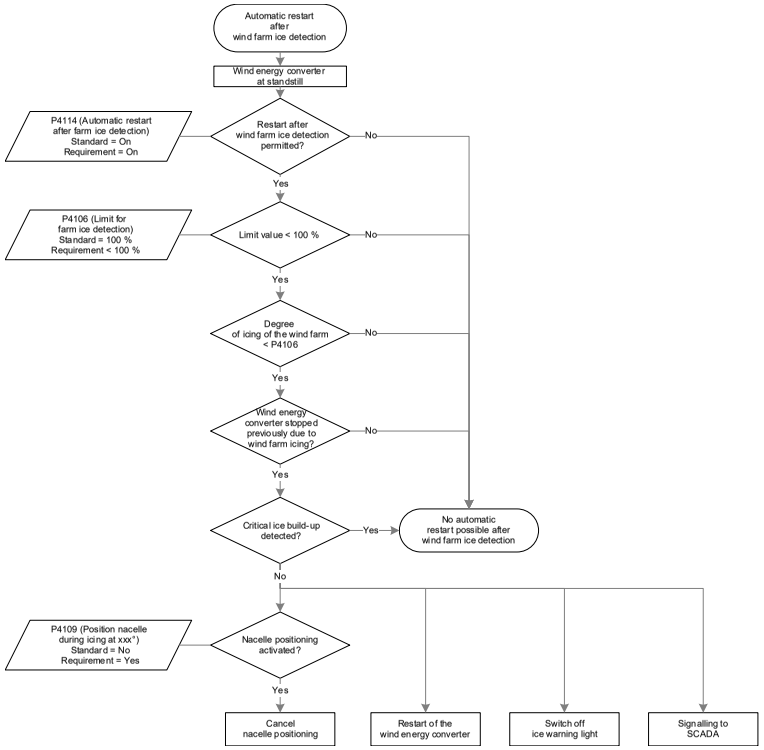


Fig. 4: Automatic restart after wind farm ice detection

Default setting:

- P4114 (Automatic restart after farm ice detection) = On
- P4106 (Limit for farm ice detection) = 100 %

Requirement:

✓ P4114 (Automatic restart after farm ice detection) = On

✓ P4106 (Limit for farm ice detection) < 100 %

✓ No critical icing detected by an installed ice detection system

If a wind energy converter no longer detects critical ice build-up and clears the corresponding status message, the wind energy converter transmits this information to all wind energy converters in the wind farm via the ENERCON SCADA system. Each wind energy converter deletes the corresponding information and recalculates the degree of ice build-up of the wind farm. If the degree of ice build-up of the wind farm is below the value set for the particular wind energy converter, the start-up procedure is initiated provided that the wind energy converter has not detected critical ice-build-up itself or, as a preventive measure, has to remain at a standstill due to a prolonged standstill at low temperatures.

Released: 2021-09-29 10:55

The wind energy converter cannot restart as long as an ice detection system detects critical ice build-up.

For more detailed information, refer to the technical description:

- D0258603 ‘Technische Beschreibung Windpark-Eisansatzerkennung’ (Technical description of wind farm ice detection system)

Released: 2021-09-29 10:55

5 Parameters

The values to be set for the following parameters are specified by the responsible approval authorities or the operator/owner. ENERCON sets and documents the values.

5.1 P4107: Automatic restart after icing

Determines whether or not the wind energy converter is allowed to restart automatically at a sufficiently high outside temperature. This parameter relates to the ENERCON power curve method and to ice detection by external systems.

For software versions up to and including V5.90 (control cabinet I/O board 1), this parameter also specifies whether a wind energy converter may restart automatically once a blade heating cycle has been completed.

Setting options	Default
On/Off	On

5.2 P4108: Automatic restart during icing

Indicates whether the wind energy converter is to attempt to restart at 6-hour intervals while ice is still forming. This parameter can only be activated when automatic restart after icing is activated (P4107 = On).

This parameter allows automatic restart in non-critical locations.

Note: If P4108 = on, the risk of ice throw increases!

Setting options	Default
On/Off	Off

Released: 2021-09-29 10:55

5.3 P4112: Ice accretion detection time

Indicates how much time the wind energy converter has to detect ice formation.

A shorter detection time does not affect the sensitivity of the ice detection system. The wind energy converter simply reacts sooner if the tolerance range of the control curve is exceeded. This also leads to a slightly higher risk of unnecessary shutdowns.

In the event of automatic restart during ice build-up (parameter 4108 = on) or restart after rotor blade de-icing by the blade heating system, the counters for statuses `14:11` to `14:14` (power and blade angle measurements) are each reset as defined. The defined value is 3 minutes short of the preset value of the ice build-up detection time. If icing is still present, the wind energy converter is then stopped after a few minutes. This occurs regardless of the detection time that has been set for ice build-up.

Note: Ice accretion detection times > 15 minutes can result in an impairment of the certified function of the ice detection system.

Setting options	Default	
10 – 30 minutes	Critical site	15 minutes
	Non-critical site	30 minutes
	Country-specific exceptions	
	Germany BeNeLux Austria (new wind energy converters)	15 minutes
	Austria (existing wind energy convert-ers)	30 minutes

5.4 P4115: Preventive ice det. after 3 hours fault

Specifies whether the wind energy converter remains stopped in the event of potential ice formation after a fault lasting longer than 3 hours with status `14:16 Ice detection: Turbine stopped preventive`.

Note: If P4115 = off, the risk of ice throw may increase.

Setting options	Default
On/Off	On

Released: 2021-09-29 10:55

5.5 Sensitivity of the ice detection system

Specifies the level of sensitivity set for the tolerance range of the ice detection system (ENERCON power curve method).

The higher the sensitivity, the lower the amount of ice necessary for ice formation to be detected.

The default setting is in accordance with the 'TÜV Nord Gutachten – Eisansatzerkennung nach dem ENERCON Kennlinienverfahren' (TÜV Nord Expert Report – Ice detection according to the ENERCON power curve method) (D0367983).

Note: Low sensitivity and decreased sensitivity do not correspond to the state of the art and can result in higher loads on the rotor blades and hence have a negative impact on the wind energy converter.

Setting options	Default
Low sensitivity	Normal sensitivity
Decreased sensitivity	
Normal sensitivity	
Increased sensitivity	
High sensitivity	

Released: 2021-09-29 10:55

Glossary of terms

Critical icing
Formation of ice that, due to its impact energy, poses a danger to unprotected persons if it falls or is flung away.

Ice shedding
Ice falling while the wind energy converter is at a standstill; under certain weather conditions, ice may form on the rotor blades. The falling chunks of ice may cause injury and property damage.

Ice throw
Ice that can form on and be thrown off the rotor blades of the wind energy converter while they are spinning in certain weather conditions.

Idle mode
Operating mode of an ENERCON wind energy converter where the rotor blades are generally at a rotor blade angle of 60° (in what is known as no-load operation) where the wind energy converter is idling. The rotor rotates only very slowly. In idle mode, no energy is generated and the rotor speed is monitored. The rotor blade angle is increased at higher wind speeds so that the maximum idle speed is not exceeded.

Released: 2021-09-29 10:55

Winterwind 2018

Leveraging insight from operational data to optimize performance in cold climates

SIEMENS Gamesa
RENEWABLE ENERGY

Contents

1. Health and safety under icy conditions for Siemens Gamesa turbines
2. The ice problem
3. Three different solutions to the ice problem
4. The Operation With Ice feature
5. Field experience with Operation With Ice

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A Marketing Department

SIEMENS Gamesa
RENEWABLE ENERGY

Health and safety under icy conditions for Siemens Gamesa turbines

- The risk of ice throw cannot be entirely eliminated by the current technologies within the area of de-icing and anti-icing, as their purpose is to reduce ice buildup primarily on the leading edge.
- The risk of ice throw can be contained by acknowledged guidelines of safe zones, typically in the order of 250 m to 400 m depending on the turbine type.
- The turbine owner is responsible for taking the appropriate risk mitigation measures to protect the public from being exposed to falling ice in accordance with local legislation.
- The site personnel are typically more exposed to ice-throw than the public. Site personnel must, in the event of icing conditions, always follow the health and safety rules and procedures provided by Siemens Gamesa

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A Marketing Department

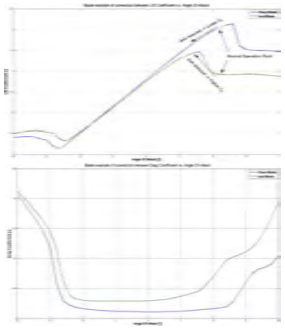
SIEMENS Gamesa
RENEWABLE ENERGY

The ice problem

SIEMENS Gamesa
RENEWABLE ENERGY

The ice problem

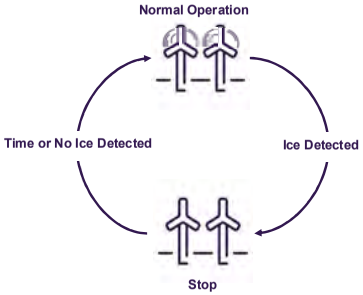
- A turbine affected by ice will have its aerodynamic performance altered due to the natural change in profile caused by ice buildup.
- The lift coefficient is reduced and with "normal control strategy", the operation point is now in the area of stall.
- In addition to reduced production, operation in stall also introduces risk of vibrations and over speed.
- A standard turbine certificate does not cover this situation and therefore the normal action is to bring the turbine to a stop, with significant production loss as a consequence.



Three different solutions to the ice problem

"Ignore the problem" Strategy

- Ice builds up on the blades
- Aerodynamic performance decreases
- Power production decreases
- Ice is detected by low power production or by ice detection sensor
- Turbine stops
- Turbine is restarted after a specific period, or when ice is no longer detected

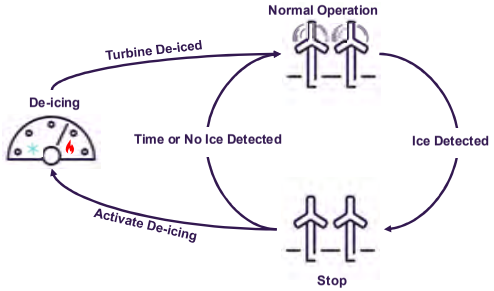


Standard certificate doesn't include ice on the blade

Significant production loss

"Try to remove the problem" Strategy using de-icing

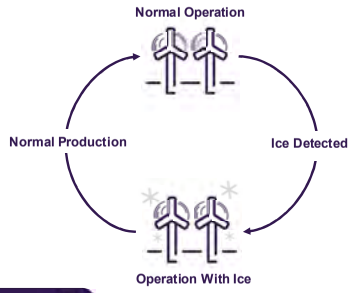
- Ice builds up on the blades
- Aerodynamic performance decreases
- Power production decreases
- Ice is detected by low power production or by ice detection sensor
- Turbine stops and de-icing process is activated
- Turbine is restarted once de-icing is complete



Costly and complex

”Accept and live with the problem” strategy using OWI (Operation With Ice)

- Ice builds up on the blades
- Aerodynamic performance decreases
- Power production decreases
- Ice is detected by low power production or by ice detection sensor
- Turbine changes control strategy to avoid stops and keep operational
- Turbine leveraging on operational data and adapt to the most optimum controller setting

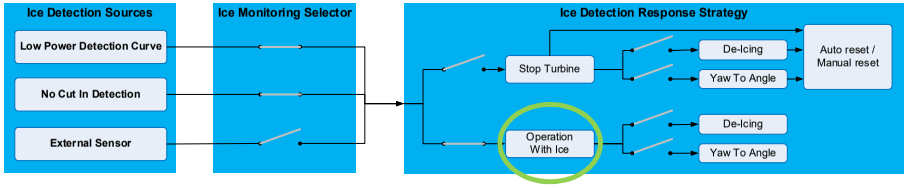


Low cost
No additional hardware

Operation With Ice controller feature

Flexible configuration for cold climate strategy

- Siemens Gamesa’s ice detection and response system offers a functionality that extends the range of operation during ice conditions.
- The configurable options determine how ice is detected and the associated action taken to e.g. comply with building permits
- Default configuration maximizes the power production



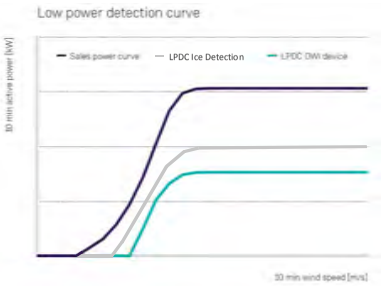
Standard ice detection method

Low Power Detection Curve (LPDC) Ice Detection

- Ice buildup on the blades reduces power production and degrades the power curve.
- Operation With Ice is activated once the measured power falls below the level of the Low Power Detection Curve (LPDC).
- If installed, the de-icing system is triggered by heavier ice buildup once the power falls below the OWI De-Icing power curve.

No Cut-in Ice Detection

- Indications are that there is sufficient wind for the turbine to produce power, but the rotor speed is not high enough for the turbine to cut-in
- It is reasonable to assume that this is caused by ice buildup.



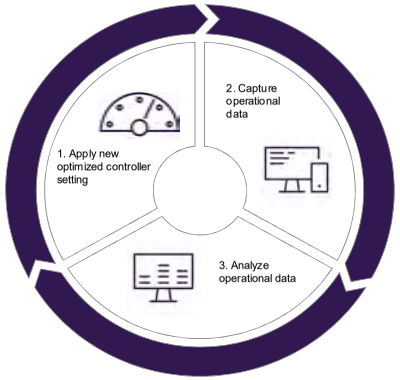
Illustrative comparison of the standard, LPDC, OWI De-Icing power curves

Step 1: Get the rotor speed back to normal speed

- In low wind conditions, the rotor speed is controlled by a lookup table, where the generator power demand is a function of the generator speed (Speed Power Curve).
- The lookup table ensures a constant tip speed ratio under normal conditions, but with icy conditions this table setting results in reduced rotor speed
- OWI brings the rotor speed back to normal speed to avoid blade stall and turbine cut out.

Step 2: Optimize pitch angle to avoid stall

- The minimum pitch angle is increased to move the Angle Of Attack (AOA) away from the stall area
- Turbine leverages operational data and adapts to the most optimal setting
- It continues to optimize until the optimum angle matches the default setting



Same or reduced risk of ice throw, compared to de-icing solutions

- The de-icing system does not provide an ice-free turbine/blade scenario.
- Only the leading edge is de-iced, and the remaining part of the blade isn't cleaned. There's even a greater chance of large chunks of ice building up on the blade while the turbine is stopped for de-icing during ~60 minutes.
- OWI attempts to keep the turbine running, meaning it is less likely for ice to build up in large chunks compared to a rotor standing still.

Operation With Ice can be combined with Noise Restricted Operation at noise sensitive sites

- Operation With Ice reduces stall and thereby noise emissions as well.
- Operation With Ice is compatible with Noise Restricted Operation and will respect a low speed set point from the noise control feature.

Field experience with Operation With Ice

SIEMENS Gamesa
RENEWABLE ENERGY

The Relative Ice Loss Recovery (RILR) can be calculated from SCADA data

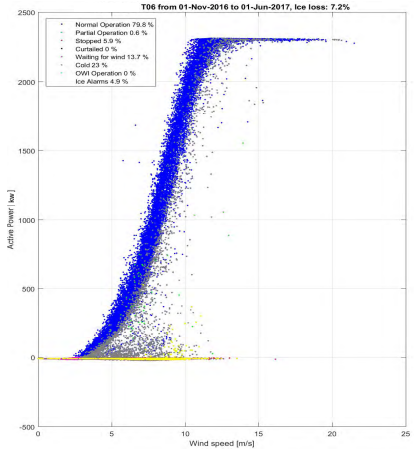
1. Select a pair of turbines with same conditions, where one is operating with a cold weather feature, and the other one is not.
2. Create “warm power curves” for both turbines based on operational data with no icy conditions.
3. Compensate nacelle wind speed for stopped operation based on wind speed at the peer turbine.
4. Calculate ice loss based on difference between actual power and the “warm power curve”.
5. Calculate relative ice loss recovery by comparing the cumulated ice loss of the turbine with and without cold climate feature.

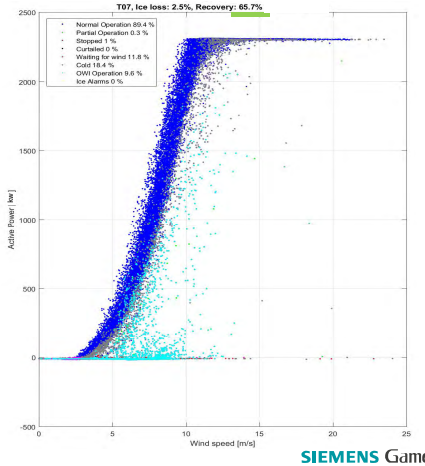
$$RILR = \frac{E^{B}_{iceloss,\%} - E^{A}_{iceloss,\%}}{E^{B}_{iceloss,\%}}$$

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A Marketing Department

SIEMENS Gamesa
RENEWABLE ENERGY

RILR calculation example, SWT-2.3-101

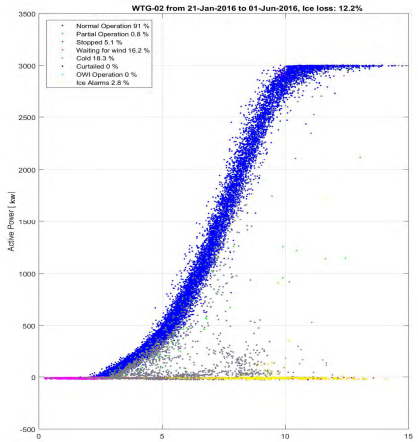


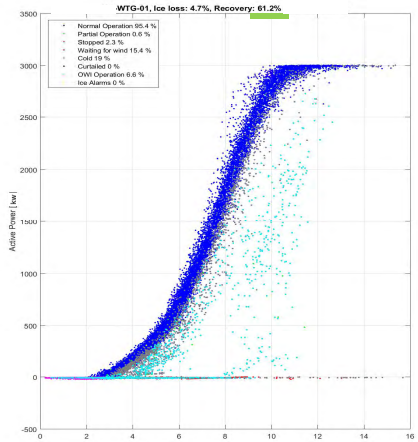


© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A Marketing Department

SIEMENS Gamesa
RENEWABLE ENERGY

RILR calculation example, SWT-3.0-113



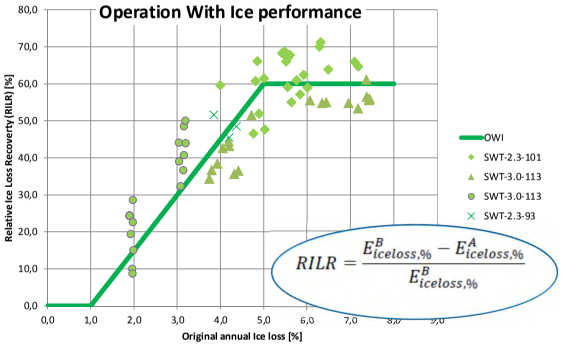


© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A Marketing Department

SIEMENS Gamesa
RENEWABLE ENERGY

The Relative Ice Loss Recovery (RILR) can be calculated from SCADA data

- Operation With Ice is now running at +300 turbines
- Has been validated over the last two winter seasons
- Average relative ice loss recovery at 60% annual ice loss > 5%



© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A Marketing Department

SIEMENS Gamesa RENEWABLE ENERGY

Thank you!

Per Egedal
Chief Engineer, Control and Monitoring,
Siemens Gamesa Renewable Energy

SIEMENS Gamesa RENEWABLE ENERGY

Restricted
Document no.: 0089-5227 V03
12-02-2024

General Specification
Nacelle Ice Detection

V90/V100/V110/V120 – 2.0/2.2 MW
V105/V112/V117/V126/V136/V155 – 3.45/3.6 MW
V136/V150 – 4.5MW
V117/V136/V150 – 4.0/4.2 MW
V150/V162 – 5.6/6.0/6.2/6.4 MW
V163/V166 – 4.5 MW
V162/V172 – 6.8/7.2 MW

VESTAS PROPRIETARY NOTICE: This document contains valuable confidential information of Vestas Wind Systems A/S. It is protected by copyright law as an unpublished work. Vestas reserves all patent, copyright, trade secret, and other proprietary rights to it. The information in this document may not be used, reproduced, or disclosed except if and to the extent rights are expressly granted by Vestas in writing and subject to applicable conditions. Vestas disclaims all warranties except as expressly granted by written agreement and is not responsible for unauthorized uses, for which it may pursue legal remedies against responsible parties.

Original Instruction: T05 0089-5227 VER 03
T05 0089-5227 Ver 03 - Approved- Exported from DMS: 2025-03-14 by MHEIT

Table of contents

1 Introduction 3
2 General Description 3
3 Operational Strategy 5
4 Technical data 7
5 Notices and Disclaimer 7

Original Instruction: T05 0089-5227 VER 03
T05 0089-5227 Ver 03 - Approved- Exported from DMS: 2025-03-14 by MHEIT

1 Introduction

This document describes the Nacelle Ice Detection system for the following turbines:

V90/V100/V110/V120 – 2.0/2.2 MW
V105/V112/V117/V126/V136/V155 – 3.45/3.6 MW
V136/V150 – 4.5MW
V117/V136/V150 – 4.0/4.2 MW
V150/V162 – 5.6/6.0/6.2/6.4 MW
V163/V166 – 4.5 MW
V162/V172 – 6.8/7.2MW

2 General Description

The Nacelle Ice Detection system is based on Labkotec's LID-3300IP Ice detector. It is mounted in the nacelle and the sensor is mounted on the coolertop. The system is used to detect freezing rain/ice as described below. The Ice Detection system is connected to the WTG controller of the turbine and can optionally be configured to stop the turbine when a certain level of ice is present.

Figure 1- Nacelle Ice Detection system

The system consists of an ICE SENSOR NID and a CONTROL BOX NID. CONTROL BOX NID contains the LID-3300IP Control Unit with front panel that has LED indicators for Power, Ice Alarm, Heating and Fault.

Original Instruction: T05 0089-5227 VER 03
T05 0089-5227 Ver 03 - Approved- Exported from DMS: 2025-03-14 by MHEIT

Figure 2 – CONTROL BOX NID

ICE SENSOR NID is placed on the cooler top. The ice sensor body includes a 350W heating element to be able to De-ice the sensor prior to detection.

Figure 3 – LID ICE SENSOR NID

Original Instruction: T05 0089-5227 VER 03
T05 0089-5227 Ver 03 - Approved- Exported from DMS: 2025-03-14 by MHEIT

Original Instruction: T05 0089-5227 VER 03

3 Operational Strategy

The overall control strategy of the Nacelle Ice Detection system is to provide continuous measurements of ice conditions on the nacelle. The Ice detection is based on an ultrasonic principle. Ultrasonic signal attenuates when ice is accumulated on the sensor wire.

The Ice Sensor NID consist of two transducer elements, where one element generates ultrasonic vectors, which are detected by the second element. By measuring the attenuation levels, icing between the two elements can be detected.

The ultrasonic signal is transmitted along a thin thread at one end and the intensity of the ultrasonic signal having passed through the thread is measured at the other end. If the thread is covered with a water layer, the ultrasound will not be attenuated, however if the water freezes, the ultrasound cannot propagate in the thread, but will be abruptly attenuated. If the thread is covered with a sludge, the ultrasound will be somewhat attenuated to a kind of intermediate level at which detection of sludge is also possible. A viscosity difference exists between ice and water, and thus the intensity of the ultrasound having passed through the thread will also be different.

This ultrasonic sensor is comprised of a measuring transducer, a thread-like acoustic waveguide having an ultrasonic transmitter at one end, an ultrasonic receiver at other end, and a device which comprises electronic components for measuring the intensity and the attenuation of an ultrasonic pulse having passed through the transducer thread in the case of ice formation. Electric resistance of the thread is measured simultaneously with the measurement of the attenuation of the ultrasound. With the help of measured resistance, the amount of required heating for the thread can be provided optionally to melt the surrounding ice, whereby the ultrasound intensity resumes its initial level.

During icing conditions the ultrasonic signal amplitude will start to decrease, and the ice alarm will make the turbine stop. If the Turbine have a blade heating system available, the NID can trigger a de-icing mode. Blade heating systems needs to be purchased separately, which is turbine type dependent. Also, just at the right time when the ice is detected the sensor start heating itself to melt the detected ice. After a set delay, the alarm will go off and turbine will start functioning again, in case if turbine is configured to stop, when ice is detected. (see Figure 4).

T05 0089-5227 Ver 03 - Approved- Exported from DMS: 2025-03-14 by MHEIT

Original Instruction: T05 0089-5227 VER 03

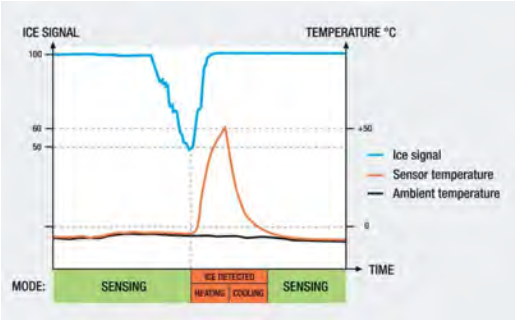


Figure 4 – Working cycle of detector

This ice detector is based on longitudinal wire waves. It is reasonably east to adjust the parameters of the device to correspond with different icing climates

Nacelle Ice Detection system provides the current status of the nacelle to the turbine control system via a signal. The control system is responsible for ensuring that either the turbine control system (automatic) or an authorized person (manual) evaluates the Nacelle Ice Detection information and, if necessary, shuts down the turbine in the case of ice or another problem and starts it back up once the ice has been removed or the problem has been rectified.

- Ice detection of the Ice Detector is based on measuring the strength of an ultrasonic signal in a special sensor wire.
- During icing conditions the signal amplitude will start to decrease → ice alarm signal at the given alarm level (set by parameter P00).
- Right after the ice is detected, the sensor starts heating itself to melt the detected ice.
- After a set delay and cooling periods, the ice alarm signal will go off and sensor is ready to detect icing conditions again.

Ice Detector gives an ice warning from the very early phase of ice build-up.

Output signals	
Ice state	1 = Ice, 0 = No ice
Fail state	1 = Fail, 0 = No fail (OK)

T05 0089-5227 Ver 03 - Approved- Exported from DMS: 2025-03-14 by MHEIT

Original Instruction: T05 0089-5227 VER 03

The turbine can be configured to one of two:

- When an alarm is triggered, the alarm is logged in the turbine event log and the turbine alarm log, and the turbine is shut down.

  The alarm can be reset in the turbine.
- When an alarm is triggered, the alarm is logged in the turbine event log, and the turbine keeps operating.

4 Technical Data

Electrical Data	
Power supply	230 VAC ±10 %, 50/60 Hz
Power consumption:	
Sensing mode	7 W
De-icing mode	350 W
Weight:	
Control Box NID	7,9 kg (with Control Unit 800g)
LID Ice Sensor NID	1,3 kg (without brackets)

Environment	
Temperature range, operational	-40°C to +60°C

5 NOTICES AND DISCLAIMER

- Recipient acknowledges that this document is subject to change without notice and for recipient's informational purposes only and does not create or constitute a warranty, guarantee, promise, commitment, offer for sale or other representation by Vestas Wind System A/S and/or any of its affiliates (Vestas) whether express or implied, all of which are hereby expressly disclaimed by Vestas except to the extent expressly provided and agreed to by Vestas in a written contract with recipient.
- The Nacelle Ice detection system is designed to detect the presence of freezing rain icing conditions only. Other types of icing conditions (e.g. rime) are not included.
- The Nacelle Ice detection system is a nacelle-mounted system which detects the presence of freezing rain icing conditions and is based on an ultrasonic principle. Ultrasonic signal attenuates when ice is accumulated on the sensor wire.
- Accordingly, the presence of freezing rain icing conditions at other parts of the turbine (other than the Ice sensor NID location) may not be detected unless such conditions are also so present at the sensor.

  Although the Ice sensor used in the ice detector system has the de-icing capability described above in section **Error! Reference source not found. Error! Reference source not found.**, p. **Error! Bookmark not defined.**, the ice detector

T05 0089-5227 Ver 03 - Approved- Exported from DMS: 2025-03-14 by MHEIT

Original Instruction: T05 0089-5227 VER 03

system is not a de-icing system or solution. The use of, or reliance on, the ice detector system as a de-icing solution is at recipient's own risk.

- Although the detection of the presence of freezing rain icing conditions may coincidentally support to reduce the risk of ice drops and/or ice throws, the ice detector system is not designed to do so. Any use of, or reliance on, the system for such purpose is at recipient's own risk.
- See the proprietary notice set forth on the front page of this specification.

T05 0089-5227 Ver 03 - Approved- Exported from DMS: 2025-03-14 by MHEIT

ANNEXE P. SUIVI ACOUSTIQUE DE TAB

Suivi acoustique du parc éolien de TAB
Rapport de mesurages

Ventis
Octobre 2025

Modyva est un laboratoire agréé en matière de bruit par la Région Wallonne

Référence	2024-150
Date	28-10-2025
Version	Rev 0
Auteurs de l'étude	Adrien Bruyns

Modyva sprl – Rue de l'Archiduc, 1 – 1400 Nivelles
www.modyva.be

groupe cohezio

1 Table des matières

1 Table des matières 3
2 Introduction 5
3 Rappels théoriques 6
3.1 Unités et pondération 6
3.2 Niveaux sonores de référence 7
3.3 Puissance acoustique et mécanisme de propagation 8
3.4 Bruit particulier 8
3.5 Indicateurs acoustiques 9
4 Cadre légal 11
4.1 Arrêté du Gouvernement wallon du 4 juillet 2002 fixant les conditions générales d'exploitation des établissements visés par le décret du 11/03/1999 relatif au permis d'environnement 11
4.2 Arrêté du Gouvernement wallon du 25 février 2021 portant conditions sectorielles relatives aux parcs d'éoliennes d'une puissance totale supérieure ou égale à 0,5 MW 12
4.3 Arrêté ministériel du 26/7/2021 relatif aux études acoustiques des parcs éoliens 13
5 Description des éoliennes 14
5.1 Eoliennes installées 14
5.2 Environnement sonore 16
5.3 Evaluation préalable du bruit particulier du parc 17
6 Description de la campagne de mesures 18
6.1 Choix des points de mesures 18
6.1.1 Critères de choix 18
6.1.2 Points de mesures retenus 20
6.2 Matériel de mesures 21
6.3 Suivi de la production 21
6.4 Dates des mesurages 21
7 Résultats et analyses 22
7.1 Evaluation du premier mois de mesure 22
7.1.1 Rue du Colonel Dettmer 63, Brunehaut 22
7.1.2 Rue de la ladrerie 8, 7620 Brunehaut 23
7.2 Résultats de la campagne 24
7.2.1 Rue du Colonel Dettmer 63, Brunehaut 24
7.2.2 Rue de la ladrerie 8, 7620 Brunehaut 26
7.2.3 Couverture des conditions de fonctionnement de l'éolienne durant la campagne 27

7.2.4 Bruit éolien présent au Rue du Colonel Dettmer 63, Brunehaut 28
7.2.5 Bruit éolien présent à la Rue de la ladrerie 8, 7620 Brunehaut 31
7.3 Caractérisation de l'ambiance sonore 34
7.3.1 Rue du Colonel Dettmer 63, Brunehaut 34
7.3.2 Rue de la ladrerie 8, 7620 Brunehaut 36
8 Conclusions 38
8.1 Déroulement de la campagne 38
8.2 Synthèse de l'évaluation du bruit particulier 39
8.2.1 Evaluation du premier mois de mesure : Comparaison du $L_{A,part\ théor}$ et du $L_{Aeq,1h}$. 39
8.2.2 Bruit particulier mesuré 39
8.2.3 Principales observations 40
8.3 Ambiance sonore 40
Annexe 1 : Fiches d'analyses des arrêts 40

2 Introduction

La présente étude porte sur le suivi acoustique du parc éolien de Tournai Antoing Brunehaut, exploité par Ventis.

L'objectif de cette étude est de déterminer le bruit particulier en phase d'exploitation.

Trois stations de mesures ont été placées en différents points d'immission et ont monitoré les éoliennes entre le 31er mars 2025 et le 31 septembre 2025. Le bruit particulier a été évalué sur base des arrêts programmés en période de nuit. Au total, 35 arrêts ont été réalisés.

Dans la suite de ce rapport, nous détaillerons :
- Le cadre règlementaire
- La méthodologie et les critères de choix pour la localisation des sonomètres
- Les résultats de la campagne

3 Rappels théoriques

Le bruit est caractérisé par une variation de pression de l'air. Cette variation se propage de manière ondulatoire d'une source vers un récepteur à une vitesse de 340 m/s.

3.1 Unités et pondération

L'amplitude d'un bruit est donc mesurée en Pascal mais afin de représenter la sensibilité de l'oreille à l'amplitude, on utilise une unité logarithmique : le décibel. On parle alors de niveau de pression acoustique, noté L_p. Le son étant fluctuant, on a l'habitude de considérer une valeur moyenne sur une période d'évaluation T, que l'on note $L_{eq,T}$.

Un son est également caractérisé par son contenu fréquentiel. Un son grave contient principalement des basses fréquences tandis qu'un son aigu contient surtout des hautes fréquences. La perception mais aussi les mécanismes de propagation d'un son sont influencés par le contenu fréquentiel. La fréquence est exprimée en Hz. Une fréquence de 100 Hz correspond par exemple à 100 oscillations de l'air par seconde. Le contenu fréquentiel est généralement exprimé en bandes de tiers d'octaves. Le niveau sonore d'une bande de tiers d'octaves correspond à l'énergie acoustique contenue dans un intervalle normalisé autour de la fréquence de la bande en question. Le niveau global (toutes fréquences confondues) correspond à la somme des amplitudes de chaque bande de tiers d'octaves. Il s'agit d'une sommation en décibels.

La sensibilité de l'oreille n'est pas la même dans toutes les fréquences. L'ouïe est particulièrement sensible entre 500 et 4000 Hz, qui correspondent aux fréquences de la parole. En-dessous de cette fréquence, les sons sont d'autant moins bien entendus que leur fréquence est basse. La situation est similaire au-dessus de 4000 Hz. Afin de tenir compte de cette sensibilité, on pondère le son. Les appareils de mesures sont équipés d'un filtre A qui réduit l'amplitude des sons de basses ou de très haute fréquence. La courbe A est normalisée. L'amplitude s'exprime en dB(A). On parle de niveau de pression acoustique pondéré L_{pA} ou L_A ou $L_{Aeq,T}$.

3.2 Niveaux sonores de référence

A titre informatif, le tableau suivant reprend quelques niveaux sonores typiques

Niveaux de bruit dB(A)	Quelques références
140	Banc d'essai de turboréacteur
130	Marteau riveur
120	Burin pneumatique
110	Atelier de presses, d'emboutissage
100	Atelier de tôlerie
90	Poids lourds à quelques mètres
80	Trafic important dans la rue
70	Pool dactylographique
60	Conversation courante
50	Bureau
40	Bibliothèque
30	Chambre à coucher
20	Studio de radio diffusion
10	Bruissement d'une feuille
0	Seuil d'audition pour un son pur de 1.000 Hz

La perception du bruit environnemental peut être résumée par le tableau suivant.

Perception	Niveau équivalent L_{aeq} en dB(A)		
	Jour (7h-19h)	Soir (19h-23h)	Nuit 23h-7h)
Très tranquille	< 40	< 35	< 30
Tranquille	41-45	36-40	31-35
Calme	46-50	41-45	36-40
Audible	51-55	46-50	41-45
« Animé »	56-60	51-55	46-50
Bruyant	61-65	56-60	51-55
Très bruyant	>66	>61	>56

3.3 Puissance acoustique et mécanisme de propagation

La puissance acoustique est exprimée en Watts et caractérise la capacité intrinsèque d'une source à générer du bruit. De même que pour la pression acoustique, la puissance est exprimée en décibels.

On fait souvent l'amalgame entre niveau de pression acoustique L_p et niveau de puissance acoustique L_w. La confusion provient principalement du fait que le décibel est utilisé comme unité pour ces deux indicateurs.

Le niveau de puissance acoustique est une caractéristique intrinsèque d'une source de bruit, indépendamment de l'endroit où cette source est placée. Le niveau de pression acoustique généré par cette même source dépendra donc de sa puissance acoustique mais aussi de la position du récepteur par rapport à la source et les mécanismes de propagation du bruit dans cet environnement.

Les principaux éléments qui influencent le niveau de pression acoustique sont :
- La distance par rapport à la source
- La présence de murs ou d'écrans
- La présence de réverbération lorsque la source est dans un milieu confiné
- La transmission éventuelle à travers de murs ou cloisons
- L'influence des conditions atmosphériques sur la propagation

3.4 Bruit particulier

Le bruit particulier $L_{A,part,T}$ induit par une source de bruit est le bruit que l'on mesurerait en l'absence de toute autre source. Pour évaluer le bruit particulier généré par une machine ou une installation, il convient donc de déduire le bruit de fond présent lorsque cette machine ne fonctionne pas. On dispose de différents outils tels que les niveaux statistiques ou l'analyse fréquentielle pour déduire le bruit de fond.

3.5 Indicateurs acoustiques

Le bruit est par nature fluctuant et peut être provoqué par différentes sources qui se superposent entre elles. Il convient donc de définir des indicateurs permettant de quantifier le bruit et éventuellement distinguer les sources de bruit. La figure suivante montre un exemple de profil sonore mesuré dans l'environnement.

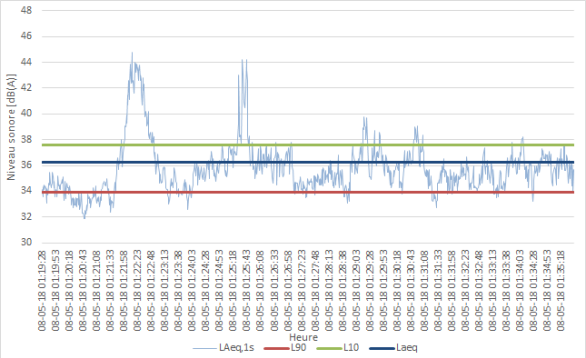


Figure 1 : Extrait du profil sonore sur une période de 15min

La courbe claire représente le niveau sonore $L_{Aeq,1s}$ mesuré chaque seconde. Ceci correspond au niveau sonore moyen sur une seconde. On peut aisément intégrer ces données pour réaliser des moyennes sur de plus longues périodes (10 min, 1h, …).

La courbe bleu foncé plus épaisse correspond au niveau sonore L_{Aeq} sur l'ensemble de la période de mesure. Il s'agit donc d'une moyenne du bruit, intégrant toutes les sources et toutes les fluctuations sonores. La courbe rouge correspond au niveau fractile L_{90}. Cet indicateur statistique correspond au niveau sonore dépassé durant plus de 90% de la période de mesure. Cet indicateur permet de filtrer tous les bruits fluctuants (puisqu'ils ne sont pas présents durant plus de 90% du temps) et ne conserver que les bruits stables provenant par exemple de machines au fonctionnement continu.

La courbe verte correspond au niveau fractile L10, c'est-à-dire le niveau sonore dépassé pendant plus de 10% du temps. Un tel indicateur permet de quantifier le bruit généré par des sources ponctuelles (passages de véhicules, d'avions, …).

L'évaluation du bruit particulier peut également être réalisée sur base d'un histogramme. La figure suivante montre un histogramme de classe 0,5 dB calculé durant l'arrêt sur base du profil sonore calculé toutes les 5 secondes (prise en compte de l'effet de passage de la palle devant le mât). Ce graphique indique le nombre de périodes de 5s mesurées pour un niveau déterminé. Lorsque le bruit éolien impacte le bruit total, on observe un pic à une valeur correspondant au bruit total, parc en fonctionnement et un second pic correspondant au bruit de fond. La différence entre ces 2 classes donne un bruit particulier.

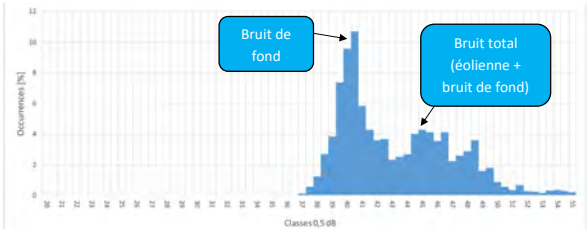


Figure 2 : Exemple d'histogramme de classe 0,5 dB sur le profil $L_{Aeq,5s}$

4 Cadre légal

On peut retenir les textes suivants :

- L'Arrêté du Gouvernement wallon du 04/07/2002 fixant les conditions générales d'exploitation des établissements visés par le décret du 11/03/1999 relatif au permis d'environnement
- L'Arrêté du Gouvernement wallon du 25/2/2021 portant conditions sectorielles relatives aux parcs d'éoliennes d'une puissance totale supérieure ou égale à 0,5 MW
- L'arrêté ministériel du 26/7/2021 relatif aux études acoustiques des parcs éoliens

Le cadre règlementaire applicable est également basé sur les impositions figurant dans le permis d'environnement octroyé au parc.

Nous résumons succinctement ces différents textes dans les paragraphes qui suivent.

4.1 Arrêté du Gouvernement wallon du 4 juillet 2002 fixant les conditions générales d'exploitation des établissements visés par le décret du 11/03/1999 relatif au permis d'environnement

L'Arrêté du Gouvernement wallon du 04/07/2002 fixe les conditions générales d'exploitation des établissements visés par le décret du 11/03/1999 relatif au permis d'environnement. Les conditions sectorielles décrites ci-dessus dérogent à cet arrêté en ce qui concerne les valeurs limites et les vitesses de vent maximales. Il convient de se référer aux conditions générales en ce qui concerne la définition et le calcul du bruit particulier ainsi que la méthode de mesures.

En ce qui concerne la définition du bruit particulier, nous renvoyons au point 3.4. du présent rapport.

En ce qui concerne la méthode de mesures, on retiendra les points qui suivent.

Dans les zones d'habitat et d'habitat à caractère rural le respect des conditions est imposé en tout point des zones d'immission. Dans les zones agricoles, forestières, d'espaces verts, naturelles, de parc, de loisirs, de services publics et d'équipement communautaire, les mesures s'effectuent aux endroits précisés par le permis d'environnement ou le permis unique.

L'article 27 spécifie que Les instruments de mesures sonométriques répondent aux exigences fixées par les normes CEI 651 et CEI 804 pour les appareils de classe I.

Les mesures sont effectuées à l'extérieur des habitations, si possible à au moins 3,5m de toute structure réfléchissante autre que le sol. Ceci vise à limiter l'influence des réflexions sur des murs ou structures qui se situeraient derrière le microphone. Le microphone est placé à une hauteur comprise entre 1,2 et 1,4m du sol ou du plancher de l'étage de l'habitation considéré.

En pratique, si on s'intéresse au premier étage d'une habitation, cela conduit à une mesure à une hauteur de l'ordre de 4m.

Les mesures ne peuvent être réalisées en cas de précipitations.

4.2 Arrêté du Gouvernement wallon du 25 février 2021 portant conditions sectorielles relatives aux parcs d'éoliennes d'une puissance totale supérieure ou égale à 0,5 MW

Les valeurs limites sont établies en fonction de la période, de la zone dans laquelle les mesures sont effectuées (zones définies au plan de secteur), comme indiqué au tableau suivant.

Zone dans laquelle les mesures sont effectuées	Valeurs limites (dB(A))		
	Jour 7h-19h	Transition 6h-7h et 19h-22h Dimanches et jours fériés 6h-22h	Nuit 22h-6h
Zone I Zone d'habitat et d'habitat à caractère rural	45	43	43
Zone II Zones agricoles, forestières, d'espaces verts, naturelles, de parcs.	45	45	43
Zone III Toutes zones, y compris les zones I et II, lorsque le point de mesure est situé à moins de 500 m de la zone d'extraction, d'activité économique industrielle ou d'activité économique spécifique, ou à moins de 200 m de la zone d'activité économique mixte, dans laquelle est situé l'établissement.	55	50	45
Zone IV Zones de loisirs, de services publics et d'équipements communautaires	55	50	45

Il peut être dérogé aux valeurs limites lorsque l'étude de suivi acoustique de l'établissement ne met pas en évidence d'émergence sonore de l'établissement par rapport au bruit ambiant dont l'origine est étrangère à tout autre parc d'éoliennes. Dans ce cas, l'établissement est considéré conforme aux normes de niveau sonore. L'ambiance sonore du parc doit alors être consignée dans le rapport de suivi acoustique.

L'Arrêté indique que le Ministre de l'Environnement peut définir des conditions de mesures spécifiques aux parcs d'éoliennes qui complètent les conditions définies dans l'arrêté du 4

juillet 2002 (conditions générales). On fait ici référence à l'arrêté ministériel relatif aux études acoustiques des parcs éoliens qui sera décrit ci-dessous.

4.3 Arrêté ministériel du 26/7/2021 relatif aux études acoustiques des parcs éoliens

Cet Arrêté définit les prescriptions en matière de surveillance acoustique des parcs éoliens.

Les essais suivent la méthodologie suivante :

- Installation d'un microphone et d'une station météo à une hauteur de 4m aux différents points d'immission. Le microphone doit être placé de manière à éviter les phénomènes de réflexion sur les murs ou bâtiments
- Les éoliennes du parc sont régulièrement mises à l'arrêt entre 1h et 4h du matin pour des périodes de 20 minutes
- Durant l'arrêt :
  - Les données mesurées durant les précipitations, les vents de plus 5 m/s à 4m sont éliminées, de même qu'en cas de couverture neigeuse
- Sur un intervalle de mesure comprenant la période d'arrêt du parc et une période d'au moins 30 minutes avant et/ou après l'arrêt durant laquelle les conditions de production et de vent mesuré à la nacelle sont stables :
  - Un histogramme est calculé
  - L'histogramme est analysé visuellement afin de retenir :
    - La classe correspondant au bruit de fond durant l'arrêt $L_{Aeq,OFF}$
    - La classe correspondant au bruit total durant le fonctionnement du parc $L_{Aeq,ON}$
  - Le bruit particulier $L_{A,part}$ est calculé en faisant la différence énergétique entre les niveaux sonores en fonctionnement et à l'arrêt : $[L_{Apart}] = [L_{Aeq,ON}] - [L_{Aeq,OFF}]$
  - Le bruit particulier ne peut pas être évalué si la différence entre le $L_{Aeq,ON}$ et le $L_{Aeq,OFF}$ est inférieure à 3 dB.

5 Description des éoliennes

5.1 Eoliennes installées

Le parc est constitué de 10 éoliennes implantées dans les communes d'Antoing et Brunehaut.

Figure 3 : Situation des éoliennes

Le tableau suivant répertorie les éoliennes :

Id	Exploitant	Coordonnées Lambert 72		Modèle	Hauteur Nacelle [m]
		X	Y		
1	Ventis	82017	140359	Enercon E82-E2 2300kW	107
2	Ventis	82389	140465	Enercon E82-E2	107
3	Ventis	81205	139655	Enercon E82-E2	107
4	Ventis	81489	139670	Enercon E82-E2	107
5	Ventis	81807	139651	Enercon E82-E2	107
6	Ventis	82108	139725	Enercon E82-E2	107
7	Ventis	82538	139909	Enercon E82-E2	107
8	Ventis	80118	139206	Enercon E115 EP3 E3 4200kW	92
9	Ventis	80487	139295	Enercon E115 EP3 E3 4200kW	92
10	Ventis	80829	139437	Enercon E115 EP3 E3 4200kW	92

Le tableau suivant reprend les puissances acoustiques en fonction de la vitesse du vent mesurées à la nacelle, mesurées conformément à la norme IEC 61400-22.

Modèle - mode	Puissance acoustique [dB(A)] pour des vitesses de vent mesurées à la nacelle								
	3 m/s	4 m/s	5 m/s	6 m/s	7 m/s	8 m/s	9 m/s	10 m/s	> 10 m/S
Enercon E82-E2	< 97,5	< 97,5	97,5	101,9	103,6	104,0	104,0	104,0	104,0
Enercon E115	85,0	92,7	97,7	101,7	103,4	104,1	104,8	104,8	104,8

Au plan secteur, les éoliennes sont installées en zone agricole.

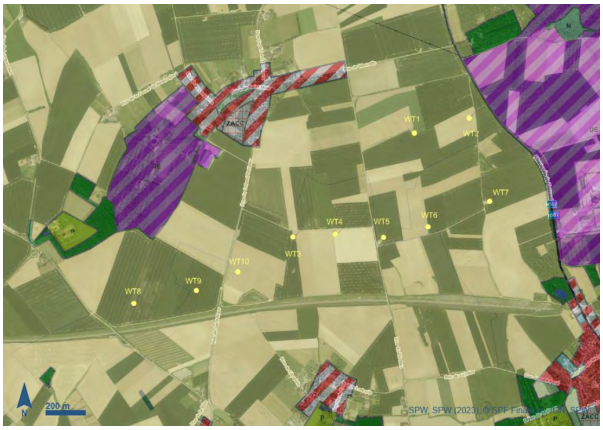
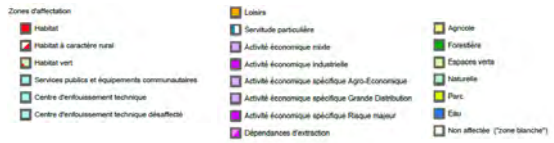


Figure 4 : Localisation au plan secteur



5.2 Environnement sonore

La figure suivante reprend la carte de bruit nocturne des axes routiers principaux commanditée en 2017 par la Région wallonne. Celle-ci fait état d'un niveau sonore L_{night} de 50 dB(A) à environ 50 m de la nationale N507.

L'indicateur L_{night} est une moyenne du bruit routier entre 23h et 7h. Cette moyenne est annuelle, ce qui signifie que le niveau sonore à un instant donné peut très sensiblement s'écarter de cette valeur, en fonction notamment de l'heure, du jour de la semaine et des conditions météorologiques. Il permet néanmoins d'avoir une indication du degré d'exposition au bruit d'une habitation. L'évaluation du bruit particulier du parc éolien se fait, quant à elle, sur l'heure la plus bruyante.

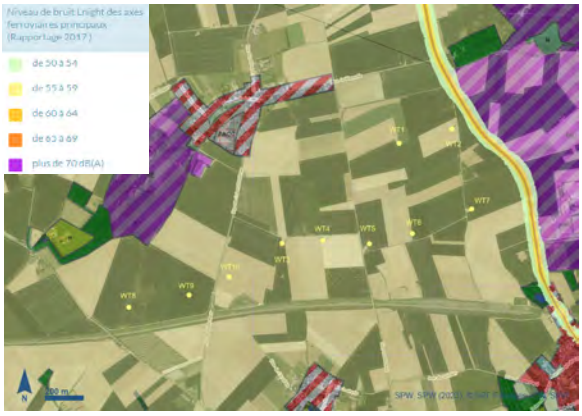


Figure 5 : Carte de bruit L_{night} (source : geoportail.Wallonie.be)

A noter que le modèle de la SPW prend à priori en compte les conditions les plus favorables à la propagation du bruit de l'autoroute.

5.3 Evaluation préalable du bruit particulier du parc

Un calcul préliminaire du bruit particulier selon la norme ISO 9613 a été réalisé par CSD lors de l'étude d'incidences. La figure suivante présente la carte de bruit obtenue à puissance acoustique maximale.

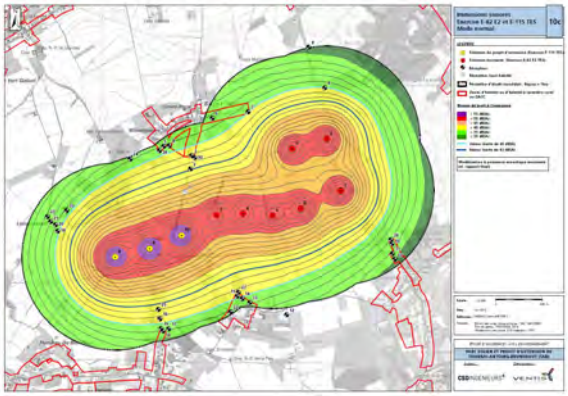


Figure 6 : Empreinte sonore théorique du parc

Les niveaux sonores repris ci-dessus sont calculés sur base d'un vent omnidirectionnel (le vent souffle toujours de l'éolienne vers l'habitation), en conditions favorables à la propagation du bruit. Il s'agit donc d'un calcul théorique, réalisé dans des conditions maximalistes.

6 Description de la campagne de mesures

Trois sonomètres équipés de stations météo ont été installés autour des éoliennes. La campagne a été menée durant 3 mois entre le 31 mars 2025 et le 31 septembre 2025.

Afin de déterminer le bruit particulier, en concertation avec Modyva, l'exploitant a procédé à des arrêts réguliers de l'éolienne durant toute la campagne. Ces arrêts ont été analysés afin de tenter de déterminer son bruit particulier en fonction de la vitesse du vent et de sa direction.

Les paragraphes suivants détaillent la manière dont les points de mesures ont été fixés ainsi que les conditions d'installation et le type de matériel de mesures.

6.1 Choix des points de mesures

6.1.1 Critères de choix

La localisation exacte des points de mesure est conditionnée par les critères suivants :

- Distance point de mesure – éolienne la plus proche ;
- Absence de sources de bruit pouvant perturber les mesures (animaux, …), bien que non rédhibitoire ;
- Participation des riverains concernés ;
- Contraintes techniques inhérentes à une mesure longue durée (alimentation électrique, …) ;
- Risque de vol ou de dégradation du matériel de mesures.

La figure suivante localise les zones préconisées initialement pour l'installation des appareils de mesures.

Figure 7 : Localisation des zones préconisées pour l'installation des appareils de mesures

La première zone d'immission se trouve à Saint-Maur au nord du parc, en zone d'habitat à caractère rural. On se situe à 680m environ de l'éolienne la plus proche.

La 2ème zone d'immission se trouve à Merlin, au sud du parc, en zone d'habitat à caractère rural. On se situe à 800 m environ de l'éolienne la plus proche.

La 3ème zone se trouve à Tournai, à l'ouest du parc, en zone agricole et de parc. On se situe à environ 650 m de l'éolienne la plus proche.

6.1.2 Points de mesures retenus

Aucun habitant de la zone 3 n'a autorisé l'installation du point de mesures. Les autorités compétentes en ont été informées. La campagne s'est réalisée sur 2 points de mesures.

Le tableau suivant reprend les points de mesures. La dernière colonne reprend le niveau de bruit particulier évalué par calcul prévisionnel (cfr paragraph 5.4).

Zone	Adresse	Coordonnées Lambert		PDS	Zone d'immission et valeurs limites	$L_{Apart,theor}$
1	Rue du Colonel Dettmer 63, Brunehaut	80929	104139	ZA	II (45-45-43)	43,0 dB(A)
2	Rue de la ladrerie 8, 7620 Brunehaut	77255	146685	ZHCR	I (45-43-43)	39,3 dB(A)

Figure 8 : Localisation des points de mesures retenus

6.2 Matériel de mesures

Les sonomètres installés sont de type Svantek SV307 de classe 1 équipés de stations météo …

Zone	Nom Point	s/n appareil
1	Rue du Colonel Dettmer 63, Brunehaut	94192
2	Rue de la ladrerie 8, 7620 Brunehaut	94193

Ces équipements fonctionnent de manière autonome et sont connectés via des liaisons 3G/4G.

6.3 Suivi de la production

Ventis nous a communiqué les données de production et les conditions de vent mesurées à la nacelle (vitesse et direction) durant l'ensemble de la campagne de mesures. Ces données sont détaillées par pas de 10 minutes.

6.4 Dates des mesurages

Le matériel a été installé le 18 mars 2025. Les arrêts ont démarré le 31 mars 2025 et se sont poursuivis jusqu'au 31 septembre 2025.

Les arrêts étaient programmés sur une période de 30 minutes entre 01h00 et 04h00 du matin.

Durant le premier mois, des arrêts ont été effectués toutes les nuits. Par la suite, les arrêts ont été programmés sur base des prévisions météorologiques afin de rencontrer des conditions favorables à la propagation du bruit et des vitesses de vent correspondant aux puissances acoustiques maximales ou quasi-maximale des éoliennes.

7 Résultats et analyses

7.1 Evaluation du premier mois de mesure.

L'article 35 de l'Arrêté ministériel du 26/07/2021 fixe une durée de mesures d'au minimum 1 mois avec des arrêts effectués toutes les nuits. La campagne de mesure est interrompue pour ce point de mesure au terme de ce 1er mois lorsque le niveau sonore $L_{Aeq,1h}$ est, pour toute heure, systématiquement supérieur au $L_{A,part,théor}$, c'est-à-dire le bruit particulier calculé de manière prévisionnelle.

Les paragraphes qui suivent reprennent les résultats obtenus au terme du 1er mois.

7.1.1 Rue du Colonel Dettmer 63, Brunehaut

La figure suivante montre le profil sonore $L_{Aeq,1h}$ comparé au $L_{A,part,théor}$ à Rue du Colonel Dettmer 63, Brunehaut.

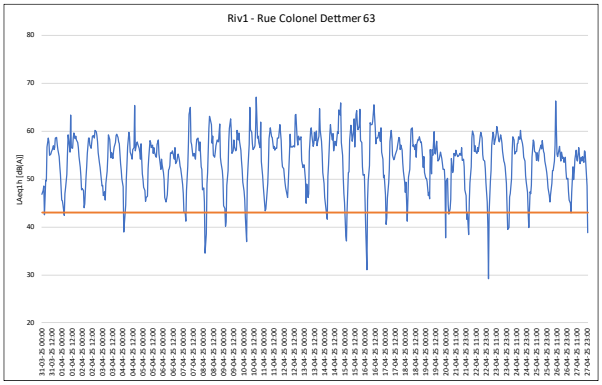


Figure 9: Profil sonore LAeq,1h Rue du Colonel Dettmer 63, Brunehaut

Le niveau $L_{Aeq,1h}$ min est de 29,2 dB(A), inférieur au niveau $L_{Apart,théor}$ de 43,0 dB(A). La campagne de mesure a donc été poursuivie à ce point de mesures, conformément à la législation.

7.1.2 Rue de la ladrerie 8, 7620 Brunehaut

La figure suivante montre le profil sonore $L_{Aeq,1h}$ comparé au $L_{A,part,théor}$ à Rue de la ladrerie 8, 7620 Brunehaut.

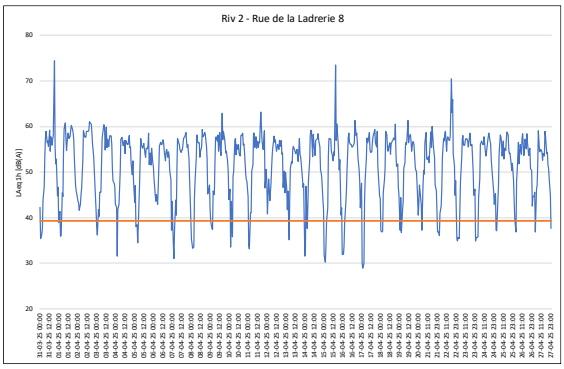


Figure 10: Profil sonore LAeq,1h Rue de la ladrerie 8, 7620 Brunehaut

Le niveau $L_{Aeq,1h\ min}$ est de 28,9 dB(A) et est donc inférieur au niveau $L_{Apart,théor}$ de 39,3 dB(A). La campagne de mesure a donc été poursuivie, conformément à la législation.

7.2 Résultats de la campagne

Au total, 35 arrêts programmés ont été analysés. Le tableau suivant résume les conditions de vent et de production pour chaque arrêt ainsi que le bruit particulier à chaque point. Les mesurages sont repris dans des fiches produites en annexe du présent rapport.

On entend par « Indéterminé » l'impossibilité de caractériser le bruit particulier du parc éolien (pas de décrochage du profil sonore lors d'un arrêt en raison de la prédominance du bruit de fond).

7.2.1 Rue du Colonel Dettmer 63, Brunehaut

Date	Vent nacelle	Direction vent	Production	LApart	Commentaire
01-04-25 02:30:00	6,2	NE	452.6	Indéterminé	Pas d'émergence du parc
02-04-25 02:30:00	7,6	ENE	848.3	Indéterminé	Vent > 5 m/s au microphone
03-04-25 02:30:00	7,8	ENE	855.6	Indéterminé	Vent > 5 m/s au microphone
04-04-25 02:30:00	5,9	SE	202.8	Indéterminé	Pas d'émergence du parc
05-04-25 02:30:00	7,1	ENE	634.2	Indéterminé	Pas d'émergence du parc
06-04-25 02:30:00	8,0	NE	1016.2	Indéterminé	Pas d'émergence du parc
07-04-25 02:30:00	5,6	ENE	336.6	34,35	Emergence du parc
08-04-25 02:30:00	6,2	ENE	507.7	34,74	Emergence du parc
09-04-25 02:30:00	8,2	NNE	1235.8	37,8	Emergence du parc
10-04-25 02:30:00	6,4	NNE	530.6	33,98	Emergence du parc
11-04-25 02:30:00	2,4	ENE	5.2	Indéterminé	Pas d'émergence du parc
12-04-25 02:30:00	7,1	E	743.9	32,8	Emergence du parc
13-04-25 02:30:00	6,5	S	391.4	Indéterminé	Pas d'émergence du parc
14-04-25 02:30:00	6,0	W	441.5	Indéterminé	Pas d'émergence du parc
15-04-25 02:30:00	9,4	E	477.1	Indéterminé	Pas d'émergence du parc
16-04-25 02:30:00	5,3	SSW	213	28,98	Emergence du parc
18-04-25 02:30:00	1,2	ENE	54.9	27,98	Emergence du parc
19-04-25 02:30:00	6,1	ESE	476.9	33,35	Emergence du parc
21-04-25 02:30:00	6,2	SE	80.1	Indéterminé	Pas d'émergence du parc
22-04-25 02:30:00	5,6	SW	331.4	32,35	Emergence du parc
23-04-25 02:30:00	0,6	SW	-0.8	Indéterminé	Pas d'émergence du parc
24-04-25 02:30:00	4,5	NW	138.9	Indéterminé	Pas d'émergence du parc
25-04-25 02:30:00	6,0	WSW	405.6	Indéterminé	Pas d'émergence du parc
26-04-25 02:30:00	5,4	ENE	273.6	Indéterminé	Pas d'émergence du parc
27-04-25 02:30:00	7,1	NNE	696.6	Indéterminé	Pas d'émergence du parc
28-04-25 02:30:00	6,3	NNE	303.6	33,35	Emergence du parc
29-04-25 02:30:00	6,1	NE	353.3	32,35	Emergence du parc
30-04-25 02:30:00	6,5	ENE	484.5	34,35	Emergence du parc
21-07-25 01:00:00	6,5	S	364.6	33,74	Emergence du parc
21-07-25 02:30:00	8,2	S	1041.2	36,42	Emergence du parc

Date	Vent nacelle	Direction vent	Production	LApart	Commentaire
22-07-25 01:00:00	6,3	SW	281.0	Indéterminé	Pas d'émergence du parc
22-07-25 02:30:00	6,7	SW	614.5	32,8	Emergence du parc
21-09-25 01:00:00	6,8	WSW	398.7	Indéterminé	Pas d'émergence du parc
21-09-25 02:30:00	8,2	SW	596.2	Indéterminé	Pas d'émergence du parc
28-09-25 02:30:00	3,8	ESE	113.2	Indéterminé	Pas d'émergence du parc

On constate que les analyses n'ont pas mis en évidence de dépassement de la valeur limite de 43 dB(A).

On relève 15 arrêts avec un bruit particulier identifiable.

7.2.2 Rue de la ladrerie 8, 7620 Brunehaut

Date	Vent nacelle	Direction vent	Production	LApart	Commentaire
01-04-25 02:30:00	6,2	NE	452.6	Indéterminé	Pas d'émergence du parc
02-04-25 02:30:00	7,6	ENE	848.3	Indéterminé	Vent > 5 m/s au microphone
03-04-25 02:30:00	7,8	ENE	855.6	Indéterminé	Pas d'émergence du parc
04-04-25 02:30:00	5,9	SE	202.8	Indéterminé	Pas d'émergence du parc
05-04-25 02:30:00	7,1	ENE	634.2	Indéterminé	Pas d'émergence du parc
06-04-25 02:30:00	8,0	NE	1016.2	Indéterminé	Vent > 5 m/s au microphone
07-04-25 02:30:00	5,6	ENE	336.6	Indéterminé	Pas d'émergence du parc
08-04-25 02:30:00	6,2	ENE	507.7	Indéterminé	Pas d'émergence du parc
09-04-25 02:30:00	8,2	NNE	1235.8	Indéterminé	Pas d'émergence du parc
10-04-25 02:30:00	6,4	NNE	530.6	Indéterminé	Pas d'émergence du parc
11-04-25 02:30:00	2,4	ENE	5.2	Indéterminé	Pas d'émergence du parc
12-04-25 02:30:00	7,1	E	743.9	Indéterminé	Pas d'émergence du parc
13-04-25 02:30:00	6,5	S	391.4	Indéterminé	Pas d'émergence du parc
14-04-25 02:30:00	6,0	W	441.5	Indéterminé	Pas d'émergence du parc
15-04-25 02:30:00	9,4	E	477.1	Indéterminé	Pas d'émergence du parc
16-04-25 02:30:00	5,2	SSW	205.2	Indéterminé	Pas d'émergence du parc
18-04-25 02:30:00	1,2	ENE	54.9	Indéterminé	Pas d'émergence du parc
19-04-25 02:30:00	6,1	ESE	476.9	Indéterminé	Pas d'émergence du parc
21-04-25 02:30:00	6,2	SE	80.1	Indéterminé	Pas d'émergence du parc
22-04-25 02:30:00	5,6	SW	331.4	Indéterminé	Pas d'émergence du parc
23-04-25 02:30:00	0,6	SW	-0.8	Indéterminé	Pas d'émergence du parc
24-04-25 02:30:00	4,5	NW	138.9	Indéterminé	Pas d'émergence du parc
25-04-25 02:30:00	6,0	WSW	405.6	Indéterminé	Pas d'émergence du parc
26-04-25 02:30:00	5,4	ENE	273.6	Indéterminé	Pas d'émergence du parc
27-04-25 02:30:00	7,1	NNE	696.6	Indéterminé	Pas d'émergence du parc
28-04-25 02:30:00	6,3	NNE	303.6	Indéterminé	Pas d'émergence du parc
29-04-25 02:30:00	6,1	NE	353.3	Indéterminé	Pas d'émergence du parc
30-04-25 02:30:00	6,5	ENE	484.5	Indéterminé	Pas d'émergence du parc
21-07-25 01:00:00	6,5	S	364.6	Indéterminé	Pas d'émergence du parc
21-07-25 02:30:00	8,2	S	1041.2	28,98	Emergence du parc
22-07-25 01:00:00	6,3	SW	281.0	Indéterminé	Pas d'émergence du parc
22-07-25 02:30:00	6,7	SW	614.5	29,8	Emergence du parc
21-09-25 01:00:00	6,8	WSW	398.7	Indéterminé	Pas d'émergence du parc
21-09-25 02:30:00	8,2	SW	596.2	Indéterminé	Pas d'émergence du parc
28-09-25 02:30:00	3,8	ESE	113.2	Indéterminé	Pas d'émergence du parc

On constate que les analyses n'ont pas mis en évidence de dépassement de la valeur limite de 43 dB(A).

On relève 2 arrêts avec un bruit particulier identifiable.

7.2.3 Couverture des conditions de fonctionnement de l'éolienne durant la campagne

La répartition globale des secteurs de vent en fonction de la vitesse à la nacelle pour les arrêts programmés est présentée dans ce tableau :

Vent à la nacelle [m/s]	E	ENE	ESE	NE	NNE	NNW	NW	S	SE	SSE	SSW	SW	W	WSW	Total général	Puissance acoustique [dB(A)] Enercon E115
1		1										1			2	-
2		1													1	85,0
3															0	92,7
4			1												1	97,7
5		1					1				1				3	101,7
6		2	1	2	2				2			2	1	1	13	103,4
7	1	2			1			2				1		1	8	104,1
8		2		1	1			1				1			6	104,8
9	1														1	104,8
10															0	104,8
11															0	104,8
12															0	104,8
Total général	2	9	2	3	4	0	1	3	2	0	1	5	1	2	35	MAX 104,8

7.2.4 Bruit éolien présent au Rue du Colonel Dettmer 63, Brunehaut

Ce point se situe en zone agricole. Les valeurs limites sont donc :

- JOUR : 45 dB(A)
- TRANSITION : 45 dB(A)
- NUIT : 43 dB(A)

Ce point de mesure se trouve à 550 m de l'éolienne la plus proche.

Figure 11 : Localisation du point de mesure, Rue du Colonel Dettmer 63, Brunehaut

7.2.4.1 Bruit particulier et Puissance acoustique en fonction de la vitesse de vent à la nacelle

Sur les 35 arrêts analysés, 15 émergences du parc éolien ont pu être mises en évidence.

Le bruit particulier maximal évalué est de 37,8 dB(A). Aucune mesure n'excède donc la valeur limite de 43 dB(A).

La figure suivante reprend :

- Le bruit particulier identifié (points orange), les valeurs fixées arbitrairement à 25 dB(A) correspondent à des arrêts pour lesquels le bruit particulier n'a pas pu être déterminé ;
- Le bruit particulier identifié <u>en vent porteur</u> (points mauves), les valeurs fixées arbitrairement à 26 dB(A) correspondent à des arrêts pour lesquels le bruit particulier en vent porteur n'a pas pu être déterminé ;
- La courbe de puissance acoustique de l'éolienne (courbes bleue) ;
- La valeur limite de 43 dB(A) en période de nuit (la plus contraignante) (courbe rouge).

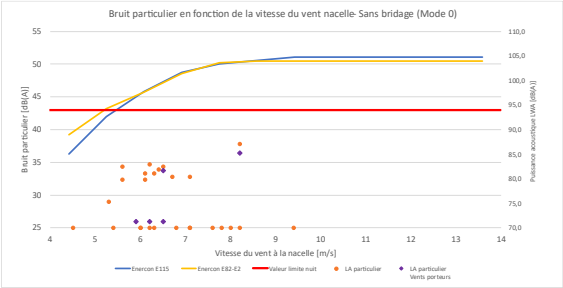


Figure 12: Synthèse des mesures pour la mesure Rue du Colonel Dettmer 63, Brunehaut

7.2.4.2 Exemple de profil sonore

A titre indicatif, nous reprenons le profil sonore de l'arrêt du 09/04/2025 avec un vent de secteur Nord-Nord-Est. Le profil sonore est impacté par l'arrêt de l'éolienne. Le bruit particulier est de 37,8 dB. Il représente le bruit particulier le plus élevé déterminé à ce point de mesures.

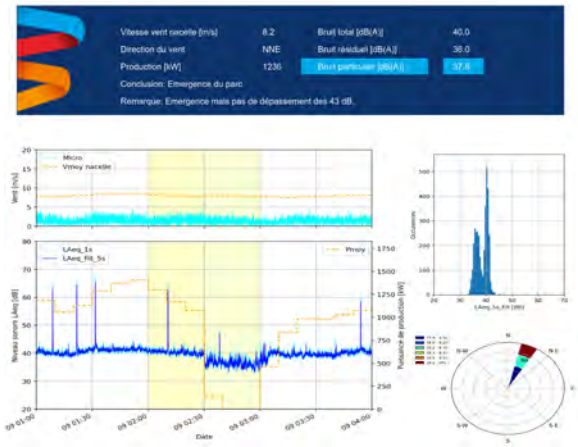


Figure 13 : Profil sonore Rue du Colonel Dettmer 63, Brunehaut – 09/04/2025 Arrêt de 2h30

La figure ci-dessus montre l'histogramme pour cet arrêt. Le pic en fonctionnement du parc est à 40 dB(A) et le bruit de fond résiduel le plus bas est de l'ordre de 36 dB(A). Ceci correspond à un bruit particulier évalué par l'histogramme de 37,8 dB(A).

Le tableau suivant reprend le bruit total (éoliennes + bruit résiduel), le bruit résiduel (éoliennes à l'arrêt), le bruit particulier du parc et l'émergence du parc pour l'arrêt ayant permis d'identifier le bruit de fond.

Date	Heure	Vent nacelle	Direction vent	Production moy	Bruit total (éoliennes + bruit résiduel)	Bruit résiduel (éoliennes à l'arrêt)	Bruit particulier du parc éolien	Emergence par rapport au bruit résiduel
		m/s		kW	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)
09-04-2025	2h30	8,2	NNE	1236	40	36	37,8	1,8

Pour chaque arrêt, une fiche a été établie. Ces fiches sont reprises en annexe du présent rapport.

7.2.5 Bruit éolien présent à la Rue de la ladrerie 8, 7620 Brunehaut

Ce point se situe en zone d'habitat à caractère rural. Les valeurs limites sont donc :

- JOUR : 45 dB(A)
- TRANSITION : 43 dB(A)
- NUIT : 43 dB(A)

Ce point de mesure se trouve à 1050 m de l'éolienne la plus proche.

Figure 14 : Localisation du point de mesure, Rue de la ladrerie 8, 7620 Brunehaut

7.2.5.1 Bruit particulier et Puissance acoustique en fonction de la vitesse de vent à la nacelle

Sur les 35 arrêts analysés, 2 émergences du parc éolien ont pu être mises en évidence.

Le bruit particulier maximal évalué est de 29,8 dB(A). Aucune mesure n'excède donc la valeur limite de 43 dB(A).

La figure suivante reprend :

- Le bruit particulier identifié (points orange), les valeurs fixées arbitrairement à 25 dB(A) correspondent à des arrêts pour lesquels le bruit particulier n'a pas pu être déterminé ;
- Le bruit particulier identifié <u>en vent porteur</u> (points mauves), les valeurs fixées arbitrairement à 26 dB(A) correspondent à des arrêts pour lesquels le bruit particulier en vent porteur n'a pas pu être déterminé ;
- La courbe de puissance acoustique de l'éolienne (courbes bleue) ;
- La valeur limite de 43 dB(A) en période de nuit (la plus contraignante) (courbe rouge).

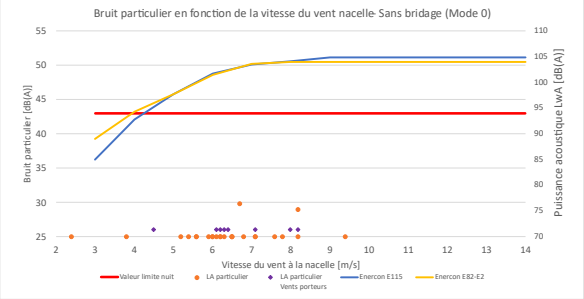


Figure 15: Synthèse des mesures pour la mesure Rue de la ladrerie 8, 7620 Brunehaut.

7.2.5.2 Exemple de profil sonore

A titre indicatif, nous reprenons le profil sonore de l'arrêt du 22/07/2025 avec un vent de secteur sud-ouest. Le profil sonore est impacté par l'arrêt de l'éolienne. Le bruit particulier est de 29,8 dB. Il représente le bruit particulier le plus élevé déterminé à ce point de mesures.

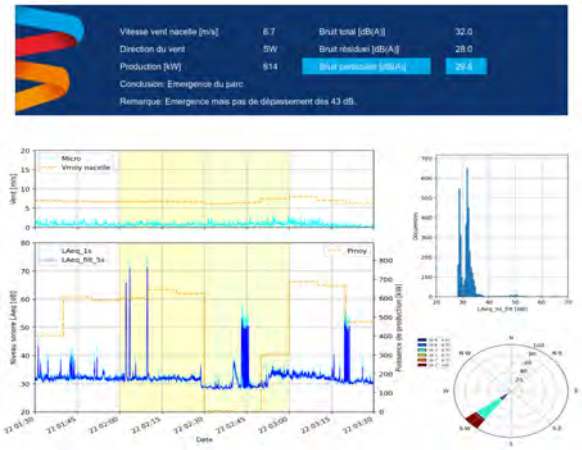


Figure 16 : Profil sonore Rue de la ladrerie 8, 7620 Brunehaut. – 22/07/2025 Arrêt de 2h30

La figure ci-dessus montre l'histogramme pour cet arrêt. Le pic en fonctionnement du parc est à 32 dB(A) et le bruit de fond résiduel le plus bas est de l'ordre de 28 dB(A). Ceci correspond à un bruit particulier évalué par l'histogramme de 29,8 dB(A).

Le tableau suivant reprend le bruit total (éoliennes + bruit résiduel), le bruit résiduel (éoliennes à l'arrêt), le bruit particulier du parc et l'émergence du parc pour l'arrêt ayant permis d'identifier le bruit de fond.

Date	Heure	Vent nacelle	Direction vent	Production moy	Bruit total (éoliennes + bruit résiduel)	Bruit résiduel (éoliennes à l'arrêt)	Bruit particulier du parc éolien	Emergence par rapport au bruit résiduel
		m/s		kW	dB(A)	dB(A)	dB(A)	dB(A)
22-07-2025	2h30	6,7	SW	614	32	28	29,8	1,8

Pour chaque arrêt, une fiche a été établie. Ces fiches sont reprises en annexe du présent rapport.

7.3 Caractérisation de l'ambiance sonore

L'évaluation de l'ambiance sonore est faite sur base des indicateurs $L_{Aeq,1h}$ moyen en période de jour, transition et nuit.

7.3.1 Rue du Colonel Dettmer 63, Brunehaut

La figure suivante rappelle le profil sonore $L_{Aeq,1h}$ Rue du Colonel Dettmer 63, Brunehaut.

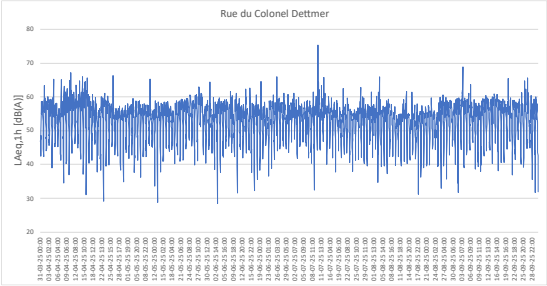


Figure 17: Profil sonore LAeq,1h Rue du Colonel Dettmer 63, Brunehaut

La figure suivante montre l'histogramme de classe 1 dB pour le $L_{Aeq,1h}$ en période de nuit (22h à 6h).

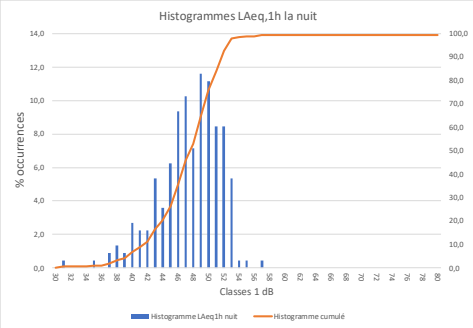


Figure 18: Histogramme LAeq,1h en période de nuit, Rue du Colonel Dettmer 63, Brunehaut

Le tableau suivant reprend les valeurs moyennes du $L_{Aeq,1h}$ pour chaque période.

Période	$L_{Aeq,1h}$ moyen [dB(A)]
JOUR	57,2
TRANSITION	55,2
NUIT	50,3

7.3.2 Rue de la ladrerie 8, 7620 Brunehaut

La figure suivante rappelle le profil sonore $L_{Aeq,1h}$ à la Rue de la ladrerie 8, 7620 Brunehaut.

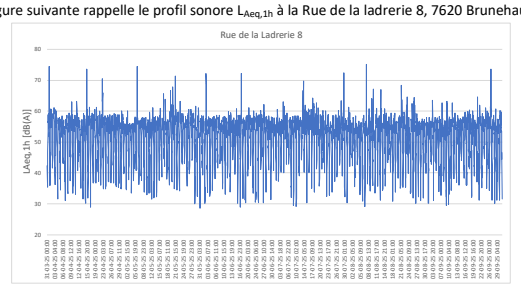


Figure 19: Profil sonore LAeq,1h Rue de la ladrerie 8, 7620 Brunehaut

La figure suivante montre l'histogramme de classe 1 dB pour le $L_{Aeq,1h}$ en période de nuit (22h à 6h).

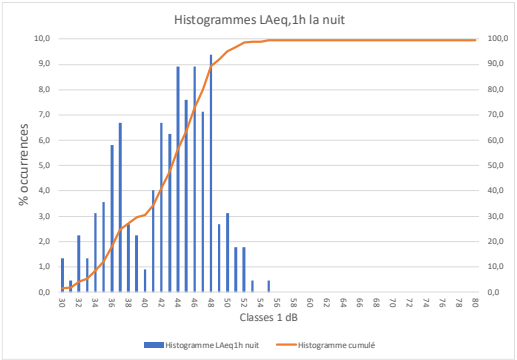


Figure 20: Histogramme LAeq,1h en période de nuit, Rue de la ladrerie 8, 7620 Brunehaut

Le tableau suivant reprend les valeurs moyennes du $L_{Aeq,1h}$ pour chaque période.

Période	$L_{Aeq,1h}$ moyen [dB(A)]
JOUR	57,5
TRANSITION	54,5
NUIT	48,3

8 Conclusions

8.1 Déroulement de la campagne

La figure suivante rappelle la position des points de mesures.

Figure 21: Localisation des points de mesures

Le tableau suivant reprend l'adresse et les coordonnées des différents points retenus.

Zone	Adresse	Coordonnées Lambert		PDS	Zone d'immission et valeurs limites	$L_{Apart,theor}$
1	Rue du Colonel Dettmer 63, Brunehaut	80929	104139	ZA	II (45-45-43)	43,0 dB(A)
2	Rue de la ladrerie 8, 7620 Brunehaut	77255	146685	ZHCR	I (45-43-43)	39,3 dB(A)
3	-	-	-	-	-	-

Aucun riverain de la zone 3 n'a accepté l'installation du point de mesure. Les autorités en ont été informées. La campagne s'est réalisée sur 2 points de mesures.

Le matériel a été installé le 18 mars 2025. Les arrêts ont démarré le 31 mars 2025 et se sont poursuivis jusqu'au 31 septembre 2025. Les exploitants ont procédé à 35 arrêts du parc.

8.2 Synthèse de l'évaluation du bruit particulier

8.2.1 Evaluation du premier mois de mesure : Comparaison du $L_{A,part\ théor}$ et du $L_{Aeq,1h}$.

Après un mois de mesure, aucun point de mesure n'a répondu à l'article 35 de l'Arrêté ministériel, à savoir : lorsque le niveau sonore $L_{Aeq,1h}$ est, pour toute heure, systématiquement supérieur au $L_{A,part,théor}$.

8.2.2 Bruit particulier mesuré

Le tableau suivant reprend le bruit particulier maximal identifié durant la campagne.

Point de mesure	Bruit particulier maximal du parc en dB(A)	Commentaire	Limite en période de jour en conditions sectorielles (dB(A))	Limite en période de transition en conditions sectorielles (dB(A))	Limite en période de nuit en conditions sectorielles (dB(A))
Rue du Colonel Dettmer 63, Brunehaut	**37,8**	15 émergences sur 35 arrêts analysés. Aucun dépassement de la limite de 43 dB(A)	45	45	43
Rue de la ladrerie 8, 7620 Brunehaut	-	2 émergences sur 35 arrêts analysés. Aucun dépassement de la limite de 43 dB(A)	45	43	43

8.2.3 Principales observations

- A hauteur du riverain 1 (Rue du Colonel Dettmer 63, Brunehaut), 15 émergences ont été observées sur un total de 35 arrêts. Le bruit particulier respecte largement la limite de 43 dB(A) ;
- A hauteur du riverain 2 (Rue de la ladrerie 8, 7620 Brunehaut), 2 émergences ont été observées sur un total de 35 arrêts. Le bruit particulier respecte largement la limite de 43 dB(A) ;
- Aucun riverain de la zone 3 n'a accepté l'installation du point du mesure.

Le parc éolien de Tournai Antoing Brunehaut est donc en situation règlementaire et aucun bridage n'est nécessaire.

8.3 Ambiance sonore

Le tableau ci-dessous reprend les niveaux $L_{Aeq,1h}$ moyennés par période.

Période	$L_{Aeq,1h}$ moyen [dB(A)]	
	Rue du Colonel Dettmer 63, Brunehaut	Rue de la ladrerie 8, 7620 Brunehaut
JOUR	57,2	57,5
TRANSITION	55,2	54,5
NUIT	50,3	48,3

Nivelles, 24 octobre 2025
Auteurs : Adrien BRUYNS

Annexe 1 : Fiches d'analyses des arrêts

CSDINGENIEURS+

ANNEXE Q. COURBES D'ÉMISSION ACOUSTIQUE DES MODÈLES D'ÉOLIENNES CONSIDÉRÉS ET DU PARC EXISTANT

Technical data sheet

Operating mode OM-NR-03-0

ENERCON E-175 EP5 E2 / 7000 kW wind energy converter

Subject to technical change without prior notice.
Subject to technical change without prior notice.
Released: 2025-04-16 13:26 Translation of D0304595 0.1-de
Released: 2025-04-16 13:26 Translation of D0304595 0.1-de

Publisher

ENERCON Global GmbH • Dreekamp 5 • 26605 Aurich • Germany
Phone: +49 4941 927-0 • Fax: +49 4941 927-109
E-mail: info@enercon.de • Internet: http://www.enercon.de
Managing Directors: Uwe Eberhardt, Ulrich Schulze Südhoff
Local court: Aurich • Company registration number: HRB 202549
VAT ID no.: DE285537483

Copyright notice

The entire content of this document is protected by copyright and – with regard to other intellectual property rights – international laws and treaties. ENERCON Global GmbH holds the rights in the content of this document unless another rights holder is expressly identified or obviously recognisable.

ENERCON Global GmbH grants the user the right to make copies and duplicates of this document for informational purposes for its own intra-corporate use; making this document available does not grant the user any further right of use. Any other duplication, modification, dissemination, publication, circulation, surrender to third parties and/or utilisation of the contents of this document – also in part – shall require the express prior written consent of ENERCON Global GmbH unless any of the above is permitted by mandatory legislation.

The user is prohibited from registering any industrial property rights in the know-how reproduced in this document, or for parts thereof.

If and to the extent that ENERCON Global GmbH does not hold the rights in the content of this document, the user shall adhere to the relevant rights holder's terms of use.

Registered trademarks

Any trademarks mentioned in this document are intellectual property of the respective registered trademark holders; the stipulations of the applicable trademark law are valid without restriction.

Reservation of right of modification

ENERCON Global GmbH reserves the right to change, improve and expand this document and the subject matter described herein at any time without prior notice, unless contractual agreements or legal requirements provide otherwise.

Document details

Document ID	D03045959/1.0-en
Note	Original document. Source document of this translation: D03045959/1.0-de/2025-03-26

Date	Language	DCC	Plant/department
2025-04-16	en	DA	WRD Wobben Research and Development GmbH / Documentation Department

Applicable documents

The titles of the documents listed are the titles of the original language versions, with translations of these titles in brackets where applicable. The titles of superordinate standards and guidelines are indicated in the original language or as an English translation. Document IDs always refer to the original language versions. If the document ID does not contain a revision, the most recent revision of the document applies. This list contains documents concerning optional components if necessary.

Higher-level standards and guidelines

Document ID	Document
IEC 61400-11:2012	Wind turbines – Part 11: Acoustic noise measurement techniques
IEC 61400-12-1:2017	Wind energy generation systems – Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines

Associated documents

Document ID	Document
various	Garantie des Leistungsverhaltens für ENERCON Windenergieanlagen (Power Performance Warranty for ENERCON Wind Energy Converters)

Table of contents

1 Availability of the operating mode 6
2 General information 7
2.1 Power performance 7
2.2 Information on sound power levels 7
2.3 Operating parameters 7
2.4 Site properties 8
2.5 Turbulence intensity 9
3 Operating mode OM-NR-03-0 11
3.1 Calculated power, cp and ct values in operating mode OM-NR-03-0 11
3.2 Calculated sound power levels in operating mode OM-NR-03-0 14

List of abbreviations

Abbreviations

HH	Hub height

Variables, units, formulas

L_{wa}	Sound power level
v_n	Wind speed at hub height
σ_P	Serial product variation
σ_M	Uncertainty in measurement

1 Availability of the operating mode

The following table shows for which tower versions or hub heights the operating mode is available.

Tab. 1: Availability of operating mode

Operating mode	Tower version or hub height					
	E-175 EP5 E2-HST-112-FB-C-01	E-175 EP5 E2-HST-132-FB-C-01	E-175 EP5 E2-HT-162-ES-C-01	E-175 EP5 E2-HST-162-FB-C-01	E-175 EP5 E2-HT-175-ES-C-01	E-175 EP5 E2-HST-175-FB-C-01
	HH 112 m	HH 132 m	HH 162 m	HH 162 m	HH 175 m	HH 175 m
OM-NR-03-0	x	x	x	x	x	-

x = available
- = not available

2 General information

In addition to the technical properties of the wind energy converter listed in this document, it is imperative to note the supplement to this document. An overview of the supplements is available to Sales (D0950052 'Übersicht Beiblätter zu den Schall- und Leistungsdatenblättern' (Overview of supplements to the sound and performance data sheets)).

2.1 Power performance

The power values, power coefficients (c_p values) and thrust coefficients (c_t values) given in this document are predicted values. Based on the current development status of this wind energy converter type, ENERCON considers it sufficiently likely that these values will be reached. The power performance of the wind energy converter is only guaranteed under the conditions described in the document 'Power Performance Warranty for ENERCON Wind Energy Converters'.

2.2 Information on sound power levels

Allocation of the sound power levels ($L_{wa,k}$) to the wind speed at hub height (v_n) is valid for all hub heights (HH). During measurements, the wind speed is determined based on the power output and the power curve.

Due to uncertainties in sound measurements (σ_M) and series product variations (σ_P), the sound power level values indicated in this document allow for an uncertainty of σ_R = 0.5 dB(A) and σ_O = 1.2 dB(A). The 90 % confidence interval applies:

$$L_{wa,max} = L_{WP} + 1{,}28 \cdot \sqrt{\sigma_R^2 + \sigma_P^2}$$

If, during measurement, the difference between total noise and extraneous noise is less than 6 dB(A), a greater uncertainty should be assumed. The guideline is IEC 61400-11:2012.

The sound power levels are calculated for the conditions stated in tab. 2, p. 8. A prevailing turbulence intensity distribution of 6 % to 12 % is assumed.

This data sheet does not constitute a warranty of compliance with project-specific or site-specific sound power levels.

2.3 Operating parameters

The settings of the wind energy converter's reactive power generation and wind farm open-loop and closed-loop control systems influence the power performance. The calculated power curves, c_p and c_t curves listed in this document apply only to operation without limitations.

2.4 Site properties

The power, c_p and c_t curves and sound power levels listed in this document have been calculated for the conditions described in tab. 2, p. 8 with undamaged leading edges and clean rotor blades. The calculations are based on experience with wind energy converters in a wide variety of locations.

Tab. 2: Site conditions

Parameter	Value (10-minute mean)
Standard air density	1.225 kg/m³
Relative air humidity	70 %
Temperature	10 °C
Turbulence intensity	According to ch. 2.5, p. 9
Wind shear exponent	0.0 to 0.3
Maximum difference of wind direction between upper and lower blade tip	10°
Maximum flow inclination	± 2°
Terrain	According to IEC 61400-12-1:2017
Snowlice	No
Rain	No

Otherwise, the framework conditions according to IEC 61400-12-1:2017 apply.

2.5 Turbulence intensity

The table below defines the range of validity for the power curves, c_p and c_t curves with regard to the turbulence intensities that may prevail on site. See tab. 2, p. 8 for further restrictions.

Tab. 3: Turbulence intensity

Wind speed in m/s	Lower limit of turbulence intensity in %	Upper limit of turbulence intensity in %
0.00	20.00	40.00
0.50	20.00	40.00
1.00	20.00	40.00
1.50	20.00	40.00
2.00	20.00	40.00
2.50	20.00	40.00
3.00	18.32	34.02
3.50	16.45	30.55
4.00	15.05	27.95
4.50	13.96	25.93
5.00	13.09	24.31
5.50	12.38	22.99
6.00	11.78	21.88
6.50	11.28	20.95
7.00	10.85	20.15
7.50	10.48	19.46
8.00	10.15	18.85
8.50	9.86	18.31
9.00	9.61	17.84
9.50	9.38	17.41
10.00	9.17	17.03
10.50	8.98	16.68
11.00	8.81	16.37
11.50	8.66	16.08
12.00	8.52	15.82
12.50	8.39	15.57
13.00	8.27	15.35
13.50	8.15	15.14
14.00	8.05	14.95
14.50	7.95	14.77
15.00	7.86	14.60

Wind speed in m/s	Lower limit of turbulence intensity in %	Upper limit of turbulence intensity in %
15.50	7.78	14.45
16.00	7.70	14.30
16.50	7.63	14.16
17.00	7.56	14.03
17.50	7.49	13.91
18.00	7.43	13.79
18.50	7.37	13.69
19.00	7.31	13.58
19.50	7.26	13.48
20.00	7.21	13.39
20.50	7.16	13.30
21.00	7.12	13.22
21.50	7.07	13.14
22.00	7.03	13.06
22.50	6.99	12.99
23.00	6.95	12.92
23.50	6.92	12.85
24.00	6.88	12.78
24.50	6.85	12.72
25.00	6.82	12.66

3 Operating mode OM-NR-03-0

3.1 Calculated power, cp and ct values in operating mode OM-NR-03-0

Tab. 4: Calculated power, c_p and c_t values for E-175 EP5 E2/7000 kW in operating mode OM-NR-03-0

Wind speed v in m/s	Power P in kW	c_p value	c_t value
0.00	0	0.00	0.00
0.50	0	0.00	0.00
1.00	0	0.00	0.00
1.50	0	0.00	0.00
2.00	0	0.00	0.00
2.50	60	0.26	0.57
3.00	165	0.42	0.79
3.50	288	0.46	0.78
4.00	444	0.47	0.76
4.50	643	0.48	0.76
5.00	885	0.48	0.76
5.50	1174	0.48	0.76
6.00	1514	0.48	0.76
6.50	1905	0.47	0.76
7.00	2331	0.46	0.74
7.50	2765	0.45	0.70
8.00	3174	0.42	0.65
8.50	3537	0.39	0.58
9.00	3851	0.36	0.51
9.50	4114	0.33	0.45
10.00	4310	0.29	0.40
10.50	4429	0.26	0.35
11.00	4482	0.23	0.30
11.50	4498	0.20	0.26
12.00	4500	0.18	0.23
12.50	4500	0.16	0.20
13.00	4500	0.14	0.18
13.50	4500	0.12	0.16
14.00	4500	0.11	0.14

Wind speed v in m/s	Power P in kW	c_p value	c_t value
14.50	4500	0.10	0.13
15.00	4500	0.09	0.12
15.50	4500	0.08	0.11
16.00	4500	0.08	0.10
16.50	4500	0.07	0.09
17.00	4500	0.06	0.08
17.50	4500	0.06	0.08
18.00	4500	0.05	0.07
18.50	4500	0.05	0.06
19.00	4500	0.05	0.06
19.50	4500	0.04	0.06
20.00	4500	0.04	0.05
20.50	4500	0.04	0.05
21.00	4500	0.03	0.05
21.50	4500	0.03	0.04
22.00	4495	0.03	0.04
22.50	4462	0.03	0.04
23.00	4361	0.02	0.03
23.50	4140	0.02	0.03
24.00	3759	0.02	0.03
24.50	3227	0.02	0.02
25.00	2609	0.01	0.02

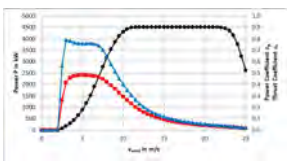


Fig. 1: Power, c_p and c_t characteristic curves for E-175 EP5 E2 / 7000 kW in operating mode OM-NR-03-0

Power P in kW
c_t value
c_p value

3.2 Calculated sound power levels in operating mode OM-NR-03-0

In operating mode OM-NR-03-0 the wind energy converter is operated in a noise-reduced mode. The highest sound power level to be expected in the nominal power range is 104.0 dB(A). All the sound power levels indicated apply taking into account the uncertainties described in ch. 2.2, p. 7. After reaching the nominal power, the sound power level will not increase further.

Tab. 5: Technical specifications

Parameter	Value	Unit
Nominal power (P_n)	4500	kW
Nominal wind speed	11.5	m/s

Tab. 6: Calculated sound power level in dB(A), based on wind speed at hub height v_n

v_n	Sound power level in dB(A)
5 m/s	94.5
5.5 m/s	96.3
6 m/s	98.2
6.5 m/s	100.2
7 m/s	101.7
7.5 m/s	103.4
8 m/s	103.8
8.5 m/s	103.9
9 m/s	104.0
9.5 m/s	104.0
10 m/s	104.0
10.5 m/s	104.0
11 m/s	104.0
11.5 m/s	104.0
12 m/s	104.0
12.5 m/s	104.0
13 m/s	104.0
13.5 m/s	104.0
14 m/s	104.0
14.5 m/s	104.0
15 m/s	104.0

Technical data sheet

Operating mode OM-NR-09-0

ENERCON E-175 EP5 E2 / 7000 kW wind energy converter

Publisher

ENERCON Global GmbH • Dreekamp 5 • 26605 Aurich • Germany
Phone: +49 4941 927-0 • Fax: +49 4941 927-109
E-mail: info@enercon.de • Internet: http://www.enercon.de
Managing Directors: Uwe Eberhardt, Ulrich Schulze Südhoff
Local court: Aurich • Company registration number: HRB 202549
VAT ID no.: DE285537483

Copyright notice

The entire content of this document is protected by copyright and – with regard to other intellectual property rights – international laws and treaties. ENERCON Global GmbH holds the rights in the content of this document unless another rights holder is expressly identified or obviously recognisable.

ENERCON Global GmbH grants the user the right to make copies and duplicates of this document for informational purposes for its own intra-corporate use; making this document available does not grant the user any further right of use. Any other duplication, modification, dissemination, publication, circulation, surrender to third parties and/or utilisation of the contents of this document – also in part – shall require the express prior written consent of ENERCON Global GmbH unless any of the above is permitted by mandatory legislation.

The user is prohibited from registering any industrial property rights in the know-how reproduced in this document, or for parts thereof.

If and to the extent that ENERCON Global GmbH does not hold the rights in the content of this document, the user shall adhere to the relevant rights holder's terms of use.

Registered trademarks

Any trademarks mentioned in this document are intellectual property of the respective registered trademark holders; the stipulations of the applicable trademark law are valid without restriction.

Reservation of right of modification

ENERCON Global GmbH reserves the right to change, improve and expand this document and the subject matter described herein at any time without prior notice, unless contractual agreements or legal requirements provide otherwise.

Document details

Document ID	D03045960/1.0-en
Note	Original document. Source document of this translation: D03045960/1.0-de/2025-03-26

Date	Language	DCC	Plant/department
2025-04-16	en	DA	WRD Wobben Research and Development GmbH / Documentation Department

Applicable documents

The titles of the documents listed are the titles of the original language versions, with translations of these titles in brackets where applicable. The titles of superordinate standards and guidelines are indicated in the original language or as an English translation. Document IDs always refer to the original language versions. If the document ID does not contain a revision, the most recent revision of the document applies. This list contains documents concerning optional components if necessary.

Higher-level standards and guidelines

Document ID	Document
IEC 61400-11:2012	Wind turbines – Part 11: Acoustic noise measurement techniques
IEC 61400-12-1:2017	Wind energy generation systems – Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines

Associated documents

Document ID	Document
various	Garantie des Leistungsverhaltens für ENERCON Windenergieanlagen (Power Performance Warranty for ENERCON Wind Energy Converters)

Subject to technical change without prior notice.

Table of contents

1 Availability of the operating mode 6
2 General information 7
2.1 Power performance 7
2.2 Information on sound power levels 7
2.3 Operating parameters 7
2.4 Site properties 8
2.5 Turbulence intensity 9
3 Operating mode OM-NR-09-0 11
3.1 Calculated power, cp and ct values in operating mode OM-NR-09-0 11
3.2 Calculated sound power levels in operating mode OM-NR-09-0 14

Subject to technical change without prior notice.

List of abbreviations

Abbreviations

HH	Hub height

Variables, units, formulas

L_{wa}	Sound power level
v_{ai}	Wind speed at hub height
σ_p	Serial product variation
σ_m	Uncertainty in measurement

Subject to technical change without prior notice.

1 Availability of the operating mode

The following table shows for which tower versions or hub heights the operating mode is available.

Tab. 1: Availability of operating mode

Operating mode	Tower version or hub height					
	E-175 EP5 E2-HST-112-FB-C-01	E-175 EP5 E2-HST-132-FB-C-01	E-175 EP5 E2-HT-162-ES-C-01	E-175 EP5 E2-HST-162-FB-C-01	E-175 EP5 E2-HT-175-ES-C-01	E-175 EP5 E2-HST-175-FB-C-01
	HH 112 m	HH 132 m	HH 162 m	HH 162 m	HH 175 m	HH 175 m
OM-NR-09-0	x	x	x	x	x	x

x = available

Subject to technical change without prior notice.

2 General information

In addition to the technical properties of the wind energy converter listed in this document, it is imperative to note the supplement to this document. An overview of the supplements is available to Sales (D0950052 "Übersicht Beiblätter zu den Schall- und Leistungsdatenblättern" (Overview of supplements to the sound and performance data sheets)).

2.1 Power performance

The power values, power coefficients (c_p values) and thrust coefficients (c_t values) given in this document are predicted values. Based on the current development status of this wind energy converter type, ENERCON considers it sufficiently likely that these values will be reached. The power performance of the wind energy converter is only guaranteed under the conditions described in the document 'Power Performance Warranty for ENERCON Wind Energy Converters'.

2.2 Information on sound power levels

Allocation of the sound power levels (L_{wa}) to the wind speed at hub height (v_{ai}) is valid for all hub heights (HH). During measurements, the wind speed is determined based on the power output and the power curve.

Due to uncertainties in sound measurements (σ_m) and series product variations (σ_p), the sound power level values indicated in this document allow for an uncertainty of σ_R = 0.5 dB(A) and σ_n = 1.2 dB(A). The 90 % confidence interval applies:

$$L_{wa,max} = L_{WA} + 1{,}28 \cdot \sqrt{\sigma_R^2 + \sigma_n^2}$$

If, during measurement, the difference between total noise and extraneous noise is less than 6 dB(A), a greater uncertainty should be assumed. The guideline is IEC 61400-11:2012.

The sound power levels are calculated for the conditions stated in tab. 2, p. 8. A prevailing turbulence intensity distribution of 6 % to 12 % is assumed.

This data sheet does not constitute a warranty of compliance with project-specific or site-specific sound power levels.

2.3 Operating parameters

The settings of the wind energy converter's reactive power generation and wind farm open-loop and closed-loop control systems influence the power performance. The calculated power curves, c_p and c_t curves listed in this document apply only to operation without limitations.

Subject to technical change without prior notice.

2.4 Site properties

The power, c_p and c_t curves and sound power levels listed in this document have been calculated for the conditions described in tab. 2, p. 8 with undamaged leading edges and clean rotor blades. The calculations are based on experience with wind energy converters in a wide variety of locations.

Tab. 2: Site conditions

Parameter	Value (10-minute mean)
Standard air density	1.225 kg/m³
Relative air humidity	70 %
Temperature	10 °C
Turbulence intensity	According to ch. 2.5, p. 9
Wind shear exponent	0.0 to 0.3
Maximum difference of wind direction between upper and lower blade tip	10°
Maximum flow inclination	± 2°
Terrain	According to IEC 61400-12-1:2017
Snowfalce	No
Rain	No

Otherwise, the framework conditions according to IEC 61400-12-1:2017 apply.

Subject to technical change without prior notice.

2.5 Turbulence intensity

The table below defines the range of validity for the power curves, c_p and c_t curves with regard to the turbulence intensities that may prevail on site. See tab. 2, p. 8 for further restrictions.

Tab. 3: Turbulence intensity

Wind speed in m/s	Lower limit of turbulence intensity in %	Upper limit of turbulence intensity in %
0.00	20.00	40.00
0.50	20.00	40.00
1.00	20.00	40.00
1.50	20.00	40.00
2.00	20.00	40.00
2.50	20.00	40.00
3.00	18.32	34.02
3.50	16.45	30.55
4.00	15.05	27.95
4.50	13.96	25.93
5.00	13.09	24.31
5.50	12.38	22.99
6.00	11.78	21.88
6.50	11.28	20.95
7.00	10.85	20.15
7.50	10.48	19.46
8.00	10.15	18.85
8.50	9.86	18.31
9.00	9.61	17.84
9.50	9.38	17.41
10.00	9.17	17.03
10.50	8.98	16.68
11.00	8.81	16.37
11.50	8.66	16.08
12.00	8.52	15.82
12.50	8.39	15.57
13.00	8.27	15.35
13.50	8.15	15.14
14.00	8.05	14.95
14.50	7.95	14.77
15.00	7.86	14.60

Subject to technical change without prior notice.

Wind speed in m/s	Lower limit of turbulence intensity in %	Upper limit of turbulence intensity in %
15.50	7.78	14.45
16.00	7.70	14.30
16.50	7.63	14.16
17.00	7.56	14.03
17.50	7.49	13.91
18.00	7.43	13.79
18.50	7.37	13.69
19.00	7.31	13.58
19.50	7.26	13.48
20.00	7.21	13.39
20.50	7.16	13.30
21.00	7.12	13.22
21.50	7.07	13.14
22.00	7.03	13.06
22.50	6.99	12.99
23.00	6.95	12.92
23.50	6.92	12.85
24.00	6.88	12.78
24.50	6.85	12.72
25.00	6.82	12.66

Subject to technical change without prior notice.

3 Operating mode OM-NR-09-0

3.1 Calculated power, cp and ct values in operating mode OM-NR-09-0

Tab. 4: Calculated power, c_p and c_t values for E-175 EP5 E2/7000 kW in operating mode OM-NR-09-0

Wind speed v in m/s	Power P in kW	c_p value	c_t value
0.00	0	0.00	0.00
0.50	0	0.00	0.00
1.00	0	0.00	0.00
1.50	0	0.00	0.00
2.00	0	0.00	0.00
2.50	60	0.26	0.57
3.00	165	0.42	0.79
3.50	288	0.46	0.78
4.00	444	0.47	0.76
4.50	643	0.48	0.76
5.00	881	0.48	0.75
5.50	1147	0.47	0.73
6.00	1424	0.45	0.68
6.50	1693	0.42	0.61
7.00	1944	0.39	0.55
7.50	2163	0.35	0.48
8.00	2332	0.31	0.42
8.50	2436	0.27	0.36
9.00	2483	0.23	0.30
9.50	2497	0.20	0.26
10.00	2500	0.17	0.22
10.50	2500	0.15	0.19
11.00	2500	0.13	0.16
11.50	2500	0.11	0.14
12.00	2500	0.10	0.12
12.50	2500	0.09	0.11
13.00	2500	0.08	0.10
13.50	2500	0.07	0.09
14.00	2500	0.06	0.08

Subject to technical change without prior notice.

Wind speed v in m/s	Power P in kW	c_p value	c_t value
14.50	2500	0.06	0.07
15.00	2500	0.05	0.07
15.50	2500	0.05	0.06
16.00	2500	0.04	0.06
16.50	2500	0.04	0.05
17.00	2500	0.04	0.05
17.50	2500	0.03	0.04
18.00	2500	0.03	0.04
18.50	2500	0.03	0.04
19.00	2500	0.03	0.03
19.50	2500	0.02	0.03
20.00	2500	0.02	0.03
20.50	2500	0.02	0.03
21.00	2500	0.02	0.03
21.50	2500	0.02	0.03
22.00	2500	0.02	0.02
22.50	2499	0.02	0.02
23.00	2483	0.01	0.02
23.50	2431	0.01	0.02
24.00	2315	0.01	0.02
24.50	2116	0.01	0.02
25.00	1841	0.01	0.01

Subject to technical change without prior notice.

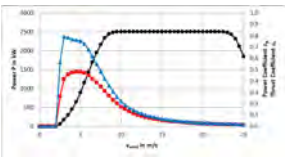


Fig. 1: Power, c_p and c_t characteristic curves for E-175 EP5 E2 / 7000 kW in operating mode OM-NR-09-0

●—●	Power P in kW
▲—▲	c_t value
■—■	c_p value

Subject to technical change without prior notice.

3.2 Calculated sound power levels in operating mode OM-NR-09-0

In operating mode OM-NR-09-0 the wind energy converter is operated in a noise-reduced mode. The highest sound power level to be expected in the nominal power range is 98.0 dB(A). All the sound power levels indicated apply taking into account the uncertainties described in ch. 2.2, p. 7. After reaching the nominal power, the sound power level will not increase further.

Tab. 5: Technical specifications

Parameter	Value	Unit
Nominal power (P_n)	2500	kW
Nominal wind speed	10.0	m/s

Tab. 6: Calculated sound power level in dB(A), based on wind speed at hub height v_{ai}

v_{ai}	Sound power level in dB(A)
5 m/s	94.5
5.5 m/s	96.3
6 m/s	97.5
6.5 m/s	98.0
7 m/s	98.0
7.5 m/s	98.0
8 m/s	98.0
8.5 m/s	98.0
9 m/s	98.0
9.5 m/s	98.0
10 m/s	98.0
10.5 m/s	98.0
11 m/s	98.0
11.5 m/s	98.0
12 m/s	98.0
12.5 m/s	98.0
13 m/s	98.0
13.5 m/s	98.0
14 m/s	98.0
14.5 m/s	98.0
15 m/s	98.0

Subject to technical change without prior notice.

Technical data sheet

Operating mode OM-NR-01-0

ENERCON E-175 EP5 E2 / 7000 kW wind energy converter

Subject to technical change without prior notice.

Released: 2025-04-11 13:44 Translation of D03119985/0.0-de

Publisher

ENERCON Global GmbH • Dreekamp 5 • 26605 Aurich • Germany
Phone: +49 4941 927-0 • Fax: +49 4941 927-109
E-mail: info@enercon.de • Internet: http://www.enercon.de
Managing Directors: Uwe Eberhardt, Ulrich Schulze Südhoff
Local court: Aurich • Company registration number: HRB 202549
VAT ID no.: DE285537483

Copyright notice

The entire content of this document is protected by copyright and – with regard to other intellectual property rights – international laws and treaties. ENERCON Global GmbH holds the rights in the content of this document unless another rights holder is expressly identified or obviously recognisable.

ENERCON Global GmbH grants the user the right to make copies and duplicates of this document for informational purposes for its own intra-corporate use; making this document available does not grant the user any further right of use. Any other duplication, modification, dissemination, publication, circulation, surrender to third parties and/or utilisation of the contents of this document – also in part – shall require the express prior written consent of ENERCON Global GmbH unless any of the above is permitted by mandatory legislation.

The user is prohibited from registering any industrial property rights in the know-how reproduced in this document, or for parts thereof.

If and to the extent that ENERCON Global GmbH does not hold the rights in the content of this document, the user shall adhere to the relevant rights holder's terms of use.

Registered trademarks

Any trademarks mentioned in this document are intellectual property of the respective registered trademark holders; the stipulations of the applicable trademark law are valid without restriction.

Reservation of right of modification

ENERCON Global GmbH reserves the right to change, improve and expand this document and the subject matter described herein at any time without prior notice, unless contractual agreements or legal requirements provide otherwise.

Document details

Document ID	D03119985/0.0-en
Note	Original document. Source document of this translation: D03119985/0.0-de/2025-03-26

Date	Language	DCC	Plant/department
2025-04-11	en	DA	WRD Wobben Research and Development GmbH / Documentation Department

Subject to technical change without prior notice.

Applicable documents

The titles of the documents listed are the titles of the original language versions, with translations of these titles in brackets where applicable. The titles of superordinate standards and guidelines are indicated in the original language or as an English translation. Document IDs always refer to the original language versions. If the document ID does not contain a revision, the most recent revision of the document applies. This list contains documents concerning optional components if necessary.

Higher-level standards and guidelines

Document ID	Document
IEC 61400-11:2012	Wind turbines – Part 11: Acoustic noise measurement techniques
IEC 61400-12-1:2017	Wind energy generation systems – Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines

Associated documents

Document ID	Document
various	Garantie des Leistungsverhaltens für ENERCON Windenergieanlagen (Power Performance Warranty for ENERCON Wind Energy Converters)

Subject to technical change without prior notice.

Table of contents

1 Availability of the operating mode 6
2 General information 7
2.1 Power performance 7
2.2 Information on sound power levels 7
2.3 Operating parameters 7
2.4 Site properties 8
2.5 Turbulence intensity 9
3 Operating mode OM-NR-01-0 11
3.1 Calculated power, cp and ct values in operating mode OM-NR-01-0 11
3.2 Calculated sound power levels in operating mode OM-NR-01-0 14

Subject to technical change without prior notice.

List of abbreviations

Abbreviations

HH	Hub height

Variables, units, formulas

L_{wA}	Sound power level
v_H	Wind speed at hub height
σ_P	Serial product variation
σ_R	Uncertainty in measurement

Subject to technical change without prior notice.

Released: 2025-04-11 10:46 Translation of D3111998/0.0-de

1 Availability of the operating mode

The following table shows for which tower versions or hub heights the operating mode is available.

Tab. 1: Availability of operating mode

Operating mode	Tower version or hub height					
	E-175 EP5 E2-HST-112-FB-C-01	E-175 EP5 E2-HST-132-FB-C-01	E-175 EP5 E2-HT-162-ES-C-01	E-175 EP5 E2-HST-162-FB-C-01	E-175 EP5 E2-HT-175-ES-C-01	E-175 EP5 E2-HST-175-FB-C-01
	HH 112 m	HH 132 m	HH 162 m	HH 162 m	HH 175 m	HH 175 m
OM-NR-01-0	x	x	x	x	x	x

x = available

Subject to technical change without prior notice.

Released: 2025-04-11 10:46 Translation of D3111998/0.0-de

2 General information

In addition to the technical properties of the wind energy converter listed in this document, it is imperative to note the supplement to this document. An overview of the supplements is available to Sales (D0950052 'Übersicht Beiblätter zu den Schall- und Leistungsdatenblättern' (Overview of supplements to the sound and performance data sheets)).

2.1 Power performance

The power values, power coefficients (c_p values) and thrust coefficients (c_t values) given in this document are predicted values. Based on the current development status of this wind energy converter type, ENERCON considers it sufficiently likely that these values will be reached. The power performance of the wind energy converter is only guaranteed under the conditions described in the document 'Power Performance Warranty for ENERCON Wind Energy Converters'.

2.2 Information on sound power levels

Allocation of the sound power levels (L_{wA}) to the wind speed at hub height (v_H) is valid for all hub heights (HH). During measurements, the wind speed is determined based on the power output and the power curve.

Due to uncertainties in sound measurements (σ_R) and series product variations (σ_P), the sound power level values indicated in this document allow for an uncertainty of σ_R = 0.5 dB(A) and σ_P = 1.2 dB(A). The 90 % confidence interval applies:

$$L_{wA,ceil} = L_{WA} + 1{,}28 \cdot \sqrt{\sigma_R^2 + \sigma_P^2}$$

If, during measurement, the difference between total noise and extraneous noise is less than 6 dB(A), a greater uncertainty should be assumed. The guideline is IEC 61400-11:2012.

The sound power levels are calculated for the conditions stated in tab. 2, p. 8. A prevailing turbulence intensity distribution of 6 % to 12 % is assumed.

This data sheet does not constitute a warranty of compliance with project-specific or site-specific sound power levels.

2.3 Operating parameters

The settings of the wind energy converter's reactive power generation and wind farm open-loop and closed-loop control systems influence the power performance. The calculated power curves, c_p and c_t curves listed in this document apply only to operation without limitations.

Subject to technical change without prior notice.

Released: 2025-04-11 10:46 Translation of D3111998/0.0-de

2.4 Site properties

The power, c_p and c_t curves and sound power levels listed in this document have been calculated for the conditions described in tab. 2, p. 8 with undamaged leading edges and clean rotor blades. The calculations are based on experience with wind energy converters in a wide variety of locations.

Tab. 2: Site conditions

Parameter	Value (10-minute mean)
Standard air density	1.225 kg/m³
Relative air humidity	70 %
Temperature	10 °C
Turbulence intensity	According to ch. 2.5, p. 9
Wind shear exponent	0.0 to 0.3
Maximum difference of wind direction between upper and lower blade tip	10°
Maximum flow inclination	± 2°
Terrain	According to IEC 61400-12-1:2017
Snowfice	No
Rain	No

Otherwise, the framework conditions according to IEC 61400-12-1:2017 apply.

Subject to technical change without prior notice.

Released: 2025-04-11 10:46 Translation of D3111998/0.0-de

2.5 Turbulence intensity

The table below defines the range of validity for the power curves, c_p and c_t curves with regard to the turbulence intensities that may prevail on site. See tab. 2, p. 8 for further restrictions.

Tab. 3: Turbulence intensity

Wind speed in m/s	Lower limit of turbulence intensity in %	Upper limit of turbulence intensity in %
0.00	20.00	40.00
0.50	20.00	40.00
1.00	20.00	40.00
1.50	20.00	40.00
2.00	20.00	40.00
2.50	20.00	40.00
3.00	18.32	34.02
3.50	16.45	30.55
4.00	15.05	27.95
4.50	13.96	25.93
5.00	13.09	24.31
5.50	12.38	22.99
6.00	11.78	21.88
6.50	11.28	20.95
7.00	10.85	20.15
7.50	10.48	19.46
8.00	10.15	18.85
8.50	9.86	18.31
9.00	9.61	17.84
9.50	9.38	17.41
10.00	9.17	17.03
10.50	8.98	16.68
11.00	8.81	16.37
11.50	8.66	16.08
12.00	8.52	15.82
12.50	8.39	15.57
13.00	8.27	15.35
13.50	8.15	15.14
14.00	8.05	14.95
14.50	7.95	14.77
15.00	7.86	14.60

Subject to technical change without prior notice.

Released: 2025-04-11 10:46 Translation of D3111998/0.0-de

Wind speed in m/s	Lower limit of turbulence intensity in %	Upper limit of turbulence intensity in %
15.50	7.78	14.45
16.00	7.70	14.30
16.50	7.63	14.16
17.00	7.56	14.03
17.50	7.49	13.91
18.00	7.43	13.79
18.50	7.37	13.69
19.00	7.31	13.58
19.50	7.26	13.48
20.00	7.21	13.39
20.50	7.16	13.30
21.00	7.12	13.22
21.50	7.07	13.14
22.00	7.03	13.06
22.50	6.99	12.99
23.00	6.95	12.92
23.50	6.92	12.85
24.00	6.88	12.78
24.50	6.85	12.72
25.00	6.82	12.66

Subject to technical change without prior notice.

Released: 2025-04-11 10:46 Translation of D3111998/0.0-de

3 Operating mode OM-NR-01-0

3.1 Calculated power, cp and ct values in operating mode OM-NR-01-0

Tab. 4: Calculated power, c_p and c_t values for E-175 EP5 E2/7000 kW in operating mode OM-NR-01-0

Wind speed v in m/s	Power P in kW	c_p value	c_t value
0.00	0	0.00	0.00
0.50	0	0.00	0.00
1.00	0	0.00	0.00
1.50	0	0.00	0.00
2.00	0	0.00	0.00
2.50	60	0.26	0.57
3.00	165	0.42	0.79
3.50	288	0.46	0.78
4.00	444	0.47	0.76
4.50	643	0.48	0.76
5.00	885	0.48	0.76
5.50	1174	0.48	0.76
6.00	1514	0.48	0.76
6.50	1910	0.47	0.76
7.00	2362	0.47	0.76
7.50	2866	0.46	0.76
8.00	3398	0.45	0.74
8.50	3918	0.43	0.70
9.00	4384	0.41	0.64
9.50	4779	0.38	0.57
10.00	5116	0.35	0.50
10.50	5416	0.32	0.45
11.00	5686	0.29	0.40
11.50	5919	0.26	0.36
12.00	6098	0.24	0.32
12.50	6189	0.22	0.29
13.00	6200	0.19	0.26
13.50	6200	0.17	0.23
14.00	6200	0.15	0.20

Subject to technical change without prior notice.

Released: 2025-04-11 10:46 Translation of D3111998/0.0-de

Wind speed v in m/s	Power P in kW	c_p value	c_t value
14.50	6200	0.14	0.18
15.00	6200	0.13	0.16
15.50	6200	0.11	0.15
16.00	6200	0.10	0.14
16.50	6200	0.09	0.12
17.00	6200	0.09	0.11
17.50	6200	0.08	0.10
18.00	6200	0.07	0.10
18.50	6200	0.07	0.09
19.00	6200	0.06	0.08
19.50	6200	0.06	0.08
20.00	6200	0.05	0.07
20.50	6200	0.05	0.07
21.00	6200	0.05	0.06
21.50	6154	0.04	0.06
22.00	6032	0.04	0.05
22.50	5807	0.04	0.05
23.00	5451	0.03	0.04
23.50	4946	0.03	0.04
24.00	4300	0.02	0.03
24.50	3552	0.02	0.03
25.00	2784	0.01	0.02

Subject to technical change without prior notice.

Released: 2025-04-11 10:46 Translation of D3111998/0.0-de

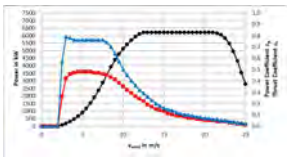


Fig. 1: Power, c_p and c_t curves for E-175 EP5 E2/7000 kW in operating mode OM-NR-01-0

- Power P in kW
- c_t value
- c_p value

Subject to technical change without prior notice.

Released: 2025-04-11 10:46 Translation of D3111998/0.0-de

3.2 Calculated sound power levels in operating mode OM-NR-01-0

In operating mode OM-NR-01-0 the wind energy converter is operated in a noise-reduced mode. The highest sound power level to be expected in the nominal power range is 106.0 dB(A). All the sound power levels indicated apply taking into account the uncertainties described in ch. 2.2, p. 7. After reaching the nominal power, the sound power level will not increase further.

Tab. 5: Technical specifications

Parameter	Value	Unit
Nominal power (P_n)	6200	kW
Nominal wind speed	13.0	m/s

Tab. 6: Calculated sound power level in dB(A), based on wind speed at hub height v_H

v_H	Sound power level in dB(A)
5 m/s	96.4
5.5 m/s	97.5
6 m/s	99.0
6.5 m/s	100.4
7 m/s	102.0
7.5 m/s	103.4
8 m/s	104.8
8.5 m/s	105.9
9 m/s	106.0
9.5 m/s	106.0
10 m/s	106.0
10.5 m/s	106.0
11 m/s	106.0
11.5 m/s	106.0
12 m/s	106.0
12.5 m/s	106.0
13 m/s	106.0
13.5 m/s	106.0
14 m/s	106.0
14.5 m/s	106.0
15 m/s	106.0

Subject to technical change without prior notice.

Released: 2025-04-11 10:46 Translation of D3111998/0.0-de

Technical data sheet

Operating mode OM-NR-04-0

ENERCON E-175 EP5 E2 / 7000 kW wind energy converter

Released: 2025-04-11 10:42 Translation of D3111986/0.0-de

Publisher

ENERCON Global GmbH • Dreekamp 5 • 26605 Aurich • Germany
Phone: +49 4941 927-0 • Fax: +49 4941 927-109
E-mail: info@enercon.de • Internet: http://www.enercon.de
Managing Directors: Uwe Eberhardt, Ulrich Schulze Südhoff
Local court: Aurich • Company registration number: HRB 202549
VAT ID no.: DE285537483

Copyright notice

The entire content of this document is protected by copyright and – with regard to other intellectual property rights – international laws and treaties. ENERCON Global GmbH holds the rights in the content of this document unless another rights holder is expressly identified or obviously recognisable.

ENERCON Global GmbH grants the user the right to make copies and duplicates of this document for informational purposes for its own intra-corporate use, making this document available does not grant the user any further right of use. Any other duplication, modification, dissemination, publication, circulation, surrender to third parties and/or utilisation of the contents of this document – also in part – shall require the express prior written consent of ENERCON Global GmbH unless any of the above is permitted by mandatory legislation.

The user is prohibited from registering any industrial property rights in the know-how reproduced in this document, or for parts thereof.

If and to the extent that ENERCON Global GmbH does not hold the rights in the content of this document, the user shall adhere to the relevant rights holder's terms of use.

Registered trademarks

Any trademarks mentioned in this document are intellectual property of the respective registered trademark holders; the stipulations of the applicable trademark law are valid without restriction.

Reservation of right of modification

ENERCON Global GmbH reserves the right to change, improve and expand this document and the subject matter described herein at any time without prior notice, unless contractual agreements or legal requirements provide otherwise.

Document details

Document ID	D03119986/0.0-en
Note	Original document. Source document of this translation: D03119986/0.0-de/2025-03-26

Date	Language	DCC	Plant/department
2025-04-11	en	DA	WRD Wobben Research and Development GmbH / Documentation Department

Applicable documents

The titles of the documents listed are the titles of the original language versions, with translations of these titles in brackets where applicable. The titles of superordinate standards and guidelines are indicated in the original language or as an English translation. Document IDs always refer to the original language versions. If the document ID does not contain a revision, the most recent revision of the document applies. This list contains documents concerning optional components if necessary.

Higher-level standards and guidelines

Document ID	Document
IEC 61400-11:2012	Wind turbines – Part 11: Acoustic noise measurement techniques
IEC 61400-12-1:2017	Wind energy generation systems – Part 12-1: Power performance measurements of electrically producing wind turbines

Associated documents

Document ID	Document
various	Garantie des Leistungsverhaltens für ENERCON Windenergieanlagen (Power Performance Warranty for ENERCON Wind Energy Converters)

Subject to technical change without prior notice.

Released: 2025-04-11 10:42 Translation of D3111986/0.0-de

Table of contents

1 Availability of the operating mode 6
2 General information 7
2.1 Power performance 7
2.2 Information on sound power levels 7
2.3 Operating parameters 7
2.4 Site properties 8
2.5 Turbulence intensity 9
3 Operating mode OM-NR-04-0 11
3.1 Calculated power, cp and ct values in operating mode OM-NR-04-0 11
3.2 Calculated sound power levels in operating mode OM-NR-04-0 14

Subject to technical change without prior notice.

Released: 2025-04-11 10:42 Translation of D3111986/0.0-de

List of abbreviations

Abbreviations

HH	Hub height

Variables, units, formulas

L_{wA}	Sound power level
v_H	Wind speed at hub height
σ_P	Serial product variation
σ_R	Uncertainty in measurement

Subject to technical change without prior notice.

Released: 2025-04-11 10:42 Translation of D3111986/0.0-de

1 Availability of the operating mode

The following table shows for which tower versions or hub heights the operating mode is available.

Tab. 1: Availability of operating mode

Operating mode	Tower version or hub height					
	E-175 EP5 E2-HST-112-FB-C-01	E-175 EP5 E2-HST-132-FB-C-01	E-175 EP5 E2-HT-162-ES-C-01	E-175 EP5 E2-HST-162-FB-C-01	E-175 EP5 E2-HT-175-ES-C-01	E-175 EP5 E2-HST-175-FB-C-01
	HH 112 m	HH 132 m	HH 162 m	HH 162 m	HH 175 m	HH 175 m
OM-NR-04-0	x	x	x	x	x	-

x = available
- = not available

Subject to technical change without prior notice.

Released: 2025-04-11 10:42 Translation of D3111986/0.0-de

2 General information

In addition to the technical properties of the wind energy converter listed in this document, it is imperative to note the supplement to this document. An overview of the supplements is available to Sales (D0950052 'Übersicht Beiblätter zu den Schall- und Leistungsdatenblättern' (Overview of supplements to the sound and performance data sheets)).

2.1 Power performance

The power values, power coefficients (c_p values) and thrust coefficients (c_t values) given in this document are predicted values. Based on the current development status of this wind energy converter type, ENERCON considers it sufficiently likely that these values will be reached. The power performance of the wind energy converter is only guaranteed under the conditions described in the document 'Power Performance Warranty for ENERCON Wind Energy Converters'.

2.2 Information on sound power levels

Allocation of the sound power levels (L_{wa}) to the wind speed at hub height (v_{hub}) is valid for all hub heights (HH). During measurements, the wind speed is determined based on the power output and the power curve.

Due to uncertainties in sound measurements (σ_m) and series product variations (σ_p), the sound power level values indicated in this document allow for an uncertainty of σ_u = 0.5 dB(A) and σ_u = 1.2 dB(A). The 90 % confidence interval applies:

$$L_{wA90} = L_{WA} + 1{,}28 \cdot \sqrt{\sigma_m^2 + \sigma_p^2}$$

If, during measurement, the difference between total noise and extraneous noise is less than 6 dB(A), a greater uncertainty should be assumed. The guideline is IEC 61400-11:2012.

The sound power levels are calculated for the conditions stated in tab. 2, p. 8. A prevailing turbulence intensity distribution of 6 % to 12 % is assumed.

This data sheet does not constitute a warranty of compliance with project-specific or site-specific sound power levels.

2.3 Operating parameters

The settings of the wind energy converter's reactive power generation and wind farm open-loop and closed-loop control systems influence the power performance. The calculated power curves, c_p and c_t curves listed in this document apply only to operation without limitations.

Subject to technical change without prior notice.
Subject to technical change without prior notice.
Released: 2025-04-11 10:42 Translation of D0311998/0.0-de

2.4 Site properties

The power, c_p and c_t curves and sound power levels listed in this document have been calculated for the conditions described in tab. 2, p. 8 with undamaged leading edges and clean rotor blades. The calculations are based on experience with wind energy converters in a wide variety of locations.

Tab. 2: Site conditions

Parameter	Value (10-minute mean)
Standard air density	1.225 kg/m³
Relative air humidity	70 %
Temperature	10 °C
Turbulence intensity	According to ch. 2.5, p. 9
Wind shear exponent	0.0 to 0.3
Maximum difference of wind direction between upper and lower blade tip	10°
Maximum flow inclination	± 2°
Terrain	According to IEC 61400-12-1:2017
Snow/ice	No
Rain	No

Otherwise, the framework conditions according to IEC 61400-12-1:2017 apply.

2.5 Turbulence intensity

The table below defines the range of validity for the power curves, c_p and c_t curves with regard to the turbulence intensities that may prevail on site. See tab. 2, p. 8 for further restrictions.

Tab. 3: Turbulence intensity

Wind speed in m/s	Lower limit of turbulence intensity in %	Upper limit of turbulence intensity in %
0.00	20.00	40.00
0.50	20.00	40.00
1.00	20.00	40.00
1.50	20.00	40.00
2.00	20.00	40.00
2.50	20.00	40.00
3.00	18.32	34.02
3.50	16.45	30.55
4.00	15.05	27.95
4.50	13.96	25.93
5.00	13.09	24.31
5.50	12.38	22.99
6.00	11.78	21.88
6.50	11.28	20.95
7.00	10.85	20.15
7.50	10.48	19.46
8.00	10.15	18.85
8.50	9.86	18.31
9.00	9.61	17.84
9.50	9.38	17.41
10.00	9.17	17.03
10.50	8.98	16.68
11.00	8.81	16.37
11.50	8.66	16.08
12.00	8.52	15.82
12.50	8.39	15.57
13.00	8.27	15.35
13.50	8.15	15.14
14.00	8.05	14.95
14.50	7.95	14.77
15.00	7.86	14.60

Wind speed in m/s	Lower limit of turbulence intensity in %	Upper limit of turbulence intensity in %
15.50	7.78	14.45
16.00	7.70	14.30
16.50	7.63	14.16
17.00	7.56	14.03
17.50	7.49	13.91
18.00	7.43	13.79
18.50	7.37	13.69
19.00	7.31	13.58
19.50	7.26	13.48
20.00	7.21	13.39
20.50	7.16	13.30
21.00	7.12	13.22
21.50	7.07	13.14
22.00	7.03	13.06
22.50	6.99	12.99
23.00	6.95	12.92
23.50	6.92	12.85
24.00	6.88	12.78
24.50	6.85	12.72
25.00	6.82	12.66

3 Operating mode OM-NR-04-0

3.1 Calculated power, cp and ct values in operating mode OM-NR-04-0

Tab. 4: Calculated power, c_p and c_t values for E-175 EP5 E2/7000 kW in operating mode OM-NR-04-0

Wind speed v in m/s	Power P in kW	c_p value	c_t value
0.00	0	0.00	0.00
0.50	0	0.00	0.00
1.00	0	0.00	0.00
1.50	0	0.00	0.00
2.00	0	0.00	0.00
2.50	60	0.26	0.57
3.00	165	0.42	0.79
3.50	288	0.46	0.78
4.00	444	0.47	0.76
4.50	643	0.48	0.76
5.00	885	0.48	0.76
5.50	1174	0.48	0.76
6.00	1510	0.48	0.76
6.50	1883	0.47	0.74
7.00	2268	0.45	0.70
7.50	2636	0.42	0.65
8.00	2971	0.39	0.58
8.50	3267	0.36	0.51
9.00	3521	0.33	0.45
9.50	3716	0.29	0.40
10.00	3839	0.26	0.35
10.50	3898	0.23	0.30
11.00	3900	0.20	0.26
11.50	3900	0.17	0.23
12.00	3900	0.15	0.20
12.50	3900	0.14	0.18
13.00	3900	0.12	0.16
13.50	3900	0.11	0.14
14.00	3900	0.10	0.13

Wind speed v in m/s	Power P in kW	c_p value	c_t value
14.50	3900	0.09	0.11
15.00	3900	0.08	0.10
15.50	3900	0.07	0.09
16.00	3900	0.07	0.09
16.50	3900	0.06	0.08
17.00	3900	0.05	0.07
17.50	3900	0.05	0.07
18.00	3900	0.05	0.06
18.50	3900	0.04	0.06
19.00	3900	0.04	0.05
19.50	3900	0.04	0.05
20.00	3900	0.03	0.05
20.50	3900	0.03	0.04
21.00	3900	0.03	0.04
21.50	3900	0.03	0.04
22.00	3900	0.03	0.04
22.50	3900	0.02	0.03
23.00	3843	0.02	0.03
23.50	3690	0.02	0.03
24.00	3404	0.02	0.03
24.50	2975	0.01	0.02
25.00	2450	0.01	0.02

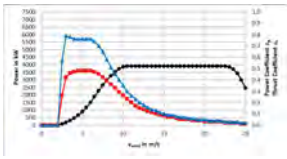


Fig. 1: Power, c_p and c_t curves for E-175 EP5 E2/7000 kW in operating mode OM-NR-04-0

- Power P in kW
- c_t value
- c_p value

3.2 Calculated sound power levels in operating mode OM-NR-04-0

In operating mode OM-NR-04-0 the wind energy converter is operated in a noise-reduced mode. The highest sound power level to be expected in the nominal power range is 103.0 dB(A). All the sound power levels indicated apply taking into account the uncertainties described in ch. 2.2, p. 7. After reaching the nominal power, the sound power level will not increase further.

Tab. 5: Technical specifications

Parameter	Value	Unit
Nominal power (P_n)	3900	kW
Nominal wind speed	10.5	m/s

Tab. 6: Calculated sound power level in dB(A), based on wind speed at hub height v_{hub}

v_{hub}	Sound power level in dB(A)
5 m/s	96.4
5.5 m/s	97.5
6 m/s	99.0
6.5 m/s	100.4
7 m/s	101.9
7.5 m/s	102.3
8 m/s	102.4
8.5 m/s	102.5
9 m/s	102.7
9.5 m/s	103.0
10 m/s	103.0
10.5 m/s	103.0
11 m/s	103.0
11.5 m/s	103.0
12 m/s	103.0
12.5 m/s	103.0
13 m/s	103.0
13.5 m/s	103.0
14 m/s	103.0
14.5 m/s	103.0
15 m/s	103.0

Technical data sheet

Operating mode OM-0-0

ENERCON E-175 EP5 E2 / 7000 kW wind energy converter

Publisher

ENERCON Global GmbH • Dreekamp 5 • 26605 Aurich • Germany
Phone: +49 4941 927 0 • Fax: +49 4941 927 109
E-mail: info@enercon.de • Internet: http://www.enercon.de
Managing Directors: Uwe Eberhardt, Ulrich Schulze Südhoff
Local court: Aurich • Company registration number: HRB 202549
VAT ID no.: DE285537483

Copyright notice

The entire content of this document is protected by copyright and – with regard to other intellectual property rights – international laws and treaties. ENERCON Global GmbH holds the rights in the content of this document unless another rights holder is expressly identified or obviously recognisable.

ENERCON Global GmbH grants the user the right to make copies and duplicates of this document for informational purposes for its own intra-corporate use; making this document available does not grant the user any further right of use. Any other duplication, modification, dissemination, publication, circulation, surrender to third parties and/or utilisation of the contents of this document – also in part – shall require the express prior written consent of ENERCON Global GmbH unless any of the above is permitted by mandatory legislation.

The user is prohibited from registering any industrial property rights in the know-how reproduced in this document, or for parts thereof.

If and to the extent that ENERCON Global GmbH does not hold the rights in the content of this document, the user shall adhere to the relevant rights holder's terms of use.

Registered trademarks

Any trademarks mentioned in this document are intellectual property of the respective registered trademark holders; the stipulations of the applicable trademark law are valid without restriction.

Reservation of right of modification

ENERCON Global GmbH reserves the right to change, improve and expand this document and the subject matter described herein at any time without prior notice, unless contractual agreements or legal requirements provide otherwise.

Document details

Document ID	D03045913/1.0-en
Note	Original document. Source document of this translation: D03045913/1.0-de2025-03-26

Date	Language	DCC	Plant/department
2025-04-16	en	DA	WRD Wobben Research and Development GmbH / Documentation Department

Applicable documents

The titles of the documents listed are the titles of the original language versions, with translations of these titles in brackets where applicable. The titles of superordinate standards and guidelines are indicated in the original language or as an English translation. Document IDs always refer to the original language versions. If the document ID does not contain a revision, the most recent revision of the document applies. This list contains documents concerning optional components if necessary.

Higher-level standards and guidelines

Document ID	Document
IEC 61400-11:2012	Wind turbines – Part 11: Acoustic noise measurement techniques
IEC 61400-12-1:2017	Wind energy generation systems – Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines

Associated documents

Document ID	Document
various	Garantie des Leistungsverhaltens für ENERCON Windenergieanlagen (Power Performance Warranty for ENERCON Wind Energy Converters)

Table of contents

1 Availability of the operating mode 6
2 General information 7
2.1 Power performance 7
2.2 Information on sound power levels 7
2.3 Operating parameters 7
2.4 Site properties 8
2.5 Turbulence intensity 9
3 Operating mode OM-0-0 11
3.1 Calculated power, cp and ct values in operating mode OM-0-0 11
3.2 Calculated sound power levels in operating mode OM-0-0 14

List of abbreviations

Abbreviations

HH	Hub height

Variables, units, formulas

L_{wA}	Sound power level
v_{hub}	Wind speed at hub height
σ_p	Serial product variation
σ_m	Uncertainty in measurement

1 Availability of the operating mode

The following table shows for which tower versions or hub heights the operating mode is available.

Tab. 1: Availability of operating mode

Operating mode	Tower version or hub height					
	E-175 EP5 E2-HST-112-FB-C-01	E-175 EP5 E2-HST-132-FB-C-01	E-175 EP5 E2-HT-162-ES-C-01	E-175 EP5 E2-HST-162-FB-C-01	E-175 EP5 E2-HT-175-ES-C-01	E-175 EP5 E2-HST-175-FB-C-01
	HH 112 m	HH 132 m	HH 162 m	HH 162 m	HH 175 m	HH 175 m
OM-0-0	x	x	x	x	x	x

x = available

2 General information

In addition to the technical properties of the wind energy converter listed in this document, it is imperative to note the supplement to this document. An overview of the supplements is available to Sales (D0950052 'Übersicht Beiblätter zu den Schall- und Leistungsdatenblättern' (Overview of supplements to the sound and performance data sheets)).

2.1 Power performance

The power values, power coefficients (c_p values) and thrust coefficients (c_t values) given in this document are predicted values. Based on the current development status of this wind energy converter type, ENERCON considers it sufficiently likely that these values will be reached. The power performance of the wind energy converter is only guaranteed under the conditions described in the document 'Power Performance Warranty for ENERCON Wind Energy Converters'.

2.2 Information on sound power levels

Allocation of the sound power levels (L_{wa}) to the wind speed at hub height (v_{hub}) is valid for all hub heights (HH). During measurements, the wind speed is determined based on the power output and the power curve.

Due to uncertainties in sound measurements (σ_m) and series product variations (σ_p), the sound power level values indicated in this document allow for an uncertainty of σ_u = 0.5 dB(A) and σ_u = 1.2 dB(A). The 90 % confidence interval applies:

$$L_{wA90} = L_{WA} + 1{,}28 \cdot \sqrt{\sigma_m^2 + \sigma_p^2}$$

If, during measurement, the difference between total noise and extraneous noise is less than 6 dB(A), a greater uncertainty should be assumed. The guideline is IEC 61400-11:2012.

The sound power levels are calculated for the conditions stated in tab. 2, p. 8. A prevailing turbulence intensity distribution of 6 % to 12 % is assumed.

This data sheet does not constitute a warranty of compliance with project-specific or site-specific sound power levels.

2.3 Operating parameters

The settings of the wind energy converter's reactive power generation and wind farm open-loop and closed-loop control systems influence the power performance. The calculated power curves, c_p and c_t curves listed in this document apply only to operation without limitations.

2.4 Site properties

The power, c_p and c_t curves and sound power levels listed in this document have been calculated for the conditions described in tab. 2, p. 8 with undamaged leading edges and clean rotor blades. The calculations are based on experience with wind energy converters in a wide variety of locations.

Tab. 2: Site conditions

Parameter	Value (10-minute mean)
Standard air density	1.225 kg/m³
Relative air humidity	70 %
Temperature	10 °C
Turbulence intensity	According to ch. 2.5, p. 9
Wind shear exponent	0.0 to 0.3
Maximum difference of wind direction between upper and lower blade tip	10°
Maximum flow inclination	± 2°
Terrain	According to IEC 61400-12-1:2017
Snow/ice	No
Rain	No

Otherwise, the framework conditions according to IEC 61400-12-1:2017 apply.

2.5 Turbulence intensity

The table below defines the range of validity for the power curves, c_p and c_t curves with regard to the turbulence intensities that may prevail on site. See tab. 2, p. 8 for further restrictions.

Tab. 3: Turbulence intensity

Wind speed in m/s	Lower limit of turbulence intensity in %	Upper limit of turbulence intensity in %
0.00	20.00	40.00
0.50	20.00	40.00
1.00	20.00	40.00
1.50	20.00	40.00
2.00	20.00	40.00
2.50	20.00	40.00
3.00	18.32	34.02
3.50	16.45	30.55
4.00	15.05	27.95
4.50	13.96	25.93
5.00	13.09	24.31
5.50	12.38	22.99
6.00	11.78	21.88
6.50	11.28	20.95
7.00	10.85	20.15
7.50	10.48	19.46
8.00	10.15	18.85
8.50	9.86	18.31
9.00	9.61	17.84
9.50	9.38	17.41
10.00	9.17	17.03
10.50	8.98	16.68
11.00	8.81	16.37
11.50	8.66	16.08
12.00	8.52	15.82
12.50	8.39	15.57
13.00	8.27	15.35
13.50	8.15	15.14
14.00	8.05	14.95
14.50	7.95	14.77
15.00	7.86	14.60

Subject to technical change without prior notice.
Subject to technical change without prior notice.
Released: 2020-04-15 13:27 Translation of D0304591 3/1.0-de

Wind speed in m/s	Lower limit of turbulence intensity in %	Upper limit of turbulence intensity in %
15.50	7.78	14.45
16.00	7.70	14.30
16.50	7.63	14.16
17.00	7.56	14.03
17.50	7.49	13.91
18.00	7.43	13.79
18.50	7.37	13.69
19.00	7.31	13.58
19.50	7.26	13.48
20.00	7.21	13.39
20.50	7.16	13.30
21.00	7.12	13.22
21.50	7.07	13.14
22.00	7.03	13.06
22.50	6.99	12.99
23.00	6.95	12.92
23.50	6.92	12.85
24.00	6.88	12.78
24.50	6.85	12.72
25.00	6.82	12.66

Subject to technical change without prior notice.
Subject to technical change without prior notice.
Released: 2020-04-15 13:27 Translation of D0304591 3/1.0-de

3 Operating mode OM-0-0

3.1 Calculated power, cp and ct values in operating mode OM-0-0

Tab. 4: Calculated power, c_p and c_t values for E-175 EP5 E2 / 7000 kW in operating mode OM-0-0

Wind speed v in m/s	Power P in kW	c_p value	c_t value
0.00	0	0.00	0.00
0.50	0	0.00	0.00
1.00	0	0.00	0.00
1.50	0	0.00	0.00
2.00	0	0.00	0.00
2.50	60	0.26	0.57
3.00	165	0.42	0.79
3.50	287	0.46	0.78
4.00	444	0.47	0.76
4.50	644	0.48	0.76
5.00	885	0.48	0.76
5.50	1174	0.48	0.76
6.00	1515	0.48	0.76
6.50	1913	0.47	0.76
7.00	2373	0.47	0.77
7.50	2897	0.47	0.77
8.00	3478	0.46	0.76
8.50	4090	0.45	0.74
9.00	4684	0.44	0.70
9.50	5214	0.41	0.64
10.00	5665	0.39	0.57
10.50	6053	0.36	0.51
11.00	6392	0.33	0.46
11.50	6677	0.30	0.41
12.00	6892	0.27	0.37
12.50	6997	0.24	0.33
13.00	7000	0.22	0.29
13.50	7000	0.19	0.26
14.00	7000	0.17	0.23
14.50	7000	0.16	0.21

Subject to technical change without prior notice.
Subject to technical change without prior notice.
Released: 2020-04-15 13:27 Translation of D0304591 3/1.0-de

Wind speed v in m/s	Power P in kW	c_p value	c_t value
15.00	7000	0.14	0.19
15.50	7000	0.13	0.17
16.00	7000	0.12	0.15
16.50	7000	0.11	0.14
17.00	7000	0.10	0.13
17.50	7000	0.09	0.12
18.00	7000	0.08	0.11
18.50	7000	0.08	0.10
19.00	7000	0.07	0.09
19.50	7000	0.06	0.09
20.00	7000	0.06	0.08
20.50	7000	0.06	0.07
21.00	6936	0.05	0.07
21.50	6780	0.05	0.06
22.00	6519	0.04	0.06
22.50	6142	0.04	0.05
23.00	5636	0.03	0.04
23.50	4977	0.03	0.04
24.00	4137	0.02	0.03
24.50	3138	0.01	0.02
25.00	2371	0.01	0.02

Subject to technical change without prior notice.
Subject to technical change without prior notice.
Released: 2020-04-15 13:27 Translation of D0304591 3/1.0-de

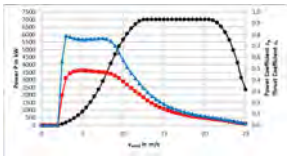


Fig. 1: Power, c_p and c_t characteristic curves for E-175 EP5 E2 / 7000 kW in operating mode OM-0-0

- Power P in kW
- c_t value
- c_p value

Subject to technical change without prior notice.
Subject to technical change without prior notice.
Released: 2020-04-15 13:27 Translation of D0304591 3/1.0-de

3.2 Calculated sound power levels in operating mode OM-0-0

In operating mode OM-0-0, the wind energy converter operates in a power-optimised mode to achieve optimum yield. The highest sound power level to be expected in the nominal power range is 106.9 dB(A). All the sound power levels indicated apply taking into account the uncertainties described in ch. 2.2, p. 7. After reaching the nominal power, the sound power level will not increase further.

Tab. 5: Technical specifications

Parameter	Value	Unit
Nominal power (P_n)	7000	kW
Nominal wind speed	12.5	m/s

Tab. 6: Calculated sound power level in dB(A), based on wind speed at hub height v_{hub}

v_{hub}	Sound power level in dB(A)
5 m/s	94.5
5.5 m/s	96.3
6 m/s	98.3
6.5 m/s	100.2
7 m/s	101.7
7.5 m/s	103.3
8 m/s	105.0
8.5 m/s	106.5
9 m/s	106.9
9.5 m/s	106.9
10 m/s	106.9
10.5 m/s	106.9
11 m/s	106.9
11.5 m/s	106.9
12 m/s	106.9
12.5 m/s	106.9
13 m/s	106.9
13.5 m/s	106.9
14 m/s	106.9
14.5 m/s	106.9
15 m/s	106.9

Subject to technical change without prior notice.
Subject to technical change without prior notice.
Released: 2020-04-15 13:27 Translation of D0304591 3/1.0-de

Technical data sheet

Operating modes 0 s, I s, II s and power-reduced operation

ENERCON E-115 EP3 E3 / 4200 kW wind energy converter with TES (Trailing Edge Serrations)

ENERCON ENERGY FOR THE WORLD

Released: 2020-04-15 13:27 Translation of D0304591 3/1.0-de

Publisher

ENERCON GmbH • Dreekamp 5 • 26605 Aurich • Germany
Phone: +49 4941 927-0 • Fax: +49 4941 927-109
E-mail: info@enercon.de • Internet: http://www.enercon.de
Managing Directors: Dr. Jürgen Zeschky, Dr. Martin Prillmann, Dr. Michael Jay
Local court: Aurich • Company registration number: HRB 411
VAT ID no.: DE 181 977 360

Copyright notice

The entire content of this document is protected by copyright and – with regard to other intellectual property rights – international laws and treaties. ENERCON GmbH holds the rights in the content of this document unless another rights holder is expressly identified or obviously recognisable.

ENERCON GmbH grants the user the right to make copies and duplicates of this document for informational purposes for its own intra-corporate use; making this document available does not grant the user any further right of use. Any other duplication, modification, dissemination, publication, circulation, surrender to third parties and/or utilisation of the contents of this document – also in part – shall require the express prior written consent of ENERCON GmbH unless any of the above is permitted by mandatory legislation.

The user is prohibited from registering any industrial property rights in the know-how reproduced in this document, or for parts thereof.

If and to the extent that ENERCON GmbH does not hold the rights in the content of this document, the user shall adhere to the relevant rights holder's terms of use.

Registered trademarks

Any trademarks mentioned in this document are intellectual property of the respective registered trademark holders; the stipulations of the applicable trademark law are valid without restriction.

Reservation of right of modification

ENERCON GmbH reserves the right to change, improve and expand this document and the subject matter described herein at any time without prior notice, unless contractual agreements or legal requirements provide otherwise.

Document details

Document ID	D0830664/8.0-en		
Note	Original document. Source document of this translation: D0828520/8.0-de/2022-08-18		
Date	**Language**	**DCC**	**Plant/department**
2022-09-01	en	DA	WRD Wobben Research and Development GmbH / Documentation Department

Applicable documents

The titles of the documents listed are the titles of the original language versions, with translations of these titles in brackets where applicable. The titles of superordinate standards and guidelines are indicated in the original language or as an English translation. Document IDs always refer to the original language versions. If the document ID does not contain a revision, the most recent revision of the document applies. This list contains documents concerning optional components if necessary.

Higher-level standards and guidelines

Document ID	Document
IEC 61400-11:2012	Wind turbines – Part 11: Acoustic noise measurement techniques
IEC 61400-12-1:2017	Wind energy generation systems – Part 12-1: Power performance measurements of electrically producing wind turbines

Associated documents

Document ID	Document
various	Garantie des Leistungsverhaltens für ENERCON Windenergieanlagen (Power Performance Warranty for ENERCON Wind Energy Converters)

Table of contents

1 Available operating modes 7
2 General information 8
2.1 Power Performance 8
2.2 Information on sound power levels 8
2.3 Operating parameters 8
2.4 Site characteristics 9
2.5 Turbulence intensity 10
3 Operating mode 0 s 13
3.1 Calculated power, cp and ct values – operating mode 0 s 13
3.2 Calculated sound power levels – operating mode 0 s 16
4 Operating mode I s 18
4.1 Calculated power, cp and ct values – operating mode I s 18
4.2 Calculated sound power levels – operating mode I s 21
5 Operating mode II s 23
5.1 Calculated power, cp and ct values – operating mode II s 23
5.2 Calculated sound power levels – operating mode II s 26
6 Operating mode 3500 kW s 28
6.1 Calculated power, cp and ct values – operating mode 3500 kW s 28
6.2 Calculated sound power levels – operating mode 3500 kW s 31
7 Operating mode 2990 kW s 33
7.1 Calculated power, cp and ct values – operating mode 2990 kW s 33
7.2 Calculated sound power levels – operating mode 2990 kW s 36
8 Operating mode 2500 kW s 38
8.1 Calculated power, cp and ct values – operating mode 2500 kW s 38
8.2 Calculated sound power levels – operating mode 2500 kW s 41
9 Operating mode 2000 kW s 43
9.1 Calculated power, cp and ct values – operating mode 2000 kW s 43
9.2 Calculated sound power levels – operating mode 2000 kW s 46
10 Operating mode 1500 kW s 48
10.1 Calculated power, cp and ct values – operating mode 1500 kW s 48
10.2 Calculated sound power levels – operating mode 1500 kW s 51
11 Operating mode 1000 kW s 53
11.1 Calculated power, cp and ct values – operating mode 1000 kW s 53

11.2 Calculated sound power levels – operating mode 1000 kW s 56
12 Operating mode 500 kW s 58
12.1 Calculated power, cp and ct values – operating mode 500 kW s 58
12.2 Calculated sound power levels – operating mode 500 kW s 61

List of abbreviations

Abbreviations

HH	Hub height
HST	Hybrid steel tower
HT	Hybrid tower
ST	Steel tower

Variables, units, formulas

L_{WA}	Sound power level
v_{hub}	Wind speed at hub height
v_s	Standardised wind speed
σ_P	Serial product variation
σ_M	Uncertainty in measurement

1 Available operating modes

The following table shows which operating modes are available for which tower versions or hub heights.

Tab. 1: Available operating modes

Operating mode	Tower version or hub height (HH)				
	E-115 EP3 E3-ST-67-FB-C-01	E-115 EP3 E3-ST-92-FB-C-01	E-115 EP3 E3-HST-122-FB-C-01	E-115 EP3 E3-HT-135-ES-C-01	E-115 EP3 E3-HST-149-FB-C-01
	HH 67 m	HH 92 m	HH 122 m	HH 135 m	HH 149 m
0 s	x	x	x	x	x
I s	x	x	x	x	x
II s	x	x	x	x	x
3500 kW s	x	x	x	x	x
2990 kW s	x	x	x	x	x
2500 kW s	x	x	x	x	x
2000 kW s	x	x	x	x	x
1500 kW s	x	x	x	x	x
1000 kW s	x	x	x	x	x
500 kW s	x	x	x	x	x

x Available

2 General information

In addition to the technical properties of the wind energy converter listed in this document, it is imperative to note the supplement to this document. An overview of the supplements is available to Sales (D0950052 'Übersicht Beiblätter zu den Schall- und Leistungsdatenblättern' (Overview of supplements to the sound and performance data sheets)).

2.1 Power Performance

The power values, power coefficients (c_p values) and thrust coefficients (c_t values) given in this document are predicted values. Based on the current development status of this wind energy converter type, ENERCON considers it sufficiently likely that these values will be reached. The power performance of the wind energy converter is only guaranteed under the conditions described in the document 'Power Performance Warranty for ENERCON Wind Energy Converters'.

2.2 Information on sound power levels

Allocation of the sound power levels (L_{WA}) to the standardised wind speed (v_s) at a height of 10 m is valid only if based on a logarithmic wind shear law with a roughness length of 0.05 m. Allocation of the sound power levels to the wind speed at hub height (v_h) is valid for all hub heights (HH). During measurements, the wind speed is determined based on the power output and the power curve.

Due to uncertainties in sound measurements (σ_M) and series product variations (σ_P), the sound power level values indicated in this document allow for an uncertainty of σ_O = 0.5 dB(A) and σ_R = 1.2 dB(A). The 90 % confidence interval applies:

$$L_{WA,k} = L_W + 1{,}28 \cdot \sqrt{\sigma_R^2 + \sigma_P^2}$$

If, during measurement, the difference between total noise and extraneous noise is less than 6 dB(A), a greater uncertainty should be assumed. The guideline is IEC 61400-11:2012.

The sound power levels are calculated for the conditions stated in tab. 2, p. 9. A prevailing turbulence intensity distribution of 6 % to 12 % is assumed.

This data sheet does not constitute a warranty of compliance with project-specific or site-specific sound power levels.

2.3 Operating parameters

The settings of the wind energy converter's reactive power generation and wind farm open-loop and closed-loop control systems influence the power performance. The calculated power curves, c_p and c_t curves listed in this document apply only to operation without limitations.

2.4 Site characteristics

The power, c_p and c_t curves and sound power levels listed in this document have been calculated for the conditions described in tab. 2, p. 9 with undamaged leading edges and clean rotor blades. The calculations are based on experience with wind energy converters in a wide variety of locations.

Tab. 2: Site conditions

Parameter	Value (10-minute mean)
Standard air density	1.225 kg/m³
Relative air humidity	70 %
Temperature	15 °C
Turbulence intensity	According to ch. 2.5, p. 10
Wind shear exponent	0.0 to 0.3
Maximum difference of wind direction between upper and lower blade tip	10°
Maximum flow inclination	±2°
Terrain	According to IEC 61400-12-1:2017
Snowlice	No
Rain	No

Otherwise, the framework conditions according to IEC 61400-12-1:2017 apply.

2.5 Turbulence intensity

The table below defines the range of validity for the power curves, c_p and c_t curves with regard to the turbulence intensities that may prevail on site. See tab. 2, p. 9 for further restrictions.

Tab. 3: Turbulence intensity

Wind speed in m/s	Lower limit of turbulence intensity in %	Upper limit of turbulence intensity in %
0.00	20.00	40.00
0.50	20.00	40.00
1.00	20.00	40.00
1.50	20.00	40.00
2.00	20.00	40.00
2.50	20.00	40.00
3.00	18.32	34.02
3.50	16.45	30.55
4.00	15.05	27.95
4.50	13.96	25.93
5.00	13.09	24.31
5.50	12.38	22.99
6.00	11.78	21.88
6.50	11.28	20.95
7.00	10.85	20.15
7.50	10.48	19.46
8.00	10.15	18.85
8.50	9.86	18.31
9.00	9.61	17.84
9.50	9.38	17.41
10.00	9.17	17.03
10.50	8.98	16.68
11.00	8.81	16.37
11.50	8.66	16.08
12.00	8.52	15.82
12.50	8.39	15.57
13.00	8.27	15.35
13.50	8.15	15.14
14.00	8.05	14.95
14.50	7.95	14.77
15.00	7.86	14.60

Wind speed in m/s	Lower limit of turbulence intensity in %	Upper limit of turbulence intensity in %
15.50	7.78	14.45
16.00	7.70	14.30
16.50	7.63	14.16
17.00	7.56	14.03
17.50	7.49	13.91
18.00	7.43	13.79
18.50	7.37	13.69
19.00	7.31	13.58
19.50	7.26	13.48
20.00	7.21	13.39
20.50	7.16	13.30
21.00	7.12	13.22
21.50	7.07	13.14
22.00	7.03	13.06
22.50	6.99	12.99
23.00	6.95	12.92
23.50	6.92	12.85
24.00	6.88	12.78
24.50	6.85	12.72
25.00	6.82	12.66
25.50	6.79	12.60
26.00	6.76	12.55
26.50	6.73	12.50
27.00	6.70	12.45
27.50	6.68	12.40
28.00	6.65	12.35
28.50	6.63	12.30
29.00	6.60	12.26
29.50	6.58	12.22
30.00	6.56	12.18
30.50	6.54	12.14
31.00	6.51	12.10
31.50	6.49	12.06
32.00	6.48	12.03
32.50	6.46	11.99

Wind speed in m/s	Lower limit of turbulence intensity in %	Upper limit of turbulence intensity in %
33.00	6.44	11.96
33.50	6.42	11.92
34.00	6.40	11.89

3 Operating mode 0 s

3.1 Calculated power, cp and ct values – operating mode 0 s

Tab. 4: Calculated power, c_p and c_t values for E-115 EP3 E3 / 4200 kW – operating mode 0 s

Wind speed v in m/s	Power P in kW	c_p value	c_t value
0.00	0	0.00	0.00
0.50	0	0.00	0.00
1.00	0	0.00	0.00
1.50	0	0.00	0.00
2.00	9	0.18	0.71
2.50	29	0.29	0.96
3.00	57	0.33	0.94
3.50	100	0.36	0.89
4.00	163	0.40	0.86
4.50	248	0.43	0.85
5.00	351	0.44	0.84
5.50	478	0.45	0.83
6.00	628	0.45	0.83
6.50	804	0.46	0.83
7.00	1008	0.46	0.82
7.50	1241	0.46	0.81
8.00	1501	0.46	0.80
8.50	1786	0.45	0.79
9.00	2092	0.45	0.77
9.50	2412	0.44	0.74
10.00	2733	0.43	0.71
10.50	3041	0.41	0.67
11.00	3323	0.39	0.63
11.50	3566	0.37	0.59
12.00	3763	0.34	0.54
12.50	3912	0.31	0.49
13.00	4020	0.29	0.44
13.50	4092	0.26	0.39
14.00	4139	0.24	0.35
14.50	4167	0.21	0.31
15.00	4184	0.19	0.28

Wind speed v in m/s	Power P in kW	c_p value	c_t value
15.50	4193	0.18	0.25
16.00	4197	0.16	0.23
16.50	4199	0.15	0.21
17.00	4200	0.13	0.19
17.50	4200	0.12	0.17
18.00	4200	0.11	0.16
18.50	4200	0.10	0.15
19.00	4200	0.10	0.14
19.50	4200	0.09	0.12
20.00	4200	0.08	0.12
20.50	4200	0.08	0.11
21.00	4200	0.07	0.10
21.50	4200	0.07	0.09
22.00	4200	0.06	0.09
22.50	4200	0.06	0.08
23.00	4200	0.05	0.08
23.50	4195	0.05	0.07
24.00	4184	0.05	0.07
24.50	4162	0.04	0.06
25.00	4128	0.04	0.06
25.50	4077	0.04	0.06
26.00	4004	0.04	0.05
26.50	3907	0.03	0.05
27.00	3785	0.03	0.05
27.50	3643	0.03	0.04
28.00	3334	0.02	0.04
28.50	3078	0.02	0.03
29.00	2835	0.02	0.03
29.50	2576	0.02	0.03
30.00	2349	0.01	0.02
30.50	2096	0.01	0.02
31.00	1837	0.01	0.02
31.50	1578	0.01	0.02
32.00	1414	0.01	0.01
32.50	1194	0.01	0.01

Wind speed v in m/s	Power P in kW	c_p value	c_t value
33.00	985	0.00	0.01
33.50	794	0.00	0.01
34.00	697	0.00	0.01

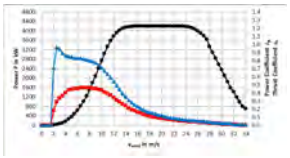


Fig. 1: Power, c_p and c_t curve for E-115 EP3 E3 / 4200 kW – operating mode 0 s

Power P in kW
c_t value
c_p value

3.2 Calculated sound power levels – operating mode 0 s

In operating mode 0 s the wind energy converter operates in a power-optimised mode to achieve optimum yield. The highest expected sound power level is 104.8 dB(A) in the nominal power range. All the sound power levels indicated apply taking into account the uncertainties described in ch. 2.2, p. 8. After reaching the nominal power, the sound power level will not increase further.

Tab. 5: Technical specifications

Parameter	Value	Unit
Nominal power (P_n)	4200	kW
Nominal wind speed	16.0	m/s
Minimum operating speed		
▪ E-115 EP3 E3-ST-67-FB-C-01	4.4	rpm
▪ E-115 EP3 E3-ST-92-FB-C-01	6.0	rpm
▪ E-115 EP3 E3-HST-122-FB-C-01	4.4	rpm
▪ E-115 EP3 E3-HT-135-ES-C-01	6.0	rpm
▪ E-115 EP3 E3-HST-149-FB-C-01	4.4	rpm
Speed setpoint	13.2	rpm

Tab. 6: Calculated sound power level in dB(A), based on standardised wind speed v_s at a height of 10 m

v_s at a height of 10 m	Sound power level in dB(A)				
	HH 67 m	HH 92 m	HH 122 m	HH 135 m	HH 149 m
3 m/s	83.5	85.0	86.2	86.7	87.1
3.5 m/s	88.6	89.9	90.7	91.0	91.2
4 m/s	91.8	92.7	93.6	93.8	94.1
4.5 m/s	94.4	95.4	96.2	96.5	96.7
5 m/s	96.7	97.7	98.5	98.8	99.0
5.5 m/s	98.8	99.8	100.6	100.9	101.1
6 m/s	100.7	101.7	102.4	102.6	102.8
6.5 m/s	102.4	102.9	103.1	103.2	103.4
7 m/s	103.1	103.4	103.6	103.7	103.7
7.5 m/s	103.6	103.7	103.9	104.0	104.1
8 m/s	103.8	104.1	104.3	104.4	104.5
8.5 m/s	104.2	104.5	104.8	104.8	104.8
9 m/s	104.6	104.8	104.8	104.8	104.8
9.5 m/s	104.8	104.8	104.8	104.8	104.8
10 m/s	104.8	104.8	104.8	104.8	104.8
10.5 m/s	104.8	104.8	104.8	104.8	104.8
11 m/s	104.8	104.8	104.8	104.8	104.8

v_s at a height of 10 m	Sound power level in dB(A)				
	HH 67 m	HH 92 m	HH 122 m	HH 135 m	HH 149 m
11.5 m/s	104.8	104.8	104.8	104.8	104.8
12 m/s	104.8	104.8	104.8	104.8	104.8
95 % P_n	104.8	104.8	104.8	104.8	104.8

Tab. 7: Calculated sound power level in dB(A), based on wind speed at hub height v_{hub}

v_{hub}	Sound power level in dB(A)
5 m/s	90.1
5.5 m/s	92.1
6 m/s	94.0
6.5 m/s	95.8
7 m/s	97.4
7.5 m/s	98.9
8 m/s	100.3
8.5 m/s	101.7
9 m/s	102.7
9.5 m/s	103.1
10 m/s	103.5
10.5 m/s	103.7
11 m/s	103.9
11.5 m/s	104.2
12 m/s	104.4
12.5 m/s	104.8
13 m/s	104.8
13.5 m/s	104.8
14 m/s	104.8
14.5 m/s	104.8
15 m/s	104.8

4 Operating mode I s

4.1 Calculated power, cp and ct values – operating mode I s

Tab. 8: Calculated power, c_p and c_t values for E-115 EP3 E3 / 4200 kW – operating mode I s

Wind speed v in m/s	Power P in kW	c_p value	c_t value
0.00	0	0.00	0.00
0.50	0	0.00	0.00
1.00	0	0.00	0.00
1.50	0	0.00	0.00
2.00	10	0.19	0.66
2.50	29	0.29	0.93
3.00	57	0.33	0.93
3.50	100	0.36	0.89
4.00	163	0.40	0.87
4.50	248	0.42	0.86
5.00	352	0.44	0.84
5.50	478	0.45	0.84
6.00	628	0.45	0.83
6.50	804	0.46	0.83
7.00	1007	0.46	0.82
7.50	1238	0.46	0.82
8.00	1497	0.46	0.81
8.50	1781	0.45	0.80
9.00	2087	0.45	0.78
9.50	2403	0.44	0.75
10.00	2718	0.42	0.72
10.50	3016	0.41	0.68
11.00	3282	0.38	0.63
11.50	3505	0.36	0.58
12.00	3681	0.33	0.53
12.50	3810	0.30	0.48
13.00	3900	0.28	0.43
13.50	3959	0.25	0.38
14.00	3996	0.23	0.34
14.50	4000	0.20	0.30
15.00	4000	0.18	0.27

Wind speed v in m/s	Power P in kW	c_p value	c_t value
15.50	4000	0.17	0.24
16.00	4000	0.15	0.22
16.50	4000	0.14	0.20
17.00	4000	0.13	0.18
17.50	4000	0.12	0.17
18.00	4000	0.11	0.15
18.50	4000	0.10	0.14
19.00	4000	0.09	0.13
19.50	4000	0.08	0.12
20.00	4000	0.08	0.11
20.50	4000	0.07	0.10
21.00	4000	0.07	0.10
21.50	4000	0.06	0.09
22.00	4000	0.06	0.08
22.50	4000	0.05	0.08
23.00	4000	0.05	0.07
23.50	4000	0.05	0.07
24.00	4000	0.05	0.07
24.50	3968	0.04	0.06
25.00	3916	0.04	0.06
25.50	3842	0.04	0.05
26.00	3745	0.03	0.05
26.50	3623	0.03	0.05
27.00	3471	0.03	0.04
27.50	3306	0.02	0.04
28.00	2962	0.02	0.03
28.50	2708	0.02	0.03
29.00	2475	0.02	0.03
29.50	2241	0.01	0.02
30.00	2039	0.01	0.02
30.50	1816	0.01	0.02
31.00	1586	0.01	0.02
31.50	1360	0.01	0.01
32.00	1221	0.01	0.01
32.50	1029	0.00	0.01

Wind speed v in m/s	Power P in kW	c_p value	c_t value
33.00	846	0.00	0.01
33.50	680	0.00	0.01
34.00	597	0.00	0.01

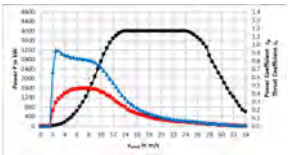


Fig. 2: Power, c_p and c_t curve for E-115 EP3 E3 / 4200 kW – operating mode I s

Power P in kW
c_t value
c_p value

4.2 Calculated sound power levels – operating mode I s

In operating mode I s the wind energy converter operates with reduced sound emission and reduced power. The highest expected sound power level is 104.0 dB(A) in the nominal power range. All the sound power levels indicated apply taking into account the uncertainties described in ch. 2.2, p. 8. After reaching the nominal power, the sound power level will not increase further.

Tab. 9: Technical specifications

Parameter	Value	Unit
Nominal power (P_n)	4000	kW
Nominal wind speed	14.5	m/s
Minimum operating speed		
▪ E-115 EP3 E3-ST-67-FB-C-01	4.4	rpm
▪ E-115 EP3 E3-ST-92-FB-C-01	6.0	rpm
▪ E-115 EP3 E3-HST-122-FB-C-01	4.4	rpm
▪ E-115 EP3 E3-HT-135-ES-C-01	6.0	rpm
▪ E-115 EP3 E3-HST-149-FB-C-01	4.4	rpm
Speed setpoint	12.7	rpm

Tab. 10: Calculated sound power level in dB(A), based on standardised wind speed v_s at a height of 10 m

v_s at a height of 10 m	Sound power level in dB(A)				
	HH 67 m	HH 92 m	HH 122 m	HH 135 m	HH 149 m
3 m/s	84.5	85.5	86.4	86.8	87.0
3.5 m/s	88.1	89.1	89.9	90.2	90.5
4 m/s	91.1	92.1	93.0	93.4	93.6
4.5 m/s	93.9	95.0	95.8	96.1	96.4
5 m/s	96.4	97.4	98.3	98.6	98.8
5.5 m/s	98.6	99.6	100.5	100.8	101.1
6 m/s	100.7	101.7	102.6	102.9	103.1
6.5 m/s	102.6	103.4	104.0	104.0	104.0
7 m/s	104.0	104.0	104.0	104.0	104.0
7.5 m/s	104.0	104.0	104.0	104.0	104.0
8 m/s	104.0	104.0	104.0	104.0	104.0
8.5 m/s	104.0	104.0	104.0	104.0	104.0
9 m/s	104.0	104.0	104.0	104.0	104.0
9.5 m/s	104.0	104.0	104.0	104.0	104.0
10 m/s	104.0	104.0	104.0	104.0	104.0
10.5 m/s	104.0	104.0	104.0	104.0	104.0
11 m/s	104.0	104.0	104.0	104.0	104.0

v_s at a height of 10 m	Sound power level in dB(A)				
	HH 67 m	HH 92 m	HH 122 m	HH 135 m	HH 149 m
11.5 m/s	104.0	104.0	104.0	104.0	104.0
12 m/s	104.0	104.0	104.0	104.0	104.0
95 % P_n	104.0	104.0	104.0	104.0	104.0

Tab. 11: Calculated sound power level in dB(A), based on wind speed at hub height v_{hub}

v_{hub}	Sound power level in dB(A)
5 m/s	89.3
5.5 m/s	91.4
6 m/s	93.5
6.5 m/s	95.4
7 m/s	97.1
7.5 m/s	98.7
8 m/s	100.2
8.5 m/s	101.7
9 m/s	103.0
9.5 m/s	104.0
10 m/s	104.0
10.5 m/s	104.0
11 m/s	104.0
11.5 m/s	104.0
12 m/s	104.0
12.5 m/s	104.0
13 m/s	104.0
13.5 m/s	104.0
14 m/s	104.0
14.5 m/s	104.0
15 m/s	104.0

5 Operating mode II s

5.1 Calculated power, cp and ct values – operating mode II s

Tab. 12: Calculated power, c_p and c_t values for E-115 EP3 E3 / 4200 kW – operating mode II s

Wind speed v in m/s	Power P in kW	c_p value	c_t value
0.00	0	0.00	0.00
0.50	0	0.00	0.00
1.00	0	0.00	0.00
1.50	0	0.00	0.00
2.00	10	0.19	0.66
2.50	29	0.29	0.93
3.00	57	0.33	0.93
3.50	100	0.36	0.89
4.00	163	0.40	0.87
4.50	248	0.42	0.86
5.00	352	0.44	0.84
5.50	478	0.45	0.84
6.00	628	0.45	0.83
6.50	803	0.46	0.83
7.00	1006	0.46	0.82
7.50	1235	0.46	0.81
8.00	1491	0.45	0.80
8.50	1769	0.45	0.79
9.00	2065	0.44	0.76
9.50	2368	0.43	0.74
10.00	2666	0.42	0.70
10.50	2942	0.40	0.66
11.00	3185	0.37	0.61
11.50	3385	0.35	0.56
12.00	3539	0.32	0.51
12.50	3651	0.29	0.45
13.00	3727	0.26	0.41
13.50	3776	0.24	0.36
14.00	3800	0.22	0.32
14.50	3800	0.19	0.29
15.00	3800	0.18	0.26

Wind speed v in m/s	Power P in kW	c_p value	c_t value
15.50	3800	0.16	0.23
16.00	3800	0.14	0.21
16.50	3800	0.13	0.19
17.00	3800	0.12	0.17
17.50	3800	0.11	0.16
18.00	3800	0.10	0.15
18.50	3800	0.09	0.13
19.00	3800	0.09	0.12
19.50	3800	0.08	0.11
20.00	3800	0.07	0.11
20.50	3800	0.07	0.10
21.00	3800	0.06	0.09
21.50	3800	0.06	0.09
22.00	3800	0.06	0.08
22.50	3800	0.05	0.08
23.00	3800	0.05	0.07
23.50	3800	0.05	0.07
24.00	3800	0.04	0.06
24.50	3767	0.04	0.06
25.00	3715	0.04	0.06
25.50	3641	0.03	0.05
26.00	3545	0.03	0.05
26.50	3423	0.03	0.04
27.00	3273	0.03	0.04
27.50	3111	0.02	0.04
28.00	2770	0.02	0.03
28.50	2523	0.02	0.03
29.00	2298	0.01	0.03
29.50	2075	0.01	0.02
30.00	1882	0.01	0.02
30.50	1672	0.01	0.02
31.00	1457	0.01	0.02
31.50	1247	0.01	0.01
32.00	1115	0.01	0.01
32.50	939	0.00	0.01

Wind speed v in m/s	Power P in kW	c_p value	c_t value
33.00	770	0.00	0.01
33.50	617	0.00	0.01
34.00	540	0.00	0.01

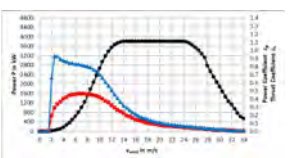


Fig. 3: Power, c_p and c_t curve for E-115 EP3 E3 / 4200 kW – operating mode II s

Power P in kW
c_t value
c_p value

5.2 Calculated sound power levels – operating mode II s

In operating mode II s the wind energy converter operates with reduced sound emission and reduced power. The highest expected sound power level is 103.0 dB(A) in the nominal power range. All the sound power levels indicated apply taking into account the uncertainties described in ch. 2.2, p. 8. After reaching the nominal power, the sound power level will not increase further.

Tab. 13: Technical specifications

Parameter	Value	Unit
Nominal power (P_n)	3800	kW
Nominal wind speed	14.0	m/s
Minimum operating speed		
▪ E-115 EP3 E3-ST-67-FB-C-01	4.4	rpm
▪ E-115 EP3 E3-ST-92-FB-C-01	6.0	rpm
▪ E-115 EP3 E3-HST-122-FB-C-01	4.4	rpm
▪ E-115 EP3 E3-HT-135-ES-C-01	6.0	rpm
▪ E-115 EP3 E3-HST-149-FB-C-01	4.4	rpm
Speed setpoint	12.2	rpm

Tab. 14: Calculated sound power level in dB(A), based on standardised wind speed v_s at a height of 10 m

v_s at a height of 10 m	Sound power level in dB(A)				
	HH 67 m	HH 92 m	HH 122 m	HH 135 m	HH 149 m
3 m/s	84.5	85.5	86.4	86.8	87.0
3.5 m/s	88.1	89.1	89.9	90.2	90.5
4 m/s	91.1	92.1	93.0	93.4	93.6
4.5 m/s	93.9	95.0	95.8	96.1	96.4
5 m/s	96.4	97.4	98.3	98.6	98.8
5.5 m/s	98.6	99.6	100.5	100.8	101.1
6 m/s	100.7	101.7	102.6	102.9	103.0
6.5 m/s	102.6	103.0	103.0	103.0	103.0
7 m/s	103.0	103.0	103.0	103.0	103.0
7.5 m/s	103.0	103.0	103.0	103.0	103.0
8 m/s	103.0	103.0	103.0	103.0	103.0
8.5 m/s	103.0	103.0	103.0	103.0	103.0
9 m/s	103.0	103.0	103.0	103.0	103.0
9.5 m/s	103.0	103.0	103.0	103.0	103.0
10 m/s	103.0	103.0	103.0	103.0	103.0
10.5 m/s	103.0	103.0	103.0	103.0	103.0
11 m/s	103.0	103.0	103.0	103.0	103.0

v_n at a height of 10 m	Sound power level in dB(A)				
	HH 67 m	HH 92 m	HH 122 m	HH 135 m	HH 149 m
11.5 m/s	103.0	103.0	103.0	103.0	103.0
12 m/s	103.0	103.0	103.0	103.0	103.0
95 % P_n	103.0	103.0	103.0	103.0	103.0

Tab. 15: Calculated sound power level in dB(A), based on wind speed at hub height v_{Ni}

v_{Ni}	Sound power level in dB(A)
5 m/s	89.3
5.5 m/s	91.4
6 m/s	93.5
6.5 m/s	95.4
7 m/s	97.1
7.5 m/s	98.7
8 m/s	100.2
8.5 m/s	101.7
9 m/s	103.0
9.5 m/s	103.0
10 m/s	103.0
10.5 m/s	103.0
11 m/s	103.0
11.5 m/s	103.0
12 m/s	103.0
12.5 m/s	103.0
13 m/s	103.0
13.5 m/s	103.0
14 m/s	103.0
14.5 m/s	103.0
15 m/s	103.0

6 Operating mode 3500 kW s

6.1 Calculated power, cp and ct values – operating mode 3500 kW s

Tab. 16: Calculated power, c_p and c_t values for E-115 EP3 E3 / 4200 kW – operating mode 3500 kW s

Wind speed v in m/s	Power P in kW	c_p value	c_t value
0.00	0	0.00	0.00
0.50	0	0.00	0.00
1.00	0	0.00	0.00
1.50	0	0.00	0.00
2.00	9	0.18	0.71
2.50	29	0.29	0.96
3.00	57	0.33	0.94
3.50	100	0.36	0.89
4.00	163	0.40	0.86
4.50	248	0.43	0.85
5.00	351	0.44	0.84
5.50	478	0.45	0.83
6.00	628	0.45	0.83
6.50	804	0.46	0.83
7.00	1008	0.46	0.82
7.50	1241	0.46	0.81
8.00	1501	0.46	0.80
8.50	1784	0.45	0.79
9.00	2081	0.45	0.76
9.50	2377	0.43	0.73
10.00	2655	0.41	0.69
10.50	2897	0.39	0.64
11.00	3094	0.36	0.58
11.50	3241	0.33	0.53
12.00	3344	0.30	0.47
12.50	3411	0.27	0.41
13.00	3452	0.25	0.37
13.50	3476	0.22	0.32
14.00	3489	0.20	0.29
14.50	3496	0.18	0.26

Wind speed v in m/s	Power P in kW	c_p value	c_t value
15.00	3499	0.16	0.23
15.50	3500	0.15	0.21
16.00	3500	0.13	0.19
16.50	3500	0.12	0.17
17.00	3500	0.11	0.16
17.50	3500	0.10	0.14
18.00	3500	0.09	0.13
18.50	3500	0.09	0.12
19.00	3500	0.08	0.11
19.50	3500	0.07	0.10
20.00	3500	0.07	0.10
20.50	3500	0.06	0.09
21.00	3500	0.06	0.08
21.50	3500	0.06	0.08
22.00	3500	0.05	0.07
22.50	3500	0.05	0.07
23.00	3500	0.05	0.06
23.50	3496	0.04	0.06
24.00	3486	0.04	0.06
24.50	3469	0.04	0.05
25.00	3441	0.03	0.05
25.50	3399	0.03	0.05
26.00	3341	0.03	0.04
26.50	3264	0.03	0.04
27.00	3166	0.03	0.04
27.50	3053	0.02	0.04
28.00	2809	0.02	0.03
28.50	2609	0.02	0.03
29.00	2415	0.02	0.03
29.50	2206	0.01	0.02
30.00	2025	0.01	0.02
30.50	1818	0.01	0.02
31.00	1600	0.01	0.02
31.50	1380	0.01	0.01
32.00	1246	0.01	0.01

Wind speed v in m/s	Power P in kW	c_p value	c_t value
32.50	1057	0.01	0.01
33.00	874	0.00	0.01
33.50	707	0.00	0.01
34.00	626	0.00	0.01

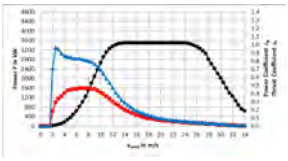


Fig. 4: Power, c_p and c_t curve for E-115 EP3 E3 / 4200 kW – operating mode 3500 kW s

- Power P in kW
- c_t value
- c_p value

6.2 Calculated sound power levels – operating mode 3500 kW s

In operating mode 3500 kW s the wind energy converter operates with reduced power. The highest expected sound power level is 104.1 dB(A) in the nominal power range. All the sound power levels indicated apply taking into account the uncertainties described in ch. 2.2, p. 8. After reaching the nominal power, the sound power level will not increase further.

Tab. 17: Technical specifications

Parameter	Value	Unit
Nominal power (P_n)	3500	kW
Nominal wind speed	15.0	m/s
Minimum operating speed		
▪ E-115 EP3 E3-ST-67-FB-C-01	4.4	rpm
▪ E-115 EP3 E3-ST-92-FB-C-01	6.0	rpm
▪ E-115 EP3 E3-HST-122-FB-C-01	4.4	rpm
▪ E-115 EP3 E3-HT-135-ES-C-01	6.0	rpm
▪ E-115 EP3 E3-HST-149-FB-C-01	4.4	rpm
Speed setpoint	12.9	rpm

Tab. 18: Calculated sound power level in dB(A), based on standardised wind speed v_n at a height of 10 m

v_n at a height of 10 m	Sound power level in dB(A)				
	HH 67 m	HH 92 m	HH 122 m	HH 135 m	HH 149 m
3 m/s	83.5	85.0	86.2	86.7	87.1
3.5 m/s	88.6	89.9	90.7	91.0	91.2
4 m/s	91.8	92.7	93.6	93.8	94.1
4.5 m/s	94.4	95.4	96.2	96.5	96.7
5 m/s	96.7	97.7	98.5	98.8	99.0
5.5 m/s	98.8	99.8	100.6	100.9	101.1
6 m/s	100.7	101.7	102.4	102.6	102.8
6.5 m/s	102.4	102.9	103.1	103.2	103.4
7 m/s	103.1	103.4	103.6	103.7	103.7
7.5 m/s	103.6	103.7	103.9	104.0	104.0
8 m/s	103.8	104.0	104.1	104.1	104.1
8.5 m/s	104.1	104.1	104.1	104.1	104.1
9 m/s	104.1	104.1	104.1	104.1	104.1
9.5 m/s	104.1	104.1	104.1	104.1	104.1
10 m/s	104.1	104.1	104.1	104.1	104.1
10.5 m/s	104.1	104.1	104.1	104.1	104.1
11 m/s	104.1	104.1	104.1	104.1	104.1

v_n at a height of 10 m	Sound power level in dB(A)				
	HH 67 m	HH 92 m	HH 122 m	HH 135 m	HH 149 m
11.5 m/s	104.1	104.1	104.1	104.1	104.1
12 m/s	104.1	104.1	104.1	104.1	104.1
95 % P_n	104.1	104.1	104.1	104.1	104.1

Tab. 19: Calculated sound power level in dB(A), based on wind speed at hub height v_{Ni}

v_{Ni}	Sound power level in dB(A)
5 m/s	90.1
5.5 m/s	92.1
6 m/s	94.0
6.5 m/s	95.8
7 m/s	97.4
7.5 m/s	98.9
8 m/s	100.3
8.5 m/s	101.7
9 m/s	102.7
9.5 m/s	103.1
10 m/s	103.5
10.5 m/s	103.7
11 m/s	103.9
11.5 m/s	104.1
12 m/s	104.1
12.5 m/s	104.1
13 m/s	104.1
13.5 m/s	104.1
14 m/s	104.1
14.5 m/s	104.1
15 m/s	104.1

7 Operating mode 2990 kW s

7.1 Calculated power, cp and ct values – operating mode 2990 kW s

Tab. 20: Calculated power, c_p and c_t values for E-115 EP3 E3 / 4200 kW – operating mode 2990 kW s

Wind speed v in m/s	Power P in kW	c_p value	c_t value
0.00	0	0.00	0.00
0.50	0	0.00	0.00
1.00	0	0.00	0.00
1.50	0	0.00	0.00
2.00	9	0.18	0.71
2.50	29	0.29	0.96
3.00	57	0.33	0.94
3.50	100	0.36	0.89
4.00	163	0.40	0.86
4.50	248	0.43	0.85
5.00	351	0.44	0.84
5.50	478	0.45	0.83
6.00	628	0.45	0.83
6.50	804	0.46	0.83
7.00	1008	0.46	0.82
7.50	1240	0.46	0.81
8.00	1497	0.46	0.80
8.50	1767	0.45	0.78
9.00	2037	0.44	0.75
9.50	2287	0.42	0.70
10.00	2501	0.39	0.65
10.50	2670	0.36	0.58
11.00	2793	0.33	0.52
11.50	2876	0.30	0.46
12.00	2928	0.26	0.40
12.50	2958	0.24	0.35
13.00	2975	0.21	0.31
13.50	2984	0.19	0.27
14.00	2988	0.17	0.24
14.50	2990	0.15	0.22

Wind speed v in m/s	Power P in kW	c_p value	c_t value
15.00	2990	0.14	0.19
15.50	2990	0.13	0.18
16.00	2990	0.11	0.16
16.50	2990	0.10	0.15
17.00	2990	0.10	0.13
17.50	2990	0.09	0.12
18.00	2990	0.08	0.11
18.50	2990	0.07	0.10
19.00	2990	0.07	0.10
19.50	2990	0.06	0.09
20.00	2990	0.06	0.08
20.50	2990	0.05	0.08
21.00	2990	0.05	0.07
21.50	2990	0.05	0.07
22.00	2990	0.04	0.06
22.50	2990	0.04	0.06
23.00	2990	0.04	0.06
23.50	2986	0.04	0.05
24.00	2979	0.03	0.05
24.50	2965	0.03	0.05
25.00	2944	0.03	0.04
25.50	2911	0.03	0.04
26.00	2865	0.03	0.04
26.50	2804	0.02	0.04
27.00	2727	0.02	0.03
27.50	2636	0.02	0.03
28.00	2446	0.02	0.03
28.50	2286	0.02	0.03
29.00	2129	0.01	0.02
29.50	1955	0.01	0.02
30.00	1808	0.01	0.02
30.50	1631	0.01	0.02
31.00	1443	0.01	0.01
31.50	1249	0.01	0.01
32.00	1136	0.01	0.01

Wind speed v in m/s	Power P in kW	c_p value	c_t value
32.50	968	0.00	0.01
33.00	803	0.00	0.01
33.50	651	0.00	0.01
34.00	580	0.00	0.01

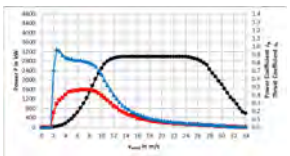


Fig. 5: Power, c_p and c_t curve for E-115 EP3 E3 / 4200 kW – operating mode 2990 kW s

- Power P in kW
- c_t value
- c_p value

7.2 Calculated sound power levels – operating mode 2990 kW s

In operating mode 2990 kW s the wind energy converter operates with reduced power. The highest expected sound power level is 103.9 dB(A) in the nominal power range. All the sound power levels indicated apply taking into account the uncertainties described in ch. 2.2, p. 8. After reaching the nominal power, the sound power level will not increase further.

Tab. 21: Technical specifications

Parameter	Value	Unit
Nominal power (P_n)	2990	kW
Nominal wind speed	14.0	m/s
Minimum operating speed		
▪ E-115 EP3 E3-ST-67-FB-C-01	4.4	rpm
▪ E-115 EP3 E3-ST-92-FB-C-01	6.0	rpm
▪ E-115 EP3 E3-HST-122-FB-C-01	4.4	rpm
▪ E-115 EP3 E3-HT-135-ES-C-01	6.0	rpm
▪ E-115 EP3 E3-HST-149-FB-C-01	4.4	rpm
Speed setpoint	12.7	rpm

Tab. 22: Calculated sound power level in dB(A), based on standardised wind speed v_n at a height of 10 m

v_n at a height of 10 m	Sound power level in dB(A)				
	HH 67 m	HH 92 m	HH 122 m	HH 135 m	HH 149 m
3 m/s	83.5	85.0	86.2	86.7	87.1
3.5 m/s	88.6	89.9	90.7	91.0	91.2
4 m/s	91.8	92.7	93.6	93.8	94.1
4.5 m/s	94.4	95.4	96.2	96.5	96.7
5 m/s	96.7	97.7	98.5	98.8	99.0
5.5 m/s	98.8	99.8	100.6	100.9	101.1
6 m/s	100.7	101.7	102.4	102.6	102.8
6.5 m/s	102.4	102.9	103.1	103.2	103.4
7 m/s	103.1	103.4	103.6	103.7	103.7
7.5 m/s	103.6	103.8	103.9	103.9	103.9
8 m/s	103.9	103.9	103.9	103.9	103.9
8.5 m/s	103.9	103.9	103.9	103.9	103.9
9 m/s	103.9	103.9	103.9	103.9	103.9
9.5 m/s	103.9	103.9	103.9	103.9	103.9
10 m/s	103.9	103.9	103.9	103.9	103.9
10.5 m/s	103.9	103.9	103.9	103.9	103.9
11 m/s	103.9	103.9	103.9	103.9	103.9

v_n at a height of 10 m	Sound power level in dB(A)				
	HH 67 m	HH 92 m	HH 122 m	HH 135 m	HH 149 m
11.5 m/s	103.9	103.9	103.9	103.9	103.9
12 m/s	103.9	103.9	103.9	103.9	103.9
95 % P_n	103.9	103.9	103.9	103.9	103.9

Tab. 23: Calculated sound power level in dB(A), based on wind speed at hub height v_{Ni}

v_{Ni}	Sound power level in dB(A)
5 m/s	90.1
5.5 m/s	92.1
6 m/s	94.0
6.5 m/s	95.8
7 m/s	97.4
7.5 m/s	98.9
8 m/s	100.3
8.5 m/s	101.7
9 m/s	102.7
9.5 m/s	103.1
10 m/s	103.5
10.5 m/s	103.7
11 m/s	103.9
11.5 m/s	103.9
12 m/s	103.9
12.5 m/s	103.9
13 m/s	103.9
13.5 m/s	103.9
14 m/s	103.9
14.5 m/s	103.9
15 m/s	103.9

8 Operating mode 2500 kW s

8.1 Calculated power, cp and ct values – operating mode 2500 kW s

Tab. 24: Calculated power, c_p and c_t values for E-115 EP3 E3 / 4200 kW – operating mode 2500 kW s

Wind speed v in m/s	Power P in kW	c_p value	c_t value
0.00	0	0.00	0.00
0.50	0	0.00	0.00
1.00	0	0.00	0.00
1.50	0	0.00	0.00
2.00	9	0.18	0.71
2.50	29	0.29	0.96
3.00	57	0.33	0.94
3.50	100	0.36	0.89
4.00	163	0.40	0.86
4.50	248	0.43	0.85
5.00	351	0.44	0.84
5.50	478	0.45	0.83
6.00	628	0.45	0.83
6.50	804	0.46	0.83
7.00	1008	0.46	0.82
7.50	1235	0.46	0.81
8.00	1477	0.45	0.79
8.50	1717	0.44	0.76
9.00	1936	0.41	0.71
9.50	2119	0.39	0.64
10.00	2259	0.35	0.57
10.50	2358	0.32	0.50
11.00	2421	0.28	0.44
11.50	2459	0.25	0.38
12.00	2480	0.22	0.33
12.50	2492	0.20	0.29
13.00	2497	0.18	0.26
13.50	2499	0.16	0.23
14.00	2500	0.14	0.20
14.50	2500	0.13	0.18

Wind speed v in m/s	Power P in kW	c_p value	c_t value
15.00	2500	0.12	0.16
15.50	2500	0.11	0.15
16.00	2500	0.10	0.13
16.50	2500	0.09	0.12
17.00	2500	0.08	0.11
17.50	2500	0.07	0.10
18.00	2500	0.07	0.09
18.50	2500	0.06	0.09
19.00	2500	0.06	0.08
19.50	2500	0.05	0.08
20.00	2500	0.05	0.07
20.50	2500	0.05	0.07
21.00	2500	0.04	0.06
21.50	2500	0.04	0.06
22.00	2500	0.04	0.05
22.50	2500	0.03	0.05
23.00	2500	0.03	0.05
23.50	2498	0.03	0.05
24.00	2493	0.03	0.04
24.50	2484	0.03	0.04
25.00	2469	0.03	0.04
25.50	2447	0.02	0.04
26.00	2415	0.02	0.03
26.50	2372	0.02	0.03
27.00	2317	0.02	0.03
27.50	2251	0.02	0.03
28.00	2116	0.02	0.03
28.50	1995	0.01	0.02
29.00	1873	0.01	0.02
29.50	1733	0.01	0.02
30.00	1615	0.01	0.02
30.50	1467	0.01	0.02
31.00	1304	0.01	0.01
31.50	1135	0.01	0.01
32.00	1040	0.01	0.01

Wind speed v in m/s	Power P in kW	c_p value	c_t value
32.50	889	0.00	0.01
33.00	740	0.00	0.01
33.50	603	0.00	0.01
34.00	541	0.00	0.00

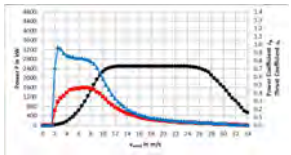


Fig. 6: Power, c_p and c_t curve for E-115 EP3 E3 / 4200 kW – operating mode 2500 kW s

- Power P in kW
- c_t value
- c_p value

8.2 Calculated sound power levels – operating mode 2500 kW s

In operating mode 2500 kW s the wind energy converter operates with reduced power. The highest expected sound power level is 103.5 dB(A) in the nominal power range. All the sound power levels indicated apply taking into account the uncertainties described in ch. 2.2, p. 8. After reaching the nominal power, the sound power level will not increase further.

Tab. 25: Technical specifications

Parameter	Value	Unit
Nominal power (P_n)	2500	kW
Nominal wind speed	13.5	m/s
Minimum operating speed		
▪ E-115 EP3 E3-ST-67-FB-C-01	4.4	rpm
▪ E-115 EP3 E3-ST-92-FB-C-01	6.0	rpm
▪ E-115 EP3 E3-HST-122-FB-C-01	4.4	rpm
▪ E-115 EP3 E3-HT-135-ES-C-01	6.0	rpm
▪ E-115 EP3 E3-HST-149-FB-C-01	4.4	rpm
Speed setpoint	12.5	rpm

Tab. 26: Calculated sound power level in dB(A), based on standardised wind speed v_n at a height of 10 m

v_n at a height of 10 m	Sound power level in dB(A)				
	HH 67 m	HH 92 m	HH 122 m	HH 135 m	HH 149 m
3 m/s	83.5	85.0	86.2	86.7	87.1
3.5 m/s	88.6	89.9	90.7	91.0	91.2
4 m/s	91.8	92.7	93.6	93.8	94.1
4.5 m/s	94.4	95.4	96.2	96.5	96.7
5 m/s	96.7	97.7	98.5	98.8	99.0
5.5 m/s	98.8	99.8	100.6	100.9	101.1
6 m/s	100.7	101.7	102.4	102.6	102.8
6.5 m/s	102.4	102.9	103.1	103.2	103.2
7 m/s	103.1	103.3	103.3	103.4	103.4
7.5 m/s	103.3	103.4	103.5	103.5	103.5
8 m/s	103.5	103.5	103.5	103.5	103.5
8.5 m/s	103.5	103.5	103.5	103.5	103.5
9 m/s	103.5	103.5	103.5	103.5	103.5
9.5 m/s	103.5	103.5	103.5	103.5	103.5
10 m/s	103.5	103.5	103.5	103.5	103.5
10.5 m/s	103.5	103.5	103.5	103.5	103.5
11 m/s	103.5	103.5	103.5	103.5	103.5

v_n at a height of 10 m	Sound power level in dB(A)				
	HH 67 m	HH 92 m	HH 122 m	HH 135 m	HH 149 m
11.5 m/s	103.5	103.5	103.5	103.5	103.5
12 m/s	103.5	103.5	103.5	103.5	103.5
95 % P_n	103.5	103.5	103.5	103.5	103.5

Tab. 27: Calculated sound power level in dB(A), based on wind speed at hub height v_{Ni}

v_{Ni}	Sound power level in dB(A)
5 m/s	90.1
5.5 m/s	92.1
6 m/s	94.0
6.5 m/s	95.8
7 m/s	97.4
7.5 m/s	98.9
8 m/s	100.3
8.5 m/s	101.7
9 m/s	102.7
9.5 m/s	103.1
10 m/s	103.3
10.5 m/s	103.4
11 m/s	103.5
11.5 m/s	103.5
12 m/s	103.5
12.5 m/s	103.5
13 m/s	103.5
13.5 m/s	103.5
14 m/s	103.5
14.5 m/s	103.5
15 m/s	103.5

9 Operating mode 2000 kW s

9.1 Calculated power, cp and ct values – operating mode 2000 kW s

Tab. 28: Calculated power, c_p and c_t values for E-115 EP3 E3 / 4200 kW – operating mode 2000 kW s

Wind speed v in m/s	Power P in kW	c_p value	c_t value
0.00	0	0.00	0.00
0.50	0	0.00	0.00
1.00	0	0.00	0.00
1.50	0	0.00	0.00
2.00	9	0.18	0.71
2.50	29	0.29	0.96
3.00	57	0.33	0.94
3.50	100	0.36	0.89
4.00	163	0.40	0.86
4.50	248	0.43	0.85
5.00	351	0.44	0.84
5.50	478	0.45	0.83
6.00	628	0.45	0.83
6.50	804	0.46	0.83
7.00	1001	0.46	0.82
7.50	1210	0.45	0.80
8.00	1414	0.43	0.76
8.50	1595	0.41	0.70
9.00	1740	0.37	0.63
9.50	1845	0.34	0.55
10.00	1914	0.30	0.48
10.50	1956	0.26	0.41
11.00	1979	0.23	0.35
11.50	1991	0.20	0.30
12.00	1997	0.18	0.26
12.50	1999	0.16	0.23
13.00	2000	0.14	0.20
13.50	2000	0.13	0.18
14.00	2000	0.11	0.16
14.50	2000	0.10	0.15

Wind speed v in m/s	Power P in kW	c_p value	c_t value
15.00	2000	0.09	0.13
15.50	2000	0.08	0.12
16.00	2000	0.08	0.11
16.50	2000	0.07	0.10
17.00	2000	0.06	0.09
17.50	2000	0.06	0.08
18.00	2000	0.05	0.08
18.50	2000	0.05	0.07
19.00	2000	0.05	0.07
19.50	2000	0.04	0.06
20.00	2000	0.04	0.06
20.50	2000	0.04	0.05
21.00	2000	0.03	0.05
21.50	2000	0.03	0.05
22.00	2000	0.03	0.05
22.50	2000	0.03	0.04
23.00	2000	0.03	0.04
23.50	1999	0.02	0.04
24.00	1997	0.02	0.04
24.50	1993	0.02	0.03
25.00	1986	0.02	0.03
25.50	1975	0.02	0.03
26.00	1957	0.02	0.03
26.50	1933	0.02	0.03
27.00	1901	0.02	0.03
27.50	1861	0.01	0.02
28.00	1783	0.01	0.02
28.50	1704	0.01	0.02
29.00	1616	0.01	0.02
29.50	1511	0.01	0.02
30.00	1423	0.01	0.02
30.50	1303	0.01	0.01
31.00	1166	0.01	0.01
31.50	1021	0.01	0.01
32.00	944	0.00	0.01

Wind speed v in m/s	Power P in kW	c_p value	c_t value
32.50	811	0.00	0.01
33.00	678	0.00	0.01
33.50	555	0.00	0.01
34.00	503	0.00	0.01

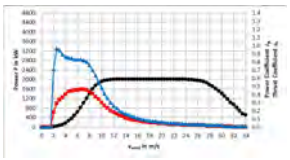


Fig. 7: Power, c_p and c_t curve for E-115 EP3 E3 / 4200 kW – operating mode 2000 kW s

Power P in kW
c_t value
c_p value

9.2 Calculated sound power levels – operating mode 2000 kW s

In operating mode 2000 kW s the wind energy converter operates with reduced power. The highest expected sound power level is 103.2 dB(A) in the nominal power range. All the sound power levels indicated apply taking into account the uncertainties described in ch. 2.2, p. 8. After reaching the nominal power, the sound power level will not increase further.

Tab. 29: Technical specifications

Parameter	Value	Unit
Nominal power (P_n)	2000	kW
Nominal wind speed	12.5	m/s
Minimum operating speed		
▪ E-115 EP3 E3-ST-67-FB-C-01	4.4	rpm
▪ E-115 EP3 E3-ST-92-FB-C-01	6.0	rpm
▪ E-115 EP3 E3-HST-122-FB-C-01	4.4	rpm
▪ E-115 EP3 E3-HT-135-ES-C-01	6.0	rpm
▪ E-115 EP3 E3-HST-149-FB-C-01	4.4	rpm
Speed setpoint	12.3	rpm

Tab. 30: Calculated sound power level in dB(A), based on standardised wind speed v_n at a height of 10 m

v_n at a height of 10 m	Sound power level in dB(A)				
	HH 67 m	HH 92 m	HH 122 m	HH 135 m	HH 149 m
3 m/s	83.5	85.0	86.2	86.7	87.1
3.5 m/s	88.6	89.9	90.7	91.0	91.2
4 m/s	91.8	92.7	93.6	93.8	94.1
4.5 m/s	94.4	95.4	96.2	96.5	96.7
5 m/s	96.7	97.7	98.5	98.8	99.0
5.5 m/s	98.8	99.8	100.6	100.9	101.1
6 m/s	100.7	101.7	102.4	102.6	102.7
6.5 m/s	102.4	102.9	103.1	103.2	103.2
7 m/s	103.1	103.2	103.2	103.2	103.2
7.5 m/s	103.2	103.2	103.2	103.2	103.2
8 m/s	103.2	103.2	103.2	103.2	103.2
8.5 m/s	103.2	103.2	103.2	103.2	103.2
9 m/s	103.2	103.2	103.2	103.2	103.2
9.5 m/s	103.2	103.2	103.2	103.2	103.2
10 m/s	103.2	103.2	103.2	103.2	103.2
10.5 m/s	103.2	103.2	103.2	103.2	103.2
11 m/s	103.2	103.2	103.2	103.2	103.2

v_n at a height of 10 m	Sound power level in dB(A)				
	HH 67 m	HH 92 m	HH 122 m	HH 135 m	HH 149 m
11.5 m/s	103.2	103.2	103.2	103.2	103.2
12 m/s	103.2	103.2	103.2	103.2	103.2
95 % P_n	103.2	103.2	103.2	103.2	103.2

Tab. 31: Calculated sound power level in dB(A), based on wind speed at hub height v_{ne}

v_{ne}	Sound power level in dB(A)
5 m/s	90.1
5.5 m/s	92.1
6 m/s	94.0
6.5 m/s	95.8
7 m/s	97.4
7.5 m/s	98.9
8 m/s	100.3
8.5 m/s	101.7
9 m/s	102.7
9.5 m/s	103.1
10 m/s	103.2
10.5 m/s	103.2
11 m/s	103.2
11.5 m/s	103.2
12 m/s	103.2
12.5 m/s	103.2
13 m/s	103.2
13.5 m/s	103.2
14 m/s	103.2
14.5 m/s	103.2
15 m/s	103.2

10 Operating mode 1500 kW s

10.1 Calculated power, cp and ct values – operating mode 1500 kW s

Tab. 32: Calculated power, c_p and c_t values for E-115 EP3 E3 / 4200 kW – operating mode 1500 kW s

Wind speed v in m/s	Power P in kW	c_p value	c_t value
0.00	0	0.00	0.00
0.50	0	0.00	0.00
1.00	0	0.00	0.00
1.50	0	0.00	0.00
2.00	9	0.18	0.71
2.50	29	0.29	0.96
3.00	57	0.33	0.94
3.50	100	0.36	0.89
4.00	163	0.40	0.86
4.50	248	0.43	0.85
5.00	351	0.44	0.84
5.50	478	0.45	0.83
6.00	626	0.45	0.83
6.50	791	0.45	0.81
7.00	961	0.44	0.78
7.50	1120	0.41	0.72
8.00	1252	0.38	0.65
8.50	1351	0.34	0.57
9.00	1417	0.30	0.49
9.50	1457	0.27	0.42
10.00	1480	0.23	0.35
10.50	1492	0.20	0.30
11.00	1497	0.18	0.26
11.50	1499	0.15	0.22
12.00	1500	0.14	0.20
12.50	1500	0.12	0.17
13.00	1500	0.11	0.15
13.50	1500	0.10	0.14
14.00	1500	0.09	0.12
14.50	1500	0.08	0.11

Wind speed v in m/s	Power P in kW	c_p value	c_t value
15.00	1500	0.07	0.10
15.50	1500	0.06	0.09
16.00	1500	0.06	0.08
16.50	1500	0.05	0.08
17.00	1500	0.05	0.07
17.50	1500	0.04	0.06
18.00	1500	0.04	0.06
18.50	1500	0.04	0.06
19.00	1500	0.03	0.05
19.50	1500	0.03	0.05
20.00	1500	0.03	0.05
20.50	1500	0.03	0.04
21.00	1500	0.03	0.04
21.50	1500	0.02	0.04
22.00	1500	0.02	0.04
22.50	1500	0.02	0.03
23.00	1500	0.02	0.03
23.50	1500	0.02	0.03
24.00	1499	0.02	0.03
24.50	1496	0.02	0.03
25.00	1492	0.02	0.03
25.50	1485	0.01	0.02
26.00	1474	0.01	0.02
26.50	1458	0.01	0.02
27.00	1437	0.01	0.02
27.50	1411	0.01	0.02
28.00	1359	0.01	0.02
28.50	1304	0.01	0.02
29.00	1241	0.01	0.02
29.50	1164	0.01	0.01
30.00	1100	0.01	0.01
30.50	1010	0.01	0.01
31.00	906	0.01	0.01
31.50	795	0.00	0.01
32.00	737	0.00	0.01

Wind speed v in m/s	Power P in kW	c_p value	c_t value
32.50	634	0.00	0.01
33.00	531	0.00	0.01
33.50	435	0.00	0.00
34.00	396	0.00	0.00

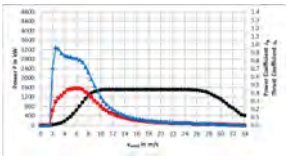


Fig. 8: Power, c_p and c_t curve for E-115 EP3 E3 / 4200 kW – operating mode 1500 kW s

Power P in kW
c_t value
c_p value

10.2 Calculated sound power levels – operating mode 1500 kW s

In operating mode 1500 kW s the wind energy converter operates with reduced power. The highest expected sound power level is 101.4 dB(A) in the nominal power range. All the sound power levels indicated apply taking into account the uncertainties described in ch. 2.2, p. 8. After reaching the nominal power, the sound power level will not increase further.

Tab. 33: Technical specifications

Parameter	Value	Unit
Nominal power (P_n)	1500	kW
Nominal wind speed	11.5	m/s
Minimum operating speed		
▪ E-115 EP3 E3-ST-67-FB-C-01	4.4	rpm
▪ E-115 EP3 E3-ST-92-FB-C-01	6.0	rpm
▪ E-115 EP3 E3-HST-122-FB-C-01	4.4	rpm
▪ E-115 EP3 E3-HT-135-ES-C-01	6.0	rpm
▪ E-115 EP3 E3-HST-149-FB-C-01	4.4	rpm
Speed setpoint	11.3	rpm

Tab. 34: Calculated sound power level in dB(A), based on standardised wind speed v_n at a height of 10 m

v_n at a height of 10 m	Sound power level in dB(A)				
	HH 67 m	HH 92 m	HH 122 m	HH 135 m	HH 149 m
3 m/s	83.5	85.0	86.2	86.7	87.1
3.5 m/s	88.6	89.9	90.7	91.0	91.2
4 m/s	91.8	92.7	93.6	93.8	94.1
4.5 m/s	94.4	95.4	96.2	96.5	96.7
5 m/s	96.7	97.7	98.5	98.8	99.0
5.5 m/s	98.8	99.8	100.4	100.6	100.7
6 m/s	100.5	101.0	101.1	101.2	101.3
6.5 m/s	101.1	101.3	101.4	101.4	101.4
7 m/s	101.4	101.4	101.4	101.4	101.4
7.5 m/s	101.4	101.4	101.4	101.4	101.4
8 m/s	101.4	101.4	101.4	101.4	101.4
8.5 m/s	101.4	101.4	101.4	101.4	101.4
9 m/s	101.4	101.4	101.4	101.4	101.4
9.5 m/s	101.4	101.4	101.4	101.4	101.4
10 m/s	101.4	101.4	101.4	101.4	101.4
10.5 m/s	101.4	101.4	101.4	101.4	101.4
11 m/s	101.4	101.4	101.4	101.4	101.4

v_n at a height of 10 m	Sound power level in dB(A)				
	HH 67 m	HH 92 m	HH 122 m	HH 135 m	HH 149 m
11.5 m/s	101.4	101.4	101.4	101.4	101.4
12 m/s	101.4	101.4	101.4	101.4	101.4
95 % P_n	101.4	101.4	101.4	101.4	101.4

Tab. 35: Calculated sound power level in dB(A), based on wind speed at hub height v_{ne}

v_{ne}	Sound power level in dB(A)
5 m/s	90.1
5.5 m/s	92.1
6 m/s	94.0
6.5 m/s	95.8
7 m/s	97.4
7.5 m/s	98.9
8 m/s	100.3
8.5 m/s	101.0
9 m/s	101.2
9.5 m/s	101.4
10 m/s	101.4
10.5 m/s	101.4
11 m/s	101.4
11.5 m/s	101.4
12 m/s	101.4
12.5 m/s	101.4
13 m/s	101.4
13.5 m/s	101.4
14 m/s	101.4
14.5 m/s	101.4
15 m/s	101.4

11 Operating mode 1000 kW s

11.1 Calculated power, cp and ct values – operating mode 1000 kW s

Tab. 36: Calculated power, c_p and c_t values for E-115 EP3 E3 / 4200 kW – operating mode 1000 kW s

Wind speed v in m/s	Power P in kW	c_p value	c_t value
0.00	0	0.00	0.00
0.50	0	0.00	0.00
1.00	0	0.00	0.00
1.50	0	0.00	0.00
2.00	9	0.18	0.71
2.50	29	0.29	0.96
3.00	57	0.33	0.94
3.50	100	0.36	0.89
4.00	163	0.40	0.86
4.50	248	0.43	0.85
5.00	351	0.44	0.84
5.50	471	0.44	0.82
6.00	598	0.43	0.79
6.50	720	0.41	0.73
7.00	821	0.37	0.65
7.50	896	0.33	0.56
8.00	945	0.29	0.47
8.50	973	0.25	0.39
9.00	988	0.21	0.33
9.50	996	0.18	0.27
10.00	999	0.16	0.23
10.50	1000	0.14	0.20
11.00	1000	0.12	0.17
11.50	1000	0.10	0.15
12.00	1000	0.09	0.13
12.50	1000	0.08	0.12
13.00	1000	0.07	0.10
13.50	1000	0.06	0.09
14.00	1000	0.06	0.08
14.50	1000	0.05	0.08

Wind speed v in m/s	Power P in kW	c_p value	c_t value
15.00	1000	0.05	0.07
15.50	1000	0.04	0.06
16.00	1000	0.04	0.06
16.50	1000	0.04	0.05
17.00	1000	0.03	0.05
17.50	1000	0.03	0.05
18.00	1000	0.03	0.04
18.50	1000	0.03	0.04
19.00	1000	0.02	0.04
19.50	1000	0.02	0.03
20.00	1000	0.02	0.03
20.50	1000	0.02	0.03
21.00	1000	0.02	0.03
21.50	1000	0.02	0.03
22.00	1000	0.02	0.03
22.50	1000	0.01	0.02
23.00	1000	0.01	0.02
23.50	1000	0.01	0.02
24.00	999	0.01	0.02
24.50	998	0.01	0.02
25.00	996	0.01	0.02
25.50	992	0.01	0.02
26.00	985	0.01	0.02
26.50	976	0.01	0.02
27.00	963	0.01	0.02
27.50	947	0.01	0.02
28.00	916	0.01	0.01
28.50	881	0.01	0.01
29.00	841	0.01	0.01
29.50	790	0.01	0.01
30.00	749	0.00	0.01
30.50	689	0.00	0.01
31.00	619	0.00	0.01
31.50	544	0.00	0.01
32.00	506	0.00	0.01

Wind speed v in m/s	Power P in kW	c_p value	c_t value
32.50	436	0.00	0.01
33.00	366	0.00	0.01
33.50	300	0.00	0.00
34.00	274	0.00	0.00

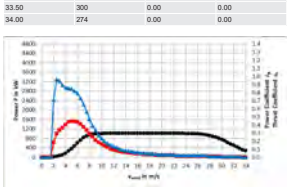


Fig. 9: Power, c_p and c_t curve for E-115 EP3 E3 / 4200 kW – operating mode 1000 kW s

Power P in kW
c_t value
c_p value

11.2 Calculated sound power levels – operating mode 1000 kW s

In operating mode 1000 kW s the wind energy converter operates with reduced power. The highest expected sound power level is 98.6 dB(A) in the nominal power range. All the sound power levels indicated apply taking into account the uncertainties described in ch. 2.2, p. 8. After reaching the nominal power, the sound power level will not increase further.

Tab. 37: Technical specifications

Parameter	Value	Unit
Nominal power (P_n)	1000	kW
Nominal wind speed	10.0	m/s
Minimum operating speed		
▪ E-115 EP3 E3-ST-67-FB-C-01	4.4	rpm
▪ E-115 EP3 E3-ST-92-FB-C-01	6.0	rpm
▪ E-115 EP3 E3-HST-122-FB-C-01	4.4	rpm
▪ E-115 EP3 E3-HT-135-ES-C-01	6.0	rpm
▪ E-115 EP3 E3-HST-149-FB-C-01	4.4	rpm
Speed setpoint	9.9	rpm

Tab. 38: Calculated sound power level in dB(A), based on standardised wind speed v_n at a height of 10 m

v_n at a height of 10 m	Sound power level in dB(A)				
	HH 67 m	HH 92 m	HH 122 m	HH 135 m	HH 149 m
3 m/s	83.5	85.0	86.2	86.7	87.1
3.5 m/s	88.6	89.9	90.7	91.0	91.2
4 m/s	91.8	92.7	93.6	93.8	94.1
4.5 m/s	94.4	95.4	96.2	96.5	96.7
5 m/s	96.7	97.5	97.9	98.1	98.1
5.5 m/s	98.1	98.4	98.6	98.6	98.6
6 m/s	98.6	98.6	98.6	98.6	98.6
6.5 m/s	98.6	98.6	98.6	98.6	98.6
7 m/s	98.6	98.6	98.6	98.6	98.6
7.5 m/s	98.6	98.6	98.6	98.6	98.6
8 m/s	98.6	98.6	98.6	98.6	98.6
8.5 m/s	98.6	98.6	98.6	98.6	98.6
9 m/s	98.6	98.6	98.6	98.6	98.6
9.5 m/s	98.6	98.6	98.6	98.6	98.6
10 m/s	98.6	98.6	98.6	98.6	98.6
10.5 m/s	98.6	98.6	98.6	98.6	98.6
11 m/s	98.6	98.6	98.6	98.6	98.6

v_n at a height of 10 m	Sound power level in dB(A)				
	HH 67 m	HH 92 m	HH 122 m	HH 135 m	HH 149 m
11.5 m/s	98.6	98.6	98.6	98.6	98.6
12 m/s	98.6	98.6	98.6	98.6	98.6
95 % P_n	98.6	98.6	98.6	98.6	98.6

Tab. 39: Calculated sound power level in dB(A), based on wind speed at hub height v_{ne}

v_{ne}	Sound power level in dB(A)
5 m/s	90.1
5.5 m/s	92.1
6 m/s	94.0
6.5 m/s	95.8
7 m/s	97.4
7.5 m/s	98.1
8 m/s	98.6
8.5 m/s	98.6
9 m/s	98.6
9.5 m/s	98.6
10 m/s	98.6
10.5 m/s	98.6
11 m/s	98.6
11.5 m/s	98.6
12 m/s	98.6
12.5 m/s	98.6
13 m/s	98.6
13.5 m/s	98.6
14 m/s	98.6
14.5 m/s	98.6
15 m/s	98.6

12 Operating mode 500 kW s

12.1 Calculated power, cp and ct values – operating mode 500 kW s

Tab. 40: Calculated power, c_p and c_t values for E-115 EP3 E3 / 4200 kW – operating mode 500 kW s

Wind speed v in m/s	Power P in kW	c_p value	c_t value
0.00	0	0.00	0.00
0.50	0	0.00	0.00
1.00	0	0.00	0.00
1.50	0	0.00	0.00
2.00	9	0.18	0.71
2.50	29	0.29	0.96
3.00	57	0.33	0.94
3.50	100	0.36	0.89
4.00	162	0.40	0.86
4.50	238	0.41	0.82
5.00	315	0.39	0.75
5.50	383	0.36	0.66
6.00	434	0.31	0.56
6.50	466	0.27	0.45
7.00	485	0.22	0.37
7.50	494	0.18	0.29
8.00	498	0.15	0.24
8.50	500	0.13	0.20
9.00	500	0.11	0.17
9.50	500	0.09	0.14
10.00	500	0.08	0.12
10.50	500	0.07	0.10
11.00	500	0.06	0.09
11.50	500	0.05	0.08
12.00	500	0.05	0.07
12.50	500	0.04	0.06
13.00	500	0.04	0.06
13.50	500	0.03	0.05
14.00	500	0.03	0.05
14.50	500	0.03	0.04

Wind speed v in m/s	Power P in kW	c_p value	c_t value
15.00	500	0.02	0.04
15.50	500	0.02	0.04
16.00	500	0.02	0.03
16.50	500	0.02	0.03
17.00	500	0.02	0.03
17.50	500	0.02	0.03
18.00	500	0.01	0.03
18.50	500	0.01	0.02
19.00	500	0.01	0.02
19.50	500	0.01	0.02
20.00	500	0.01	0.02
20.50	500	0.01	0.02
21.00	500	0.01	0.02
21.50	500	0.01	0.02
22.00	500	0.01	0.02
22.50	500	0.01	0.02
23.00	500	0.01	0.01
23.50	500	0.01	0.01
24.00	500	0.01	0.01
24.50	500	0.01	0.01
25.00	499	0.01	0.01
25.50	498	0.01	0.01
26.00	496	0.00	0.01
26.50	493	0.00	0.01
27.00	489	0.00	0.01
27.50	483	0.00	0.01
28.00	473	0.00	0.01
28.50	460	0.00	0.01
29.00	442	0.00	0.01
29.50	418	0.00	0.01
30.00	399	0.00	0.01
30.50	369	0.00	0.01
31.00	334	0.00	0.01
31.50	294	0.00	0.01
32.00	276	0.00	0.01

Wind speed v in m/s	Power P in kW	c_p value	c_t value
32.50	238	0.00	0.00
33.00	200	0.00	0.00
33.50	164	0.00	0.00
34.00	151	0.00	0.00

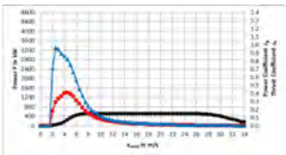


Fig. 10: Power, c_p and c_t curve for E-115 EP3 E3 / 4200 kW – operating mode 500 kW s

◆—◆—◆	Power P in kW
▲—▲—▲	c_t value
■—■—■	c_p value

12.2 Calculated sound power levels – operating mode 500 kW s

In operating mode 500 kW s the wind energy converter operates with reduced power. The highest expected sound power level is 94.2 dB(A) in the nominal power range. All the sound power levels indicated apply taking into account the uncertainties described in ch. 2.2, p. 8. After reaching the nominal power, the sound power level will not increase further.

Tab. 41: Technical specifications

Parameter	Value	Unit
Nominal power (P_n)	500	kW
Nominal wind speed	8.5	m/s
Minimum operating speed		
▪ E-115 EP3 E3-ST-67-FB-C-01	4.4	rpm
▪ E-115 EP3 E3-ST-92-FB-C-01	6.0	rpm
▪ E-115 EP3 E3-HST-122-FB-C-01	4.4	rpm
▪ E-115 EP3 E3-HT-135-ES-C-01	6.0	rpm
▪ E-115 EP3 E3-HST-149-FB-C-01	4.4	rpm
Speed setpoint	8.1	rpm

Tab. 42: Calculated sound power level in dB(A), based on standardised wind speed v_s at a height of 10 m

v_s at a height of 10 m	Sound power level in dB(A)				
	HH 67 m	HH 92 m	HH 122 m	HH 135 m	HH 149 m
3 m/s	83.5	85.0	86.2	86.7	87.1
3.5 m/s	88.6	89.9	90.7	91.0	91.2
4 m/s	91.8	92.6	93.3	93.5	93.6
4.5 m/s	93.7	93.9	94.0	94.0	94.1
5 m/s	94.0	94.1	94.2	94.2	94.2
5.5 m/s	94.2	94.2	94.2	94.2	94.2
6 m/s	94.2	94.2	94.2	94.2	94.2
6.5 m/s	94.2	94.2	94.2	94.2	94.2
7 m/s	94.2	94.2	94.2	94.2	94.2
7.5 m/s	94.2	94.2	94.2	94.2	94.2
8 m/s	94.2	94.2	94.2	94.2	94.2
8.5 m/s	94.2	94.2	94.2	94.2	94.2
9 m/s	94.2	94.2	94.2	94.2	94.2
9.5 m/s	94.2	94.2	94.2	94.2	94.2
10 m/s	94.2	94.2	94.2	94.2	94.2
10.5 m/s	94.2	94.2	94.2	94.2	94.2
11 m/s	94.2	94.2	94.2	94.2	94.2

v_s at a height of 10 m	Sound power level in dB(A)				
	HH 67 m	HH 92 m	HH 122 m	HH 135 m	HH 149 m
11.5 m/s	94.2	94.2	94.2	94.2	94.2
12 m/s	94.2	94.2	94.2	94.2	94.2
95 % P_n	94.2	94.2	94.2	94.2	94.2

Tab. 43: Calculated sound power level in dB(A), based on wind speed at hub height v_H

v_H	Sound power level in dB(A)
5 m/s	90.1
5.5 m/s	92.1
6 m/s	93.6
6.5 m/s	94.0
7 m/s	94.1
7.5 m/s	94.2
8 m/s	94.2
8.5 m/s	94.2
9 m/s	94.2
9.5 m/s	94.2
10 m/s	94.2
10.5 m/s	94.2
11 m/s	94.2
11.5 m/s	94.2
12 m/s	94.2
12.5 m/s	94.2
13 m/s	94.2
13.5 m/s	94.2
14 m/s	94.2
14.5 m/s	94.2
15 m/s	94.2

Acoustic Emission for N2
SG 7.0-170, Rev. 0

Document ID and revision	Status	Date (yyyy-mm-dd)	Language
D4163480_R001	Released	2023-04-27	Engelish

Original or translation of
Original

File name
D4163480_R001_Standard Acoustic Emission Document, SG 7.0-170, Rev. 0_N2.pdf

Siemens Gamesa Renewable Energy S.A. Parque Tecnológico de Bizkaia, Edificio 222, 48170, Zamudio, Vizcaya, Spain
+34 944 03 73 52 – info@siemensgamesa.com – www.siemensgamesa.com

Disclaimer of liability and conditions of use

To the extent permitted by law, neither Siemens Gamesa Renewable Energy A/S nor any of its affiliates in the Siemens Gamesa group including Siemens Gamesa Renewable Energy S.A. and its subsidiaries (hereinafter “SGRE”) gives any warranty of any type, either express or implied, with respect to the use of this document or parts thereof other than the use of the document for its indented purpose. In no event will SGRE be liable for damages, including any general, special, incidental or consequential damages, arising out of the use of the document, the inability to use the document, the use of data embodied in, or obtained from, the document or the use of any documentation or other material accompanying the document except where the documents or other material accompanying the documents becomes part of an agreement between you and SGRE in which case the liability of SGRE will be regulated by the said agreement. SGRE reviews this document at regular intervals and includes appropriate amendments in subsequent issues. The intellectual property rights of this document are and remain the property of SGRE. SGRE reserves the right to update this documentation from time to time, or to change it without prior notice.

Table of Contents

1. Acoustic Emission........ 2

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved

Product customer documentation
Standard Acoustic Emission document
SIEMENS Gamesa RENEWABLE ENERGY

1. Acoustic Emission

Typical Sound Power Levels
The sound power levels are presented with reference to the code IEC 61400-11 ed. 3.1 (2018) based on hub height. The sound power levels (L_{WA}) presented are valid for the corresponding wind speeds referenced to the hub height.

Wind speed [m/s]	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Up to cut-out
N2	94.0	94.0	95.5	99.4	102.8	105.5	105.5	105.5	105.5	105.5	105.5

Table 1: Acoustic emission, L_{WA} [dB(A) re 1 pW] (10 Hz to 10 kHz)

Low Noise Operations
The Noise Reduction System is an optional module available with the basic SCADA configuration and it therefore requires the presence of a SGRE SCADA system to work. NRS Modes are noise curtailed modes enabled by the Noise Reduction System. The purpose of this system is to limit the noise emitted by any of the functioning turbines and thereby comply with local regulations regarding noise emissions. Noise reduction settings can be tailored to time of day as well as wind direction to offer the most suitable solution for a specific location.

Noise control is achieved through the optimization of active power and rotational speed of the wind turbine. This reduction is dependent on the wind speed. The Noise Reduction System controls the noise settings of each turbine to the most appropriate level at all times, in order to keep the noise emissions within the limits allowed.

The NRS Modes may not be applicable to all tower variants. Please contact Siemens Gamesa for further information.

Typical Sound Power Frequency Distribution
The information contained in the tables below is contained here for information purpose only. To the extent permitted by law, SGRE does not provide any warranty of any type, either express or implied, with respect to the information provided in this section. In no event will SGRE be liable for damages, including any general, special, incidental or consequential damages, arising out of the information contained in this section.

Typical spectra for L_{WA} in dB(A) re 1 pW for the corresponding centre frequencies are tabulated below for 6, 7, 8, 9, 10, 11 and 12 m/s referenced to hub height.

Wind speed [m/s]	1/1 octave band center frequencies							
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
6	82.3	88.3	90.7	90.9	93.3	93.9	89.2	75.4
7	85.7	91.7	94.1	94.3	96.7	97.3	92.6	78.8
8	88.5	94.5	96.8	97.0	99.4	100.0	95.3	81.5
9	89.1	94.5	96.8	97.0	99.4	100.0	95.3	81.5
10	89.1	94.5	96.8	97.0	99.4	100.0	95.3	81.5
11	89.1	94.5	96.8	97.0	99.4	100.0	95.3	81.5
12	89.1	94.5	96.8	97.0	99.4	100.0	95.3	81.5

Table 2: Typical 1/1 octave band spectrum for 63 Hz to 8 kHz for N2 setting

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved

Product customer documentation
Standard Acoustic Emission document
SIEMENS Gamesa RENEWABLE ENERGY

Acoustic Emission for N10
SG 7.0-170, Rev. 0

Document ID and revision	Status	Date (yyyy-mm-dd)	Language
D4163485_R001	Released	2023-04-27	Engelish

Original or translation of
Original

File name
D4163485_R001_Standard Acoustic Emission Document, SG 7.0-170, Rev. 0_N10.pdf

Siemens Gamesa Renewable Energy S.A. Parque Tecnológico de Bizkaia, Edificio 222, 48170, Zamudio, Vizcaya, Spain
+34 944 03 73 52 – info@siemensgamesa.com – www.siemensgamesa.com

Disclaimer of liability and conditions of use

To the extent permitted by law, neither Siemens Gamesa Renewable Energy A/S nor any of its affiliates in the Siemens Gamesa group including Siemens Gamesa Renewable Energy S.A. and its subsidiaries (hereinafter “SGRE”) gives any warranty of any type, either express or implied, with respect to the use of this document or parts thereof other than the use of the document for its indented purpose. In no event will SGRE be liable for damages, including any general, special, incidental or consequential damages, arising out of the use of the document, the inability to use the document, the use of data embodied in, or obtained from, the document or the use of any documentation or other material accompanying the document except where the documents or other material accompanying the documents becomes part of an agreement between you and SGRE in which case the liability of SGRE will be regulated by the said agreement. SGRE reviews this document at regular intervals and includes appropriate amendments in subsequent issues. The intellectual property rights of this document are and remain the property of SGRE. SGRE reserves the right to update this documentation from time to time, or to change it without prior notice.

Table of Contents

1. Acoustic Emission........ 2

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved

Product customer documentation
Standard Acoustic Emission document
SIEMENS Gamesa RENEWABLE ENERGY

1. Acoustic Emission

Typical Sound Power Levels
The sound power levels are presented with reference to the code IEC 61400-11 ed. 3.1 (2018) based on hub height. The sound power levels (L_{WA}) presented are valid for the corresponding wind speeds referenced to the hub height.

Wind speed [m/s]	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Up to cut-out
N10	90.0	90.6	95.5	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0

Table 1: Acoustic emission, L_{WA} [dB(A) re 1 pW] (10 Hz to 10 kHz)

Low Noise Operations
The Noise Reduction System is an optional module available with the basic SCADA configuration and it therefore requires the presence of a SGRE SCADA system to work. NRS Modes are noise curtailed modes enabled by the Noise Reduction System. The purpose of this system is to limit the noise emitted by any of the functioning turbines and thereby comply with local regulations regarding noise emissions. Noise reduction settings can be tailored to time of day as well as wind direction to offer the most suitable solution for a specific location.

Noise control is achieved through the optimization of active power and rotational speed of the wind turbine. This reduction is dependent on the wind speed. The Noise Reduction System controls the noise settings of each turbine to the most appropriate level at all times, in order to keep the noise emissions within the limits allowed.

The NRS Modes may not be applicable to all tower variants. Please contact Siemens Gamesa for further information.

Typical Sound Power Frequency Distribution
The information contained in the tables below is contained here for information purpose only. To the extent permitted by law, SGRE does not provide any warranty of any type, either express or implied, with respect to the information provided in this section. In no event will SGRE be liable for damages, including any general, special, incidental or consequential damages, arising out of the information contained in this section.

Typical spectra for L_{WA} in dB(A) re 1 pW for the corresponding centre frequencies are tabulated below for 6, 7, 8, 9, 10, 11 and 12 m/s referenced to hub height.

Wind speed [m/s]	1/1 octave band center frequencies							
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
6	81.6	87.0	89.3	89.5	91.9	92.5	87.8	74.0
7	83.2	87.2	89.2	89.4	91.8	92.4	87.7	73.9
8	84.5	87.2	89.1	89.3	91.7	92.3	87.6	73.8
9	85.2	87.3	89.1	89.3	91.7	92.3	87.6	73.8
10	85.2	87.3	89.1	89.3	91.7	92.3	87.6	73.8
11	85.2	87.3	89.1	89.3	91.7	92.3	87.6	73.8
12	85.2	87.3	89.1	89.3	91.7	92.3	87.6	73.8

Table 2: Typical 1/1 octave band spectrum for 63 Hz to 8 kHz for N10 setting

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved

Product customer documentation
Standard Acoustic Emission document
SIEMENS Gamesa RENEWABLE ENERGY

Acoustic Emission for N6
SG 7.0-170, Rev. 0

Document ID and revision	Status	Date (yyyy-mm-dd)	Language
D4163482_R001	Released	2023-04-27	Engelish

Original or translation of
Original

File name
D4163482_R001_Standard Acoustic Emission Document, SG 7.0-170, Rev. 0_N6.pdf

Siemens Gamesa Renewable Energy S.A. Parque Tecnológico de Bizkaia, Edificio 222, 48170, Zamudio, Vizcaya, Spain
+34 944 03 73 52 – info@siemensgamesa.com – www.siemensgamesa.com

Disclaimer of liability and conditions of use

To the extent permitted by law, neither Siemens Gamesa Renewable Energy A/S nor any of its affiliates in the Siemens Gamesa group including Siemens Gamesa Renewable Energy S.A. and its subsidiaries (hereinafter “SGRE”) gives any warranty of any type, either express or implied, with respect to the use of this document or parts thereof other than the use of the document for its indented purpose. In no event will SGRE be liable for damages, including any general, special, incidental or consequential damages, arising out of the use of the document, the inability to use the document, the use of data embodied in, or obtained from, the document or the use of any documentation or other material accompanying the document except where the documents or other material accompanying the documents becomes part of an agreement between you and SGRE in which case the liability of SGRE will be regulated by the said agreement. SGRE reviews this document at regular intervals and includes appropriate amendments in subsequent issues. The intellectual property rights of this document are and remain the property of SGRE. SGRE reserves the right to update this documentation from time to time, or to change it without prior notice.

Table of Contents

1. Acoustic Emission........ 2

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved

Product customer documentation
Standard Acoustic Emission document
SIEMENS Gamesa RENEWABLE ENERGY

1. Acoustic Emission

Typical Sound Power Levels
The sound power levels are presented with reference to the code IEC 61400-11 ed. 3.1 (2018) based on hub height. The sound power levels (L_{WA}) presented are valid for the corresponding wind speeds referenced to the hub height.

Wind speed [m/s]	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Up to cut-out
N6	91.5	91.5	95.5	99.4	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0

Table 1: Acoustic emission, L_{WA} [dB(A) re 1 pW] (10 Hz to 10 kHz)

Low Noise Operations
The Noise Reduction System is an optional module available with the basic SCADA configuration and it therefore requires the presence of a SGRE SCADA system to work. NRS Modes are noise curtailed modes enabled by the Noise Reduction System. The purpose of this system is to limit the noise emitted by any of the functioning turbines and thereby comply with local regulations regarding noise emissions. Noise reduction settings can be tailored to time of day as well as wind direction to offer the most suitable solution for a specific location.

Noise control is achieved through the optimization of active power and rotational speed of the wind turbine. This reduction is dependent on the wind speed. The Noise Reduction System controls the noise settings of each turbine to the most appropriate level at all times, in order to keep the noise emissions within the limits allowed.

The NRS Modes may not be applicable to all tower variants. Please contact Siemens Gamesa for further information.

Typical Sound Power Frequency Distribution
The information contained in the tables below is contained here for information purpose only. To the extent permitted by law, SGRE does not provide any warranty of any type, either express or implied, with respect to the information provided in this section. In no event will SGRE be liable for damages, including any general, special, incidental or consequential damages, arising out of the information contained in this section.

Typical spectra for L_{WA} in dB(A) re 1 pW for the corresponding centre frequencies are tabulated below for 6, 7, 8, 9, 10, 11 and 12 m/s referenced to hub height.

Wind speed [m/s]	1/1 octave band center frequencies							
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
6	82.3	88.3	90.7	90.9	93.3	93.9	89.2	75.4
7	84.8	90.1	92.3	92.5	94.9	95.5	90.8	77.0
8	86.2	90.2	92.2	92.4	94.8	95.4	90.7	76.9
9	86.8	90.3	92.2	92.4	94.8	95.4	90.7	76.9
10	86.8	90.3	92.2	92.4	94.8	95.4	90.7	76.9
11	86.8	90.3	92.2	92.4	94.8	95.4	90.7	76.9
12	86.8	90.3	92.2	92.4	94.8	95.4	90.7	76.9

Table 2: Typical 1/1 octave band spectrum for 63 Hz to 8 kHz for N6 setting

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved

Product customer documentation
Standard Acoustic Emission document
SIEMENS Gamesa RENEWABLE ENERGY

Acoustic Emission for N8
SG 7.0-170, Rev. 0

Document ID and revision	Status	Date (yyyy-mm-dd)	Language
D4163484_R001	Released	2023-04-27	Engelish

Original or translation of
Original

File name
D4163484_R001_Standard Acoustic Emission Document, SG 7.0-170, Rev. 0_N8.pdf

Siemens Gamesa Renewable Energy S.A. Parque Tecnológico de Bizkaia, Edificio 222, 48170, Zamudio, Vizcaya, Spain
+34 944 03 73 52 – info@siemensgamesa.com – www.siemensgamesa.com

Disclaimer of liability and conditions of use

To the extent permitted by law, neither Siemens Gamesa Renewable Energy A/S nor any of its affiliates in the Siemens Gamesa group including Siemens Gamesa Renewable Energy S.A. and its subsidiaries (hereinafter “SGRE”) gives any warranty of any type, either express or implied, with respect to the use of this document or parts thereof other than the use of the document for its indented purpose. In no event will SGRE be liable for damages, including any general, special, incidental or consequential damages, arising out of the use of the document, the inability to use the document, the use of data embodied in, or obtained from, the document or the use of any documentation or other material accompanying the document except where the documents or other material accompanying the documents becomes part of an agreement between you and SGRE in which case the liability of SGRE will be regulated by the said agreement. SGRE reviews this document at regular intervals and includes appropriate amendments in subsequent issues. The intellectual property rights of this document are and remain the property of SGRE. SGRE reserves the right to update this documentation from time to time, or to change it without prior notice.

Table of Contents

1. Acoustic Emission........ 2

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved

Product customer documentation
Standard Acoustic Emission document
SIEMENS Gamesa RENEWABLE ENERGY

1. Acoustic Emission

Typical Sound Power Levels
The sound power levels are presented with reference to the code IEC 61400-11 ed. 3.1 (2018) based on hub height. The sound power levels (L_{WA}) presented are valid for the corresponding wind speeds referenced to the hub height.

Wind speed [m/s]	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Up to cut-out
N8	90.0	90.6	95.5	99.0	99.0	99.0	99.0	99.0	99.0	99.0	99.0

Table 1: Acoustic emission, L_{WA} [dB(A) re 1 pW] (10 Hz to 10 kHz)

Low Noise Operations
The Noise Reduction System is an optional module available with the basic SCADA configuration and it therefore requires the presence of a SGRE SCADA system to work. NRS Modes are noise curtailed modes enabled by the Noise Reduction System. The purpose of this system is to limit the noise emitted by any of the functioning turbines and thereby comply with local regulations regarding noise emissions. Noise reduction settings can be tailored to time of day as well as wind direction to offer the most suitable solution for a specific location.

Noise control is achieved through the optimization of active power and rotational speed of the wind turbine. This reduction is dependent on the wind speed. The Noise Reduction System controls the noise settings of each turbine to the most appropriate level at all times, in order to keep the noise emissions within the limits allowed.

The NRS Modes may not be applicable to all tower variants. Please contact Siemens Gamesa for further information.

Typical Sound Power Frequency Distribution
The information contained in the tables below is contained here for information purpose only. To the extent permitted by law, SGRE does not provide any warranty of any type, either express or implied, with respect to the information provided in this section. In no event will SGRE be liable for damages, including any general, special, incidental or consequential damages, arising out of the information contained in this section.

Typical spectra for L_{WA} in dB(A) re 1 pW for the corresponding centre frequencies are tabulated below for 6, 7, 8, 9, 10, 11 and 12 m/s referenced to hub height.

Wind speed [m/s]	1/1 octave band center frequencies							
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
6	82.1	88.0	90.3	90.5	92.9	93.5	88.8	75.0
7	83.7	88.2	90.2	90.4	92.8	93.4	88.7	74.9
8	85.1	88.3	90.2	90.4	92.8	93.4	88.7	74.9
9	85.8	88.3	90.1	90.3	92.7	93.3	88.6	74.8
10	85.8	88.3	90.1	90.3	92.7	93.3	88.6	74.8
11	85.8	88.3	90.1	90.3	92.7	93.3	88.6	74.8
12	85.8	88.3	90.1	90.3	92.7	93.3	88.6	74.8

Table 2: Typical 1/1 octave band spectrum for 63 Hz to 8 kHz for N8 setting

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved

Product customer documentation
Standard Acoustic Emission document
SIEMENS Gamesa RENEWABLE ENERGY

Acoustic Emission for N1
SG 7.0-170, Rev. 0

Document ID and revision	Status	Date (yyyy-mm-dd)	Language
D4163479_R001	Released	2023-04-27	Engelish

Original or translation of
Original

File name
D4163479_R001_Standard Acoustic Emission Document, SG 7.0-170, Rev. 0_N1.pdf

Siemens Gamesa Renewable Energy S.A. Parque Tecnológico de Bizkaia, Edificio 222, 48170, Zamudio, Vizcaya, Spain
+34 944 03 73 52 – info@siemensgamesa.com – www.siemensgamesa.com

Disclaimer of liability and conditions of use

To the extent permitted by law, neither Siemens Gamesa Renewable Energy A/S nor any of its affiliates in the Siemens Gamesa group including Siemens Gamesa Renewable Energy S.A. and its subsidiaries (hereinafter “SGRE”) gives any warranty of any type, either express or implied, with respect to the use of this document or parts thereof other than the use of the document for its indented purpose. In no event will SGRE be liable for damages, including any general, special, incidental or consequential damages, arising out of the use of the document, the inability to use the document, the use of data embodied in, or obtained from, the document or the use of any documentation or other material accompanying the document except where the documents or other material accompanying the documents becomes part of an agreement between you and SGRE in which case the liability of SGRE will be regulated by the said agreement. SGRE reviews this document at regular intervals and includes appropriate amendments in subsequent issues. The intellectual property rights of this document are and remain the property of SGRE. SGRE reserves the right to update this documentation from time to time, or to change it without prior notice.

Table of Contents

1. Acoustic Emission........ 2

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved

Product customer documentation
Standard Acoustic Emission document
SIEMENS Gamesa RENEWABLE ENERGY

1. Acoustic Emission

Typical Sound Power Levels
The sound power levels are presented with reference to the code IEC 61400-11 ed. 3.1 (2018) based on hub height. The sound power levels (L_{WA}) presented are valid for the corresponding wind speeds referenced to the hub height.

Wind speed [m/s]	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Up to cut-out
N1	94.5	94.5	95.5	99.4	102.8	105.7	106.0	106.0	106.0	106.0	106.0

Table 1: Acoustic emission, L_{WA} [dB(A) re 1 pW] (10 Hz to 10 kHz)

Low Noise Operations
The Noise Reduction System is an optional module available with the basic SCADA configuration and it therefore requires the presence of a SGRE SCADA system to work. NRS Modes are noise curtailed modes enabled by the Noise Reduction System. The purpose of this system is to limit the noise emitted by any of the functioning turbines and thereby comply with local regulations regarding noise emissions. Noise reduction settings can be tailored to time of day as well as wind direction to offer the most suitable solution for a specific location.

Noise control is achieved through the optimization of active power and rotational speed of the wind turbine. This reduction is dependent on the wind speed. The Noise Reduction System controls the noise settings of each turbine to the most appropriate level at all times, in order to keep the noise emissions within the limits allowed.

The NRS Modes may not be applicable to all tower variants. Please contact Siemens Gamesa for further information.

Typical Sound Power Frequency Distribution
The information contained in the tables below is contained here for information purpose only. To the extent permitted by law, SGRE does not provide any warranty of any type, either express or implied, with respect to the information provided in this section. In no event will SGRE be liable for damages, including any general, special, incidental or consequential damages, arising out of the information contained in this section.

Typical spectra for L_{WA} in dB(A) re 1 pW for the corresponding centre frequencies are tabulated below for 6, 7, 8, 9, 10, 11 and 12 m/s referenced to hub height.

Wind speed [m/s]	1/1 octave band center frequencies							
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
6	82.3	88.3	90.7	90.9	93.3	93.9	89.2	75.4
7	85.7	91.7	94.1	94.3	96.7	97.3	92.6	78.8
8	88.6	94.6	97.0	97.2	99.6	100.2	95.5	81.7
9	89.3	95.0	97.3	97.5	99.9	100.5	95.8	82.0
10	89.3	95.0	97.3	97.5	99.9	100.5	95.8	82.0
11	89.3	95.0	97.3	97.5	99.9	100.5	95.8	82.0
12	89.3	95.0	97.3	97.5	99.9	100.5	95.8	82.0

Table 2: Typical 1/1 octave band spectrum for 63 Hz to 8 kHz for N1 setting

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved

Product customer documentation
Standard Acoustic Emission document
SIEMENS Gamesa RENEWABLE ENERGY

Acoustic Emission for N3
SG 7.0-170, Rev. 0

Document ID and revision	Status	Date (yyyy-mm-dd)	Language
D4163481_R001	Released	2023-04-27	Engelish

Original or translation of
Original

File name
D4163481_R001_Standard Acoustic Emission Document, SG 7.0-170, Rev. 0_N3.pdf

Siemens Gamesa Renewable Energy S.A. Parque Tecnológico de Bizkaia, Edificio 222, 48170, Zamudio, Vizcaya, Spain
+34 944 03 73 52 – info@siemensgamesa.com – www.siemensgamesa.com

Disclaimer of liability and conditions of use

To the extent permitted by law, neither Siemens Gamesa Renewable Energy A/S nor any of its affiliates in the Siemens Gamesa group including Siemens Gamesa Renewable Energy S.A. and its subsidiaries (hereinafter “SGRE”) gives any warranty of any type, either express or implied, with respect to the use of this document or parts thereof other than the use of the document for its indented purpose. In no event will SGRE be liable for damages, including any general, special, incidental or consequential damages, arising out of the use of the document, the inability to use the document, the use of data embodied in, or obtained from, the document or the use of any documentation or other material accompanying the document except where the documents or other material accompanying the documents becomes part of an agreement between you and SGRE in which case the liability of SGRE will be regulated by the said agreement. SGRE reviews this document at regular intervals and includes appropriate amendments in subsequent issues. The intellectual property rights of this document are and remain the property of SGRE. SGRE reserves the right to update this documentation from time to time, or to change it without prior notice.

Table of Contents

1. Acoustic Emission........ 2

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved

Product customer documentation
Standard Acoustic Emission document
SIEMENS Gamesa RENEWABLE ENERGY

1. Acoustic Emission

Typical Sound Power Levels
The sound power levels are presented with reference to the code IEC 61400-11 ed. 3.1 (2018) based on hub height. The sound power levels (L_{WA}) presented are valid for the corresponding wind speeds referenced to the hub height.

Wind speed [m/s]	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Up to cut-out
N3	93.5	93.5	95.5	99.4	102.8	103.5	103.5	103.5	103.5	103.5	103.5

Table 1: Acoustic emission, L_{WA} [dB(A) re 1 pW] (10 Hz to 10 kHz)

Low Noise Operations
The Noise Reduction System is an optional module available with the basic SCADA configuration and it therefore requires the presence of a SGRE SCADA system to work. NRS Modes are noise curtailed modes enabled by the Noise Reduction System. The purpose of this system is to limit the noise emitted by any of the functioning turbines and thereby comply with local regulations regarding noise emissions. Noise reduction settings can be tailored to time of day as well as wind direction to offer the most suitable solution for a specific location.

Noise control is achieved through the optimization of active power and rotational speed of the wind turbine. This reduction is dependent on the wind speed. The Noise Reduction System controls the noise settings of each turbine to the most appropriate level at all times, in order to keep the noise emissions within the limits allowed.

The NRS Modes may not be applicable to all tower variants. Please contact Siemens Gamesa for further information.

Typical Sound Power Frequency Distribution
The information contained in the tables below is contained here for information purpose only. To the extent permitted by law, SGRE does not provide any warranty of any type, either express or implied, with respect to the information provided in this section. In no event will SGRE be liable for damages, including any general, special, incidental or consequential damages, arising out of the information contained in this section.

Typical spectra for L_{WA} in dB(A) re 1 pW for the corresponding centre frequencies are tabulated below for 6, 7, 8, 9, 10, 11 and 12 m/s referenced to hub height.

Wind speed [m/s]	1/1 octave band center frequencies							
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
6	82.3	88.3	90.7	90.9	93.3	93.9	89.2	75.4
7	85.7	91.7	94.1	94.3	96.7	97.3	92.6	78.8
8	87.5	92.6	94.8	95.0	97.4	98.0	93.3	79.5
9	88.1	92.7	94.7	94.9	97.3	97.9	93.2	79.4
10	88.1	92.7	94.7	94.9	97.3	97.9	93.2	79.4
11	88.1	92.7	94.7	94.9	97.3	97.9	93.2	79.4
12	88.1	92.7	94.7	94.9	97.3	97.9	93.2	79.4

Table 2: Typical 1/1 octave band spectrum for 63 Hz to 8 kHz for N3 setting

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved

Acoustic Emission for N7
SG 7.0-170, Rev. 0

Document ID and revision	Status	Date (yyyy-mm-dd)	Language
D4163483_R001	Released	2023-04-27	Engelish

Original or translation of
Original

File name
D4163483_R001_Standard Acoustic Emission Document, SG 7.0-170, Rev. 0_N7.pdf

Siemens Gamesa Renewable Energy S.A. Parque Tecnológico de Bizkaia, Edificio 222, 48170, Zamudio, Vizcaya, Spain
+34 944 03 73 52 – info@siemensgamesa.com – www.siemensgamesa.com

Disclaimer of liability and conditions of use

To the extent permitted by law, neither Siemens Gamesa Renewable Energy A/S nor any of its affiliates in the Siemens Gamesa group including Siemens Gamesa Renewable Energy S.A. and its subsidiaries (hereinafter "SGRE") gives any warranty of any type, either express or implied, with respect to the use of this document or parts thereof other than the use of the document for its indented purpose. In no event will SGRE be liable for damages, including any general, special, incidental or consequential damages, arising out of the use of the document, the inability to use the document, the use of data embodied in, or obtained from, the document or the use of any documentation or other material accompanying the document except where the documents or other material accompanying the documents becomes part of an agreement between you and SGRE in which case the liability of SGRE will be regulated by the said agreement. SGRE reviews this document at regular intervals and includes appropriate amendments in subsequent issues. The intellectual property rights of this document are and remain the property of SGRE. SGRE reserves the right to update this documentation from time to time, or to change it without prior notice.

Table of Contents

1. Acoustic Emission.. 2

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved

1. Acoustic Emission

Typical Sound Power Levels
The sound power levels are presented with reference to the code IEC 61400-11 ed. 3.1 (2018) based on hub height. The sound power levels (L_{WA}) presented are valid for the corresponding wind speeds referenced to the hub height.

Wind speed [m/s]	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Up to cut-out
N7	91.0	91.0	95.5	99.4	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

Table 1: Acoustic emission, L_{WA} [dB(A) re 1 pW] (10 Hz to 10 kHz)

Low Noise Operations
The Noise Reduction System is an optional module available with the basic SCADA configuration and it therefore requires the presence of a SGRE SCADA system to work. NRS Modes are noise curtailed modes enabled by the Noise Reduction System. The purpose of this system is to limit the noise emitted by any of the functioning turbines and thereby comply with local regulations regarding noise emissions. Noise reduction settings can be tailored to time of day as well as wind direction to offer the most suitable solution for a specific location.

Noise control is achieved through the optimization of active power and rotational speed of the wind turbine. This reduction is dependent on the wind speed. The Noise Reduction System controls the noise settings of each turbine to the most appropriate level at all times, in order to keep the noise emissions within the limits allowed.

The NRS Modes may not be applicable to all tower variants. Please contact Siemens Gamesa for further information.

Typical Sound Power Frequency Distribution
The information contained in the tables below is contained here for information purpose only. To the extent permitted by law, SGRE does not provide any warranty of any type, either express or implied, with respect to the information provided in this section. In no event will SGRE be liable for damages, including any general, special, incidental or consequential damages, arising out of the information contained in this section.

Typical spectra for L_{WA} in dB(A) re 1 pW for the corresponding centre frequencies are tabulated below for 6, 7, 8, 9, 10, 11 and 12 m/s referenced to hub height.

Wind speed [m/s]	1/1 octave band center frequencies							
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
6	82.3	88.3	90.7	90.9	93.3	93.9	89.2	75.4
7	84.2	89.1	91.3	91.5	93.9	94.5	89.8	76.0
8	85.7	89.3	91.2	91.4	93.8	94.4	89.7	75.9
9	86.3	89.3	91.2	91.4	93.8	94.4	89.7	75.9
10	86.3	89.3	91.2	91.4	93.8	94.4	89.7	75.9
11	86.3	89.3	91.2	91.4	93.8	94.4	89.7	75.9
12	86.3	89.3	91.2	91.4	93.8	94.4	89.7	75.9

Table 2: Typical 1/1 octave band spectrum for 63 Hz to 8 kHz for N7 setting

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A., 2023. All rights reserved

Developer Package
SG 7.0-170

Document ID and revision	Status	Date (yyyy-mm-dd)	Language
D4114511/004	Approved	2024-02-29	en-US

Original or translation of
Original

File name
D4114511_004 SGRE ON Siemens Gamesa 5.X Developer Package.docx/.pdf

Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U Parque Tecnológico de Bizkaia, Edificio 222, 48170, Zamudio, Vizcaya, Spain
+34 944 03 73 52 – info@siemensgamesa.com – www.siemensgamesa.com

Disclaimer of liability and conditions of use

To the extent permitted by law, neither Siemens Gamesa Renewable Energy A/S nor any of its affiliates in the Siemens Gamesa group including Siemens Gamesa Renewable Energy S.A. and its subsidiaries (hereinafter "SGRE") gives any warranty of any type, either express or implied, with respect to the use of this document or parts thereof other than the use of the document for its indented purpose. In no event will SGRE be liable for damages, including any general, special, incidental or consequential damages, arising out of the use of the document, the inability to use the document, the use of data embodied in, or obtained from, the document or the use of any documentation or other material accompanying the document except where the documents or other material accompanying the documents becomes part of an agreement between you and SGRE in which case the liability of SGRE will be regulated by the said agreement. SGRE reviews this document at regular intervals and includes appropriate amendments in subsequent issues. The intellectual property rights of this document are and remain the property of SGRE. SGRE reserves the right to update this documentation from time to time, or to change it without prior notice.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

Application of the Developer Package

The Developer Package serves the purpose of informing customers about the latest planned product development from Siemens Gamesa Renewable Energy A/S and its affiliates in the Siemens Gamesa group including Siemens Gamesa Renewable Energy S.A. and its subsidiaries (hereinafter "SGRE"). By sharing information about coming developments, SGRE can ensure that customers are provided with necessary information to make decisions.

Furthermore, the Developer Package can assist in guiding prospective customers with the indicated technical footprint of the SG 7.0-170 and the different product variants in cases where financial institutes, governing bodies, or permitting entities require product specific information in their decision processes.

All technical data contained in the Developer Package is subject to change owing to ongoing technical developments of the wind turbine. Consequently, SGRE and its affiliates reserve the right to change the below specifications without prior notice. Information contained within the Developer Package may not be treated separately or out of the context of the Developer Package.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

Table of contents

Application of the Developer Package..2
1. Introduction..4
2. Technical Description..5
3. Technical Specification..7
4. Nacelle Arrangement..10
5. Nacelle Dimensions..11
6. Elevation Drawing..12
7. Blade Drawing..14
8. Tower Dimensions..15
9. Design Climatic Conditions..17
10. Power Derating Curves by Ambient Temperature..19
11. Flexible Rating Specification ®..27
12. Acoustic Emission..29
13. Standard Power Curve, Application Mode - AM 0..30
14. Standard Ct Curve, Application Mode - AM 0..33
15. Electrical Specification..35
16. Simplified Single Line Diagram..36
17. Transformer Specification 20kV..37
18. Transformer Specification ECO 30 kV..38
19. Transformer specification 60Hz 34.5 kV..39
20. Switchgear Specifications..40
21. Grid Connection Capabilities..43
22. Reactive Power Capacity - 50&60Hz..49
23. SCADA System Description..54
24. Codes and Standards..56
25. Ice Detection System and Operations with Ice..58

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

1. Introduction

The SG 7.0-170 is a new variant of the next generation Siemens Gamesa Onshore Geared product platform called Siemens Gamesa 5.X, which builds directly on the SG 6.6-170 variant.

With an updated 83.3 m blade, an upgraded gearbox and an extensive tower portfolio including hub heights ranging from115 m to 165 m, the SG 7.0-170 aims at becoming a new benchmark in the market for efficiency and profitability.

This Developer Package describes the turbine technical specifications and provides information for the main components and subsystems.

For further information, please contact your regional SGRE Sales Manager.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

2. Technical Description

2.1. Rotor-Nacelle
The rotor is a three-bladed construction, mounted upwind of the tower. The power output is controlled by pitch and torque demand regulation. The rotor speed is variable and is designed to maximize the power output while maintaining loads and noise level.

The nacelle load carrying structure is designed to transfer the rotor loading to the tower, and the nacelle rear end support structure is designed as a lattice structure. The nacelle has been designed for safe access to all service points during scheduled service.

2.2. Blades
Siemens Gamesa 5.X blades are made up of fiberglass infusion & carbon pultruded-molded components. The blade structure uses aerodynamic shells containing embedded spar-caps, bonded to two main epoxy-fiberglass-balsa/foam-core shear webs. The Siemens Gamesa 5.X blades use a blade design based on SGRE proprietary airfoils. The blade can be delivered in a single piece option.

2.3. Rotor Hub
The rotor hub is cast in nodular cast iron and is fitted to the drive train low speed shaft with a flange connection. The hub is sufficiently large to provide room for service technicians during maintenance of blade roots and pitch bearings from inside the structure.

2.4. Drive train
The drive train is a 4-points suspension concept: main shaft with two main bearings and the gearbox with two torque arms assembled to the main frame.

The gearbox is in cantilever position; the gearbox planet carrier is assembled to the main shaft by means of a flange bolted joint and supports the gearbox.

2.5. Main Shaft
The low speed main shaft is casted and transfers the torque of the rotor to the gearbox and the bending moments to the bedframe via the main bearings and main bearing housings.

2.6. Main Bearings
The low speed shaft of the wind turbine is supported by two tapered roller bearings. The bearings are grease lubricated.

2.7. Gearbox
The gearbox is 3 stages high speed type (2 planetary + 1 parallel).

2.8. Generator
The generator is a doubly-fed asynchronous three phase generator with a wound rotor, connected to a frequency PWM converter. Generator stator and rotor are both made of stacked magnetic laminations and formed windings. Generator is cooled by air.

2.9. Mechanical Brake
The mechanical brake is fitted to the non-drive end of the gearbox.

2.10. Yaw System
A cast bed frame connects the drive train to the tower. The yaw bearing is an externally geared ring with a friction bearing. A series of electric planetary gear motors drives the yawing.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

2.11. Nacelle Cover
The weather screen and housing around the machinery in the nacelle is made of fiberglass-reinforced laminated panels.

2.12. Tower
The wind turbine is as standard mounted on a tapered tubular steel tower. Other tower technologies are available. The tower has internal ascent and direct access to the yaw system and nacelle. It is equipped with platforms and internal electric lighting.

2.13. Controller
The wind turbine controller is a microprocessor-based industrial controller. The controller is complete with switchgear and protection devices and is self-diagnosing.

2.14. Converter
Connected directly with the Rotor, the Frequency Converter is a back to back 4Q conversion system with 2 VSC in a common DC-link. The Frequency Converter allows generator operation at variable speed and voltage, while supplying power at constant frequency and voltage to the MV transformer.

2.15. SCADA
The wind turbine provides connection to the SGRE SCADA system. This system offers remote control and a variety of status views and useful reports from a standard internet web browser. The status views present information including electrical and mechanical data, operation and fault status, meteorological data and grid station data.

2.16. Turbine Condition Monitoring
In addition to the SGRE SCADA system, the wind turbine can be equipped with the unique SGRE condition monitoring setup. This system monitors the vibration level of the main components and compares the actual vibration spectra with a set of established reference spectra. Review of results, detailed analysis and reprogramming can all be carried out using a standard web browser.

2.17. Operation Systems
The wind turbine operates automatically. It is self-starting when the aerodynamic torque reaches a certain value. Below rated wind speed, the wind turbine controller fixes the pitch and torque references for operating in the optimum aerodynamic point (maximum production) taking into account the generator capability. Once rated wind speed is surpassed, the pitch position demand is adjusted to keep a stable power production equal to the nominal value.

If high wind derated mode is enabled, the power production is limited once the wind speed exceeds a threshold value defined by design, until cut-out wind speed is reached and the wind turbine stops producing power.

If the average wind speed exceeds the maximum operational limit, the wind turbine is shut down by pitching of the blades. When the average wind speed drops back below the restart average wind speed, the systems reset automatically.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

3. Technical Specification

Rotor	
Type	3-bladed, horizontal axis
Position	Upwind
Diameter	170 m
Swept area	22,698 m²
Power regulation	Pitch & torque regulation with variable speed
Rotor tilt	6 degrees

Blade	
Type	Self-supporting
Blade length	83,5 m
Max chord	4.5 m
Aerodynamic profile	Siemens Gamesa proprietary airfoils
Material	GRP (Glass-fibre reinforced plastic) - CRP (Carbon reinforced plastic)
Surface gloss	Semi-gloss, < 30 / ISO2813
Surface color	Light grey, RAL 7035 or White, RAL 9018

Aerodynamic Brake	
Type	Full span pitching
Activation	Active, hydraulic

Load-Supporting Parts	
Hub	Nodular cast iron
Main shaft	Nodular cast iron
Nacelle bed frame	Nodular cast iron

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

Mechanical Brake	
Type	Hydraulic disc brake
Position	Gearbox rear end

Nacelle Cover	
Type	Totally enclosed
Surface gloss	Semi-gloss, <30 / ISO2813
Color	Light Grey, RAL 7035 or White, RAL 9018

Generator	
Type	Asynchronous, DFIG

Grid Terminals (LV)	
Baseline nominal power	7.0MW
Voltage	690 V
Frequency	50 Hz or 60 Hz

Yaw System	
Type	Active
Yaw bearing	Externally geared
Yaw drive	Electric gear motors
Yaw brake	Active friction brake

Controller	
Type	Siemens Integrated Control System (SICS)
SCADA system	MySite360

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

Tower	
Type	Tubular steel / Hybrid
Hub height	115m to 185 m and site-specific
Corrosion protection	Painted
Surface gloss	Semi-gloss, <30 / ISO2813
Color	Light Grey, RAL 7035 or White, RAL 9018, RAL 9018

Operational Data	
Cut-in wind speed	3 m/s
Rated wind speed	11.5 m/s (steady wind without turbulence, as defined by IEC61400-1)
Cut-out wind speed	25 m/s
Restart wind speed	22 m/s

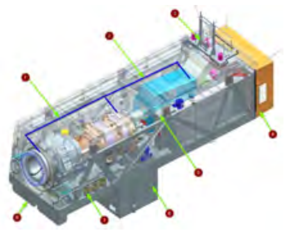
Weight	
Modular approach	Different modules depending on restriction

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

4. Nacelle Arrangement

The design and layout of the nacelle are preliminary and may be subject to changes during the development of the product.

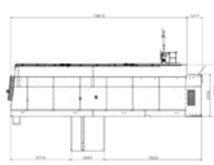
1. LSS area (Main shaft, Bearings, Bearing housing,Spool flange, Gearbox)
2. HSS area (Couplings, Brake assembly, WTG)
3. External Equipments
4. Cooler room
5. Cabinets
6. TU
7. Bedframe and Yaw motors with ring
8. Air intake filter box

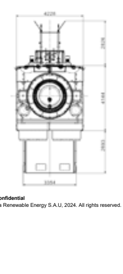


© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

5. Nacelle Dimensions

The design and dimensions of the Nacelle are preliminary and may be subject to changes during the development of the SGRE product.

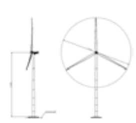




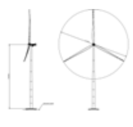
© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

6. Elevation Drawing

6.1. SG 7.0-170 T115 m



6.2. SG 7.0-170 T135 m



© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

6.3. SG 7.0-170 155 m

6.4. SG 7.0-170 165 m

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

7. Blade Drawing

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

8. Tower Dimensions

SG 7.0-170 is offered with an extensive tower portfolio ranging from 115m-185m. All towers are designed in compliance with local logistics requirements. Information about other tower heights and logistic will be available upon request.

8.1. Tower hub height 112.5m. Tapered tubular steel tower

T112.5-50A_Rev00e	Section 1	Section 2	Section 3	Section 4	Section 5	Section 6
External diameter upper flange (m)	4,550	4,547	4,543	4,543	4,547	3,380
External diameter lower flange (m)	4,550	4,550	4,547	4,543	4,543	4,547
Section's height (m)	9,004	14,000	16,800	21,560	23,240	25,300
Flange type [bottom-top]	T-T	T-L	L-L	L-L	L-L	L-Top
Total weight (kg)	64,412	71,787	67,785	66,546	54,955	56,873
Total Tower weight (kg)	382358					

8.2. Tower hub height 115m. Tapered tubular steel tower

T115-510A	Section 1	Section 2	Section 3	Section 4	Section 5
External diameter upper flange (m)	4,700	4,533	4,526	4,272	3,380
External diameter lower flange (m)	4,700	4,700	4,533	4,526	4,272
Section's height (m)	13,405	17,640	21,840	27,720	31,809
Flange type [bottom-top]	T-T	T-L	L-L	L-L	L-Top
Total weight (kg)	89904	81210	77658	72825	69646
Total Tower weight (kg)	391243				

8.3. Tower hub height 115m (Dibt). Tapered tubular steel tower

T115-57B_Rev00a	Section 1	Section 2	Section 3	Section 4	Section 5
External diameter upper flange (m)	4,500	4,393	4,385	4,020	3,380
External diameter lower flange (m)	4,500	4,500	4,393	4,385	4,020
Section's height (m)	12,292	16,520	22,400	29,120	30,082
Flange type [bottom-top]	T-T	T-L	L-L	L-L	L-Top
Total weight (kg)	83,056	80,951	83,628	76,702	59,769
Total Tower weight (kg)	384107				

*Raised foundation (2m) not included in Tower Height

8.4. Tower hub height 135m. Tapered tubular steel tower

T135.0-55A	Section 1	Section 2	Section 3	Section 4	Section 5	Section 6
External diameter upper flange (m)	5,447	5,442	5,438	5,432	4,801	3,380
External diameter lower flange (m)	5,450	5,447	5,442	5,438	5,432	4,801
Section's height (m)	10,334	14,840	17,920	23,240	31,080	35,000
Flange type [bottom-top]	T-T	T-L	L-L	L-L	L-L	L-Top
Total weight (kg)	82,296	77,001	76,498	82,117	83,265	74,502
Total Tower weight (kg)	475679					

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

8.5. Tower hub height 155m. Tapered tubular steel tower

T155-53A	Section 1	Section 2	Section 3	Section 4	Section 5	Section 6	Section 7
External diameter upper flange (m)	5,800	5,610	5,607	4,760	4,086	3,373	3,383
External diameter lower flange (m)	5,800	5,800	5,610	5,607	4,760	4,086	3,373
Section's height (m)	11,480	15,680	19,600	21,840	24,080	25,480	34,450
Flange type [bottom-top]	T-T	T-L	L-L	L-L	L-L	L-L	L-Top
Total weight (kg)	95,483	95,061	95,842	93,322	89,936	84,459	87,697
Total Tower weight (kg)	641800						

8.6. Tower hub height 165m. Tapered tubular steel tower

T165.0-59A	Section 1	Section 2	Section 3	Section 4	Section 5	Section 6	Section 7	Section 8
External diameter upper flange (m)	5828	5657	5755	5752	5203	4597	3989	3380
External diameter lower flange (m)	5800	5828	5657	5755	5752	5203	4597	3989
Section's height (m)	10500	14280	17920	19880	22680	24920	24920	27304
Flange type [bottom-top]	T-T	T-L	L-L	L-L	L-L	L-L	L-L	L-Top
Total weight (kg)	94581	95296	94630	90181	88927	83931	70075	64004
Total Tower weight (kg)	681625							

8.7. Tower hub height 165m. Hybrid concrete tower

T165-55C-MB_Rev01a	Concrete	Section 1	Section 2
External diameter upper flange (m)	4,528	4,292	3,380
External diameter lower flange (m)	9,148	4,301	4,292
Section's height (m)	94,69 1)	29,710	36,000
Flange type [bottom-top]		L-L	L-Top
Total weight (kg)		81658	70750
Total Tower weight (kg)		152408	

[1)] Raised foundation (2,3m) not included in concrete height

8.8. Tower hub height 185m. Hybrid concrete tower

T185-50B-MB	Concrete	Section 1	Section 2
External diameter upper flange (m)	4.528	4.293	3.380
External diameter lower flange (m)	10.128	4.301	4.293
Section's height (m)	114,300 [1)]	30.055	36.000
Flange type [bottom-top]		L-L	L-Top
Total weight (kg)		82600	74861
Total Tower weight (kg)		157461	

[1)] Raised foundation (2,3m) not included in concrete height

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

9. Design Climatic Conditions

The design climatic conditions are the boundary conditions at which the turbine can be applied without supplementary design review. The specification in this document applies to SG 7.0-170.

Applications of the wind turbine in more severe conditions may be possible, depending upon the overall circumstances.

The design climatic conditions in this document are the standard climatic conditions but there are tower configurations which are designed to specific climatic conditions. These conditions are documented as part of the specific tower documentation

All references made to standards such as the IEC and ISO are further specified in the document "Codes and Standards". The design lifetime presented in the below table only applies to the fatigue load analysis performed in accordance with the presented IEC code. The term design lifetime and the use thereof do not constitute any express and/or implied warranty for actual lifetime and/or against failures on the wind turbines. Please see document for "design lifetime of wind turbine components" for more information.

Subject	ID	Issue	Unit	Value
0. Design lifetime	0.0	Design lifetime definition	-	IEC 61400-1[1]
	0.1	Design lifetime	years	25
1. Wind, operation	1.1	Wind definitions	-	IEC 61400-1
	1.2	IEC class	-	2A
	1.3	Mean air density, ρ	kg/m³	1.225
	1.4	Mean wind speed, V_{ave}	m/s	8.5
	1.5	Weibull scale parameter, A	m/s	9.59
	1.6	Weibull shape parameter, k	-	2.0
	1.7	Wind shear exponent, α	-	0.20
	1.8	Reference turbulence intensity at 15 m/s, I_{ref}	-	0.16[2]
	1.9	Standard deviation of wind direction	Deg	-
	1.10	Maximum flow inclination	Deg	8.0
	1.11	Minimum turbine spacing, in rows	D	-
	1.12	Minimum turbine spacing, between rows	D	-
2. Wind, extreme	2.1	Wind definitions		IEC 61400-1
	2.2	Air density, ρ	kg/m³	1.225
	2.3	Reference wind speed average over 10 min at hub height, V_{ref}	m/s	42.5[3]
	2.4	Maximum 3 s gust in hub height, V_{e50}	m/s	59.5
	2.5	Maximum hub height power law index, α	-	0.11
	2.6	Storm turbulence	-	0.11
3. Temperature	3.1	Temperature definitions	-	IEC 61400-1
	3.2	Minimum temperature at 2 m, stand-still, $T_{min,s}$	Deg.C	-30
	3.3	Minimum temperature at 2 m, operation, $T_{min,o}$	Deg.C	-20
	3.4	Maximum temperature at 2 m, operation, $T_{max,o}$	Deg.C	40 [4,5]

[1] All mentioning of IEC 61400-1 refers to to IEC 61400-1:2018 Ed4.
[2] NTM and ETM as per IEC A
[3] EWM as per IEC 2
[4] Maximum power output may be limited after an extended period of operation with a power output close to nominal power. The limitation depends on air temperature and air density as further described in the High Temperature Ride Through specification.
[5] When ambient temperature exceeds 40deg turbine will go into extended operation. Turbine will not stop until component temperature thresholds are exceeded. Actual turbine stop is expected between 42-45deg.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

Subject	ID	Issue	Unit	Value
	3.5	Maximum temperature at 2 m, stand-still, $T_{max,s}$	Deg.C	50
4. Corrosion	4.1	Atmospheric-corrosivity category definitions	-	ISO 12944-2
	4.2	Internal nacelle environment (corrosivity category)	-	C3H (std) ≥C3H (high C)
	4.3	Exterior environment (corrosivity category)	-	C3H (std) ≥C3H (high C)
5. Lightning	5.1	Lightning definitions	-	IEC61400-24:2010
	5.2	Lightning protection level (LPL)	-	LPL 1
6. Dust	6.1	Dust definitions	-	IEC 60721-3-4:1995
	6.2	Working environmental conditions	mg/m³	Average Dust Concentration (95% time) → 0.05 mg/m³
	6.3	Concentration of particles	mg/m³	Peak Dust Concentration (95% time) → 0.5 mg/M³
7. Hail	7.1	Maximum hail diameter	mm	20
	7.2	Maximum hail falling speed	m/s	20
8. Ice	8.1	Ice definitions	-	-
	8.2	Ice conditions	Days/yr	7
9. Solar radiation	9.1	Solar radiation definitions	-	IEC 61400-1
	9.2	Solar radiation intensity	W/m²	1000
10. Humidity	10.1	Humidity definition	-	IEC 61400-1
	10.2	Relative humidity	%	Up to 95
11. Obstacles	11.1	If the height of obstacles within 500m of any turbine location height exceeds 1/3 of (H – D/2) where H is the hub height and D is the rotor diameter then restrictions may apply. Please contact Siemens Gamesa Renewable Energy for information on the maximum allowable obstacle height with respect to the site and the turbine type.		
12. Precipitation[6]	12.1	Annual precipitation	mm/yr	1100

[6] The specified maximum precipitation considers standard liquid Leading Edge Protection. For sites with higher annual precipitation and/or longer lifetime, it is recommended to consider optional reinforced Leading Edge Protection.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

10. Power Derating Curves by Ambient Temperature

10.1. Acronyms and Abbreviations

Table 1: Description of applied acronyms and abbreviations

Acronym/abbreviation	Description
AM	Application mode
ASL	Above Sea Level
HT	High Temperature configuration
NRS	Noise Reduction System
RPM	Rotations Per Minute
SG(RE)	Siemens Gamesa (Renewable Energy)
STD	Standard temperature configuration
Temp.	Temperature

10.2. SG 7.0-170 AM0 STD

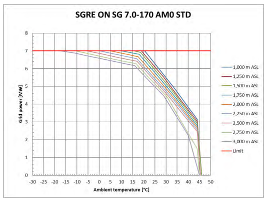


Figure 1: SG 7.0-170 AM0 STD power derating curves by ambient temperature and altitude

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

Table 2: SG 7.0-170 AM0 STD grid power as function of ambient temperature and altitude

SGRE ON SG 7.0-170 AM0 STD	7.00 MW	9.22 RPM											
Altitude		1,000 m ASL											
Temp.	°C	20	20.5	25.5	34	39	44	46					
Power	MW	7	6.99	6.2	4.86	4	3.15	0					
Load	-	1	1	0.89	0.69	0.57	0.45	0					
Altitude		1,250 m ASL											
Temp.	°C	19	21	23	25	27	29	34.5	37.5	40.5	44	46	
Power	MW	7	6.7	6.4	6.1	5.8	5.51	4.6	4.1	3.6	3.03	0	
Load	-	1	0.96	0.91	0.87	0.83	0.79	0.66	0.59	0.51	0.43	0	
Altitude		1,500 m ASL											
Temp.	°C	15.5	18.5	32.5	38	44	46						
Power	MW	7	6.92	4.81	3.9	2.92	0						
Load	-	1	0.99	0.69	0.56	0.42	0						
Altitude		1,750 m ASL											
Temp.	°C	10	18	27.5	32.5	36	41.5	44	45.5				
Power	MW	7	6.8	5.4	4.67	4.1	3.2	2.8	0				
Load	-	1	0.97	0.77	0.67	0.59	0.46	0.4	0				
Altitude		2,000 m ASL											
Temp.	°C	5	12.5	17.5	21.5	25	28.5	31.5	34.5	37	39.5	44	45.5
Power	MW	7	6.8	6.67	6.1	5.6	5.1	4.68	4.2	3.8	3.4	2.69	0
Load	-	1	0.97	0.95	0.87	0.8	0.73	0.67	0.6	0.54	0.49	0.38	0
Altitude		2,250 m ASL											
Temp.	°C	0	7.5	17	19.5	24.5	29.5	33.5	37.5	44	45.5		
Power	MW	7	6.8	6.55	6.2	5.5	4.8	4.24	3.6	2.58	0		
Load	-	1	0.97	0.94	0.89	0.79	0.69	0.61	0.51	0.37	0		
Altitude		2,500 m ASL											
Temp.	°C	-5.5	2	9.5	17	25	31	34	38.5	44	45.5		
Power	MW	7	6.8	6.6	6.41	5.3	4.47	4	3.3	2.46	0		
Load	-	1	0.97	0.94	0.92	0.76	0.64	0.57	0.47	0.35	0		
Altitude		2,750 m ASL											
Temp.	°C	-10.5	0.5	4	11.5	16.5	21.5	24.5	30.5	36.5	44	45	
Power	MW	7	6.7	6.6	6.4	6.27	5.6	5.2	4.4	3.1	1.49	0	
Load	-	1	0.96	0.94	0.91	0.9	0.8	0.74	0.63	0.44	0.21	0	
Altitude		3,000 m ASL											
Temp.	°C	-17.5	-11	-4.5	-0.5	7	10.5	16	21	29	40	45	
Power	MW	7	6.88	6.7	6.6	6.4	6.3	6.16	5.5	4.47	2.25	0	
Load	-	1	0.98	0.96	0.94	0.91	0.9	0.88	0.79	0.64	0.32	0	

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

Table 3: SG 7.0-170 AM0 STD ambient temperature as function of grid power and altitude

SGRE ON SG 7.0-170 AM0 STD 7.00 MW 9.22 RPM

Altitude (m ASL) / Power (MW)	1,000	1,250	1,500	1,750	2,000	2,250	2,500	2,750	3,000
	Ambient temperature (°C)								
7.0	-20	-20	-20	-20	-20	-20	-20	-20	-20
7.0	20	19	15.5	10	5	0	-5.5	-10.5	-17.5
6.9	21	19.5	18.5	14	8.5	3.5	-2	-7	-12.5
6.8	21.5	20	19	18	12.5	7.5	2	-3.5	-8
6.7	22	21	19.5	18.5	16	11	5.5	0.5	-4.5
6.6	22.5	21.5	20.5	19	17.5	15	9.5	4	-0.5
6.5	23.5	22	21	20	18.5	17	13.5	7.5	3
6.4	24	23	21.5	20.5	19	18	17	11.5	7
6.3	24.5	23.5	22.5	21	20	18.5	17.5	15	10.5
6.2	25.5	24	23	22	20.5	19.5	18.5	17	14.5
6.1	26	25	23.5	22.5	21.5	20	19	17.5	16
6.0	26.5	25.5	24.5	23	22	20.5	19.5	18.5	17
5.9	27	26	25	24	22.5	21.5	20.5	19	18
5.8	28	27	25.5	24.5	23.5	22	21	20	18.5
5.7	28.5	27.5	26.5	25	24	23	22	20.5	19.5
5.6	29	28	27	26	25	23.5	22.5	21.5	20
5.5	29.5	29	27.5	26.5	25.5	24.5	23.5	22	21
5.4	30.5	29.5	28.5	27.5	26	25	24	23	21.5
5.3	31	30	29	28	27	25.5	25	23.5	22.5
5.2	31.5	30.5	29.5	28.5	27.5	26.5	25.5	24.5	23
5.1	32	31	30.5	29.5	28.5	27	26	25	24
5.0	33	32	31	30	29	28	27	26	24.5
4.9	33.5	32.5	31.5	30.5	29.5	28.5	27.5	26.5	25.5
4.8	34	33	32.5	31.5	30.5	29.5	28.5	27.5	26
4.7	34.5	33.5	33	32	31	30	29	28	27
4.6	35.5	34.5	33.5	32.5	32	30.5	30	29	28
4.5	36	35	34	33.5	32.5	31.5	30.5	29.5	28.5
4.4	36.5	35.5	34.5	34	33	32	31	30.5	29
4.3	37	36	35.5	34.5	33.5	33	32		29.5
4.2	37.5	36.5	36	35	34.5	33.5	32.5	31	30
4.1	38	37.5	36.5	36	35	34	33	31.5	30.5
4.0	39	38	37	36.5	35.5	35	34	32	31
3.9	39.5	38.5	38	37	36	35.5	34.5	32.5	31.5
3.8	40	39	38.5	37.5	37	36	35	33	32
3.7	40.5	39.5	39	38	37.5	36.5	35.5	33.5	32.5
3.6	41	40.5	39.5	39	38	37.5	36.5	34	33
3.5	41.5	41	40	39.5	38.5	38	37	34.5	33.5
3.4	42.5	41.5	41	40	39.5	38.5	37.5	35	34
3.3	43	42	41.5	40.5	40	39	38.5	35.5	34.5

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

SGRE ON SG 7.0-170 AM0 STD 7.00 MW 9.22 RPM

Altitude (m ASL) / Power (MW)	1,000	1,250	1,500	1,750	2,000	2,250	2,500	2,750	3,000
	Ambient temperature (°C)								
3.2	43.5	42.5	42	41.5	40.5	40	39	36	35
3.1	44	43.5	42.5	42	41	40.5	39.5	36.5	35.5
3.0		44	43.5	42.5	42	41	40.5		36
2.9			44	43	42.5	41.5	41	37	36.5
2.8				44	43	42.5	41.5	37.5	37
2.7					43.5	43	42	38	37.5
2.6					44	43.5	43	38.5	38
2.5						44	43.5	39	38.5
2.4							44	39.5	39
2.3	44.5							40	39.5
2.2		44.5						40.5	40
2.1			44.5					41	
2.0								41.5	40.5
1.9								42	
1.8				44.5				42.5	41
1.7					44.5	44.5		43	
1.6							44.5		
1.5	45	45						43.5	41.5
1.4			45					44	
1.3									42
1.1									42.5
0.9				45					43
0.8					45	45	45		
0.7	45.5	45.5	45.5					44.5	
0.6									43.5
0.4									44
0.2									44.5
0.0	46	46	46	45.5	45.5	45.5	45.5	45	45

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

10.3. SG 7.0-170 AM0 HT

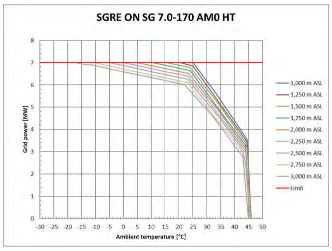


Figure 2: SG 7.0-170 AM0 HT power derating curves by ambient temperature and altitude

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

Table 4: SG 7.0-170 AM0 HT grid power as function of ambient temperature and altitude

SGRE ON SG 7.0-170 AM0 HT	7.00 MW	9.22 RPM										
Altitude		1,000 m ASL										
Temp.	°C	25	33	44.5	46							
Power	MW	7	5.66	3.55	0							
Load	-	1	0.81	0.51	0							
Altitude		1,250 m ASL										
Temp.	°C	20.5	25	27	31	35	39	44	44.5	46		
Power	MW	7	6.85	6.5	5.8	5.1	4.4	3.53	3.38	0		
Load	-	1	0.98	0.93	0.83	0.73	0.63	0.5	0.48	0		
Altitude		1,500 m ASL										
Temp.	°C	15.5	24	27	29.5	34	39.5	44	44.5	46		
Power	MW	7	6.78	6.3	5.9	5.18	4.2	3.4	3.16	0		
Load	-	1	0.97	0.9	0.84	0.74	0.6	0.49	0.45	0		
Altitude		1,750 m ASL										
Temp.	°C	10.5	18	24	29	35.5	38.5	44	45.5			
Power	MW	7	6.8	6.64	5.8	4.7	4.2	3.28	0			
Load	-	1	0.97	0.95	0.83	0.67	0.6	0.47	0			
Altitude		2,000 m ASL										
Temp.	°C	5	16.5	23.5	30	34	38.5	44	45.5			
Power	MW	7	6.7	6.52	5.5	4.88	4.1	3.16	0			
Load	-	1	0.96	0.93	0.79	0.7	0.59	0.45	0			
Altitude		2,250 m ASL										
Temp.	°C	0	11.5	15	23	29.5	34	40	44	45.5		
Power	MW	7	6.7	6.6	6.4	5.45	4.7	3.7	3.04	0		
Load	-	1	0.96	0.94	0.91	0.78	0.67	0.53	0.43	0		
Altitude		2,500 m ASL										
Temp.	°C	-5	2.5	10	17.5	23	28	34	43	44	45.5	
Power	MW	7	6.8	6.6	6.4	6.26	5.5	4.59	3.1	2.46	0	
Load	-	1	0.97	0.94	0.91	0.89	0.79	0.66	0.44	0.35	0	
Altitude		2,750 m ASL										
Temp.	°C	-10.5	0.5	8	15.5	23	30	34.5	39	43	45	
Power	MW	7	6.7	6.5	6.3	6.1	5	4.3	3.6	2.98	0	
Load	-	1	0.96	0.93	0.9	0.87	0.71	0.61	0.51	0.43	0	
Altitude		3,000 m ASL										
Temp.	°C	-17	-13.5	-11.5	-4	3.5	11	22	28.5	32	43	45
Power	MW	7	6.9	6.9	6.7	6.5	6.3	6.01	5.1	4.61	2.78	0
Load	-	1	0.99	0.99	0.96	0.93	0.9	0.86	0.73	0.66	0.4	0

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

Table 5: SG 7.0-170 AM0 HT ambient temperature as function of grid power and altitude

SGRE ON SG 7.0-170 AM0 HT 7.00 MW 9.22 RPM

Altitude (m ASL) / Power (MW)	1,000	1,250	1,500	1,750	2,000	2,250	2,500	2,750	3,000
	Ambient temperature (°C)								
7.0	-20	-20	-20	-20	-20	-20	-20	-20	-20
7.0	25	20.5	15.5	10.5	5	0	-5	-10.5	-17
6.9	25.5	23.5	19	14	8.5	3.5	-1.5	-7	-11.5
6.8	26	25	23	18	12.5	7.5	2.5	-3.5	-8
6.7	26.5	25.5	24.5	21.5	16.5	11.5	6	0.5	-4
6.6	27	26	25	24	20	15	10	4	-0.5
6.5	27.5	27	25.5	24.5	23.5	19	13.5	8	3.5
6.4	28.5	27.5	26	25	24	23	17.5	11.5	7
6.3	29	28	27	26	24.5	23.5	21	15.5	11
6.2	29.5	28.5	27.5	26.5	25.5	24	23	19	14.5
6.1	30	29	28	27	26	25	24	23	18.5
6.0	30.5	29.5	28.5	27.5	26.5	25.5	24.5	23.5	22
5.9	31.5	30	29.5	28	27	26	25	24	22.5
5.8	32	31	30	29	28	27	26	24.5	23.5
5.7	32.5	31.5	30.5	29.5	28.5	27.5	26.5	25.5	24
5.6	33	32	31	30	29	28	27	26	24.5
5.5	33.5	32.5	32	30.5	30	29	28	26.5	25.5
5.4	34	33	32.5	31	30.5	29.5	28.5	27	26
5.3	34.5	33.5	33	31.5	31	30	29	28	27
5.2	35.5	34	33.5	32.5	31.5	31	29.5	28.5	27.5
5.1	36	35	34	33	32.5	31.5	30.5	29	28.5
5.0	36.5	35.5	35	33.5	33	32	31	30	29
4.9	37	36	35.5	34	33.5	32.5	31.5	30.5	29.5
4.8	37.5	36.5	36	34.5	34	33	32.5	31	30.5
4.7	38	37	36.5	35.5	35	34	33	31.5	31
4.6	38.5	37.5	37	36	35.5	34.5	33.5	32.5	32
4.5	39	38	37.5	36.5	36	35	34.5	33	32.5
4.4	39.5	39	38	37	36.5	35.5	35	33.5	33
4.3	40	39.5	38.5	37.5	37	36	35.5	34.5	33.5
4.2	40.5	40	39.5	38.5	37.5	37	36	35	34
4.1	41.5	40.5	40	39	38.5	37.5	36.5	35.5	35
4.0	42	41	40.5	39.5	39	38	37.5	36	35.5
3.9	42.5	41.5	41	40	39.5	38.5	38	37	36
3.8	43	42	41.5	40.5	40	39	38.5	37.5	36.5
3.7	43.5	43	42	41.5	40.5	40	39	38	37
3.6	44	43.5	42.5	42	41	40.5	39.5	39	38
3.5	44.5	44	43	42.5	42	41	40.5	39.5	38.5
3.4			44	43	42.5	41.5	41	40	39

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

SGRE ON SG 7.0-170 AM0 HT 7.00 MW 9.22 RPM

Altitude (m ASL) / Power (MW)	1,000	1,250	1,500	1,750	2,000	2,250	2,500	2,750	3,000
	Ambient temperature (°C)								
3.3		44.5		43.5	43	42	41.5	40.5	39.5
3.2				44	43.5	43	42	41.5	40
3.1			44.5		44	43.5	43	42	41
3.0						44		42.5	41.5
2.9								43	42
2.8									42.5
2.7							43.5		43
2.4							44		
2.3	45								
2.2		45						43.5	
2.1			45	44.5	44.5				
2.0						44.5			43.5
1.6							44.5		
1.4								44	
1.3									44
1.1	45.5	45.5							
1.0			45.5	45	45	45			
0.8							45		
0.7								44.5	
0.6									44.5
0.0	46	46	46	45.5	45.5	45.5	45.5	45	45

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

11. Flexible Rating Specification ®

The SG 7.0-170 is offered with various operational modes that are achieved through the flexible operating capacity of the product, enabling the configuration of an optimal power rating that is best suited for each wind farm. The operating modes are broadly divided into two categories: Application Modes and Noise Reduction System Modes[7].

11.1. Application Modes

Application Modes ensure optimal turbine performance with maximum power rating allowed by the structural and electrical systems of the turbine. There are multiple Application Modes, offering flexibility of different power ratings. All Application Modes are part of the turbine Certificate. The SG 7.0-170 can offer increased operation flexibility with modes based on AM 0 with reduced power rating. These modes are created with same noise performance of the corresponding Application Mode 0 but with decreased power rating and improved temperature de-rating than the corresponding Application Mode 0. In addition, the turbine's electrical performance is constant for the full set of application modes, as shown on the table below.

The SG 7.0-170 is designed with a base wind class, applicable to AM 0, of IEC IIA for 25 years lifetime. All other Application Modes may be analysed for more demanding site conditions.

11.2. Full list of Application Modes SG 7.0-170

Rotor Configuration	Application mode	Rating [MW]	Noise [dB(A)]	Power Curve Document	Acoustic Emission Document	Electrical Performance			Max temperature With Max active power and electrical capabilities
						Cos Phi	Voltage Range	Frequency range	
SG 7.0-170	AM 0	7.0	107.0	D4085214	D4180265	0.90	[0.98,1.12] Un	[0.97, 1.025] Fn	20°C
SG 7.0-170	AM-1	6.9	107.0	D4145145	D4180265	0.90	[0.98,1.12] Un	[0.97, 1.025] Fn	20.5°C
SG 7.0-170	AM-2	6.8	107.0	D4145147	D4180265	0.90	[0.98,1.12] Un	[0.97, 1.025] Fn	23.5°C
SG 7.0-170	AM-3	6.7	107.0	D4145156	D4180265	0.90	[0.98,1.12] Un	[0.97, 1.025] Fn	26.0°C
SG 7.0-170	AM-4	6.6	107.0	D4145161	D4180265	0.90	[0.98,1.12] Un	[0.97, 1.025] Fn	28.0°C
SG 7.0-170	AM-5	6.5	107.0	D4145162	D4180265	0.90	[0.98,1.12] Un	[0.97, 1.025] Fn	29.5°C
SG 7.0-170	AM-6	6.4	107.0	D4145163	D4180265	0.90	[0.98,1.12] Un	[0.97, 1.025] Fn	30.5°C

[7] It should be noted that the definition of various modes as described in this chapter is applicable in combination with standard temperature limits and grid capabilities of the turbine. Please refer to High Temperature Power De-rating Specification and Reactive Power Capability Document for more information

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

11.3. Noise Reduction System (NRS) Modes ®

The Noise Reduction System is an optional module available with the basic SCADA configuration and it therefore requires the presence of a Mysite360 system to work. NRS Modes are noise curtailed modes enabled by the Noise Reduction System. The purpose of this system is to limit the noise emitted by any of the functioning turbines and thereby comply with local regulations regarding noise emissions.

Noise control is achieved through the reduction of active power and rotational speed of the wind turbine. This reduction is dependent on the wind speed. The Noise Reduction System always controls the noise settings of each turbine to the most appropriate level, in order to keep the noise emissions within the limits allowed. Sound Power Levels correspond to the wind turbine configuration equipped with noise reduction add-ons attached to the blade.

11.4. List of NRS Modes SG 7.0-170

Rotor Configuration	NRS Mode	Rating [MW]	Noise [dB(A)]	Power Curve Document	Acoustic Emission Document	Max temperature With Max active power and electrical capabilities[8]
SG 7.0-170	N1	6600	106.0	D4157051	D4163479	20°C
SG 7.0-170	N2	6500	105.5	D4157052	D4163480	20°C
SG 7.0-170	N3	5550	103.5	D4157054	D4163481	20°C
SG 7.0-170	N6	4870	101.0	D4157055	D4163482	20°C
SG 7.0-170	N7	4520	100.0	D4157057	D4163483	20°C
SG 7.0-170	N8	3600	99.0	D4157058	D4163484	20°C
SG 7.0-170	N10	2600	98.0	D4157059	D4163485	20°C

11.5. Control Strategy

The Application Modes are implemented and controlled in the Wind Turbine Controller. The NRS modes are also handled in the SCADA, however it shall also be possible to deploy custom NRS modes from the SCADA to the Wind Turbine Controller.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

12. Acoustic Emission

Typical Sound Power Levels
The sound power levels are presented with reference to the code IEC 61400-11 ed. 3.1 (2018) based on hub height. The sound power levels presented are valid for the corresponding wind speeds referenced to the hub height.

Low Noise Operations
The Noise Reduction System is an optional module available with the basic SCADA configuration and it therefore requires the presence of a SGRE SCADA system to work. NRS Modes are noise curtailed modes enabled by the Noise Reduction System. The purpose of this system is to limit the noise emitted by any of the functioning turbines and thereby comply with local regulations regarding noise emissions. Noise reduction settings can be tailored to time of day as well as wind direction to offer the most suitable solution for a specific location.

Noise control is achieved through the optimization of active power and rotational speed of the wind turbine. This reduction is dependent on the wind speed. The Noise Reduction System controls the noise settings of each turbine to the most appropriate level at all times, in order to keep the noise emissions within the limits allowed.

The NRS Modes may not be applicable to all tower variants. Please contact Siemens Gamesa for further information.

Typical Sound Power Frequency Distribution
The information contained in the tables below is contained here for information purpose only. To the extent permitted by law, SGRE does not provide any warranty of any type, either express or implied, with respect to the information provided in this section. In no event will SGRE be liable for damages, including any general, special, incidental or consequential damages, arising out of the information contained in this section.

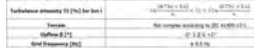
Typical spectra for L_{WA} in dB(A) re 1 pW for the corresponding centre frequencies are tabulated below for 6, 7, 8, 9, 10, 11 and 12 m/s referenced to hub height.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

13. Standard Power Curve, Application Mode - AM 0

Air density = 1.225 kg/m³

Validity range:

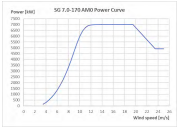


Other considerations: Clean rotor blades, substantially horizontal, undisturbed air flow, turbine operated within nominal limits according to the Electrical Specification.

Next table shows the electrical power as a function of wind speed in hub height, averaged in ten minutes, for air density = 1.225 kg/m³. The power curve does not include losses in the transformer and high voltage cables.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

SG 7.0-170 Rev. 0, Mode AM0	
Wind Speed [m/s]	**Power [kW]**
3.5	148
4	310
4.5	510
5	751
5.5	1037
6	1374
6.5	1768
7	2221
7.5	2736
8	3318
8.5	3967
9	4684
9.5	5342
10	5950
10.5	6422
11	6728
11.5	6891
12	6962
12.5	6988
13	6997
13.5	6999
14	7000
14.5	7000
15	7000
15.5	7000
16	7000
16.5	7000
17	7000
17.5	7000
18	7000
18.5	7000
19	7000
19.5	7000
20	6737
20.5	6475
21	6212
21.5	5950
22	5687
22.5	5425
23	5162
23.5	4900
24	4900
24.5	4900
25	4900



© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

The annual energy production data for different annual mean wind speeds in hub height are calculated from the above power curve assuming a Weibull wind speed distribution, 100 percent availability, and no reductions due to array losses, grid losses, or other external factors affecting the production.

AEP [MWh]		Annual Average Wind Speed [m/s] at Hub Height									
		5.0	*5.5*	*6.0*	*6.5*	*7.0*	*7.5*	*8.0*	*8.5*	*9.0*	*10.0*
Weibull K	*1.5*	13186	15764	18280	20622	22777	24725	26457	27921	29273	30572	31281
	2.0	11775	14834	17926	20954	23848	26582	29064	31334	33359	35134	36657
	2.5	10444	13865	17069	20531	23926	27167	30199	32986	35522	37790	39793

Annual Production [MWh] SG 7.0-170 Rev 0, Mode AM0 wind turbine for the standard version, as a function of the annual mean wind speed at hub height, and for different Weibull parameters. Air density 1.225 kg/m³

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

14. Standard Ct Curve, Application Mode - AM 0

Air density = 1.225 kg/m³

Validity range:

Wind Shear [10min average]	≤ 0.2
Turbulence intensity TI [%] for bin i	$\frac{(0.75 \cdot v_i + 5.6)}{v_i}$; $v_i = (1, 2, 3, \ldots, 25)$ m/s
Yawerr	Not complies according to IEC 61400-12-1
Upflow β [°]	$\beta \leq 2.5 + 0°$
Grid frequency [Hz]	± 0.5 Hz

Other considerations: Clean rotor blades, substantially horizontal, undisturbed air flow, turbine operated within nominal limits according to the Electrical Specification.

The thrust coefficient Ct is used for the calculation of the wind speed deficit in the wake of a wind turbine.

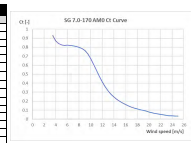
Ct is defined by the following expression:

Ct = F / (0.5 * ad * w² * A)

Where
F = Rotor force [N]
ad = Air density [kg/m³]
w = Wind speed [m/s]
A = Swept area of rotor [m²]

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

SG 7.0-170 Rev. 0, Mode AM0	
Wind Speed [m/s]	**Ct [-]**
3.5	0.9291
4.0	0.8696
4.5	0.8407
5.0	0.8226
5.5	0.8199
6.0	0.8213
6.5	0.8191
7.0	0.8143
7.5	0.8079
8.0	0.7979
8.5	0.7784
9.0	0.7624
9.5	0.7256
10.0	0.6723
10.5	0.6085
11.0	0.5403
11.5	0.4732
12.0	0.4117
12.5	0.3585
13.0	0.3139
13.5	0.2768
14.0	0.2459
14.5	0.2198
15.0	0.1978
15.5	0.1786
16.0	0.1621
16.5	0.1477
17.0	0.1351
17.5	0.124
18.0	0.1142
18.5	0.1055
19.0	0.0977
19.5	0.0907
20.0	0.0812
20.5	0.0728
21.0	0.0653
21.5	0.0586
22.0	0.0526
22.5	0.0473
23.0	0.0425
23.5	0.0383
24.0	0.0396
24.5	0.0351
25.0	0.034



© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

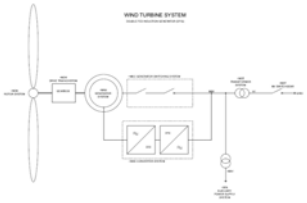
15. Electrical Specification

Nominal output and grid conditions	
Nominal power	7000 kW
Nominal voltage	690 V
Power factor correction	Frequency converter control
Power factor range	0.9 capacitive to 0.9 inductive at nominal balanced voltage
Generator	
Type	DFIG Asynchronous
Maximum power	7000 kW @20°C amb, ambient
Nominal speed	1120 rpm-6p (50 Hz) 1344 rpm-6p (60 Hz)
Generator Protection	
Insulation class	Stator H/H Rotor H/H
Winding temperatures	6 Pt 100 sensors
Bearing temperatures	3 Pt 100
Slip Rings	1 Pt 100
Grounding brush	On side no coupling
Generator Cooling	
Cooling system	Air cooling
Internal ventilation	Air
Control parameter	Winding, Air, Bearings temperatures
Frequency Converter	
Operation	4Q B2B Partial Load
Switching	PWM
Switching freq., grid side	2.5 kHz
Cooling	LiquidAir
Main Circuit Protection	
Short circuit protection	Circuit breaker
Surge arrester	varistors
Peak Power Levels	
10 min average	Limited to nominal
Grid Capabilities Specification	
Nominal grid frequency	50 Hz or 60 Hz
Minimum voltage	89 % of nominal
Maximum voltage	113 % of nominal
Minimum frequency	97 % of nominal
Maximum frequency	102.5 % of nominal
Maximum voltage imbalance (negative sequence of component voltage).	≤5 %
Max short circuit level at controller's grid Terminals (690 V)	82 kA
Power Consumption from Grid (approximately)	
At stand-by, No yawing	10 kW
At stand-by, yawing	50 kW
Controller back-up	
UPS Controller system	Online UPS, Li battery
Back-up time	2 min
Transformer Specification	
Transformer type	Oil
Standards	IEC60076-1/11/16
Transformer impedance	10.7 % IEC tolerances

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

Secondary voltage	690 V
Vector group	Dyn 11 (star point earthed)
Tapping	Optional ±2 X ±2.5%
Thermal class	120
Earthing Specification	
Earthing system	Acc. to IEC62305-3 ED 1.0:2010
Foundation reinforcement	Must be connected to earth electrodes
Foundation terminals	Acc. to SGRE Standard
HV connection	HV cable shield shall be connected to earthing system

16. Simplified Single Line Diagram



© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

17. Transformer Specification 20kV

Transformer		**Transformer Cooling**	
Type	Liquid filled	Cooling type	KFWF
Rated Power	8000 kVA	Liquid inside transformer	K-class liquid
		Cooling liquid at heat exchanger	Glysantin
Nominal voltage	20/0.69 kV		
Frequency	50 Hz		
Impedance voltage	10.7% ± 8.3% at ref. 8.0 MVA		
Tap changer	±2x2.5% (optional)		
Loss (P_0 /P_{WFC})	2.8/86 kW at ref. 8.0 MVA		
Vector group	Dyn11		
Standard	IEC 60076-16 EN 50708 – ECO Tier2		
Cold Climate Package	(optional)		

Transformer Monitoring		**Transformer Earthing**	
Top oil temperature	PT100 sensor	Star point	The star point of the transformer is connected to earth
Oil level monitoring sensor	Digital input		
Overpressure relay	Digital input		

All data are subject to tolerances in accordance with IEC.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

18. Transformer Specification ECO 30 kV

Transformer		**Transformer Cooling**	
Type	Liquid filled	Cooling type	KFWF
Rated Power	8000 kVA	Liquid inside transformer	K-class liquid
		Cooling liquid at heat exchanger	Glysantin
Nominal voltage	30/0.69 kV		
Frequency	50 Hz		
Impedance voltage	10.7% ± 8.3% at ref. 8.0 MVA		
Tap changer	±2x2.5% (optional)		
Loss (P_0 /P_{WFC})	2.8/86 kW at ref. 8.0 MVA		
Vector group	Dyn11		
Standard	IEC 60076-16 EN 50708 – ECO Tier2		
Cold Climate Package	(optional)		

Transformer Monitoring		**Transformer Earthing**	
Top oil temperature	PT100 sensor	Star point	The star point of the transformer is connected to earth
Oil level monitoring sensor	Digital input		
Overpressure relay	Digital input		

All data are subject to tolerances in accordance with IEC.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

19. Transformer specification 60Hz 34.5 kV

Transformer		**Transformer Cooling**	
Type	Liquid filled	Cooling type	KFWF
Max. LV Current	7110 A	Liquid inside transformer	K-class liquid
		Cooling liquid at heat exchanger	Glysantin
Nominal voltage	34.5/0.69 kV		
Frequency	60 Hz		
Impedance voltage	9.5% ± 8.3% at ref. 6.5 MVA		
Tap changer	±2x2.5% (optional)		
Loss (P_0 /P_{WFC})	6.36/67.6 kW at ref. 7.332 MVA		
Vector group	Dyn11		
Standard	IEC 60076		
Cold Climate Package	(optional)		

Transformer Monitoring		**Transformer Earthing**	
Top oil temperature	PT100 sensor	Star point	The star point of the transformer is connected to earth
Oil level monitoring sensor	Digital input		
Overpressure relay	Digital input		

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

20. Switchgear Specifications

The switchgear will be chosen as factory-assembled, type-tested and maintenance-free high-voltage switchgear with single-busbar system. The device will be metal-enclosed, metal-clad, gas-isolated, and conforms to the stipulations of IEC 62271-200.

The switchgear vessel of the gas-insulated switchgear is classified according to IEC as a "sealed pressure system". It is gas-tight for life. The switchgear vessel accommodates the busbar system and switching device (such as vacuum circuit breaker, three-position switch disconnecting and earthing). The vessel is filled with sulphur hexafluoride (SF6) at the factory. This gas is non-toxic, chemically inert, and features a high dielectric strength. Gas work on site is not required, and even in operation it is not necessary to check the gas condition or refill, the vessel is designed for being gas tight for life.

To monitor the gas density, every switchgear vessel is equipped with a ready-for-service indicator at the operating front. This is a mechanical red/green indicator, self-monitoring and independent of temperature and variations of the ambient air pressure.

MV cables connected to the grid cable- and circuit-breaker feeders are connected via cast-resin bushings leading into the switchgear vessel. The bushings are designed as outside-cone system type "C" M16 bolted 630 A connections according to EN 50181. The compartment is accessible from the front. A mechanical interlock ensures that the cable compartment cover can only be removed when the three-position switch is in the earthed position.

The circuit-breaker operates based on vacuum switching technology. The vacuum interrupter unit is installed in the switchgear vessel together with the three-position switch and is thus protected from environmental influences. The operating mechanism of the circuit-breaker is located outside the vessel. Both, the interrupters and the operating mechanisms, are maintenance-free.

Padlock facilities are provided to lock the switchgear from operation in disconnector open and close position, earth switch open and close position, and circuit breaker open position, to prevent improper operation of the equipment.

Capacitive Voltage detection systems are installed both in the grid cable and the circuit breaker feeders. Pluggable indicators can be plugged at the switchgear front to show the voltage status.

The switchgear is equipped with an over-current protection relay with the functions over current, short circuit and earth fault protection. The relay ensures that the transformer is disconnected if a fault occurs in the transformer or the high voltage installation in the wind turbine. The relay is adjustable to obtain selectivity between low voltage main breaker and the circuit breaker in the substation. The protective system shall cause the circuit breaker opening with a dual powered relay (self-power supply + external auxiliary power supply possibility). It imports its power supply from current transformers, that are already mounted on the bushings inside the circuit breaker panel and is therefore ideal for wind turbine applications.

Trip signals from the transformer auxiliary protection and wind turbine controller can also disconnect the switchgear.

The switchgear consists of two or more feeders*; one circuit breaker feeder for the wind turbine transformer also with earthing switch and one or more grid cable feeders** with load break switch and earthing switch.

The switchgear can be operated local at the front or by use of portable remote control (circuit breaker only) connected to a control box at the wind turbine entrance level.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

* Up to four feeders.

** SGRE to be contacted for possible feeder configurations of circuit breaker and grid feeder combinations.

The switchgear is located at the bottom of the tower. The main transformer, LV switchgear and converters are located on the nacelle level above the tower.

Grid cables, from substation and/or between the turbines, must be installed at the bushings in the grid cable feeder cubicles of the switchgear. These bushings are the interface/grid connection point of the turbine. It is possible to connect grid cables in parallel by installing the cables on top of each other. The space in the MV cable compartments of the switchgear allows the installation of two connectors per phase or one connector + surge arrester per phase.

The transformer cables are installed at the bottom of the circuit breaker feeder. The cable compartment is accessible from the front. A mechanical interlock ensures that the cable compartment cover can only be removed when the three-position switch is in the earthed position.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

20.1. Technical Data for Switchgear

Switchgear			
Make	Siemens / Ormazabal	**Circuit breaker feeder (1A)**	
Type	8DJH, 8DJH 36 / ognocemas, cgm.3	Rated current, Cubicle	630 A
Rated voltage	20-40,5(Im) kV	Rated current circuit breaker	630 A
Operating voltage	20-40,5(Im) kV	Short time withstand current	20 kA/1s / 25 kA/1s
Rated current	630 A	Short circuit making current	50 kA / 62,5 kA
Short time withstand current	20 kA/1s / 25 kA/1s	Short circuit breaking current	20 kA/1s / 25 kA/1s
Peak withstand current	50 kA / 62,5 kA	Three position switch	Closed, open, earthed
Power frequency withstand voltage	70 kV	Switch mechanism	Spring operated
Lightning withstand voltage	170 kV	Tripping mechanism	Stored energy
Insulating medium	SF_6	Control	Local
Switching medium	Vacuum	Coil for external trip	230V AC
Consist of	2/3/4 panels	Voltage detection system	Capacitive
Grid cable feeder	Cable riser (DL) or line cubicle (1L)	**Protection**	
Circuit breaker feeder	Circuit breaker (1A)	Over-current relay	Self-powered
Degree of protection, vessel	IP65	Functions	50/51 50N/51N (50N/67N if requested)
		Power supply	Integrated CT supply
Internal arc classification IAC:	A FLR 20 kA/1s / 25 kA/1s	**Interface- MV/HV Cables**	630 A bushings type C M16 / 800A type E 5/8" IEEE
Pressure relief	Upwards	Grid cable feeder	Max 2 feeder cables
Standard	IEC 62271 / IEEE-C37 /CSA-C22.2	Cable entry	From bottom
Temperature range	-25°C to +45°C	Cable clamp size (cable outer diameter)	26 - 38mm 36 - 52mm 50 - 79mm
Grid cable feeder (1L line cubicle)		Circuit breaker feeder	630 A bushings type C M16
Rated current, Cubicle	630 A	Cable entry	From bottom
Rated current, load breaker	20 kA/1s / 25 kA/1s	**Interface to turbine control**	
Short time withstand current	50 kA / 62,5 kA	Breaker status	1 NO contact
Short circuit making current	Closed, open, earthed	SF6 supervision	1 NO contact
Three position switch	Spring operated	External trip	
Switch mechanism	Local		
Control	Capacitive		
Voltage detection system			

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

21. Grid Connection Capabilities

This document describes the grid performance of the Siemens Gamesa 5.X, 50Hz & 60Hz. Siemens Gamesa Renewable Energy (SGRE) will provide wind turbine technical data for the developer to use in the design of the wind power plant and the evaluation of requirements compliance. The developer will be responsible for the evaluation and ensuring that the requirements are met for the wind power plant. The capabilities described in this document assume that the electrical network is designed to be compatible with operation of the wind turbine.

21.1. Fault Ride Through (FRT) Capability

The wind turbine is capable of operating when voltage transient events occur on the interconnecting transmission system above and below the standard voltage lower limits and time slot according to Figure 1.

This performance assumes that the installed amount of wind turbines is in the right proportion to the strength of the grid, which means that the short circuit ratio (Sk/Sn) and the X/R ratio of the grid at the wind turbine transformer terminals must be adequate.

Evaluation of the wind turbine's fault ride through capability in a specific system must be based on simulation studies using the specific network model and a dynamic wind turbine model provided by SGRE. This model is a reduced order model, suitable for balanced simulations with time steps between 4-10 ms.

The standard voltage limits for the Siemens Gamesa 7.0MW, 50 & 60 Hz wind turbine are presented in Figure 1

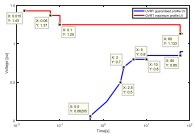


Figure 3. High and Low voltage limits for Siemens Gamesa 5.X, 50 & 60 The nominal voltage is 690 V (i.e. 1 p.u.)

Figure 4 shows temporally overvoltage, where no current support will be provided, note that this does not correspond to and OVRT capability

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

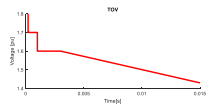


Figure 4. Temporally overvoltage, no current support will be provided

21.2. Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) Capability

The SGRE SCADA system has the capability to transmit and receive instructions from the transmission system provider for system reliability purposes depending on the configuration of the SCADA system. The project specific SCADA requirements must be specified in detail for design purposes.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

21.3. Frequency Capability

The wind turbine can operate in the frequency range between 0.94pu and 1.05pu at nominal conditions. It could be extended temporarily to 0.92 and 1.06, note that in those cases P and Q derating may be seen.

Simultaneities of main operation parameters shall be considered for evaluating the permitted operation ranges, mainly:

- Active Power level
- Reactive Power provision
- Ambient Temperature
- Voltage level of operation
- Frequency level of operation

And the total time that the turbine is operating under such conditions.

21.4. Voltage Capability

The voltage operation range for the wind turbine is between 89% and 113% of nominal voltage at the low voltage side of the wind turbine transformer. The wind turbine's target voltage shall stay between 95% and 112% to support the best possible performance by staying within the operation limits. Operation outside this range might lead to power derating

Beyond ±10% of voltage deviation, automatic voltage support algorithms could execute Reactive Power control, to secure a continuous operation of the Wind Turbine Generator and maximizing the availability, overriding external control and setpoints of Reactive Power.

21.5. Flicker and Harmonics

Flicker and Harmonics values will be provided in the power quality measurement report extract in accordance with IEC 61400-21 Edition 2.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

21.6. Reactive Power – Voltage Control

The power plant controller can operate in four different modes:

- Q Control – In this mode reactive power is controlled at the point of interconnection, according to a reactive power reference
- V Control – Voltage is directly controlled at the point of interconnection, according to a voltage reference
- V-Q static – Voltage is controlled at the point of interconnection, by means of a pre-defined voltage – reactive power characteristic
- Power factor (cosphi) control – Power factor is controlled at the point of interconnection, according to a power factor reference

The SCADA system receives feedback/measured values from the Point of Interconnection depending on the control mode it is operating. The wind power plant controller then compares the measured values against the target levels and calculates the reactive power reference. Finally, reactive power references are distributed to each individual wind turbine. The wind turbine's controller responds to the latest reference from the SCADA system and will generate the required reactive power accordingly from the wind turbine.

21.7. Frequency Control

The frequency control is managed by the SCADA system together with the wind turbine controller. The wind power plant frequency control is carried out by the SCADA system which distributes active power set-points to each individual wind turbine, to the controllers. The wind turbine controller responds to the latest reference from the SCADA system and will maintain this active power locally.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

21.8. Summary of Grid Connection Capabilities

Characteristic	Value	Comments
Rated Voltage	690V	
Maximum Voltage Range	+13% - 11%	Q & P deratings due to V-f Simultaneities could apply
Rated Frequency	50 / 60 Hz	
Maximum Frequency Range	0.94-1.05permanently 0.92-0.93 vs. 0.35sec 0.93-0.94 vs. 20sec 1.05-1.06 vs. 10sec	Q & P deratings due to V-f Simultaneities could apply
Minimum SCR at WTG MV Terminals	3.0	See note 1.
Max. Frequency gradient (ROCOF)	≤ 5 Hz/s	Rolling period 100 ms
Allowable Max Negative Sequence Voltage	≤ 5%	
Voltage support after FRT recovery	70ms	Default value. Configurable by parameter
Power recovery to 95% of Pre- Fault value	≤ 1000ms	Standard Configuration. Configurable by parameters adjustment.
Power recovery to 100% of Pre- Fault value	≤ 1000ms	Except voltages dips in where pitch is modified for avoiding overspeed
Voltage support during FRT	Available	Configurable by parameter
Active current priority during Voltage Dip	Available	Configurable by parameter
Active Power damping after Dip	±5% pre-fault level in <2s	Can be affected if Power Recovery Ramps after Voltage Dip is modified
I_0 Injection Curve during FRT	k = 2	Default value. Configurable by parameters
I_0 Response Time (FRT)	≤ 30ms	+20ms for 1 cycle RMS calculation
I_0 Settling Time (FRT)	≤ 80ms	+20ms for 1 cycle RMS calculation -10% +20% required step
Active Power Ramp	≤ 20% Prated / s	Standard
Active Power Ramps - Fast Mode	≤ 25% Prated/s	When commanded by SCADA
Reactive Power Ramp	±5000 kVAr/s	Configurable by parameter see note 2

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

Note 1.
*For sites with a SCR below 5, SGRE recommends carrying out specific grid impact analysis based on transient simulations that can reflect the response of the wind turbines to a wide range of grid events at different operation levels. SGRE can provide a PSCAD model that might be used for carrying out the mentioned studies.

SCR ratio can be reduced further if Active Power recovery ramps are limited to a certain value, that secures stable operation, after voltage dip events.

SCR ratio can be reduced further if Reactive Power Management configuration is done correctly by means of detailed grid studies, trying to avoid voltage saturation extremes in any case (over and under voltage saturation levels).

**For sites with a XR below 5, SGRE recommends carrying out specific grid impact analysis based on transient simulations that can reflect the response of the wind turbines to a wide range of grid events at different operation levels.

Note 2.
In weak grids maximum ramp is limited to ±2500 kVar /s further limitation are done when reaching voltage limits.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

22. Reactive Power Capacity - 50&60Hz

22.1. General

This document describes the programmed reactive power capability of Siemens Gamesa 5.X, 50/60 Hz wind turbines during active power production and no wind operation. Siemens Gamesa 5.X wind turbines are equipped with a back-to-back partial load frequency converter which allows the wind turbine to operate in a wide power factor range.

22.2. Programmed Reactive Power Capability. General Considerations

The programmed reactive power capability for the wind turbine at the LV side of the wind turbine transformer will be presented in the following figures and tables.

- **Figure 1** shows the programmed reactive power capability depending on the generated Active Power at rated voltage at the LV terminals (PQV curves).
- **Figure 2** shows the programmed reactive power capability depending on the voltage level (QV curve) at full power operation.
- **Figure 3** includes programmed reactive power capability at no-wind operating conditions.

To achieve the maximum output from the WTG, SGRE recommends the wind power plant to be designed to maintain the voltage at the generator terminal between 95% and 105% during steady state operation.

The included capability assume that the phase voltages are balanced (unbalance value below the maximum guaranteed, ≤ 5%) and that the grid operational frequency is nominal.

Given the uncertainties in determining the overall wind turbine operation state variables tolerances, the given programmed reactive power capability is subjected to a tolerance up to ± 5% rated power.

These figures consider Wind Turbine operation around its expected generator speed for each operation condition (P-n operation curve). Extreme speed excursions caused by specific wind gusts, up and down from standard value, may cause punctual reactive power restrictions due to generator and converter limits of voltage and currents. All this is also fully dependent on the grid conditions of voltage level and external setpoint.

Values of reactive power for those operational points in between the shown curves can be calculated by means of linear interpolation.

The programmed reactive power capability presented in this document is the net capability and accounts for the contribution from the wind turbine auxiliary system, the reactors, and the existing filters.

The programmed reactive power capability described is valid while operating the wind turbine within the limits specified in the design climatic conditions.

In case that grid connection studies or reactive capability studies show that a further reactive power capability is needed in some operating points, please contact SGRE for the evaluation of a possible temporary or permanent controlled increase. This might be possible but needs to be analyzed in a project specific basis.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

The reactive power produced can be both inductive and capacitive. In this document the inductive reactive power is represented with a negative sign (-) and capacitive reactive power with a positive sign (+).

22.3. Reactive Power / Active Power at Normal Operation

The available reactive power for all application modes in kVAr, as a function of active power at the LV terminal of WTG (PQV curves), is presented in **Figure 1**. For the no wind operation mode (Statcom mode, QwP0) capability, see chapter 5.

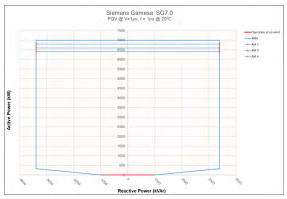


Figure 5: SG 7.0→ Reactive power capability curves (PQV), 50/60 Hz WTG, at LV terminals.

PQ @V=1pu, f=1pu		
P (kW)	Qcap (kVAr)	Qind (kVAr)
0	990	-990
330	3390	-3390
6400	3390	-3390
6600	3390	-3390
6800	3390	-3390
7000	3390	-3390

Table 6: SG7.0 → Reactive power capability curves (PQV) data, 50/60 Hz WTG, at LV terminals

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

Application mode (AM)	Rating active power (kW)	Rating reactive power (kVAr)	External Nacelle Temperature (°C)
AM-0	**7000**	±3390	**20**
AM-1	6900	±3390	21
AM-2	**6800**	±3390	**24**
AM-3	6700	±3390	27
AM-4	**6600**	±3390	**29**
AM-5	6500	±3390	30
AM-6	**6400**	±3390	**31**

Table 7: SG 7.0→ 50/60 Hz WTG Application modes definition.

22.4. Reactive Power / Voltage at normal operation

The available reactive power, as a function of voltage at the LV terminals of WTG while producing maximum active power (QV curve), is presented in **Figure 2** reactive power is provided in kVAr for all application modes:

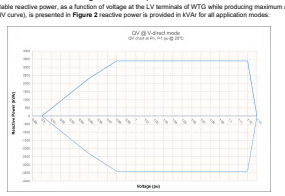


Figure 6: SG 7.0→ Programmed reactive power capability curves (QV), 50/60 Hz WTG, at LV terminals, at Full Power operation.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

All AMs @ Prated		
V (pu)	Qcap (kVAr)	Qind (kVAr)
0.9	0	0
0.95	2300	-2300
0.98	3390	-3390
1	3390	-3390
1.05	3390	-3390
1.1	3390	-3390
1.12	3390	-3390
1.13	0	0

Table 8: SG 7.0→ Programmed reactive power capability values (kVAr), 50/60 Hz WTG, at LV terminals.

22.5. Reactive Power / Voltage at no-wind conditions

The available reactive power, as a function of voltage at the LV terminals of WTG during no-wind operation, with generator stopped or below the connection speed, (Statcom mode, QwP0), is presented in **Figure 7**. Reactive power is provided in kVAr for all application modes.

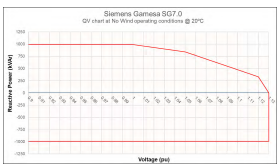


Figure 7: QwP0 SG 7.0 → Programmed reactive power capability chart (kVAr) at no wind conditions (QwP0), at LV terminals, 50/60Hz.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

All AMs @ Statcom mode		
V (pu)	Qcap (kVAr)	Qind (kVAr)
0.9	990	-990
0.95	990	-990
1	990	-990
1.05	840	-990
1.1	476	-990
1.12	330	-990
1.13	0	-990

Table 9: QwP0 SG 7.0 → Reactive power capability values (kVAr) at no wind conditions (QwP0), at LV terminals 50/60 Hz.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

23. SCADA System Description

The SGRE SCADA system is a system for supervision, data acquisition, control, and reporting for wind farm performance.

23.1. Main features

The SCADA system has the following main features:

- On-line supervision and control accessible via secured tunnel over the Internet.
- Data acquisition and storage of data in a historical database.
- Temporary local storage of data at wind turbines. If communication is temporary interrupted, data is kept in the Wind Turbine Control and transferred to the SCADA when possible.
- System access from anywhere using a standard web browser. No special client software or licenses are required.
- Users are assigned individual usernames and passwords, and the administrator can assign a user level to each username for added security.
- Email function can be configured for alarm notification. Configuration can also support alarm notification via SMS service.
- Interface to power plant control functions for enhanced control of the wind farm and for remote regulation, e.g. MW / Voltage / Frequency / Ramp rate.
- Interface for integration of substation equipment for monitoring.
- Interface for monitoring of Reactive compensation equipment, control of this equipment is achieved via the SGRE power plant controller
- Integrated support for environmental control such as noise, shadow/flicker, wildlife bat and birds and ice.
- Turbine Power curve plots with pressure and temperature correction (pressure and temperature correction available only if SGRE MET system supplied).
- Condition Monitoring System integrated with the turbine controller using virtualized server.
- Ethernet-based system with secure compatible interfaces (OPC UA) for online data access.
- Access to historical – scientific and optional high resolution data via Restful API.
- Antimalware Solution.

23.2. Wind turbine hardware

Components within the wind turbine are monitored and controlled by the individual local wind turbine controller (SICS II). The SICS II can operate the turbine independently of the SCADA system, and turbine operation can continue autonomously in case of, e.g. damage to communication cables.

Data recorded at the turbine is stored at the SICS. In the event that communication to the central server is temporarily interrupted data is kept in the SICS and transferred to the SCADA server when possible.

23.3. Communication network in wind farm

The communication network in the wind farm shall be established with optical fibers. The optimum network design is typically a function of the wind farm layout. Once the layout is selected, SGRE will define the minimum requirements for the network design.

The supply, installation, and termination of the communication network are typically carried out by the Employer. If specifically agreed the division of responsibility for the communication network can be changed.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

23.4. SCADA server cabinet

The central SCADA server cabinet supplied by SGRE is normally placed at the wind farm substation or control building. The server cabinet comprises amongst others:

- The server is configured with standard disk redundancy (RAID) to ensure continuous operation in case of disk failure. Network equipment. This includes all necessary switches and media converters.
- UPS back up to ensure safe shut down of servers in case of power outage.

SCADA solutions stands on a Virtualized Server Infrastructure solution which means that the software is run virtually over a non-redundant or redundant hardware server(s) (depending on customer's needs).

On the SCADA server the data is presented online as a web-service and simultaneously stored in a database. From this-database numerous reports can be generated.

23.5. Grid measuring station and Wind Farm Controller

The SCADA system includes a grid measuring station located in an Auxiliary cabinet. Normally the grid measuring station is placed at the wind farm substation or control building close to the Point of Connection.

The heart of the grid measuring station is a PQ meter. The Wind Farm Control grid measuring station can be scaled to almost any arrangement of the grid connection. The grid measuring station requires voltage and current signals from VT's and CT's fitted at the wind farm PCC to enable the control functions.

The grid measuring station and the Wind Farm Control interfaces to the SGRE SCADA servers and turbines are via a LAN network.

The Wind Farm Control can on request be supplied in a high availability (HA) setup with a redundant server cluster.

23.6. Signal exchange

Online signal exchange and communications with third party systems such as substation control systems, remote control systems, and/or maintenance systems is possible from both the module and/or the SGRE SCADA server cabinet. For communication with third party equipment OPC UA and IEC 60870-5-104 are supported.

23.7. SGRE SCADA software

The normal SGRE SCADA user interface presents online and historical data.

Historical data are stored in a database as statistical values and can be presented directly on the screen or exported for processing via a RESTful API.

The SGRE SCADA software can also serve as user interface to the Wind Farm Control functions.

23.8. Virus protection solution

A virus protection solution is always installed. An anti-virus client software is installed on all MS-Windows based components at the SCADA system and the WTGs.

The virus protection solution is based on a third-party anti-virus product. Updates to the anti-virus client software and pattern files are automatically distributed from central SGRE based servers.

23.9. Back-up & restore

For recovery of a defect SCADA system or component, the SGRE SCADA system optionally can provide back-up of configuration files and basic production data files. Both configuration and selected production data are backed up automatically on a regular time basis for major components. The back-up files are stored locally on the site servers. This functionality is optional.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

24. Codes and Standards

- This document lists codes and standards according to which turbines are designed, manufactured, and tested. The scope of this document is limited to the Siemens Gamesa 5.X platform.
- SGRE Onshore geared turbines are designed, manufactured, and tested to SGRE's technical drawings, procedures, and processes that are generally in compliance with the applicable sections of the codes and standards listed herein. This list of codes and standards for design, manufacturing, and testing forms a part of the design basis documentation. The edition of the codes and standards is the version used for the certification process which is conducted by an external certifying body.

24.1. General

- EC-RE Operational Document: OD-501 ed.3, 2022 Type and Component Certification Scheme
- IEC 61400-1:2019 Ed.4 Wind turbines – Part; Design requirements
- IEC 61400-6: 2022 (draft) Wind energy generation systems - Part 8: Design of wind turbine structural components
- IEC 61400-11: Edition 3.1 2018-06 Wind turbines – Part 11: Acoustic noise measurement techniques
- IEC 61400-12-1:2022-09 ed. – Part 1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines
- IEC 61400-21-1:2019 - Part 21-1; Measurement and assessment of electrical characteristics - Wind turbines
- IEC 61400-13: Edition 1.1 2021-12 CONSOLIDATED VERSION Wind turbines – Part 13: Measurement of mechanical loads
- IEC 61400-24:2019 - Part 24; Lightning protection
- ECRE OD-501-4 Conformity Assessment and Certification of Certification of Loads by RECB
- ECRE OD-501-5 Conformity Assessment and Certification of Certification of control and protection system by RECB
- ISO 12100:2010 Safety of machinery - General principles for design, Risk assessment and risk reduction
- ISO 4413:2010 Hydraulic fluid power - General rules and safety requirements for systems and their components
- ISO 16889:2022 Hydraulic fluid power - Filters - Multi-pass method for evaluating filtration performance of a filter element
- ISO 683-1:2018 Heat-treatable steels, alloy steels and free-cutting steels. Non-alloy steels for quenching and tempering
- DIN ISO 76:2019-04; Static load ratings (ISO 76:2006 + Amd.1:2017)
- ISO 281:2007; Rolling bearings - Dynamic load ratings and ratings
- ISO 898-1:2013; Mechanical properties of fasteners made of carbon steel and alloy steel - Part 1; Bolts, screws, and studs with specified property classes - Coarse thread and fine pitch thread
- XP ISO/TS 16281:2008; Rolling bearings – Methods for calculating the modified reference rating life for universally loaded bearings
- EN 1837:2021 Safety of machinery - Integral lighting of machines
- 2014/68/EU Pressure Equipment Directive
- EN 14359:2017 Gas-loaded accumulators for fluid power applications
- EN 10025-1:2004 Hot rolled products of structural steels - Part 1: General technical delivery conditions
- EN 10025-2: 2019, Hot rolled products of structural steels - Part 2: Technical delivery conditions for non-alloy structural steels
- EN 10025-3: 2019, Hot rolled products of structural steels - Part 3: Technical delivery conditions for normalized/normalized rolled weldable fine grain structural steels
- EN 10029:2010, Hot rolled steel plates 3 mm thick or above - Tolerances on dimensions, shape and mass
- EN 1563:2018, Founding - Spheroidal graphite cast irons
- EN 1993-1-8:2005/AC:2009; Eurocode 3; Design of steel structures Part 1-8, Joints
- DIN EN 1999-1-1/NA:2021-03; Design of aluminum structures – part 1-1, General rules
- VDI 2230 Blatt 1, 2016, Systematic calculation of highly stressed bolted joints - Joints with one cylindrical bolt
- DIN 51524-3:2017 Pressure fluids - Hydraulic oils - Part 3: HVLP hydraulic oils, Minimum requirements
- DIN 2413:2020 Seamless steel tubes for oil- and water-hydraulic systems - Calculation rules for pipes and elbows for dynamic loads
- DIN 51524-3:2017 Pressure fluids - Hydraulic oils - Part 3: HVLP hydraulic oils, Minimum requirements

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

- EN 14359:2017 Gas-loaded accumulators for fluid power applications.
- DIBt – Richtlinie für Windenergieanlagen - Oktober 2012, korrigierte Fassung März 2015
- DIBt – Richtlinie für Windenergieanlagen:2012, Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung.

24.2. Rotor blade

- IEC 61400-5:2020 Wind energy generation systems - Part 5: Wind turbine blades
- IEC 61400-23 Ed. 1.0 EN :2014 Wind turbines – Part 23: Full-scale structural testing of rotor blades
- IECRE OD-501-1 Conformity Assessment and Certification of Certification of Blade by RECB

24.3. Gearbox

- IEC 61400-4:2012 Wind turbines – Part 4: Design requirements for wind turbine gearboxes
- IECRE OD-501-2 Conformity Assessment and Certification of Wind turbine gearboxes by RECB

24.4. Tower

- IEC 61400-6:2020 Wind energy generation systems - Part 6: Tower and foundation design requirements
- IECRE OD-501-3 Conformity Assessment and Certification of Tower by RECB

24.5. Electrical

- IECRE OD-501-7: Conformity assessment and certification of Main Electrical Components by RECB
- IEC/IEEE 60076-16: Edition 2.0 2018-09:2018 – Power transformers - Part 16: Transformers for wind turbine applications
- IEC 60204-1: Edition 6.1 2021-09 CONSOLIDATED VERSION - Safety of machinery – Part 1: General requirements
- IEC 61000-6-2:2016 Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 6-2: Generic standards – Immunity standard in industrial environments
- IEC 61000-6-4:2018 Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 6-4: Generic standards – Emission standard for industrial environments
- IEC 61439-1:2020 Low-voltage switchgear and control gear assemblies – Part 1: General rules
- IEC 61439-2:2020 Low-voltage switchgear and control gear assemblies – Part 2: Power switchgear and control gear assemblies
- Low Voltage Directive 2014/35/EU
- EMC Directive 2014/30/EU
- UL 1741:2021 Inverters, Converters, Controllers, and Interconnection System Equipment for Use with Distributed Energy Resources
- CSA C22.1:2012 Canadian Electrical Code, Part I (26th Edition), Safety Standard for Electrical Installations
- CSA C22.2 No. 272:2020 Wind turbine electrical systems

24.6. Quality

- ISO 9001:2015 Quality management systems – Requirements
- ISO 45001:2018 - Occupational health and safety management systems — Requirements with guidance for use

24.7. Personal Safety

- ISO 13850:2015 Safety of machinery - Emergency stop function - Principles for design
- IEC 60204-1: Edition 6.1 2021-09 CONSOLIDATED VERSION Safety of machinery - Part 1: General requirements
- Regulation (EU) 2023/1230 of the European Parliament and of the Council of 14 June 2023 on machinery
- IEC 62061:2021 Safety of machinery - Functional safety of safety-related control systems
- ISO 13849-1: Fourth edition 2023-04 Safety of machinery — Safety-related parts of control systems — Part 1: General principles for design

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

- ISO 13849-2:2013 - Safety of machinery – Safety-related parts of control systems – Part 2: Validation
- EU safety, health, and environmental requirements. CE Marking
- UK Conformity Assessed (UKCA) marking
- ANSI/UL 6141: Standard for Wind Turbines Permitting Entry of Personnel
- NFPA 70:2021 Electrical Standard for Industrial Machinery / Approved Sol: 2024 NFPA-FIRE
- UL 489:2016 Molded-case circuit breakers, molded-case switches, and circuit-breaker enclosures

24.8. Corrosion

- ISO 12944-1:2017, Paints and varnishes - Corrosion protection of steel structures by protective paint systems – Part 1: General introduction

25. Ice Detection System and Operations with Ice

25.1. General

Siemens Gamesa Renewable Energy's (SGRE) Ice detection and Operation with Ice system offers functionality that extends the range of operation during ice conditions. The main configurable options determine if maximum production or maximum safety is required.

The following options for ice detection sources can be used:

- Low power detection curve (LPDC)
- No cut-in detection
- **Optional extra:** External sensor detection, nacelle- or blade-based.

Once ice has been detected through any of the selected sources the following ice detection response is handled by the Operation with Ice strategy where the following options are available:

- Stop the turbine, chief awaiting automatic reset or manual reset
- Stop the turbine, combined with yawing to a specific angle
- Adaptive Operation, continued operation optimizing the power

Figure 1 shows a visualization of the available options and how they are connected.

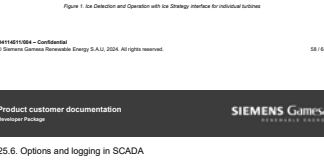


Figure 1. Ice Detection and Operation with Ice Strategy interface for individual turbines

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

Adaptive Operation used as the Operation with Ice strategy requires the Low Power Detection Curve and No Cut in Detection to be used, it is therefore not compatible with the external sensor.

Ice build-up on the turbine can possibly cause damage to objects and people in the vicinity. The ice detection and Operation with Ice system will not protect against ice being thrown from the turbine(s). What the system does is either optimize performance and yield maximum production despite ice on the turbine or stop the turbine to prevent operating with ice. There may be ice on blades upon start and/or stop of the turbine. It is the sole responsibility of the owner of the turbine to ensure that the public is protected from ice being thrown from the turbine. The Owner must always ensure that the operation of the turbine complies with all restrictions applicable to the turbine, irrespective of whether such restrictions follows from permits, legislation or otherwise. SGRE accepts no responsibility for any violation of requirements.

25.2. Ice Detection Sources

25.2.1. Low Power Detection Curve (LPDC)

The LPDC functionality is an integrated part of the turbine controller, thus not requiring additional sensors.

LPDC is a requirement to be active when the *Operation with Ice Strategy: Adaptive* is selected.

LPDC detects ice when power production degrades due to ice build-up on the blades during operation when the turbine produces power in cold weather by comparing the actual power production to the sales power curve shown in Figure 2 when the ambient temperature is below 5° C (configurable). LPDC is based on a percentage of the sales power curve with a minimum separation to the sales power curve.

If production falls below the "LPDC Ice Detection" (Blue) curve shown in Figure 2, the selected Operation with Ice strategy is activated.

If *Operation with Ice Strategy: Adaptive Operation* is selected and the production increases above the "LPDC Ice Detection" curve, Adaptive Operation is deactivated.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

Figure 2: Illustration of Low Power Detection Curve (LPDC)

25.3. No Cut-in

The No Cut-in functionality is an integrated part of the turbine controller, thus not requiring additional sensors. No Cut-in is a requirement to be active when *Operation with Ice Strategy: Adaptive Operation* is configured.

No Cut-in is an ice detection method that indicates when there is enough wind for the wind turbine to produce power, but the turbine is unable to cut-in, connect to the grid, and produce power for a period of time due to severe ice build-up in cold weather.

If Operation with Ice Strategy: Adaptive Operation is selected as the ice detection response strategy, the turbine will cut-in and connect to the grid at an adapted power production level given the conditions. See further below in chapter "Operation with Ice Strategy: Adaptive Operation".

25.4. External Sensor Options

The external ice detector sensor functionality is an optional extra system that can be used to create a response directly from the sensor on the turbine. The sensor reports data to SCADA which controls the turbines at the site with respect to stopping them. It is intended for installation on wind turbines located in areas where there is a risk that ice can build up on either the turbine blades or blades and there are personal safety or legislation concerns that required the turbine to be stopped instantly when ice is detected. Compared to the LPDC and No Cut-in ice detection source options are designed to detect when performance is impacted where ice may already exist on the turbine.

The external sensor is only compatible with Operation with Ice Strategy:

- Stop the turbine
- Stop the turbine, yawing to a specific angle

The external sensor communicates with the Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) system. Typically, only a few external sensors are installed on a given site, and SCADA can be configured to stop the entire site or clusters or individual turbines if deemed necessary.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

There are two separate types of use for the external sensor:

- External sensor is selected as the turbines ice detection source (Figure 1) for individual turbines, which allows the individual turbine itself to react to the sensor. Additionally, SCADA can still react to the signal and stop turbine(s) at the site.
- External sensor is not selected as the turbines ice detection source (Figure 1), so the individual turbine itself will not react to the external sensor, but SCADA can still react to the signal and stop turbine(s) at the site.

25.5. External Sensor Types

25.5.1. Nacelle Based Ice Detection Sensor (Optional)

The nacelle ice detection sensor is an optional system intended for installation on wind turbines located in areas where ice can build up on the turbine. The purpose of the ice detector system is to provide the turbine controller information about potential risk for ice on the turbine. The ice detection system can detect in-cloud icing as well as freezing rain. Depending on requirements when ice is detected an ice alarm can initiate a turbine stop.

The system can come with a valid certification from accredited institutes.

25.5.2. Blade-Based Ice Detection Sensor (Optional)

An additional option is to install a blade-based ice detection system. Such system includes a set of sensors (accelerometers) on each blade, plus a central monitoring unit. The ice detection is performed by analysis of blade eigenfrequencies with respect to ice accumulation. Therefore, the system needs a calibration prior to enter service (varying, and up to 3 months depending on the conditions and WTG configuration).

Ice detection is possible at standstill and during operation. No minimum rotation per minute (rpm) is required, however a minimum wind speed of 2 m/s is required to ensure sufficient excitation of blade.

The system can also come with a valid certification from accredited institutes.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

25.6. Options and logging in SCADA

Possible options in SCADA to configure the usage of the external sensor on site level (independent of the individual turbine interface):

- Set predefined ice conditions using ice parameters
- Enable or disable automatic stop of individual turbines
- Enable or disable automatic restart of individual turbines
- Group turbines for auto stop and auto restart. SGRE recommends using SCADA to group ice sensor installed turbines along with turbines on which ice sensors are not installed.

Ice parameters are set in the SCADA interface. Depending on requirements, ice parameters can be modified to configure new ice conditions through the SCADA interface. Below is a list of the parameters:

- **Ice Restart Delay:** Turbines that are stopped due to ice are restarted only if ice is not reported from the sensor during the "Ice Stop Delay" in seconds configured by the user.
- **Ice Stop Delay:** Turbines are stopped due to ice only if ice is detected on turbine(s) for more than the ice stop delay in seconds configured by the user.
- **Ambient Temperature Duration:** Duration in seconds for how long the ambient temperature for ice detection should be exceeded to restart the turbines which are stopped due to ice.
  - E.g. above 5°C for 600 seconds
- **Ambient Temperature Threshold:** This parameter defines the temperature which must be exceeded to restart turbines stopped due to ice detection.
  - E.g. above 5°C for 600 seconds
- **Ice Control Start Time** and **Ice Control End Time:** Configured turbines will be stopped due to ice detection when the actual time is between Ice Control Start Time and Ice Control End Time. When the current time falls outside the range specified in Ice Control Start Time and Ice Control End Time, the turbines are restarted.

The alarms are presented in the 'Alarm log' of the Web WPS SCADA interface.

Figure 3: Presentation of alarms related to the ice detection system in Web WPS SCADA

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

25.7. Operation with Ice Strategy

25.7.1. Operation with Ice Strategy: Stop Turbine

Stopping the turbine is often used in scenarios where it is not safe to keep running the turbine during icing conditions, e.g. where potential wildlife, people or equipment can be damaged/hurt. Only if using the external sensor can this approach be seen as safe, as the external sensors are often mounted on the nacelle and will detect when ice is forming and not based on production as the “Low Power Curve Detection” and “No Cut In” features do.

Operation with Ice Strategy: Stop Turbine makes sure the turbine is stopped when ice is detected. Additional option is possible in combination with the stop: Yaw to Angle.

Regardless of how *Operation with Ice Strategy: Stop Turbine* is configured, it is possible to determine if the turbine should auto reset or manually reset. The following options exist for auto reset:

- A stopped turbine with an ice detection alarm is reset after X hours
- A stopped turbine with an ice detection alarm requires manual reset
- A stopped turbine with an ice detection alarm that is yawed to a specific angle due to safety constraints is reset after X hours
- A stopped turbine with an ice detection alarm that is yawed to a specific angle due to safety constraints requires manual reset

25.7.2. Operation with Ice Strategy: Adaptive Operation

Operation with Ice Strategy: Adaptive Operation provides customers with a way to optimize the wind turbine so that it continues operation when ice builds up on the blades and ice detection is triggered, thereby limiting shutdown events. By allowing continued operation, ice accumulates more slowly on the blades compared to if it were at a standstill. Therefore, the yield of production with ice buildup will increase due to adaptation/optimization to icing conditions through pitch angle and speed-power modification.

Operation with Ice Strategy: Adaptive Operation offers a limited power production under managed loads and thereby reduces the turbines’ shutdown events. *Operation with Ice Strategy: Adaptive Operation* is a wind turbine controller software functionality for optimizing performance, allowing the turbine to maintain operation in ice conditions.

When ice is detected via the LPDC or No Cut-in ice detection sources, *Operation with Ice Strategy: Adaptive Operation* finds the optimal operational setup in order to maximize production by first modifying the speed power curve (as shown in Figure 4). *Operation with Ice Strategy: Adaptive Operation* increases the rotor speed to avoid the blades stalling and the turbine from cutting out. The speed will not exceed nominal speed.

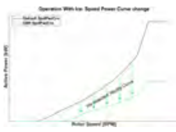


Figure 4. Illustration of OWI Speed-Power curve modification

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

Use of the *Operation with Ice Strategy: Adaptive Operation* functionality may under certain conditions increase the noise emissions from the turbine, and the noise emissions may exceed the levels indicated in the turbine supply agreement. Any noise levels indicated or warranted in the turbine supply agreement shall not be applicable in the event of operation of the turbine with the *Operation with Ice Strategy: Adaptive Operation* functionality activated.

It is the sole responsibility of the owner of the turbine to ensure that the turbine operating with *Operation with Ice Strategy: Adaptive Operation* functionality activated complies with any noise restriction applicable, irrespective of whether such limits follow from permits, legislation or otherwise. Siemens Gamesa accepts no responsibility for any violation of such limits.

© Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.U, 2024. All rights reserved.

Restricted
Document no.: 0127-1584 V04
2024-11-05

Performance Specification

EnVentus™
V172-7.2 MW 50/60 Hz

Original Instruction: T05 0127-1584 VER 04
T05 0127-1584 Ver 04 • Approved• Exported from DMS: 2025-02-13 by YNDEN

Table of contents

1 GENERAL DESCRIPTION 4
2 TYPE APPROVALS AND AVAILABLE HUB HEIGHTS 4
3 OPERATIONAL ENVELOPE AND PERFORMANCE GUIDELINES 5
3.1 CLIMATE AND SITE CONDITIONS 5
3.1.1 *Wind Power Plant Layout* 7
3.2 OPERATIONAL ENVELOPE – WIND 7
3.3 OPERATIONAL ENVELOPE – TEMPERATURE AND ALTITUDE 8
3.3.1 *Temperature dependent operation* 9
3.4 OPERATIONAL ENVELOPE – CONDITIONS FOR POWER CURVE AND CT VALUES (AT HUB HEIGHT) 11
3.5 OPERATIONAL ENVELOPE – REACTIVE POWER CAPABILITY 12
3.5.1 *Temperature dependent reactive power capability* 13
3.6 SOUND PERFORMANCE 14
4 DRAWINGS 15
4.1 TURBINE VISUAL IMPRESSION – SIDE VIEW 15
5 GENERAL RESERVATIONS, NOTES AND DISCLAIMERS 16
6 POWER CURVES, CT VALUES AND SOUND CURVES, MODE PO7200 17
6.1 POWER CURVES, MODE PO7200 17
6.2 CT VALUES, MODE PO7200 18
6.3 SOUND CURVES, MODE PO7200 19

Original Instruction: T05 0127-1584 VER 04
T05 0127-1584 Ver 04 • Approved• Exported from DMS: 2025-02-13 by YNDEN

Recipient acknowledges that (i) this Performance Specification is provided for recipient's information only, and, does not create or constitute a warranty, guarantee, promise, commitment, or other representation (Commitment) by Vestas Wind Systems or any of its affiliated or subsidiary companies (Vestas), all of which are disclaimed by Vestas and (ii) any and all Commitments by Vestas to recipient as to this Performance Specification (or any of the contents herein) are to be contained exclusively in signed written contracts between recipient and Vestas, and not within this document.

See general reservations, notes and disclaimers (including, Section 5, p. 16) to this Performance Specification.

Original Instruction: T05 0127-1584 VER 04
T05 0127-1584 Ver 04 • Approved• Exported from DMS: 2025-02-13 by YNDEN

1 General Description

The Vestas V172-7.2 MW is a wind turbine variant within the EnVentus™ turbine range. It is a pitch regulated upwind turbine with active yaw and a three-blade rotor. The V172-7.2 MW turbine has a rotor diameter of 172 m and a rated power of 7.2 MW.

For more details, please refer to the General Description of the EnVentus™ turbine range (General Description EnVentus™ - 0112-2836).

2 Type Approvals and Available Hub Heights

The standard turbine is type certified according to the certification standards and available hub heights listed below:

Certification	Wind Class	Hub Height
IECRE OD-501	IEC S	166 / 150 / 114 m
DIBt 2012	DIBt S	199 / 175 / 164 / 114 m

Original Instruction: T05 0127-1584 VER 04
T05 0127-1584 Ver 04 • Approved• Exported from DMS: 2025-02-13 by YNDEN

3 Operational Envelope and Performance Guidelines

Actual climate and site conditions have many variables and should be considered in evaluating actual turbine performance. The design and operating parameters set forth in this section do not constitute warranties, guarantees, or representations as to turbine performance at actual sites.

3.1 Climate and Site Conditions

The standard turbine is designed for the wind climate conditions listed below. Values refer to hub height.

	DIBt towers			
Wind Class	**DIBt S**	**DIBt S**	**DIBt S**	**DIBt S**
Hub Height	**CHT* 175m**	**CHT* 164m**	**CHT* 199m**	**114m**
Power Rating	**7.2 MW**	**7.2 MW**	**7.2 MW**	**7.2 MW**
Average design parameters				
Wind Speed (10 min average), V_{ave}	7.2 m/s	7.2 m/s	7.6 m/s**	7.6 m/s
Weibull Scale Factor, *C*	8.1 m/s	8.1 m/s	8.6 m/s	8.6 m/s
Weibull Shape Factor, *k*	2	2	2	2
I_{ref} acc. to IEC 61400-1	S	S	S	S
Turbulence Intensity, I_{90} (90% quant.)	S	S	S	S
Wind Shear, α	0.27	0.27	0.27	0.25
Inflow Angle	8°	8°	8°	8°
Extreme design parameters				
Extr Wind Speed (10 min average), V_{50}	38.0 m/s	39.5 m/s	38.7 m/s	39.0 m/s
Survival Wind Speed (3 s gust), V_{e50}	53.2 m/s	55.3 m/s	54.2 m/s	54.6 m/s
Turbulence intensity, $I_{v(z)}$	11.10%	11.10%	11.10%	11.30%

*CHT refers to Concrete Hybrid Tower
** Reduction of 0.4 m/s in V_{ave} for 25 years certification

Original Instruction: T05 0127-1584 VER 04
T05 0127-1584 Ver 04 • Approved• Exported from DMS: 2025-02-13 by YNDEN

	IEC towers		
Wind Class	**IEC S**	**IEC S**	**IEC S**
Hub Height	**166m**	**150m**	**114m**
Power Rating	**7.2 MW**	**7.2 MW**	**7.2 MW**
Extreme design parameters			
Wind Speed (10 min average), V_{ave}	7.4 m/s	8.0 m/s	7.2 m/s
Weibull Scale Factor, *C*	8.3 m/s	9.0 m/s	8.1 m/s
Weibull Shape Factor, *k*	2.48	2.5	2.1
I_{ref} acc. to IEC 61400-1	15%	13%	14%
Turbulence Intensity, I_{90} (90% quant.)	16.9%	14.6%	15.7%
Wind Shear, α	0.3	0.21	0.15
Inflow Angle	8°	8°	8°
Extreme design parameters			
Extr Wind Speed (10 min average), V_{50}	35.0 m/s	41.0 m/s	40.0 m/s
Survival Wind Speed (3 s gust), V_{e50}	49.0 m/s	57.4 m/s	56.0 m/s
Turbulence intensity, $I_{v(z)}$	11%	11%	11%

NOTE The turbine is intended for low to medium wind speed sites and is classified as DIBt S and IEC S. Please contact Vestas Wind Systems A/S for further information if needed.

Original Instruction: T05 0127-1584 VER 04
T05 0127-1584 Ver 04 • Approved• Exported from DMS: 2025-02-13 by YNDEN

3.1.1 Wind Power Plant Layout

Turbine spacing is to be evaluated site-specifically. Spacing below two rotor diameters (2D) may require sector-wise curtailment.

NOTE As evaluation of climate and site conditions is complex, consult Vestas for every project. If conditions exceed the above parameters, Vestas must be consulted.

3.2 Operational Envelope – Wind

Values refer to hub height and are determined by the sensors and control system of the turbine.

Wind Climate	DIBt S, IEC S
	PO7200
Cut-In, V_{in}	3 m/s
Cut-Out (10 min exponential avg.), V_{out}	25 m/s
Re-Cut In (10 min exponential avg.)	23 m/s

Original Instruction: T05 0127-1584 VER 04
T05 0127-1584 Ver 04 • Approved• Exported from DMS: 2025-02-13 by YNDEN

3.3 Operational Envelope – Temperature and Altitude

Values below refer to hub height and are determined by the sensors and control system of the turbine.

Operational Envelope – Temperature	
Ambient Temperature Interval	-20° to +45°C
Ambient Temperature Interval (Low Temperature operation)	-30° to +45°C

NOTE The wind turbine will stop producing power at ambient temperatures above 45°C. For the low temperature operation of the wind turbine please consult Vestas.

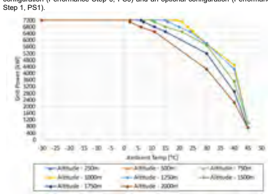
The turbine is designed for use at altitudes up to 1000 m above sea level as standard and optional up to 2000 m above sea level. Contact Vestas for more details.

Original Instruction: T05 0127-1584 VER 04
T05 0127-1584 Ver 04 • Approved• Exported from DMS: 2025-02-13 by YNDEN

3.3.1 Temperature dependent operation

Values below refer to hub height and are determined by the sensors and control system of the turbine. At ambient temperatures above the thresholds shown for each operating mode, the turbine will maintain derated production.

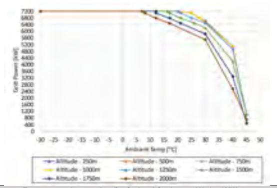
The turbine will be available with two temperature performance steps a standard configuration (Performance Step 0, PS0) and an optional configuration (Performance Step 1, PS1).



Temperature derate points for Standard Cooler top, V172-7.2MW														
Altitude [m]	**[°C]**	**[kW]**	**[°C]**	**[kW]**	**[°C]**	**[kW]**	**[°C]**	**[kW]**	**[°C]**	**[kW]**	**[°C]**	**[kW]**	**[°C]**	**[kW]**
<250	19	7200	21	7100	23	6800	25	6500	30	5800	40	4500	45	1000
250-500	19	7200	21	7100	23	6800	25	6500	30	5800	40	4500	45	1000
500-750	19	7200	21	7100	23	6800	25	6500	30	5800	40	4500	45	1000
750-1000	19	7200	21	7100	23	6800	25	6500	30	5800	40	4500	45	1000
1000-1250	15	7200	16	7100	20	6800	24	6500	30	5800	40	4250	45	1000
1250-1500	10	7200	11	7100	15	6800	21	6500	30	5700	40	3500	45	1000
1500-1750	6	7200	7	7100	11	6800	15	6500	30	5200	40	2900	45	720
1750-2000	2	7200	2	7100	6	6800	11	6500	30	4250	40	2250	45	720

Figure 3-1: Temperature dependant derated operation – Standard cooler top (PS0)

Original Instruction: T05 0127-1584 VER 04
T05 0127-1584 Ver 04 • Approved• Exported from DMS: 2025-02-13 by YNDEN



Temperature derate points for Optional Cooler top, V172-7.2MW														
Altitude [m]	**[°C]**	**[kW]**	**[°C]**	**[kW]**	**[°C]**	**[kW]**	**[°C]**	**[kW]**	**[°C]**	**[kW]**	**[°C]**	**[kW]**	**[°C]**	**[kW]**
<250	20	7200	25	7100	28	6800	30	6600	-	-	40	5100	45	1000
250-500	20	7200	25	7100	28	6800	30	6550	-	-	40	5100	45	1000
500-750	20	7200	25	7100	28	6800	30	6500	-	-	40	5100	45	1000
750-1000	20	7200	25	7100	28	6800	30	6500	-	-	40	5100	45	1000
1000-1250	20	7200	21	7100	25	6800	30	6500	-	-	40	4950	45	1000
1250-1500	16	7200	17	7100	21	6800	26	6500	30	6200	40	4200	45	1000
1500-1750	12	7200	12	7100	17	6800	21	6500	30	5850	40	3300	45	720
1750-2000	7	7200	8	7100	12	6800	17	6500	30	5500	40	2550	45	720

Figure 3-2: Temperature dependant derated operation – Optional cooler top (PS1)

Original Instruction: T05 0127-1584 VER 04
T05 0127-1584 Ver 04 • Approved• Exported from DMS: 2025-02-13 by YNDEN

3.4 Operational Envelope – Conditions for Power Curve and Ct Values (at Hub Height)

Please consult section 6 and subsequent, for power curves and C_t values.

Conditions for Power Curve and C_t Values (at Hub Height)	
Wind Shear, *α*	0.00-0.30 (10-minute average)
Turbulence Intensity, *I*	6-12% (10-minute average)
Blades	Clean
Rain	No
Ice/Snow on Blades	No
Leading Edge	No damage
Terrain	IEC 61400-12-1
Inflow Angle (Vertical)	0 ±2°
Grid Voltage	Nominal Voltage ±2.5%
Grid Frequency	Nominal Frequency ±0.5 Hz
Grid Active Power (LV-side)	Per tabulated values in Section 6 and following sections
Grid Reactive Power (LV-side)	Power Factor 1.0

Original Instruction: T05 0127-1584 VER 04
T05 0127-1584 Ver 04 • Approved• Exported from DMS: 2025-02-13 by YNDEN

3.5 Operational Envelope – Reactive Power Capability

The turbine has a reactive power capability on the low voltage side of the HV transformer as illustrated in Figure 3-3:

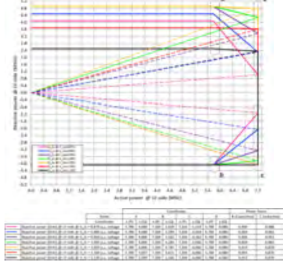


Figure 3-3: Reactive power capability.

Due to thermal limitations, long term steady state reactive power production below cut in windspeed cannot be guaranteed.

Original Instruction: T05 0127-1584 VER 04
T05 0127-1584 Ver 04 • Approved• Exported from DMS: 2025-02-13 by YNDEN

3.5.1 Temperature dependent reactive power capability

The reactive power capability shown in Figure 3-3 is valid for ambient temperatures at which no active power derate is needed according to Figure 3-1 and Figure 3-2.

For ambient temperatures up to 40°C, where active power is derated below 6.8 MW because of ambient temperature, the shape of the PQ chart corresponding to 6.8 MW (Figure 3-4: A, B, C and D points) is maintained. The active power for the A, B, C and D points is however adjusted according to the overall WTG active power derate according to Figure 3-1 and Figure 3-2.

For ambient temperatures between 40°C and 45°C, reactive power is derated proportional to the active power derate.

Figure 3-4 shows an illustrative example of the reactive power derate.

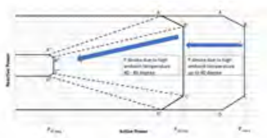


Figure 3-4 Reactive power capability temperature dependency. Illustrative example.

Original Instruction: T05 0127-1584 VER 04
T05 0127-1584 Ver 04 • Approved• Exported from DMS: 2025-02-13 by YNDEN

3.6 Sound Performance

Sound performance for V172-7.2MW.

Sound modes			
Mode No.	**Maximum Sound Level**	**Serrated trailing edges**	**Available hub heights**
PO7200	107.8 dBA	Yes (standard)	199 / 175 / 166 / 164 / 150 / 114 m
PO7200-0S	111.1 dBA	No (option)	199 / 175 / 166 / 164 / 150 / 114 m

For operation in sound sensitive markets, the V172-7.2MW turbine can be configured to operate in Sound Optimized modes. Performance and operational details related to Sound Optimized modes can be found in a separate Sound performance specification. Contact Vestas for more details.

Original Instruction: T05 0127-1584 VER 04
T05 0127-1584 Ver 04 • Approved• Exported from DMS: 2025-02-13 by YNDEN

4 Drawings

Overview drawings describing the wind turbines, tower and foundation are shown in these documents.

V172 HH199 (DiBt) – 0134-0468
V172 HH175 (DiBt) – 0114-1754
V172 HH164 (DiBt) – 0114-1757
V172 HH166 (IEC) – 0120-2603
V172 HH150 (IEC) – 0120-2640
V172 HH114 (IEC) – 0128-6274

NOTE For detailed drawings, please contact Vestas Wind Systems A/S.

4.1 Turbine visual impression – side view

Original Instruction: T05 0127-1584 VER 04
T05 0127-1584 Ver 04 • Approved• Exported from DMS: 2025-02-13 by YNDEN

5 General Reservations, Notes and Disclaimers

- © 2024 Vestas Wind Systems A/S. This document is created by Vestas Wind Systems A/S and/or its affiliates and contains copyrighted material, trademarks, and other proprietary information. All rights reserved. No part of the document may be reproduced or copied in any form or by any means – such as graphic, electronic, or mechanical, including photocopying, taping, or information storage and retrieval systems – without the prior written permission of Vestas Wind Systems A/S. The use of this document is prohibited unless specifically permitted by Vestas Wind Systems A/S. Trademarks, copyright or other notices may not be altered or removed from the document.
- The performance specifications described in this document apply to the current version of the V172-7.2 MW wind turbine. Updated versions of the V172-7.2 MW wind turbine, which may be manufactured in the future, may differ from these performance specifications. In the event that Vestas supplies an updated version of the V172-7.2 MW wind turbine, Vestas will provide an updated performance specification applicable to the updated version.
- All listed start/stop parameters (e.g. wind speeds) are equipped with hysteresis control. This can, in certain borderline situations, result in turbine stops even though the ambient conditions are within the listed operation parameters.
- This document, Performance Specification, is not an offer for sale, and does not contain any guarantee, warranty and/or verification of the power curve and sound (including, without limitation, the power curve and sound verification method). Any guarantee, warranty and/or verification of the power curve and sound (including, without limitation, the power curve and sound verification method) must be agreed to separately in writing.

Original Instruction: T05 0127-1584 VER 04
T05 0127-1584 Ver 04 • Approved• Exported from DMS: 2025-02-13 by YNDEN

6 Power Curves, Ct Values and Sound Curves, Mode PO7200

6.1 Power Curves, Mode PO7200/PO7200-0S

	Air density [kg/m³]													
Wind speed [m/s]	1.225	0.950	0.975	1.000	1.025	1.050	1.075	1.100	1.125	1.150	1.175	1.200	1.250	1.275
3.0	32	15	16	18	19	21	22	24	26	27	29	30	34	35
3.5	129	78	83	87	91	95	100	105	109	114	119	124	134	140
4.0	288	195	204	213	221	230	238	246	255	263	271	279	296	304
4.5	481	346	359	371	383	395	407	420	432	444	457	469	493	506
5.0	715	529	546	563	580	597	614	631	648	665	682	698	732	749
5.5	999	748	770	793	816	839	862	885	907	930	953	976	1022	1045
6.0	1340	1011	1041	1071	1101	1131	1160	1190	1220	1250	1280	1310	1370	1400
6.5	1739	1322	1360	1398	1436	1475	1512	1550	1588	1626	1663	1701	1776	1814
7.0	2203	1686	1733	1781	1828	1875	1922	1969	2016	2063	2109	2156	2249	2296
7.5	2729	2100	2158	2215	2273	2330	2387	2444	2502	2559	2616	2672	2785	2842
8.0	3324	2569	2639	2708	2777	2847	2915	2984	3052	3121	3189	3256	3391	3459
8.5	3986	3098	3180	3262	3344	3426	3507	3587	3668	3748	3827	3907	4061	4137
9.0	4685	3685	3780	3875	3969	4064	4155	4246	4337	4427	4513	4599	4737	4788
9.5	5314	4287	4388	4488	4589	4689	4781	4874	4966	5058	5143	5229	5335	5357
10.0	5904	4863	4964	5066	5168	5270	5363	5456	5550	5643	5730	5817	5909	5914
10.5	6441	5389	5494	5598	5703	5808	5904	6000	6096	6192	6275	6358	6441	6440
11.0	6854	5886	5993	6099	6205	6312	6399	6486	6574	6661	6725	6789	6850	6847
11.5	7078	6361	6456	6551	6646	6741	6800	6860	6920	6980	7012	7045	7076	7074
12.0	7160	6756	6820	6885	6949	7013	7040	7067	7094	7121	7134	7147	7159	7158
12.5	7195	7008	7038	7068	7098	7129	7140	7152	7164	7176	7182	7188	7194	7194
13.0	7200	7119	7133	7148	7162	7177	7182	7187	7193	7198	7199	7199	7200	7200
13.5	7200	7166	7173	7179	7186	7192	7194	7196	7198	7199	7200	7200	7200	7200
14.0	7200	7188	7191	7194	7196	7199	7199	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200
14.5	7200	7197	7198	7199	7199	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200
15.0	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200
15.5	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200
16.0	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200
16.5	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200
17.0	7200	7199	7199	7199	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200
17.5	7194	7179	7180	7182	7183	7185	7186	7187	7189	7190	7191	7192	7195	7196
18.0	7124	7064	7069	7074	7078	7083	7089	7094	7100	7106	7112	7118	7130	7136
18.5	6959	6887	6892	6897	6903	6908	6915	6922	6929	6935	6943	6951	6967	6976
19.0	6789	6719	6724	6730	6735	6740	6747	6754	6760	6767	6774	6782	6797	6806
19.5	6630	6561	6567	6572	6578	6584	6589	6595	6601	6607	6615	6622	6637	6645
20.0	6472	6384	6392	6399	6407	6414	6422	6431	6439	6448	6456	6464	6481	6490
20.5	6262	6129	6140	6151	6163	6174	6187	6200	6212	6225	6238	6250	6275	6287
21.0	5946	5762	5777	5793	5809	5825	5842	5859	5876	5893	5911	5928	5964	5983
21.5	5538	5328	5345	5362	5379	5396	5416	5435	5454	5474	5495	5516	5558	5579
22.0	5069	4864	4880	4897	4913	4930	4950	4971	4991	5011	5031	5050	5090	5110
22.5	4597	4402	4419	4436	4453	4471	4487	4504	4521	4538	4558	4577	4614	4631
23.0	4121	3930	3947	3963	3979	3996	4013	4030	4047	4064	4083	4102	4136	4150
23.5	3636	3468	3484	3500	3515	3531	3545	3559	3572	3586	3603	3619	3651	3666
24.0	3169	3020	3034	3048	3062	3076	3089	3102	3115	3127	3141	3155	3184	3199
24.5	2718	2589	2602	2615	2627	2640	2653	2665	2678	2690	2699	2709	2734	2750
25.0	2328	2223	2232	2242	2252	2262	2271	2280	2289	2298	2308	2318	2335	2343

Original Instruction: T05 0127-1584 VER 04
T05 0127-1584 Ver 04 • Approved• Exported from DMS: 2025-02-13 by YNDEN

6.2 Ct Values, Mode PO7200/PO7200-0S

	Air density kg/m³													
Wind speed [m/s]	1.225	0.950	0.975	1.000	1.025	1.050	1.075	1.100	1.125	1.150	1.175	1.200	1.250	1.275
3.0	0.969	0.980	0.979	0.978	0.977	0.976	0.975	0.974	0.973	0.972	0.971	0.970	0.968	0.967
3.5	0.885	0.893	0.892	0.892	0.891	0.890	0.889	0.889	0.888	0.887	0.886	0.886	0.884	0.883
4.0	0.834	0.846	0.845	0.844	0.843	0.842	0.840	0.839	0.838	0.836	0.836	0.835	0.832	0.831
4.5	0.818	0.827	0.826	0.824	0.823	0.821	0.821	0.820	0.819	0.819	0.818	0.818	0.817	0.816
5.0	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812
5.5	0.815	0.814	0.814	0.814	0.815	0.815	0.815	0.815	0.815	0.815	0.815	0.815	0.814	0.814
6.0	0.814	0.816	0.816	0.816	0.816	0.816	0.815	0.815	0.815	0.815	0.814	0.814	0.813	0.813
6.5	0.810	0.816	0.815	0.815	0.815	0.814	0.814	0.813	0.813	0.812	0.811	0.811	0.809	0.809
7.0	0.805	0.814	0.813	0.812	0.812	0.811	0.810	0.809	0.808	0.808	0.807	0.806	0.804	0.803
7.5	0.797	0.810	0.809	0.808	0.807	0.806	0.804	0.803	0.802	0.801	0.800	0.798	0.796	0.794
8.0	0.788	0.804	0.803	0.802	0.800	0.799	0.797	0.796	0.794	0.793	0.791	0.790	0.787	0.785
8.5	0.777	0.798	0.796	0.794	0.793	0.791	0.789	0.787	0.785	0.783	0.781	0.779	0.774	0.770
9.0	0.750	0.789	0.786	0.784	0.781	0.779	0.775	0.771	0.768	0.764	0.759	0.755	0.734	0.719
9.5	0.690	0.756	0.751	0.745	0.740	0.734	0.728	0.722	0.715	0.709	0.703	0.696	0.669	0.649
10.0	0.628	0.703	0.696	0.689	0.682	0.675	0.668	0.661	0.654	0.647	0.641	0.634	0.609	0.590
10.5	0.571	0.644	0.637	0.630	0.623	0.616	0.610	0.603	0.597	0.591	0.584	0.578	0.555	0.538
11.0	0.513	0.590	0.584	0.577	0.571	0.564	0.557	0.550	0.544	0.537	0.529	0.521	0.499	0.486
11.5	0.451	0.543	0.536	0.529	0.521	0.514	0.505	0.496	0.488	0.479	0.470	0.460	0.440	0.429
12.0	0.392	0.496	0.487	0.478	0.468	0.459	0.449	0.439	0.429	0.419	0.410	0.401	0.382	0.373
12.5	0.341	0.445	0.435	0.424	0.413	0.403	0.393	0.384	0.375	0.365	0.357	0.349	0.334	0.326
13.0	0.299	0.393	0.383	0.373	0.363	0.353	0.345	0.337	0.328	0.320	0.313	0.306	0.292	0.286
13.5	0.264	0.347	0.338	0.329	0.321	0.312	0.304	0.297	0.290	0.282	0.276	0.270	0.259	0.253
14.0	0.235	0.308	0.300	0.292	0.284	0.276	0.270	0.263	0.257	0.251	0.245	0.240	0.230	0.225
14.5	0.210	0.274	0.267	0.260	0.253	0.246	0.241	0.235	0.229	0.224	0.219	0.214	0.206	0.202
15.0	0.188	0.245	0.239	0.233	0.226	0.220	0.215	0.211	0.206	0.201	0.197	0.193	0.185	0.181
15.5	0.170	0.220	0.215	0.209	0.204	0.199	0.194	0.190	0.186	0.181	0.178	0.174	0.167	0.164
16.0	0.155	0.199	0.194	0.190	0.185	0.180	0.176	0.172	0.168	0.164	0.161	0.158	0.152	0.149
16.5	0.141	0.181	0.177	0.172	0.168	0.164	0.160	0.157	0.153	0.150	0.147	0.144	0.138	0.136
17.0	0.129	0.165	0.161	0.157	0.153	0.149	0.146	0.143	0.140	0.137	0.134	0.132	0.127	0.124
17.5	0.119	0.151	0.148	0.144	0.141	0.137	0.134	0.132	0.129	0.126	0.124	0.121	0.117	0.114
18.0	0.108	0.137	0.134	0.131	0.128	0.124	0.122	0.120	0.117	0.115	0.112	0.110	0.106	0.105
18.5	0.098	0.123	0.120	0.117	0.115	0.112	0.110	0.108	0.105	0.103	0.101	0.100	0.096	0.094
19.0	0.088	0.110	0.108	0.105	0.103	0.100	0.099	0.097	0.095	0.093	0.091	0.089	0.086	0.085
19.5	0.080	0.100	0.097	0.095	0.093	0.091	0.089	0.088	0.086	0.084	0.083	0.081	0.078	0.077
20.0	0.073	0.090	0.088	0.086	0.084	0.083	0.081	0.079	0.078	0.076	0.075	0.074	0.071	0.070
20.5	0.066	0.081	0.079	0.077	0.076	0.074	0.073	0.072	0.070	0.069	0.068	0.067	0.065	0.064
21.0	0.058	0.071	0.070	0.068	0.067	0.066	0.065	0.063	0.062	0.061	0.060	0.059	0.058	0.057
21.5	0.052	0.062	0.061	0.060	0.059	0.057	0.056	0.056	0.055	0.054	0.053	0.052	0.051	0.050
22.0	0.045	0.053	0.052	0.052	0.051	0.050	0.049	0.048	0.047	0.047	0.046	0.045	0.044	0.044
22.5	0.039	0.046	0.045	0.044	0.044	0.043	0.042	0.042	0.041	0.040	0.040	0.039	0.038	0.038
23.0	0.033	0.039	0.039	0.038	0.037	0.037	0.036	0.036	0.035	0.035	0.034	0.034	0.033	0.033
23.5	0.028	0.033	0.033	0.032	0.032	0.031	0.031	0.030	0.030	0.030	0.029	0.029	0.028	0.028
24.0	0.024	0.028	0.028	0.027	0.027	0.026	0.026	0.026	0.025	0.025	0.025	0.025	0.024	0.024
24.5	0.020	0.024	0.023	0.023	0.023	0.022	0.022	0.022	0.021	0.021	0.021	0.021	0.020	0.020
25.0	0.017	0.020	0.020	0.019	0.019	0.019	0.019	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.017	0.017

Original Instruction: T05 0127-1584 VER 04
T05 0127-1584 Ver 04 • Approved• Exported from DMS: 2025-02-13 by YNDEN

6.3 Sound Curves, Mode PO7200/PO7200-0S

Sound Power Level at Hub Height		
Conditions for Sound Power Level:	Measurement standard IEC 61400-11 ed. 3 Maximum turbulence at hub height: 30% Inflow angle (vertical): 0 ±2° Air density: 1.225 kg/m³	
Wind speed at hub height [m/s]	Sound Power Level at Hub Height [dBA] Mode PO7200 (Blades with serrated trailing edge)	Sound Power Level at Hub Height [dBA] Mode PO7200-0S (Blades without serrated trailing edge)
3	97.6	100.8
4	97.6	100.8
5	97.7	100.9
6	99.5	102.7
7	102.2	105.4
8	105.0	108.2
9	107.1	110.3
10	107.8	111.1
11	107.8	111.1
12	107.8	111.1
13	107.8	111.1
14	107.8	111.1
15	107.8	111.1

Original Instruction: T05 0127-1584 VER 04
T05 0127-1584 Ver 04 • Approved• Exported from DMS: 2025-02-13 by YNDEN

Restricted
Document no.: 0180-4980 V02
2024-11-22

Sound Performance Specification

EnVentus™ V172

Original Instruction: T05 0180-4980 VER 02
T05 0180-4980 Ver 02 • Approved• Exported from DMS: 2025-02-13 by YNDEN

Table of contents

1 GENERAL DESCRIPTION 4
2 OPERATIONAL ENVELOPE AND PERFORMANCE GUIDELINES 5
2.1 Operational Envelope – Wind 5
2.2 Conditions for Power Curve and Ct Values (at Hub Height) 5
2.3 Conditions for Sound Power Level 6
2.4 Sound Optimized Modes 6
3 GENERAL RESERVATIONS, NOTES AND DISCLAIMERS 7
4 POWER CURVES, CT VALUES AND NOISE CURVES FOR SOUND OPTIMIZED MODES 8
4.1 Power Curves, Sound Optimized Mode SO1 8
4.2 Ct Values, Sound Optimized Mode SO1 9
4.3 Sound Curves, Sound Optimized Mode SO1 9
4.4 Power Curves, Sound Optimized Mode SO2 11
4.5 Ct Values, Sound Optimized Mode SO2 12
4.6 Sound Curves, Sound Optimized Mode SO2 13
4.7 Power Curves, Sound Optimized Mode SO3 14
4.8 Ct Values, Sound Optimized Mode SO3 15
4.9 Sound Curves, Sound Optimized Mode SO3 16
4.10 Power Curves, Sound Optimized Mode SO4 17
4.11 Ct Values, Sound Optimized Mode SO4 18
4.12 Sound Curves, Sound Optimized Mode SO4 19
4.13 Power Curves, Sound Optimized Mode SO5 20
4.14 Ct Values, Sound Optimized Mode SO5 21
4.15 Sound Curves, Sound Optimized Mode SO5 22
4.16 Power Curves, Sound Optimized Mode SO6 23
4.17 Ct Values, Sound Optimized Mode SO6 24
4.18 Sound Curves, Sound Optimized Mode SO6 25

Original Instruction: T05 0180-4980 VER 02
T05 0180-4980 Ver 02 • Approved• Exported from DMS: 2025-02-13 by YNDEN

Recipient acknowledges that (i) this Sound Performance Specification is provided for recipient's information only, and, does not create or constitute a warranty, guarantee, promise, commitment, or other representation (Commitment) by Vestas Wind Systems or any of its affiliated or subsidiary companies (Vestas), all of which are disclaimed by Vestas and (ii) any and all Commitments by Vestas to recipient as to this Performance Specification (or any of the contents herein) are to be contained exclusively in signed written contracts between recipient and Vestas, and not within this document.

See general reservations, notes and disclaimers (including, Section 0, p. 6) to this Sound Performance Specification.

Original Instruction: T05 0180-4980 VER 02
T05 0180-4980 Ver 02 • Approved• Exported from DMS: 2025-02-13 by YNDEN

1 General Description

The Vestas V172 turbine variants are all turbines within the EnVentus™ turbine range.

The EnVentus turbines can be configured to operate in sound sensitive markets by enabling specific Sound Optimized operational modes. This Sound Performance Specification specifies detailed operational and sound performance relevant data for all EnVentus V172 turbine variants.

For more general performance details and market applicability on the EnVentus V172 turbines, please refer to the variant specific performance specifications as well as the General Description.

Original Instruction: T05 0180-4980 VER 02
T05 0180-4980 Ver 02 • Approved• Exported from DMS: 2025-02-13 by YNDEN

2 Operational Envelope and Performance Guidelines

The operational envelope for the EnVentus V172 variants operating in the Sound Optimized modes is identical to the operational envelope for the variant specific Power Optimized modes – see variant specific performance specifications.

2.1 Operational Envelope – Wind

Values refer to hub height and are determined by the sensors and control system of the turbine.

Operational modes	SO1, SO2, SO3, SO4, SO5, SO6
Cut-In, V_{in}	3 m/s
Cut-Out (10 min exponential avg.), V_{out}	25 m/s
Re-Cut In (10 min exponential avg.)	23 m/s

2.2 Conditions for Power Curve and Ct Values (at Hub Height)

Please consult section 4 and subsequent, for power curves and C_t values.

Conditions for Power Curve and C_t Values (at Hub Height)	
Wind Shear, *α*	0.00-0.30 (10-minute average)
Turbulence Intensity, *I*	6-12% (10-minute average)
Blades	Clean
Rain	No
Ice/Snow on Blades	No
Leading Edge	No damage
Terrain	IEC 61400-12-1
Inflow Angle (Vertical)	0 ±2°
Grid Voltage	Nominal Voltage ±2.5%
Grid Frequency	Nominal Frequency ±0.5 Hz
Grid Active Power (LV-side)	Per tabulated values in Section 4 and following sections

NOTE This Sound Performance Specification only contains power curve, Ct values and Noise curves for the Sound Optimized (SO) modes. Power curve, Ct values and Noise curves for Power Optimized (PO) modes can be found in the variant specific performance specifications

Original Instruction: T05 0180-4980 VER 02
T05 0180-4980 Ver 02 • Approved• Exported from DMS: 2025-02-13 by YNDEN

2.3 Conditions for Sound Power Level

Please consult section 4, for sound power levels.

Conditions for Sound Power Level and 1/3 Octave Values (at hub height)	
Measurement standard	IEC 61400-11 ed. 3
Maximum turbulence at hub height	30%
Inflow angle (vertical)	0 ±2°
Air density	1.225 kg/m³

2.4 Sound Optimized Modes

Sound Optimized (SO) modes as listed below are available as options for the EnVentus V172 turbines.

Sound Optimized (SO) modes			
Mode No.	Maximum Sound Level	Serrated trailing edges	Available hub heights
SO1	105 dBA	Yes (standard)	199 / 175 / 166 / 164 / 150 / 114 m
SO2	104 dBA	Yes (standard)	199 / 175 / 166 / 164 / 150 / 114 m
SO3	103 dBA	Yes (standard)	199 / 175 / 166 / 164 / 150 / 114 m
SO4	102 dBA	Yes (standard)	199 / 175 / 166 / 164 / 150 / 114 m
SO5	101 dBA	Yes (standard)	199 / 175 / 166 / 164 / 150 / 114 m
SO6	100 dBA	Yes (standard)	199 / 175 / 166 / 164 / 150 / 114 m

* All sound optimized modes in this table are available on both IEC and DIBt towers if not marked differently.

NOTE Listed hub heights are not necessarily available for all power variants – see variant specific performance specifications for more details.

NOTE Sound Optimized (SO) modes are only available with serrated trailing edges on the blades. For further details on sound performance and in case of specific requests, please contact Vestas Wind Systems A/S.

Original Instruction: T05 0180-4980 VER 02
T05 0180-4980 Ver 02 • Approved• Exported from DMS: 2025-02-13 by YNDEN

3 General Reservations, Notes and Disclaimers

- © 2024 Vestas Wind Systems A/S. This document is created by Vestas Wind Systems A/S and/or its affiliates and contains copyrighted material, trademarks, and other proprietary information. All rights reserved. No part of the document may be reproduced or copied in any form or by any means – such as graphic, electronic, or mechanical, including photocopying, taping, or information storage and retrieval systems – without the prior written permission of Vestas Wind Systems A/S. The use of this document is prohibited unless specifically permitted by Vestas Wind Systems A/S. Trademarks, copyright or other notices may not be altered or removed from the document.
- The sound relevant operational and performance data described in this document apply to the current variants of the EnVentus V172 wind turbines. Updated versions of the V172 wind turbines, which may be manufactured in the future, may differ from these data. In the event Vestas supplies updated variants of the V172 wind turbine, Vestas will provide updated data applicable to the updated variants.
- All listed start/stop parameters (e.g. wind speeds) are equipped with hysteresis control. This can, in certain borderline situations, result in turbine stops even though the ambient conditions are within the listed operation parameters.
- This document, Sound Performance Specification, is not an offer for sale, and does not contain any guarantee, warranty and/or verification of the power curve and sound (including, without limitation, the power curve and sound verification method). Any guarantee, warranty and/or verification of the power curve and sound (including, without limitation, the power curve and sound verification method) must be agreed to separately in writing.

Original Instruction: T05 0180-4980 VER 02
T05 0180-4980 Ver 02 • Approved• Exported from DMS: 2025-02-13 by YNDEN

4 Power Curves, Ct Values and Noise Curves for Sound Optimized Modes

4.1 Power Curves, Sound Optimized Mode SO1

	Air density [kg/m³]													
Wind speed [m/s]	1.225	0.950	0.975	1.000	1.025	1.050	1.075	1.100	1.125	1.150	1.175	1.200	1.250	1.275
3.0	32	15	16	18	19	21	22	24	26	27	29	30	34	35
3.5	129	78	83	87	91	95	100	105	109	114	119	124	134	140
4.0	288	191	200	209	218	227	236	245	253	262	271	279	296	304
4.5	471	338	350	362	374	386	398	410	422	435	447	459	483	495
5.0	698	513	530	547	564	581	598	614	631	648	664	681	714	731
5.5	974	729	751	773	795	818	840	862	885	907	929	952	997	1019
6.0	1307	986	1015	1044	1073	1102	1132	1161	1190	1220	1249	1278	1336	1366
6.5	1697	1290	1327	1364	1401	1438	1475	1512	1549	1587	1623	1660	1734	1771
7.0	2150	1645	1691	1737	1783	1830	1876	1922	1967	2013	2059	2105	2196	2241
7.5	2666	2050	2106	2162	2219	2275	2331	2387	2443	2499	2555	2610	2721	2776
8.0	3251	2510	2578	2646	2714	2782	2849	2916	2984	3051	3118	3184	3317	3383
8.5	3903	3027	3108	3188	3269	3349	3429	3509	3588	3668	3746	3825	3981	4058
9.0	4570	3564	3657	3750	3842	3935	4026	4118	4209	4300	4390	4480	4656	4743
9.5	5206	4081	4185	4289	4393	4498	4600	4703	4805	4908	5007	5106	5289	5357
10.0	5774	4577	4692	4808	4923	5039	5149	5260	5370	5481	5578	5676	5839	5905
10.5	6100	5055	5178	5301	5424	5547	5649	5750	5852	5954	6028	6100	6100	6100
11.0	6100	5498	5616	5733	5850	5968	6046	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100
11.5	6100	5878	5973	6068	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100
12.0	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100
12.5	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100
13.0	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100
13.5	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100
14.0	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100
14.5	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100
15.0	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100
15.5	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100
16.0	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100	6100
16.5	5887	5879	5879	5880	5881	5882	5882	5883	5884	5884	5885	5886	5888	5888
17.0	5674	5657	5659	5660	5662	5663	5665	5666	5667	5669	5671	5672	5675	5677
17.5	5461	5436	5438	5440	5443	5445	5447	5449	5451	5453	5456	5458	5463	5465
18.0	5248	5215	5218	5221	5224	5226	5229	5232	5235	5238	5241	5245	5251	5253
18.5	5035	4994	4997	5001	5004	5008	5012	5015	5019	5022	5026	5031	5038	5042
19.0	4822	4772	4777	4781	4785	4790	4794	4798	4802	4807	4812	4817	4826	4830
19.5	4609	4551	4556	4561	4566	4571	4576	4581	4586	4591	4597	4603	4614	4618
20.0	4396	4330	4336	4341	4347	4353	4358	4364	4370	4376	4382	4389	4401	4407
20.5	4183	4109	4115	4121	4128	4134	4141	4147	4154	4160	4168	4175	4189	4195
21.0	3970	3887	3894	3902	3909	3916	3923	3930	3937	3944	3953	3962	3977	3983
21.5	3757	3666	3674	3682	3690	3698	3705	3713	3721	3729	3738	3748	3764	3772
22.0	3544	3445	3453	3462	3471	3479	3488	3496	3505	3513	3524	3534	3552	3560
22.5	3331	3223	3233	3242	3251	3261	3270	3279	3288	3298	3309	3320	3340	3348
23.0	3118	3002	3012	3022	3032	3042	3052	3062	3072	3082	3094	3106	3127	3137
23.5	2905	2781	2792	2802	2813	2824	2835	2845	2856	2867	2879	2892	2915	2925
24.0	2692	2560	2571	2583	2594	2606	2617	2628	2640	2651	2665	2678	2703	2714
24.5	2479	2338	2351	2363	2375	2387	2399	2411	2423	2435	2450	2465	2491	2502
25.0	2266	2117	2130	2143	2156	2169	2181	2194	2207	2220	2235	2251	2278	2290

Original Instruction: T05 0180-4980 VER 02
T05 0180-4980 Ver 02 • Approved• Exported from DMS: 2025-02-13 by YNDEN

4.2 Ct Values, Sound Optimized Mode SO1

	Air density kg/m³													
Wind speed [m/s]	1.225	0.950	0.975	1.000	1.025	1.050	1.075	1.100	1.125	1.150	1.175	1.200	1.250	1.275
3.0	0.969	0.980	0.979	0.978	0.977	0.976	0.975	0.974	0.973	0.972	0.971	0.970	0.968	0.967
3.5	0.885	0.893	0.892	0.892	0.891	0.890	0.889	0.889	0.888	0.887	0.886	0.886	0.884	0.883
4.0	0.831	0.845	0.844	0.843	0.841	0.840	0.839	0.838	0.837	0.835	0.834	0.833	0.830	0.828
4.5	0.817	0.824	0.823	0.822	0.821	0.820	0.819	0.819	0.818	0.818	0.818	0.817	0.816	0.816
5.0	0.812	0.811	0.811	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812
5.5	0.814	0.814	0.814	0.814	0.815	0.815	0.815	0.815	0.815	0.815	0.815	0.815	0.814	0.814
6.0	0.814	0.816	0.816	0.815	0.815	0.815	0.815	0.815	0.815	0.815	0.815	0.814	0.814	0.813
6.5	0.811	0.816	0.816	0.815	0.815	0.815	0.814	0.814	0.813	0.812	0.812	0.811	0.810	0.810
7.0	0.806	0.814	0.814	0.813	0.812	0.811	0.811	0.810	0.809	0.809	0.808	0.807	0.805	0.804
7.5	0.799	0.810	0.810	0.809	0.808	0.807	0.806	0.805	0.804	0.802	0.801	0.800	0.798	0.797
8.0	0.791	0.805	0.804	0.803	0.802	0.801	0.799	0.798	0.796	0.795	0.794	0.792	0.789	0.788
8.5	0.774	0.791	0.790	0.788	0.787	0.785	0.783	0.782	0.781	0.779	0.778	0.776	0.772	0.770
9.0	0.731	0.747	0.746	0.745	0.743	0.742	0.740	0.739	0.738	0.736	0.735	0.733	0.727	0.724
9.5	0.675	0.691	0.690	0.689	0.687	0.686	0.685	0.683	0.682	0.680	0.679	0.677	0.668	0.661
10.0	0.616	0.638	0.636	0.635	0.634	0.633	0.631	0.630	0.628	0.626	0.623	0.619	0.606	0.596
10.5	0.550	0.591	0.590	0.588	0.587	0.585	0.581	0.577	0.573	0.569	0.563	0.556	0.539	0.528
11.0	0.482	0.550	0.547	0.543	0.540	0.537	0.530	0.523	0.516	0.509	0.500	0.491	0.471	0.461
11.5	0.416	0.508	0.502	0.496	0.489	0.483	0.474	0.465	0.455	0.446	0.436	0.426	0.408	0.398
12.0	0.361	0.461	0.452	0.443	0.434	0.425	0.415	0.406	0.396	0.386	0.378	0.369	0.353	0.345
12.5	0.314	0.411	0.401	0.391	0.381	0.371	0.363	0.354	0.345	0.336	0.329	0.321	0.307	0.300
13.0	0.275	0.362	0.353	0.344	0.334	0.325	0.317	0.310	0.302	0.294	0.288	0.281	0.269	0.263
13.5	0.243	0.320	0.311	0.303	0.295	0.287	0.280	0.274	0.267	0.260	0.254	0.249	0.238	0.233
14.0	0.217	0.284	0.276	0.269	0.262	0.255	0.249	0.243	0.237	0.231	0.226	0.222	0.212	0.208
14.5	0.194	0.253	0.246	0.240	0.233	0.227	0.222	0.217	0.212	0.207	0.202	0.198	0.190	0.186
15.0	0.174	0.226	0.221	0.215	0.209	0.204	0.199	0.194	0.190	0.185	0.181	0.178	0.171	0.167
15.5	0.158	0.204	0.198	0.193	0.188	0.183	0.179	0.175	0.172	0.168	0.164	0.161	0.154	0.151
16.0	0.143	0.184	0.180	0.175	0.171	0.166	0.163	0.159	0.155	0.152	0.149	0.146	0.140	0.137
16.5	0.130	0.167	0.163	0.159	0.155	0.151	0.148	0.144	0.141	0.138	0.135	0.133	0.128	0.125
17.0	0.119	0.152	0.149	0.145	0.141	0.138	0.135	0.132	0.129	0.126	0.123	0.121	0.116	0.114
17.5	0.109	0.139	0.136	0.133	0.129	0.126	0.123	0.121	0.118	0.116	0.113	0.111	0.107	0.105
18.0	0.100	0.128	0.125	0.122	0.119	0.116	0.114	0.111	0.109	0.107	0.105	0.102	0.099	0.097
18.5	0.092	0.117	0.115	0.112	0.109	0.107	0.104	0.102	0.100	0.098	0.096	0.094	0.091	0.089
19.0	0.085	0.107	0.105	0.103	0.100	0.098	0.096	0.094	0.092	0.090	0.088	0.087	0.083	0.082
19.5	0.078	0.099	0.096	0.094	0.092	0.090	0.088	0.086	0.085	0.083	0.081	0.080	0.077	0.076
20.0	0.072	0.090	0.088	0.086	0.084	0.082	0.081	0.079	0.078	0.076	0.075	0.073	0.071	0.070
20.5	0.065	0.081	0.079	0.077	0.076	0.074	0.073	0.071	0.070	0.069	0.068	0.067	0.064	0.063
21.0	0.058	0.071	0.070	0.068	0.067	0.066	0.064	0.063	0.062	0.061	0.060	0.059	0.058	0.057
21.5	0.051	0.062	0.061	0.059	0.058	0.057	0.056	0.055	0.054	0.054	0.053	0.052	0.051	0.050
22.0	0.044	0.053	0.052	0.051	0.050	0.050	0.049	0.048	0.047	0.046	0.046	0.045	0.044	0.043
22.5	0.038	0.046	0.045	0.044	0.043	0.043	0.042	0.041	0.041	0.040	0.039	0.039	0.038	0.037
23.0	0.033	0.039	0.039	0.038	0.037	0.037	0.036	0.036	0.035	0.034	0.034	0.034	0.033	0.032
23.5	0.028	0.033	0.033	0.032	0.032	0.031	0.031	0.030	0.030	0.030	0.029	0.029	0.028	0.027
24.0	0.024	0.028	0.027	0.027	0.027	0.026	0.026	0.025	0.025	0.025	0.024	0.024	0.024	0.023
24.5	0.020	0.023	0.023	0.023	0.022	0.022	0.022	0.021	0.021	0.021	0.021	0.020	0.020	0.020
25.0	0.017	0.020	0.019	0.019	0.019	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.017	0.017	0.017	0.017

4.3 Sound Curves, Sound Optimized Mode SO1

Sound Power Level at Hub Height	
Conditions for Sound Power Level:	Measurement standard IEC 61400-11 ed. 3 Maximum turbulence at hub height: 30%

Original Instruction: T05 0180-4980 VER 02
T05 0180-4980 Ver 02 • Approved• Exported from DMS: 2025-02-13 by YNDEN

	Inflow angle (vertical): 0 ±2° Air density: 1.225 kg/m³
Wind speed at hub height [m/s]	Sound Power Level at Hub Height [dBA] Sound Optimized Mode SO1 (Blades with serrated trailing edge)
3	97.6
4	97.6
5	97.7
6	99.5
7	102.2
8	105.0
9	105.0
10	105.0
11	105.0
12	105.0
13	105.0
14	105.0
15	105.0

Original Instruction: T05 0180-4980 VER 02
T05 0180-4980 Ver 02 • Approved• Exported from DMS: 2025-02-13 by YNDEN

4.4 Power Curves, Sound Optimized Mode SO2

	Air density [kg/m³]													
Wind speed [m/s]	1.225	0.950	0.975	1.000	1.025	1.050	1.075	1.100	1.125	1.150	1.175	1.200	1.250	1.275
3.0	32	15	16	18	19	21	22	24	26	27	29	30	34	35
3.5	129	78	83	87	91	95	100	105	109	114	119	124	134	140
4.0	288	191	200	209	218	227	236	245	254	262	271	279	296	304
4.5	471	338	350	362	374	386	398	410	422	435	447	459	483	495
5.0	697	513	530	547	564	581	598	614	631	648	664	681	714	731
5.5	974	729	751	773	795	818	840	862	885	907	929	952	997	1019
6.0	1307	986	1015	1044	1073	1102	1132	1161	1190	1220	1249	1278	1336	1366
6.5	1697	1290	1327	1364	1401	1438	1475	1512	1549	1587	1623	1660	1734	1771
7.0	2151	1645	1691	1737	1784	1830	1876	1922	1967	2013	2059	2105	2196	2242
7.5	2668	2050	2107	2163	2220	2276	2332	2388	2445	2501	2556	2612	2723	2778
8.0	3227	2493	2560	2627	2695	2762	2829	2895	2962	3029	3095	3161	3293	3358
8.5	3780	2935	3012	3090	3168	3246	3322	3399	3476	3553	3628	3704	3855	3930
9.0	4301	3353	3441	3528	3615	3703	3789	3875	3961	4047	4131	4216	4385	4469
9.5	4787	3745	3842	3938	4034	4131	4226	4321	4415	4510	4602	4695	4876	4966
10.0	5200	4115	4220	4326	4431	4536	4638	4740	4842	4944	5037	5130	5200	5200
10.5	5200	4457	4570	4682	4795	4907	5008	5110	5200	5200	5200	5200	5200	5200
11.0	5200	4781	4895	5009	5123	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200
11.5	5200	5084	5190	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200
12.0	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200
12.5	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200
13.0	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200
13.5	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200
14.0	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200
14.5	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200
15.0	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200
15.5	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200
16.0	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200
16.5	5020	5016	5016	5016	5017	5017	5017	5018	5018	5018	5019	5019	5020	5020
17.0	4839	4831	4832	4833	4833	4834	4835	4836	4836	4837	4838	4838	4840	4841
17.5	4659	4647	4648	4649	4650	4651	4652	4653	4654	4655	4656	4658	4660	4661
18.0	4479	4462	4464	4465	4467	4469	4470	4471	4472	4474	4475	4477	4480	4482
18.5	4298	4278	4280	4282	4284	4286	4287	4289	4290	4292	4294	4296	4300	4302
19.0	4118	4094	4096	4098	4100	4103	4105	4107	4108	4110	4113	4115	4120	4123
19.5	3938	3909	3912	3915	3917	3920	3922	3924	3927	3929	3932	3935	3940	3943
20.0	3757	3725	3728	3731	3734	3737	3740	3742	3745	3747	3751	3754	3760	3763
20.5	3577	3540	3544	3547	3551	3554	3557	3560	3563	3566	3569	3573	3580	3584
21.0	3397	3356	3360	3364	3367	3371	3374	3378	3381	3384	3388	3392	3400	3404
21.5	3216	3172	3176	3180	3184	3188	3192	3195	3199	3202	3207	3212	3221	3225
22.0	3036	2987	2992	2996	3001	3006	3009	3013	3017	3021	3026	3031	3041	3045
22.5	2856	2803	2808	2813	2818	2823	2827	2831	2835	2839	2845	2850	2861	2866
23.0	2675	2618	2624	2629	2634	2640	2644	2649	2653	2658	2664	2669	2681	2686
23.5	2495	2434	2440	2445	2451	2457	2462	2466	2471	2476	2482	2489	2501	2506
24.0	2315	2250	2256	2262	2268	2274	2279	2284	2289	2294	2301	2308	2321	2327
24.5	2134	2065	2072	2078	2085	2091	2097	2102	2107	2113	2120	2127	2141	2147
25.0	1954	1881	1888	1895	1901	1908	1914	1920	1925	1931	1939	1946	1961	1968

Original Instruction: T05 0180-4980 VER 02
T05 0180-4980 Ver 02 • Approved• Exported from DMS: 2025-02-13 by YNDEN

4.5 Ct Values, Sound Optimized Mode SO2

Air density kg/m^3														
Wind speed [m/s]	**1.225**	**0.950**	**0.975**	**1.000**	**1.025**	**1.050**	**1.075**	**1.100**	**1.125**	**1.150**	**1.175**	**1.200**	**1.250**	**1.275**
3.0	**0.969**	0.980	0.979	0.978	0.977	0.976	0.975	0.974	0.973	0.972	0.971	0.970	0.968	0.967
3.5	**0.885**	0.893	0.892	0.892	0.891	0.890	0.889	0.889	0.888	0.887	0.886	0.886	0.884	0.883
4.0	**0.832**	0.845	0.844	0.843	0.842	0.841	0.840	0.838	0.837	0.836	0.834	0.833	0.830	0.828
4.5	**0.816**	0.825	0.823	0.822	0.821	0.820	0.819	0.819	0.818	0.818	0.817	0.817	0.816	0.816
5.0	**0.812**	0.811	0.811	0.811	0.811	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812
5.5	**0.814**	0.814	0.814	0.814	0.814	0.815	0.815	0.815	0.815	0.815	0.815	0.814	0.814	0.814
6.0	**0.814**	0.816	0.816	0.815	0.815	0.815	0.815	0.815	0.815	0.815	0.815	0.814	0.814	0.813
6.5	**0.811**	0.816	0.816	0.815	0.815	0.815	0.814	0.814	0.813	0.812	0.812	0.811	0.810	0.810
7.0	**0.806**	0.814	0.814	0.813	0.812	0.811	0.811	0.810	0.809	0.809	0.808	0.807	0.805	0.804
7.5	**0.799**	0.810	0.809	0.808	0.808	0.807	0.806	0.805	0.804	0.802	0.801	0.800	0.798	0.797
8.0	**0.787**	0.801	0.799	0.798	0.797	0.796	0.795	0.794	0.793	0.791	0.790	0.788	0.785	0.784
8.5	**0.747**	0.762	0.761	0.759	0.758	0.757	0.756	0.754	0.753	0.752	0.750	0.749	0.746	0.744
9.0	**0.691**	0.704	0.703	0.702	0.700	0.699	0.698	0.697	0.696	0.694	0.693	0.692	0.689	0.688
9.5	**0.632**	0.644	0.643	0.642	0.641	0.640	0.639	0.638	0.637	0.636	0.635	0.634	0.630	0.628
10.0	**0.575**	0.593	0.592	0.591	0.590	0.589	0.588	0.587	0.586	0.584	0.581	0.578	0.571	0.566
10.5	**0.514**	0.548	0.546	0.545	0.544	0.543	0.540	0.537	0.534	0.530	0.525	0.519	0.507	0.500
11.0	**0.451**	0.507	0.504	0.502	0.499	0.497	0.491	0.486	0.480	0.475	0.467	0.459	0.442	0.433
11.5	**0.392**	0.468	0.463	0.459	0.454	0.449	0.442	0.433	0.426	0.418	0.409	0.400	0.384	0.376
12.0	**0.342**	0.428	0.421	0.414	0.407	0.400	0.392	0.383	0.374	0.366	0.358	0.350	0.335	0.328
12.5	**0.300**	0.387	0.378	0.370	0.362	0.353	0.345	0.337	0.329	0.322	0.314	0.307	0.294	0.288
13.0	**0.264**	0.345	0.337	0.328	0.320	0.311	0.304	0.297	0.290	0.283	0.277	0.271	0.259	0.253
13.5	**0.234**	0.306	0.299	0.291	0.283	0.276	0.270	0.263	0.257	0.250	0.245	0.240	0.229	0.224
14.0	**0.208**	0.272	0.266	0.258	0.252	0.245	0.239	0.233	0.228	0.223	0.218	0.213	0.204	0.200
14.5	**0.186**	0.243	0.237	0.231	0.224	0.218	0.213	0.208	0.204	0.199	0.195	0.190	0.182	0.179
15.0	**0.167**	0.217	0.211	0.206	0.200	0.195	0.191	0.187	0.182	0.178	0.174	0.170	0.163	0.160
15.5	**0.150**	0.195	0.190	0.185	0.180	0.176	0.172	0.168	0.164	0.160	0.157	0.154	0.147	0.145
16.0	**0.137**	0.176	0.171	0.167	0.163	0.159	0.155	0.152	0.148	0.145	0.142	0.139	0.134	0.131
16.5	**0.124**	0.160	0.156	0.152	0.148	0.144	0.141	0.138	0.135	0.132	0.129	0.126	0.122	0.119
17.0	**0.113**	0.145	0.142	0.138	0.135	0.131	0.129	0.126	0.123	0.120	0.118	0.116	0.111	0.109
17.5	**0.104**	0.133	0.130	0.127	0.124	0.121	0.118	0.116	0.113	0.110	0.108	0.106	0.102	0.100
18.0	**0.096**	0.122	0.119	0.116	0.113	0.111	0.108	0.106	0.104	0.101	0.099	0.098	0.094	0.092
18.5	**0.088**	0.112	0.110	0.107	0.105	0.102	0.100	0.098	0.096	0.094	0.092	0.090	0.087	0.085
19.0	**0.081**	0.103	0.101	0.099	0.096	0.094	0.092	0.090	0.088	0.086	0.085	0.083	0.080	0.079
19.5	**0.075**	0.095	0.093	0.091	0.089	0.087	0.085	0.083	0.081	0.080	0.078	0.077	0.074	0.073
20.0	**0.070**	0.088	0.086	0.084	0.082	0.080	0.078	0.077	0.075	0.074	0.072	0.071	0.069	0.067
20.5	**0.064**	0.080	0.078	0.076	0.075	0.073	0.072	0.070	0.069	0.068	0.066	0.065	0.063	0.062
21.0	**0.058**	0.071	0.069	0.068	0.067	0.065	0.064	0.063	0.062	0.061	0.060	0.059	0.057	0.056
21.5	**0.051**	0.062	0.061	0.059	0.058	0.057	0.056	0.055	0.054	0.053	0.053	0.052	0.050	0.050
22.0	**0.044**	0.053	0.052	0.051	0.050	0.050	0.049	0.048	0.047	0.046	0.046	0.045	0.044	0.043
22.5	**0.038**	0.046	0.045	0.044	0.043	0.042	0.042	0.041	0.041	0.040	0.039	0.039	0.038	0.037
23.0	**0.033**	0.039	0.039	0.038	0.037	0.037	0.036	0.036	0.035	0.034	0.034	0.034	0.033	0.032
23.5	**0.028**	0.033	0.033	0.032	0.032	0.031	0.031	0.030	0.030	0.029	0.029	0.029	0.028	0.027
24.0	**0.024**	0.028	0.027	0.027	0.027	0.026	0.026	0.025	0.025	0.025	0.024	0.024	0.024	0.023
24.5	**0.020**	0.023	0.023	0.023	0.022	0.022	0.022	0.021	0.021	0.021	0.021	0.020	0.020	0.020
25.0	**0.017**	0.020	0.019	0.019	0.019	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.017	0.017	0.017	0.017

4.6 Sound Curves, Sound Optimized Mode SO2

Sound Power Level at Hub Height	
Conditions for Sound Power Level:	**Measurement standard IEC 61400-11 ed. 3 Maximum turbulence at hub height: 30% Inflow angle (vertical): 0 ±2° Air density: 1.225 kg/m^3**
Wind speed at hub height [m/s]	**Sound Power Level at Hub Height [dBA] Sound Optimized Mode SO2 (Blades with serrated trailing edge)**
3	97.6
4	97.6
5	97.7
6	99.5
7	102.2
8	104.0
9	104.0
10	104.0
11	104.0
12	104.0
13	104.0
14	104.0
15	104.0

4.7 Power Curves, Sound Optimized Mode SO3

Air density [kg/m^3]														
Wind speed [m/s]	**1.225**	**0.950**	**0.975**	**1.000**	**1.025**	**1.050**	**1.075**	**1.100**	**1.125**	**1.150**	**1.175**	**1.200**	**1.250**	**1.275**
3.0	**32**	15	16	18	19	21	22	24	26	27	29	30	34	35
3.5	**129**	78	83	87	91	95	100	105	109	114	119	124	134	140
4.0	**288**	191	200	209	218	227	236	245	254	262	271	279	296	304
4.5	**471**	338	350	362	374	386	398	410	422	435	447	459	483	495
5.0	**697**	513	530	547	564	581	598	614	631	648	664	681	714	731
5.5	**974**	729	751	773	795	818	840	862	885	907	929	952	997	1019
6.0	**1307**	986	1015	1044	1073	1102	1132	1161	1190	1220	1249	1278	1336	1366
6.5	**1697**	1290	1327	1364	1401	1438	1475	1512	1549	1587	1623	1660	1734	1771
7.0	**2151**	1645	1691	1737	1784	1830	1876	1922	1967	2013	2059	2105	2196	2242
7.5	**2668**	2050	2107	2163	2220	2276	2332	2388	2445	2501	2556	2612	2723	2778
8.0	**3227**	2493	2560	2627	2695	2762	2829	2895	2962	3029	3095	3161	3293	3358
8.5	**3780**	2935	3012	3090	3168	3246	3322	3399	3476	3553	3628	3704	3855	3930
9.0	**4301**	3353	3441	3528	3615	3703	3789	3875	3961	4047	4131	4216	4385	4469
9.5	**4787**	3745	3842	3938	4034	4131	4226	4321	4415	4510	4602	4695	4876	4966
10.0	**5200**	4115	4220	4326	4431	4536	4638	4740	4842	4944	5037	5130	5200	5200
10.5	**5200**	4457	4570	4682	4795	4907	5008	5110	5200	5200	5200	5200	5200	5200
11.0	**5200**	4781	4895	5009	5123	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200
11.5	**5200**	5084	5190	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200
12.0	**5200**	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200
12.5	**5200**	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200
13.0	**5200**	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200
13.5	**5200**	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200
14.0	**5200**	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200
14.5	**5200**	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200
15.0	**5200**	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200
15.5	**5200**	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200
16.0	**5200**	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200	5200
16.5	**5020**	5016	5016	5016	5017	5017	5017	5018	5018	5018	5019	5019	5020	5020
17.0	**4839**	4831	4832	4833	4833	4834	4835	4836	4836	4837	4838	4838	4840	4841
17.5	**4659**	4647	4648	4649	4650	4651	4652	4653	4654	4655	4656	4658	4660	4661
18.0	**4479**	4462	4464	4465	4467	4469	4470	4471	4472	4474	4475	4477	4480	4482
18.5	**4298**	4278	4280	4282	4284	4286	4287	4289	4290	4292	4294	4296	4300	4302
19.0	**4118**	4094	4096	4098	4100	4103	4105	4107	4108	4110	4113	4115	4120	4123
19.5	**3938**	3909	3912	3915	3917	3920	3922	3924	3927	3929	3932	3935	3940	3943
20.0	**3757**	3725	3728	3731	3734	3737	3740	3742	3745	3747	3751	3754	3760	3763
20.5	**3577**	3540	3544	3547	3551	3554	3557	3560	3563	3566	3569	3573	3580	3584
21.0	**3397**	3356	3360	3364	3367	3371	3374	3378	3381	3384	3388	3392	3400	3404
21.5	**3216**	3172	3176	3180	3184	3188	3192	3195	3199	3202	3207	3212	3221	3225
22.0	**3036**	2987	2992	2996	3001	3006	3009	3013	3017	3021	3026	3031	3041	3045
22.5	**2856**	2803	2808	2813	2818	2823	2827	2831	2835	2839	2845	2850	2861	2866
23.0	**2675**	2618	2624	2629	2634	2640	2644	2649	2653	2658	2664	2669	2681	2686
23.5	**2495**	2434	2440	2445	2451	2457	2462	2466	2471	2476	2482	2489	2501	2506
24.0	**2315**	2250	2256	2262	2268	2274	2279	2284	2289	2294	2301	2308	2321	2327
24.5	**2134**	2065	2072	2078	2085	2091	2097	2102	2107	2113	2120	2127	2141	2147
25.0	**1954**	1881	1888	1895	1901	1908	1914	1920	1925	1931	1939	1946	1961	1968

4.8 Ct Values, Sound Optimized Mode SO3

Air density kg/m^3													
Wind speed [m/s]	**1.225**	**0.950**	**0.975**	**1.000**	**1.025**	**1.050**	**1.075**	**1.100**	**1.125**	**1.150**	**1.175**	**1.200**	**1.250**
3.0	**0.969**	0.980	0.979	0.978	0.977	0.976	0.975	0.974	0.973	0.972	0.971	0.970	0.968
3.5	**0.885**	0.893	0.892	0.892	0.891	0.890	0.889	0.889	0.888	0.887	0.886	0.886	0.884
4.0	**0.831**	0.846	0.844	0.843	0.842	0.841	0.840	0.839	0.837	0.836	0.834	0.833	0.830
4.5	**0.816**	0.825	0.823	0.822	0.821	0.820	0.819	0.819	0.818	0.818	0.817	0.817	0.816
5.0	**0.812**	0.811	0.811	0.811	0.811	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812
5.5	**0.814**	0.814	0.814	0.814	0.814	0.815	0.815	0.815	0.815	0.815	0.815	0.814	0.814
6.0	**0.814**	0.816	0.816	0.815	0.815	0.815	0.815	0.815	0.815	0.815	0.815	0.814	0.814
6.5	**0.811**	0.816	0.816	0.815	0.815	0.815	0.814	0.814	0.813	0.812	0.812	0.811	0.810
7.0	**0.806**	0.814	0.814	0.813	0.812	0.811	0.811	0.810	0.809	0.809	0.808	0.807	0.805
7.5	**0.797**	0.808	0.807	0.806	0.805	0.804	0.803	0.802	0.801	0.800	0.799	0.798	0.795
8.0	**0.764**	0.777	0.776	0.775	0.774	0.773	0.772	0.771	0.770	0.768	0.767	0.765	0.763
8.5	**0.706**	0.718	0.717	0.716	0.714	0.713	0.712	0.711	0.710	0.709	0.708	0.707	0.705
9.0	**0.642**	0.652	0.651	0.650	0.649	0.648	0.648	0.647	0.646	0.645	0.644	0.643	0.641
9.5	**0.586**	0.595	0.594	0.594	0.593	0.592	0.591	0.590	0.590	0.589	0.588	0.587	0.585
10.0	**0.533**	0.545	0.544	0.544	0.543	0.543	0.542	0.541	0.540	0.539	0.537	0.535	0.529
10.5	**0.477**	0.501	0.501	0.500	0.500	0.499	0.496	0.494	0.492	0.490	0.485	0.481	0.471
11.0	**0.421**	0.464	0.462	0.461	0.459	0.458	0.453	0.449	0.445	0.441	0.434	0.428	0.413
11.5	**0.368**	0.430	0.427	0.423	0.420	0.417	0.410	0.404	0.398	0.391	0.384	0.376	0.361
12.0	**0.323**	0.397	0.391	0.385	0.380	0.375	0.367	0.360	0.352	0.345	0.337	0.330	0.316
12.5	**0.284**	0.361	0.354	0.347	0.340	0.333	0.326	0.318	0.311	0.304	0.297	0.290	0.278
13.0	**0.250**	0.324	0.317	0.310	0.302	0.295	0.288	0.282	0.275	0.268	0.262	0.256	0.245
13.5	**0.222**	0.290	0.283	0.276	0.269	0.261	0.256	0.250	0.243	0.238	0.233	0.227	0.218
14.0	**0.198**	0.258	0.252	0.245	0.239	0.233	0.227	0.222	0.217	0.211	0.207	0.202	0.194
14.5	**0.177**	0.231	0.225	0.220	0.213	0.208	0.203	0.198	0.194	0.189	0.185	0.181	0.173
15.0	**0.159**	0.207	0.202	0.196	0.191	0.186	0.182	0.178	0.174	0.169	0.166	0.162	0.156
15.5	**0.143**	0.186	0.181	0.176	0.172	0.167	0.164	0.160	0.157	0.153	0.150	0.146	0.140
16.0	**0.130**	0.168	0.164	0.160	0.155	0.151	0.148	0.145	0.142	0.138	0.136	0.133	0.128
16.5	**0.118**	0.153	0.149	0.145	0.141	0.138	0.135	0.131	0.128	0.126	0.123	0.121	0.116
17.0	**0.108**	0.139	0.135	0.132	0.129	0.126	0.123	0.120	0.118	0.115	0.113	0.110	0.106
17.5	**0.099**	0.127	0.124	0.121	0.118	0.115	0.113	0.110	0.108	0.105	0.103	0.101	0.097
18.0	**0.092**	0.117	0.114	0.111	0.109	0.106	0.104	0.101	0.099	0.097	0.095	0.093	0.090
18.5	**0.084**	0.107	0.105	0.102	0.100	0.097	0.095	0.093	0.091	0.089	0.088	0.086	0.083
19.0	**0.077**	0.098	0.096	0.094	0.092	0.089	0.087	0.086	0.084	0.082	0.080	0.079	0.076
19.5	**0.072**	0.091	0.089	0.087	0.085	0.083	0.081	0.079	0.078	0.076	0.075	0.073	0.071
20.0	**0.067**	0.085	0.083	0.081	0.079	0.077	0.076	0.074	0.072	0.071	0.070	0.068	0.066
20.5	**0.062**	0.078	0.076	0.074	0.073	0.071	0.070	0.068	0.067	0.066	0.064	0.063	0.061
21.0	**0.056**	0.070	0.068	0.067	0.066	0.064	0.063	0.062	0.061	0.059	0.058	0.057	0.056
21.5	**0.050**	0.061	0.060	0.059	0.058	0.057	0.056	0.055	0.054	0.053	0.052	0.051	0.050
22.0	**0.044**	0.053	0.052	0.051	0.050	0.049	0.049	0.048	0.047	0.046	0.045	0.045	0.044
22.5	**0.038**	0.046	0.045	0.044	0.043	0.043	0.042	0.041	0.041	0.040	0.039	0.039	0.038
23.0	**0.033**	0.039	0.039	0.038	0.037	0.037	0.036	0.036	0.035	0.034	0.034	0.034	0.033
23.5	**0.028**	0.033	0.033	0.032	0.032	0.031	0.031	0.030	0.030	0.029	0.029	0.029	0.028
24.0	**0.024**	0.028	0.027	0.027	0.027	0.026	0.026	0.025	0.025	0.025	0.024	0.024	0.024
24.5	**0.020**	0.023	0.023	0.023	0.022	0.022	0.022	0.021	0.021	0.021	0.021	0.020	0.020
25.0	**0.017**	0.020	0.019	0.019	0.019	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.017	0.017	0.017

4.9 Sound Curves, Sound Optimized Mode SO3

Sound Power Level at Hub Height	
Conditions for Sound Power Level:	**Measurement standard IEC 61400-11 ed. 3 Maximum turbulence at hub height: 30% Inflow angle (vertical): 0 ±2° Air density: 1.225 kg/m^3**
Wind speed at hub height [m/s]	**Sound Power Level at Hub Height [dBA] Sound Optimized Mode SO3 (Blades with serrated trailing edge)**
3	97.6
4	97.6
5	97.7
6	99.5
7	102.2
8	103.0
9	103.0
10	103.0
11	103.0
12	103.0
13	103.0
14	103.0
15	103.0

4.10 Power Curves, Sound Optimized Mode SO4

Air density [kg/m^3]														
Wind speed [m/s]	**1.225**	**0.950**	**0.975**	**1.000**	**1.025**	**1.050**	**1.075**	**1.100**	**1.125**	**1.150**	**1.175**	**1.200**	**1.250**	**1.275**
3.0	**32**	15	16	18	19	21	22	24	26	27	29	30	34	35
3.5	**129**	78	83	87	91	95	100	105	109	114	119	124	134	140
4.0	**288**	191	200	209	218	227	236	245	254	262	271	279	296	304
4.5	**471**	338	350	362	374	386	398	410	422	435	447	459	483	495
5.0	**697**	513	530	547	564	581	598	614	631	648	664	681	714	731
5.5	**974**	729	751	773	795	818	840	862	885	907	929	952	997	1019
6.0	**1307**	986	1015	1044	1073	1102	1132	1161	1190	1220	1249	1278	1336	1366
6.5	**1697**	1290	1327	1364	1401	1439	1476	1513	1550	1587	1623	1660	1734	1771
7.0	**2151**	1646	1692	1738	1784	1830	1876	1922	1968	2014	2060	2106	2197	2242
7.5	**2650**	2039	2095	2151	2206	2262	2318	2373	2429	2484	2540	2595	2705	2760
8.0	**3149**	2435	2500	2565	2631	2696	2761	2826	2891	2956	3020	3084	3213	3277
8.5	**3619**	2809	2884	2958	3033	3107	3181	3254	3328	3401	3474	3547	3691	3763
9.0	**4065**	3165	3248	3331	3413	3496	3578	3660	3742	3824	3904	3985	4145	4225
9.5	**4470**	3488	3578	3669	3759	3850	3939	4029	4118	4207	4295	4383	4556	4641
10.0	**4800**	3790	3887	3985	4083	4181	4276	4372	4468	4564	4655	4747	4800	4800
10.5	**4800**	4075	4180	4285	4389	4494	4593	4692	4791	4800	4800	4800	4800	4800
11.0	**4800**	4355	4464	4572	4681	4790	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800
11.5	**4800**	4630	4736	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800
12.0	**4800**	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800
12.5	**4800**	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800
13.0	**4800**	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800
13.5	**4800**	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800
14.0	**4800**	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800
14.5	**4800**	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800
15.0	**4800**	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800
15.5	**4800**	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800
16.0	**4800**	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800
16.5	**4637**	4633	4633	4634	4634	4634	4635	4635	4635	4636	4636	4636	4637	4638
17.0	**4474**	4466	4467	4467	4468	4468	4469	4470	4471	4472	4472	4473	4475	4475
17.5	**4311**	4299	4300	4301	4302	4302	4304	4305	4306	4307	4308	4309	4312	4313
18.0	**4147**	4132	4133	4134	4135	4137	4138	4140	4141	4143	4145	4146	4149	4151
18.5	**3984**	3965	3967	3968	3969	3971	3973	3975	3977	3979	3981	3982	3986	3988
19.0	**3821**	3798	3800	3802	3803	3805	3807	3810	3812	3815	3817	3819	3824	3826
19.5	**3658**	3632	3633	3635	3637	3639	3642	3645	3648	3650	3653	3655	3661	3664
20.0	**3495**	3465	3467	3469	3471	3473	3476	3480	3483	3486	3489	3492	3498	3501
20.5	**3332**	3298	3300	3302	3305	3307	3311	3315	3318	3322	3325	3328	3335	3339
21.0	**3168**	3131	3133	3136	3139	3141	3145	3150	3154	3158	3161	3165	3173	3177
21.5	**3005**	2964	2967	2970	2973	2975	2980	2984	2989	2993	2997	3001	3010	3014
22.0	**2842**	2797	2800	2803	2806	2810	2815	2819	2824	2829	2834	2838	2847	2852
22.5	**2679**	2630	2633	2637	2640	2644	2649	2654	2660	2665	2670	2674	2684	2690
23.0	**2516**	2463	2467	2470	2474	2478	2484	2489	2495	2501	2506	2511	2522	2527
23.5	**2353**	2296	2300	2304	2308	2312	2318	2324	2330	2337	2342	2347	2359	2365
24.0	**2189**	2129	2133	2138	2142	2146	2153	2159	2166	2172	2178	2184	2196	2203
24.5	**2026**	1962	1967	1971	1976	1980	1987	1994	2001	2008	2014	2020	2033	2040
25.0	**1863**	1795	1800	1805	1810	1814	1822	1829	1836	1844	1850	1857	1871	1878

4.11 Ct Values, Sound Optimized Mode SO4

Air density kg/m^3														
Wind speed [m/s]	**1.225**	**0.950**	**0.975**	**1.000**	**1.025**	**1.050**	**1.075**	**1.100**	**1.125**	**1.150**	**1.175**	**1.200**	**1.250**	**1.275**
3.0	**0.969**	0.980	0.979	0.978	0.977	0.976	0.975	0.974	0.973	0.972	0.971	0.970	0.968	0.967
3.5	**0.885**	0.893	0.892	0.892	0.891	0.890	0.889	0.889	0.888	0.887	0.886	0.886	0.884	0.883
4.0	**0.831**	0.846	0.844	0.843	0.842	0.841	0.840	0.839	0.837	0.836	0.834	0.833	0.830	0.828
4.5	**0.816**	0.825	0.824	0.822	0.821	0.820	0.819	0.819	0.818	0.818	0.817	0.817	0.816	0.816
5.0	**0.812**	0.811	0.811	0.811	0.811	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812
5.5	**0.814**	0.814	0.814	0.814	0.814	0.815	0.815	0.815	0.815	0.815	0.815	0.814	0.814	0.814
6.0	**0.814**	0.816	0.816	0.815	0.815	0.815	0.815	0.815	0.815	0.815	0.815	0.814	0.814	0.813
6.5	**0.811**	0.816	0.815	0.815	0.815	0.815	0.814	0.814	0.813	0.813	0.812	0.811	0.810	0.809
7.0	**0.804**	0.812	0.812	0.811	0.811	0.810	0.809	0.809	0.808	0.807	0.806	0.805	0.804	0.803
7.5	**0.779**	0.790	0.789	0.788	0.787	0.786	0.785	0.784	0.783	0.782	0.781	0.780	0.778	0.777
8.0	**0.720**	0.731	0.730	0.729	0.728	0.727	0.726	0.725	0.724	0.724	0.723	0.722	0.719	0.718
8.5	**0.653**	0.663	0.662	0.661	0.660	0.659	0.658	0.658	0.657	0.656	0.655	0.654	0.653	0.652
9.0	**0.593**	0.601	0.600	0.599	0.599	0.598	0.597	0.596	0.596	0.595	0.594	0.594	0.592	0.592
9.5	**0.539**	0.546	0.545	0.545	0.544	0.544	0.543	0.543	0.542	0.541	0.540	0.540	0.538	0.537
10.0	**0.489**	0.498	0.497	0.496	0.496	0.495	0.495	0.494	0.494	0.493	0.492	0.491	0.487	0.484
10.5	**0.439**	0.456	0.456	0.455	0.455	0.454	0.453	0.451	0.451	0.449	0.446	0.443	0.435	0.430
11.0	**0.391**	0.422	0.421	0.420	0.419	0.418	0.415	0.412	0.409	0.406	0.401	0.396	0.385	0.378
11.5	**0.344**	0.392	0.389	0.387	0.385	0.383	0.378	0.373	0.368	0.364	0.357	0.351	0.338	0.331
12.0	**0.303**	0.363	0.359	0.356	0.351	0.348	0.341	0.335	0.329	0.323	0.316	0.309	0.297	0.291
12.5	**0.268**	0.334	0.328	0.323	0.317	0.312	0.305	0.299	0.292	0.286	0.280	0.273	0.262	0.256
13.0	**0.237**	0.303	0.297	0.290	0.284	0.278	0.272	0.265	0.259	0.253	0.248	0.242	0.232	0.227
13.5	**0.210**	0.272	0.266	0.260	0.253	0.247	0.242	0.236	0.230	0.225	0.220	0.215	0.206	0.202
14.0	**0.187**	0.244	0.238	0.232	0.226	0.221	0.215	0.210	0.205	0.201	0.196	0.192	0.184	0.180
14.5	**0.168**	0.219	0.213	0.208	0.203	0.197	0.192	0.188	0.184	0.179	0.175	0.171	0.164	0.161
15.0	**0.151**	0.197	0.191	0.186	0.181	0.177	0.173	0.169	0.165	0.161	0.157	0.154	0.148	0.145
15.5	**0.136**	0.177	0.172	0.168	0.163	0.159	0.156	0.152	0.149	0.145	0.142	0.139	0.133	0.131
16.0	**0.123**	0.160	0.156	0.152	0.148	0.144	0.141	0.138	0.135	0.131	0.129	0.126	0.121	0.118
16.5	**0.112**	0.145	0.141	0.138	0.134	0.131	0.128	0.125	0.122	0.120	0.117	0.115	0.110	0.108
17.0	**0.102**	0.132	0.129	0.126	0.122	0.119	0.117	0.114	0.111	0.109	0.107	0.104	0.101	0.099
17.5	**0.095**	0.121	0.118	0.115	0.112	0.109	0.107	0.105	0.103	0.100	0.098	0.097	0.093	0.091
18.0	**0.087**	0.111	0.109	0.106	0.103	0.101	0.098	0.096	0.094	0.092	0.090	0.088	0.085	0.083
18.5	**0.080**	0.102	0.099	0.097	0.095	0.092	0.091	0.089	0.087	0.085	0.083	0.082	0.079	0.077
19.0	**0.074**	0.094	0.092	0.090	0.087	0.085	0.084	0.082	0.080	0.078	0.077	0.075	0.072	0.071
19.5	**0.068**	0.087	0.085	0.083	0.081	0.079	0.077	0.076	0.074	0.072	0.071	0.070	0.067	0.066
20.0	**0.063**	0.080	0.078	0.077	0.075	0.073	0.071	0.070	0.068	0.067	0.066	0.065	0.062	0.061
20.5	**0.059**	0.075	0.073	0.071	0.070	0.068	0.067	0.065	0.064	0.063	0.061	0.060	0.058	0.057
21.0	**0.055**	0.069	0.067	0.066	0.064	0.063	0.061	0.060	0.059	0.058	0.057	0.056	0.054	0.053
21.5	**0.050**	0.061	0.060	0.059	0.057	0.056	0.055	0.054	0.053	0.052	0.051	0.050	0.049	0.048
22.0	**0.044**	0.053	0.052	0.051	0.050	0.049	0.048	0.048	0.047	0.046	0.045	0.044	0.043	0.043
22.5	**0.038**	0.046	0.045	0.044	0.043	0.042	0.042	0.041	0.040	0.040	0.039	0.039	0.037	0.037
23.0	**0.033**	0.039	0.038	0.038	0.037	0.036	0.036	0.035	0.035	0.034	0.034	0.033	0.032	0.032
23.5	**0.028**	0.033	0.033	0.032	0.031	0.031	0.030	0.030	0.030	0.029	0.029	0.028	0.028	0.027
24.0	**0.024**	0.028	0.027	0.027	0.027	0.026	0.026	0.025	0.025	0.025	0.024	0.024	0.024	0.023
24.5	**0.020**	0.023	0.023	0.023	0.022	0.022	0.022	0.021	0.021	0.021	0.021	0.020	0.020	0.020
25.0	**0.017**	0.020	0.019	0.019	0.019	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.017	0.017	0.017	0.017

4.12 Sound Curves, Sound Optimized Mode SO4

Sound Power Level at Hub Height	
Conditions for Sound Power Level:	**Measurement standard IEC 61400-11 ed. 3 Maximum turbulence at hub height: 30% Inflow angle (vertical): 0 ±2° Air density: 1.225 kg/m^3**
Wind speed at hub height [m/s]	**Sound Power Level at Hub Height [dBA] Sound Optimized Mode SO4 (Blades with serrated trailing edge)**
3	97.6
4	97.6
5	97.7
6	99.5
7	102.0
8	102.0
9	102.0
10	102.0
11	102.0
12	102.0
13	102.0
14	102.0
15	102.0

4.13 Power Curves, Sound Optimized Mode SO5

Air density [kg/m^3]														
Wind speed [m/s]	**1.225**	**0.950**	**0.975**	**1.000**	**1.025**	**1.050**	**1.075**	**1.100**	**1.125**	**1.150**	**1.175**	**1.200**	**1.250**	**1.275**
3.0	**32**	15	16	18	19	21	22	24	26	27	29	30	34	35
3.5	**129**	78	83	87	91	95	100	105	109	114	119	124	134	140
4.0	**288**	191	200	209	218	227	236	245	254	262	271	279	296	304
4.5	**471**	338	350	362	374	386	398	410	422	435	447	459	483	495
5.0	**698**	513	530	547	564	581	598	614	631	648	664	681	714	731
5.5	**973**	728	750	772	795	817	839	862	884	906	929	951	996	1018
6.0	**1291**	973	1002	1031	1059	1088	1117	1146	1175	1204	1233	1262	1319	1348
6.5	**1610**	1224	1260	1295	1330	1365	1400	1435	1470	1505	1540	1575	1644	1679
7.0	**1913**	1465	1506	1547	1588	1629	1669	1710	1751	1792	1832	1873	1954	1994
7.5	**2185**	1680	1726	1772	1818	1865	1910	1956	2002	2048	2094	2139	2230	2276
8.0	**2428**	1871	1922	1973	2024	2075	2125	2176	2226	2277	2327	2377	2478	2528
8.5	**2655**	2050	2105	2160	2216	2271	2326	2381	2436	2491	2546	2600	2709	2764
9.0	**2880**	2226	2285	2345	2405	2465	2524	2584	2643	2703	2762	2821	2939	2998
9.5	**3000**	2395	2459	2523	2587	2651	2715	2778	2842	2906	2969	3000	3000	3000
10.0	**3000**	2566	2634	2703	2771	2840	2907	2975	3000	3000	3000	3000	3000	3000
10.5	**3000**	2735	2808	2880	2953	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
11.0	**3000**	2901	2978	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
11.5	**3000**	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
12.0	**3000**	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
12.5	**3000**	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
13.0	**3000**	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
13.5	**3000**	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
14.0	**3000**	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
14.5	**3000**	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
15.0	**3000**	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
15.5	**3000**	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
16.0	**3000**	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
16.5	**2898**	2922	2917	2913	2908	2903	2902	2900	2899	2897	2897	2898	2898	2898
17.0	**2795**	2844	2835	2825	2816	2807	2804	2800	2797	2794	2795	2795	2796	2797
17.5	**2693**	2766	2752	2738	2724	2710	2705	2701	2696	2692	2692	2693	2694	2695
18.0	**2591**	2688	2670	2651	2632	2613	2607	2601	2595	2589	2589	2590	2592	2593
18.5	**2489**	2610	2587	2563	2540	2517	2509	2501	2494	2486	2487	2488	2490	2491
19.0	**2386**	2532	2504	2476	2448	2420	2411	2401	2392	2383	2384	2385	2388	2390
19.5	**2284**	2455	2422	2389	2356	2323	2312	2302	2291	2280	2281	2283	2286	2288
20.0	**2182**	2377	2339	2302	2264	2226	2214	2202	2190	2177	2179	2180	2184	2186
20.5	**2079**	2299	2256	2214	2172	2130	2116	2102	2088	2075	2076	2078	2082	2084
21.0	**1977**	2221	2174	2127	2080	2033	2018	2002	1987	1972	1974	1975	1980	1983
21.5	**1875**	2143	2091	2040	1988	1936	1920	1903	1886	1869	1871	1873	1878	1881
22.0	**1773**	2065	2009	1952	1896	1840	1821	1803	1785	1766	1768	1770	1776	1779
22.5	**1670**	1987	1926	1865	1804	1743	1723	1703	1683	1663	1666	1668	1674	1677
23.0	**1568**	1909	1843	1778	1712	1646	1625	1603	1582	1560	1563	1565	1572	1576
23.5	**1466**	1831	1761	1690	1620	1550	1527	1504	1481	1458	1460	1463	1470	1474
24.0	**1363**	1753	1678	1603	1528	1453	1428	1404	1379	1355	1358	1360	1368	1372
24.5	**1261**	1675	1596	1516	1436	1356	1330	1304	1278	1252	1255	1258	1266	1270
25.0	**1159**	1597	1513	1428	1344	1260	1232	1204	1177	1149	1152	1156	1164	1169

4.14 Ct Values, Sound Optimized Mode SO5

Air density kg/m^3														
Wind speed [m/s]	**1.225**	**0.950**	**0.975**	**1.000**	**1.025**	**1.050**	**1.075**	**1.100**	**1.125**	**1.150**	**1.175**	**1.200**	**1.250**	**1.275**
3.0	**0.969**	0.980	0.979	0.978	0.977	0.976	0.975	0.974	0.973	0.972	0.971	0.970	0.968	0.967
3.5	**0.885**	0.893	0.892	0.892	0.891	0.890	0.889	0.889	0.888	0.887	0.886	0.886	0.884	0.883
4.0	**0.831**	0.846	0.844	0.843	0.842	0.841	0.840	0.839	0.837	0.836	0.834	0.833	0.830	0.828
4.5	**0.816**	0.825	0.824	0.822	0.821	0.820	0.819	0.819	0.818	0.818	0.817	0.817	0.816	0.816
5.0	**0.812**	0.811	0.811	0.811	0.811	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812
5.5	**0.814**	0.814	0.814	0.814	0.814	0.815	0.815	0.815	0.815	0.815	0.815	0.814	0.814	0.814
6.0	**0.814**	0.816	0.816	0.815	0.815	0.815	0.815	0.815	0.815	0.815	0.815	0.814	0.814	0.813
6.5	**0.809**	0.814	0.814	0.813	0.813	0.813	0.812	0.812	0.812	0.811	0.811	0.810	0.809	0.808
7.0	**0.793**	0.801	0.800	0.800	0.799	0.798	0.798	0.797	0.796	0.795	0.794	0.794	0.792	0.791
7.5	**0.738**	0.747	0.746	0.745	0.744	0.744	0.743	0.742	0.741	0.740	0.739	0.738	0.737	0.736
8.0	**0.666**	0.675	0.674	0.673	0.673	0.672	0.671	0.670	0.669	0.668	0.668	0.667	0.666	0.665
8.5	**0.601**	0.608	0.607	0.606	0.606	0.605	0.604	0.604	0.603	0.602	0.602	0.601	0.600	0.599
9.0	**0.543**	0.548	0.547	0.547	0.547	0.546	0.546	0.545	0.545	0.544	0.544	0.543	0.542	0.541
9.5	**0.491**	0.496	0.495	0.495	0.494	0.494	0.493	0.493	0.493	0.492	0.492	0.492	0.490	0.489
10.0	**0.446**	0.451	0.451	0.450	0.450	0.450	0.449	0.449	0.449	0.449	0.447	0.447	0.444	0.443
10.5	**0.404**	0.415	0.414	0.414	0.414	0.413	0.412	0.412	0.411	0.410	0.408	0.406	0.400	0.397
11.0	**0.363**	0.384	0.383	0.383	0.382	0.382	0.380	0.378	0.376	0.374	0.370	0.367	0.358	0.353
11.5	**0.323**	0.357	0.356	0.355	0.354	0.352	0.349	0.345	0.342	0.338	0.333	0.328	0.317	0.311
12.0	**0.285**	0.333	0.330	0.327	0.324	0.322	0.317	0.312	0.308	0.302	0.297	0.291	0.280	0.274
12.5	**0.253**	0.307	0.303	0.299	0.295	0.292	0.286	0.280	0.275	0.269	0.264	0.258	0.247	0.242
13.0	**0.224**	0.281	0.277	0.271	0.266	0.261	0.256	0.250	0.245	0.239	0.234	0.229	0.219	0.215
13.5	**0.199**	0.255	0.250	0.245	0.239	0.234	0.228	0.224	0.218	0.213	0.209	0.204	0.195	0.191
14.0	**0.178**	0.230	0.225	0.219	0.214	0.209	0.204	0.199	0.195	0.190	0.186	0.182	0.174	0.171
14.5	**0.159**	0.207	0.202	0.197	0.192	0.187	0.183	0.179	0.174	0.170	0.166	0.163	0.156	0.153
15.0	**0.143**	0.187	0.182	0.177	0.173	0.168	0.164	0.160	0.156	0.153	0.149	0.146	0.140	0.137
15.5	**0.129**	0.168	0.164	0.160	0.156	0.151	0.148	0.144	0.141	0.138	0.135	0.132	0.127	0.124
16.0	**0.117**	0.152	0.149	0.145	0.141	0.137	0.134	0.131	0.128	0.125	0.122	0.120	0.115	0.113
16.5	**0.107**	0.138	0.135	0.131	0.128	0.125	0.122	0.119	0.117	0.114	0.111	0.109	0.105	0.102
17.0	**0.098**	0.126	0.123	0.120	0.116	0.113	0.111	0.109	0.106	0.104	0.102	0.100	0.096	0.094
17.5	**0.090**	0.116	0.113	0.110	0.107	0.104	0.102	0.100	0.098	0.095	0.093	0.091	0.088	0.086
18.0	**0.083**	0.106	0.103	0.101	0.098	0.096	0.094	0.092	0.090	0.088	0.086	0.084	0.081	0.080
18.5	**0.076**	0.098	0.095	0.093	0.091	0.088	0.086	0.084	0.083	0.081	0.079	0.077	0.074	0.073
19.0	**0.070**	0.089	0.087	0.085	0.083	0.081	0.079	0.077	0.076	0.074	0.073	0.071	0.069	0.068
19.5	**0.065**	0.083	0.081	0.079	0.077	0.075	0.074	0.072	0.070	0.069	0.068	0.066	0.064	0.063
20.0	**0.060**	0.077	0.075	0.073	0.072	0.070	0.068	0.067	0.065	0.064	0.063	0.062	0.059	0.058
20.5	**0.056**	0.071	0.070	0.068	0.066	0.065	0.063	0.062	0.061	0.059	0.058	0.057	0.055	0.054
21.0	**0.052**	0.066	0.064	0.063	0.061	0.060	0.059	0.058	0.056	0.055	0.054	0.053	0.051	0.050
21.5	**0.048**	0.060	0.059	0.058	0.056	0.055	0.054	0.053	0.052	0.051	0.050	0.049	0.048	0.047
22.0	**0.043**	0.053	0.052	0.051	0.050	0.049	0.048	0.047	0.046	0.045	0.045	0.044	0.042	0.042
22.5	**0.037**	0.045	0.045	0.044	0.043	0.042	0.041	0.041	0.040	0.039	0.039	0.038	0.037	0.036
23.0	**0.032**	0.039	0.038	0.038	0.037	0.036	0.036	0.035	0.034	0.034	0.033	0.033	0.032	0.031
23.5	**0.028**	0.033	0.032	0.032	0.031	0.031	0.030	0.030	0.029	0.029	0.029	0.028	0.027	0.027
24.0	**0.024**	0.028	0.027	0.027	0.026	0.026	0.026	0.025	0.025	0.025	0.024	0.024	0.023	0.023
24.5	**0.020**	0.023	0.023	0.023	0.022	0.022	0.022	0.021	0.021	0.021	0.020	0.020	0.020	0.020
25.0	**0.017**	0.020	0.019	0.019	0.019	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.017	0.017	0.017	0.017

4.15 Sound Curves, Sound Optimized Mode SO5

Sound Power Level at Hub Height	
Conditions for Sound Power Level:	**Measurement standard IEC 61400-11 ed. 3 Maximum turbulence at hub height: 30% Inflow angle (vertical): 0 ±2° Air density: 1.225 kg/m^3**
Wind speed at hub height [m/s]	**Sound Power Level at Hub Height [dBA] Sound Optimized Mode SO5 (Blades with serrated trailing edge)**
3	97.6
4	97.6
5	97.7
6	99.5
7	101.0
8	101.0
9	101.0
10	101.0
11	101.0
12	101.0
13	101.0
14	101.0
15	101.0

4.16 Power Curves, Sound Optimized Mode SO6

Air density [kg/m^3]														
Wind speed [m/s]	**1.225**	**0.950**	**0.975**	**1.000**	**1.025**	**1.050**	**1.075**	**1.100**	**1.125**	**1.150**	**1.175**	**1.200**	**1.250**	**1.275**
3.0	**32**	15	16	18	19	21	22	24	26	27	29	30	34	35
3.5	**129**	78	83	87	91	95	100	105	109	114	119	124	134	140
4.0	**288**	191	200	209	218	227	236	245	254	262	271	279	296	304
4.5	**471**	338	350	362	374	386	398	410	422	435	447	459	483	495
5.0	**698**	513	530	547	564	581	598	614	631	648	664	681	714	731
5.5	**973**	728	750	772	795	817	839	862	884	906	929	951	996	1018
6.0	**1291**	973	1002	1031	1059	1088	1117	1146	1175	1204	1233	1262	1319	1348
6.5	**1610**	1224	1260	1295	1330	1365	1400	1435	1470	1505	1540	1575	1644	1679
7.0	**1913**	1465	1506	1547	1588	1629	1669	1710	1751	1792	1832	1873	1954	1994
7.5	**2185**	1680	1726	1772	1818	1865	1910	1956	2002	2048	2094	2139	2230	2276
8.0	**2428**	1871	1922	1973	2024	2075	2125	2176	2226	2277	2327	2377	2478	2528
8.5	**2655**	2050	2105	2160	2216	2271	2326	2381	2436	2491	2546	2600	2709	2764
9.0	**2880**	2226	2285	2345	2405	2465	2524	2584	2643	2703	2762	2821	2939	2998
9.5	**3000**	2395	2459	2523	2587	2651	2715	2778	2842	2906	2969	3000	3000	3000
10.0	**3000**	2566	2634	2703	2771	2840	2907	2975	3000	3000	3000	3000	3000	3000
10.5	**3000**	2735	2808	2880	2953	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
11.0	**3000**	2901	2978	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
11.5	**3000**	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
12.0	**3000**	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
12.5	**3000**	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
13.0	**3000**	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
13.5	**3000**	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
14.0	**3000**	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
14.5	**3000**	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
15.0	**3000**	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
15.5	**3000**	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
16.0	**3000**	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
16.5	**2898**	2922	2917	2913	2908	2903	2902	2900	2899	2897	2897	2898	2898	2898
17.0	**2795**	2844	2835	2825	2816	2807	2804	2800	2797	2794	2795	2795	2796	2797
17.5	**2693**	2766	2752	2738	2724	2710	2705	2701	2696	2692	2692	2693	2694	2695
18.0	**2591**	2688	2670	2651	2632	2613	2607	2601	2595	2589	2589	2590	2592	2593
18.5	**2489**	2610	2587	2563	2540	2517	2509	2501	2494	2486	2487	2488	2490	2491
19.0	**2386**	2532	2504	2476	2448	2420	2411	2401	2392	2383	2384	2385	2388	2390
19.5	**2284**	2455	2422	2389	2356	2323	2312	2302	2291	2280	2281	2283	2286	2288
20.0	**2182**	2377	2339	2302	2264	2226	2214	2202	2190	2177	2179	2180	2184	2186
20.5	**2079**	2299	2256	2214	2172	2130	2116	2102	2088	2075	2076	2078	2082	2084
21.0	**1977**	2221	2174	2127	2080	2033	2018	2002	1987	1972	1974	1975	1980	1983
21.5	**1875**	2143	2091	2040	1988	1936	1920	1903	1886	1869	1871	1873	1878	1881
22.0	**1773**	2065	2009	1952	1896	1840	1821	1803	1785	1766	1768	1770	1776	1779
22.5	**1670**	1987	1926	1865	1804	1743	1723	1703	1683	1663	1666	1668	1674	1677
23.0	**1568**	1909	1843	1778	1712	1646	1625	1603	1582	1560	1563	1565	1572	1576
23.5	**1466**	1831	1761	1690	1620	1550	1527	1504	1481	1458	1460	1463	1470	1474
24.0	**1363**	1753	1678	1603	1528	1453	1428	1404	1379	1355	1358	1360	1368	1372
24.5	**1261**	1675	1596	1516	1436	1356	1330	1304	1278	1252	1255	1258	1266	1270
25.0	**1159**	1597	1513	1428	1344	1260	1232	1204	1177	1149	1152	1156	1164	1169

4.17 Ct Values, Sound Optimized Mode SO6

Air density kg/m^3														
Wind speed [m/s]	**1.225**	**0.950**	**0.975**	**1.000**	**1.025**	**1.050**	**1.075**	**1.100**	**1.125**	**1.150**	**1.175**	**1.200**	**1.250**	**1.275**
3.0	**0.969**	0.980	0.979	0.978	0.977	0.976	0.975	0.974	0.973	0.972	0.971	0.970	0.968	0.967
3.5	**0.885**	0.893	0.892	0.892	0.891	0.890	0.889	0.889	0.888	0.887	0.886	0.886	0.884	0.883
4.0	**0.831**	0.846	0.844	0.843	0.842	0.841	0.840	0.839	0.837	0.836	0.834	0.833	0.830	0.828
4.5	**0.816**	0.825	0.824	0.822	0.821	0.820	0.819	0.819	0.818	0.818	0.817	0.817	0.816	0.816
5.0	**0.812**	0.811	0.811	0.811	0.811	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812
5.5	**0.814**	0.814	0.814	0.814	0.814	0.815	0.815	0.815	0.815	0.815	0.815	0.814	0.814	0.814
6.0	**0.813**	0.815	0.815	0.814	0.814	0.814	0.814	0.814	0.814	0.814	0.814	0.813	0.813	0.812
6.5	**0.798**	0.803	0.803	0.803	0.802	0.802	0.801	0.801	0.800	0.800	0.799	0.798	0.797	0.797
7.0	**0.753**	0.760	0.760	0.759	0.759	0.758	0.757	0.757	0.756	0.755	0.754	0.754	0.752	0.751
7.5	**0.679**	0.686	0.686	0.685	0.685	0.684	0.683	0.682	0.682	0.681	0.681	0.680	0.679	0.678
8.0	**0.608**	0.614	0.614	0.613	0.612	0.612	0.611	0.611	0.610	0.610	0.609	0.609	0.608	0.607
8.5	**0.546**	0.551	0.551	0.550	0.550	0.549	0.549	0.548	0.548	0.548	0.547	0.547	0.545	0.545
9.0	**0.491**	0.495	0.495	0.495	0.495	0.494	0.494	0.493	0.493	0.492	0.492	0.491	0.491	0.490
9.5	**0.444**	0.447	0.447	0.447	0.446	0.446	0.446	0.445	0.445	0.445	0.444	0.444	0.444	0.443
10.0	**0.404**	0.407	0.407	0.407	0.406	0.406	0.406	0.406	0.405	0.405	0.404	0.404	0.402	0.402
10.5	**0.367**	0.373	0.373	0.373	0.372	0.372	0.372	0.372	0.371	0.371	0.369	0.368	0.365	0.363
11.0	**0.332**	0.345	0.345	0.344	0.344	0.343	0.343	0.342	0.340	0.339	0.337	0.335	0.329	0.325
11.5	**0.299**	0.321	0.320	0.320	0.319	0.318	0.316	0.314	0.312	0.310	0.306	0.302	0.294	0.290
12.0	**0.267**	0.299	0.298	0.296	0.295	0.293	0.290	0.287	0.284	0.280	0.276	0.271	0.262	0.257
12.5	**0.237**	0.279	0.276	0.274	0.271	0.269	0.264	0.260	0.256	0.252	0.247	0.242	0.233	0.227
13.0	**0.211**	0.258	0.254	0.251	0.247	0.243	0.239	0.234	0.229	0.225	0.220	0.216	0.207	0.202
13.5	**0.188**	0.236	0.232	0.228	0.224	0.219	0.215	0.210	0.206	0.201	0.197	0.193	0.185	0.181
14.0	**0.168**	0.216	0.211	0.206	0.202	0.197	0.193	0.189	0.184	0.180	0.176	0.172	0.165	0.162
14.5	**0.151**	0.196	0.191	0.186	0.182	0.177	0.173	0.170	0.165	0.161	0.158	0.155	0.148	0.145
15.0	**0.136**	0.178	0.173	0.168	0.164	0.160	0.156	0.152	0.148	0.145	0.142	0.139	0.133	0.130
15.5	**0.123**	0.160	0.156	0.152	0.148	0.144	0.140	0.137	0.134	0.131	0.128	0.126	0.120	0.118
16.0	**0.111**	0.145	0.141	0.138	0.134	0.130	0.127	0.124	0.121	0.118	0.116	0.114	0.109	0.107
16.5	**0.101**	0.132	0.129	0.125	0.122	0.118	0.116	0.113	0.110	0.108	0.105	0.103	0.099	0.097
17.0	**0.093**	0.120	0.117	0.114	0.111	0.108	0.106	0.103	0.101	0.099	0.097	0.095	0.091	0.089
17.5	**0.085**	0.110	0.107	0.105	0.102	0.099	0.097	0.095	0.093	0.090	0.089	0.087	0.084	0.082
18.0	**0.078**	0.101	0.098	0.096	0.094	0.091	0.089	0.087	0.085	0.083	0.082	0.080	0.077	0.075
18.5	**0.072**	0.093	0.090	0.088	0.086	0.084	0.082	0.080	0.078	0.077	0.075	0.074	0.071	0.070
19.0	**0.067**	0.085	0.083	0.081	0.079	0.077	0.076	0.074	0.072	0.071	0.069	0.068	0.065	0.064
19.5	**0.061**	0.079	0.077	0.075	0.073	0.071	0.070	0.068	0.067	0.065	0.064	0.063	0.060	0.059
20.0	**0.057**	0.073	0.071	0.069	0.068	0.066	0.065	0.063	0.062	0.061	0.059	0.058	0.056	0.055
20.5	**0.054**	0.068	0.066	0.065	0.063	0.062	0.060	0.059	0.058	0.057	0.056	0.055	0.053	0.052
21.0	**0.050**	0.063	0.062	0.060	0.059	0.058	0.056	0.055	0.054	0.053	0.052	0.051	0.049	0.048
21.5	**0.046**	0.058	0.057	0.055	0.054	0.053	0.052	0.051	0.050	0.049	0.048	0.047	0.045	0.045
22.0	**0.042**	0.052	0.051	0.050	0.049	0.048	0.047	0.046	0.045	0.045	0.044	0.043	0.042	0.041
22.5	**0.037**	0.046	0.045	0.044	0.043	0.042	0.041	0.040	0.040	0.039	0.038	0.038	0.037	0.036
23.0	**0.032**	0.039	0.038	0.038	0.037	0.036	0.035	0.035	0.034	0.034	0.033	0.033	0.032	0.031
23.5	**0.027**	0.033	0.032	0.032	0.031	0.030	0.030	0.030	0.029	0.029	0.028	0.028	0.027	0.027
24.0	**0.023**	0.027	0.027	0.026	0.026	0.026	0.025	0.025	0.024	0.024	0.024	0.023	0.023	0.023
24.5	**0.020**	0.023	0.023	0.022	0.022	0.022	0.021	0.021	0.021	0.020	0.020	0.020	0.019	0.019
25.0	**0.017**	0.020	0.019	0.019	0.019	0.018	0.018	0.018	0.018	0.017	0.017	0.017	0.017	0.016

4.18 Sound Curves, Sound Optimized Mode SO6

Sound Power Level at Hub Height	
Conditions for Sound Power Level:	**Measurement standard IEC 61400-11 ed. 3 Maximum turbulence at hub height: 30% Inflow angle (vertical): 0 ±2° Air density: 1.225 kg/m^3**
Wind speed at hub height [m/s]	**Sound Power Level at Hub Height [dBA] Sound Optimized Mode SO5 (Blades with serrated trailing edge)**
3	97.6
4	97.6
5	97.7
6	99.5
7	100.0
8	100.0
9	100.0
10	100.0
11	100.0
12	100.0
13	100.0
14	100.0
15	100.0

ANNEXE R. GRAPHIQUES DES CONTRIBUTIONS SPECIFIQUES EN SITUATION 'WORST CASE'

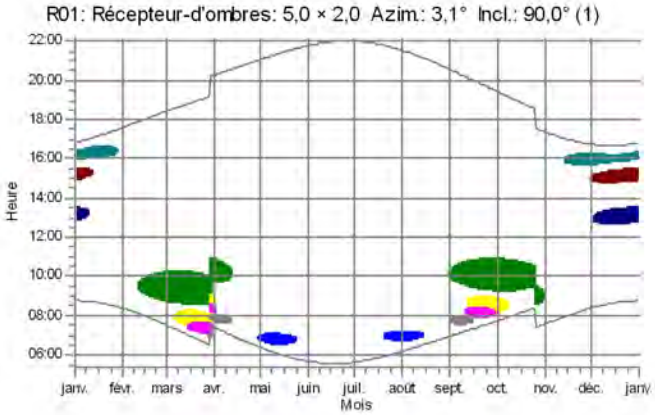
Projet:
20250818_Repow_TAB

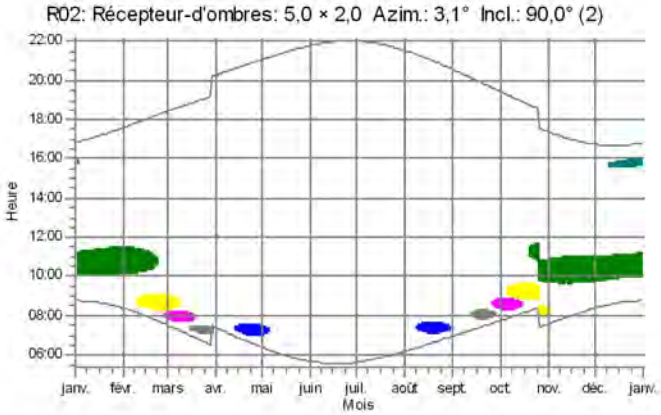
Titulaire de la licence:
CSD Management SA
Route Jo-Siffert 4
CH-1762 Givisiez
+41 264607507
Lucas Malherbe / l.malherbe@csdingenieurs.be

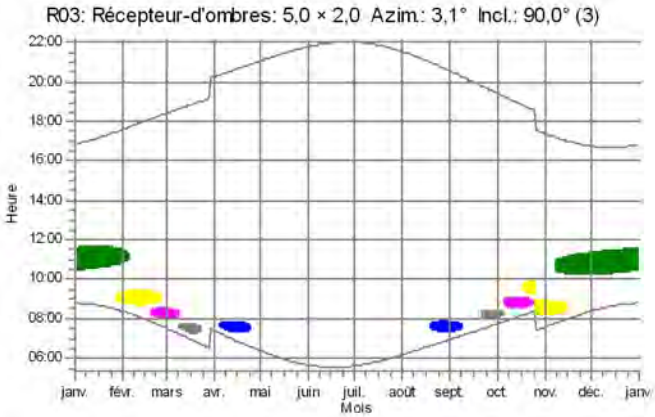
Calculé le:
18.12.2025 11:33/4.1.254

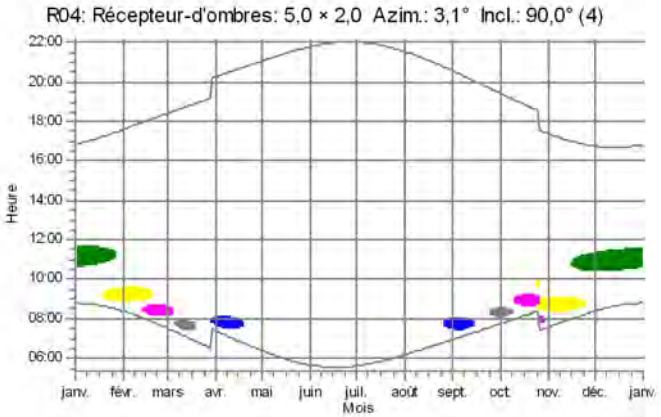
SHADOW - Calendrier graphique par récepteur

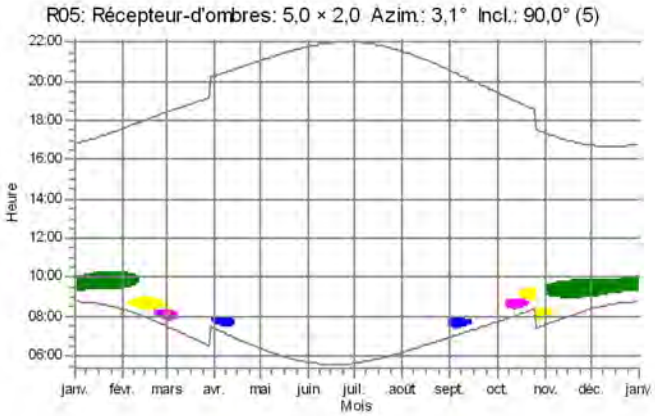
Calcul: Rec_TAB_NoBrid

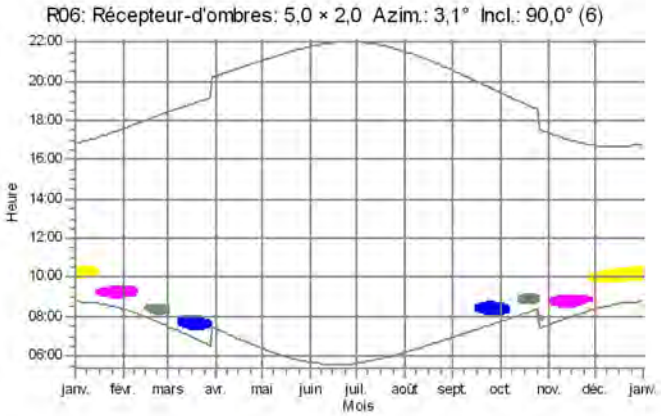












Eoliennes

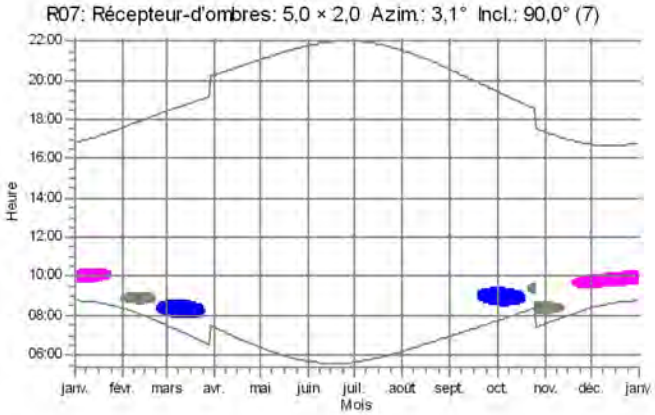
- E01: Siemens Gamesa SG 7.0-170_MODIF 7000 170.0 !O! moyeu: 155,0 m (TOT: 240,0 m) (1)
- E02: Siemens Gamesa SG 7.0-170_MODIF 7000 170.0 !O! moyeu: 155,0 m (TOT: 240,0 m) (2)
- E05: Siemens Gamesa SG 7.0-170_MODIF 7000 170.0 !O! moyeu: 155,0 m (TOT: 240,0 m) (3)
- E04: Siemens Gamesa SG 7.0-170_MODIF 7000 170.0 !O! moyeu: 155,0 m (TOT: 240,0 m) (4)
- E03: Siemens Gamesa SG 7.0-170_MODIF 7000 170.0 !O! moyeu: 155,0 m (TOT: 240,0 m) (5)
- H: ENERCON E-115 EP3 E3 4200 115.7 !O! moyeu: 92,0 m (TOT: 149,9 m) (6)
- J: ENERCON E-115 EP3 E3 4200 115.7 !O! moyeu: 92,0 m (TOT: 149,9 m) (7)
- I: ENERCON E-115 EP3 E3 4200 115.7 !O! moyeu: 92,0 m (TOT: 149,9 m) (8)

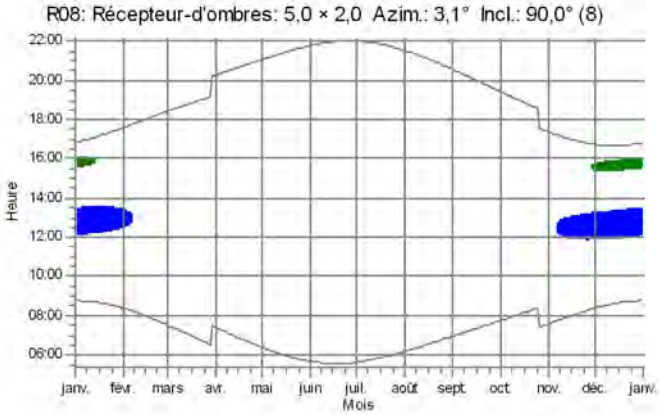
Projet:
20250818_Repow_TAB

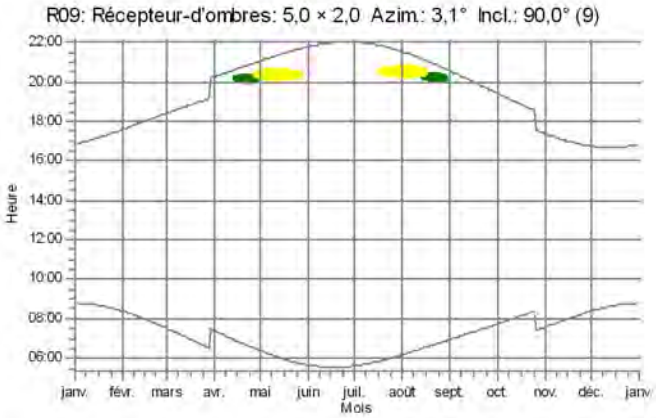
Titulaire de la licence:
CSD Management SA
Route Jo-Siffert 4
CH-1762 Givisiez
+41 264607507
Lucas Malherbe / l.malherbe@csdingenieurs.be
Calculé le:
18.12.2025 11:33/4.1.254

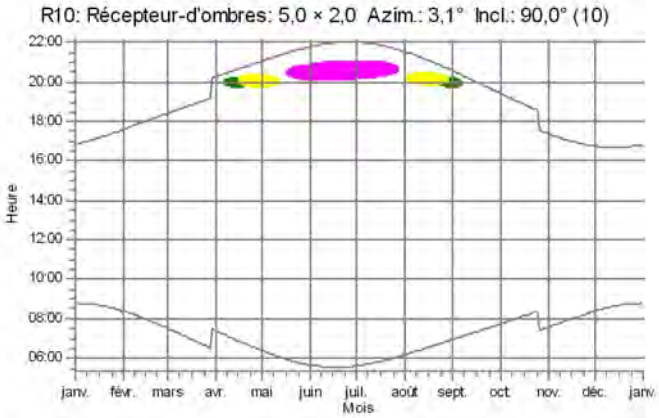
SHADOW - Calendrier graphique par récepteur

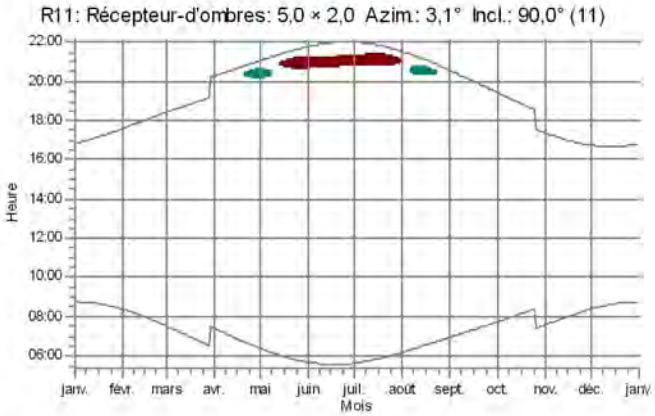
Calcul: Rec_TAB_NoBrid

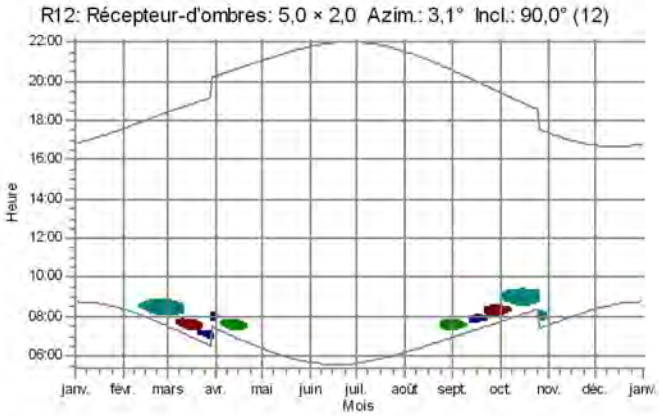












Eoliennes

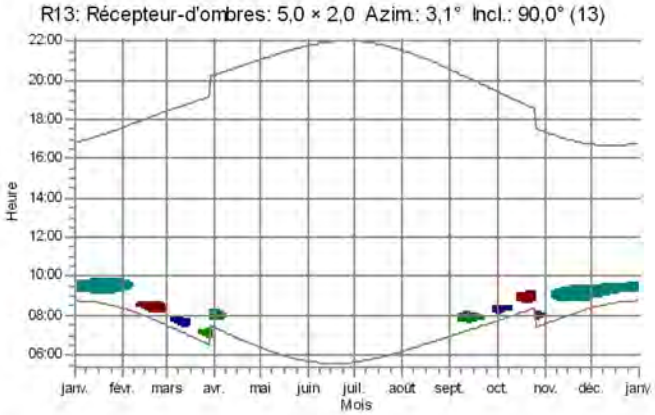
- E01: Siemens Gamesa SG 7.0-170_MODIF 7000 170.0 !O! moyeu: 155,0 m (TOT: 240,0 m) (1)
- E02: Siemens Gamesa SG 7.0-170_MODIF 7000 170.0 !O! moyeu: 155,0 m (TOT: 240,0 m) (2)
- E05: Siemens Gamesa SG 7.0-170_MODIF 7000 170.0 !O! moyeu: 155,0 m (TOT: 240,0 m) (3)
- E04: Siemens Gamesa SG 7.0-170_MODIF 7000 170.0 !O! moyeu: 155,0 m (TOT: 240,0 m) (4)
- E03: Siemens Gamesa SG 7.0-170_MODIF 7000 170.0 !O! moyeu: 155,0 m (TOT: 240,0 m) (5)
- H: ENERCON E-115 EP3 E3 4200 115.7 !O! moyeu: 92,0 m (TOT: 149,9 m) (6)
- J: ENERCON E-115 EP3 E3 4200 115.7 !O! moyeu: 92,0 m (TOT: 149,9 m) (7)
- I: ENERCON E-115 EP3 E3 4200 115.7 !O! moyeu: 92,0 m (TOT: 149,9 m) (8)

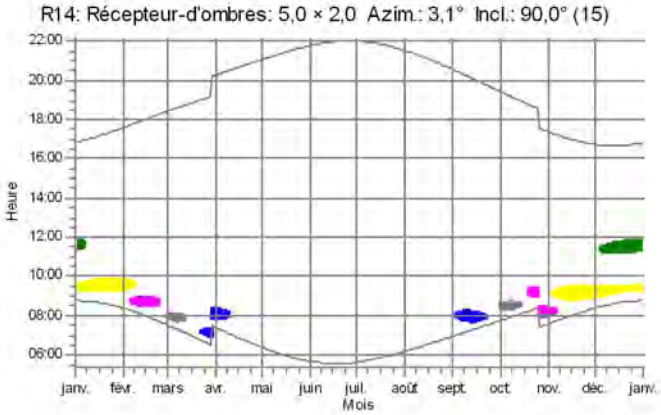
Projet:
20250818_Repow_TAB

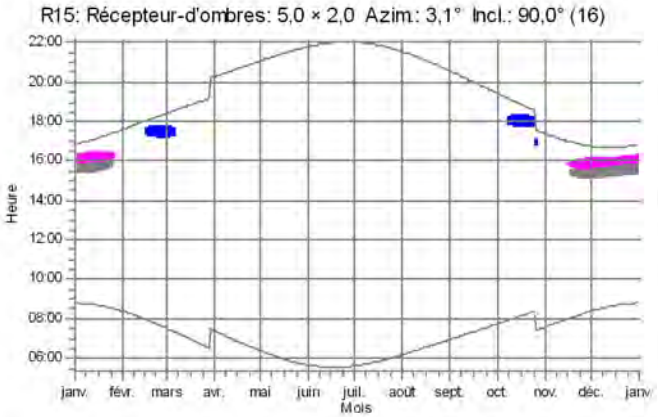
Titulaire de la licence:
CSD Management SA
Route Jo-Siffert 4
CH-1762 Givisiez
+41 264607507
Lucas Malherbe / l.malherbe@csdingenieurs.be
Calculé le:
18.12.2025 11:33/4.1.254

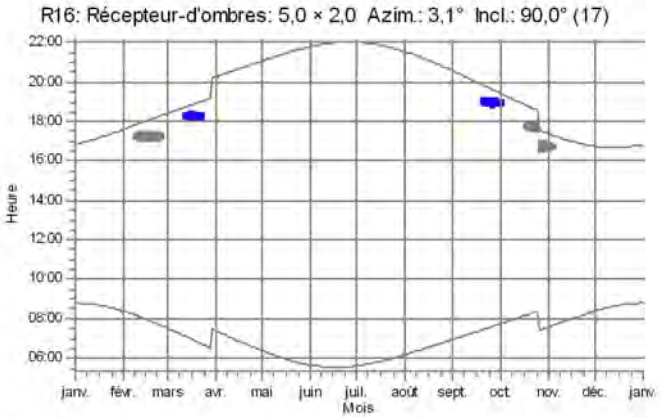
SHADOW - Calendrier graphique par récepteur

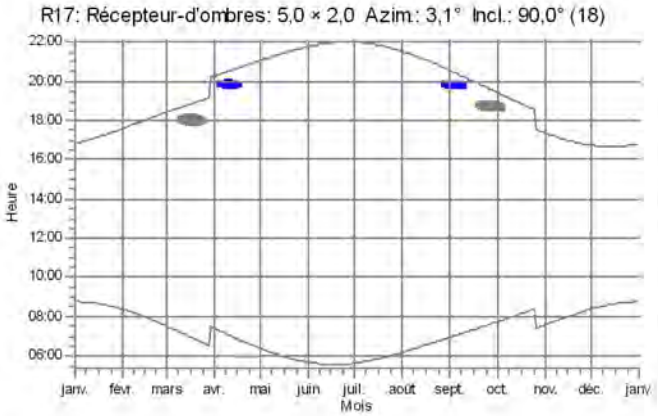
Calcul: Rec_TAB_NoBrid

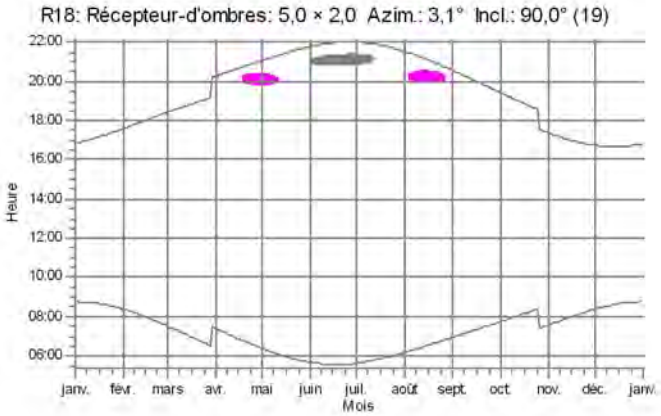












Eoliennes

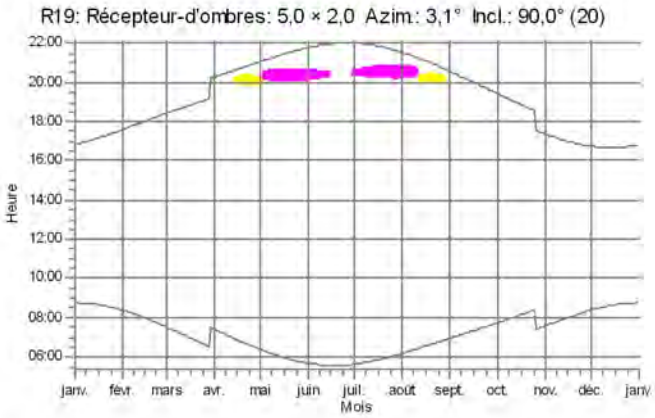
- E01: Siemens Gamesa SG 7.0-170_MODIF 7000 170.0 !O! moyeu: 155,0 m (TOT: 240,0 m) (1)
- E02: Siemens Gamesa SG 7.0-170_MODIF 7000 170.0 !O! moyeu: 155,0 m (TOT: 240,0 m) (2)
- E05: Siemens Gamesa SG 7.0-170_MODIF 7000 170.0 !O! moyeu: 155,0 m (TOT: 240,0 m) (3)
- E04: Siemens Gamesa SG 7.0-170_MODIF 7000 170.0 !O! moyeu: 155,0 m (TOT: 240,0 m) (4)
- E03: Siemens Gamesa SG 7.0-170_MODIF 7000 170.0 !O! moyeu: 155,0 m (TOT: 240,0 m) (5)
- H: ENERCON E-115 EP3 E3 4200 115.7 !O! moyeu: 92,0 m (TOT: 149,9 m) (6)
- J: ENERCON E-115 EP3 E3 4200 115.7 !O! moyeu: 92,0 m (TOT: 149,9 m) (7)
- I: ENERCON E-115 EP3 E3 4200 115.7 !O! moyeu: 92,0 m (TOT: 149,9 m) (8)

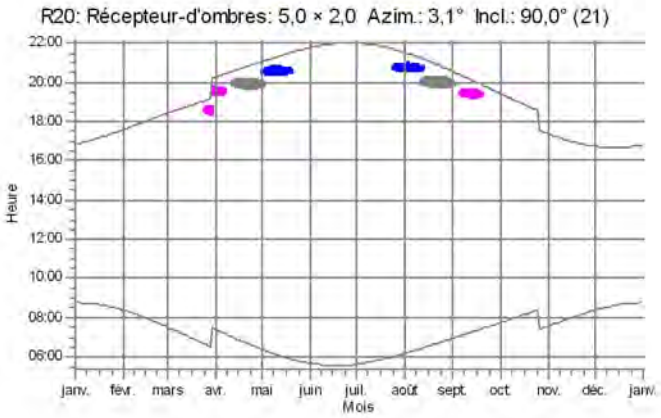
Titulaire de la licence:
CSD Management SA
Route Jo-Siffert 4
CH-1762 Givisiez
+41 264607507
Lucas Malherbe / l.malherbe@csdingenieurs.be

Calculé le:
18.12.2025 11:33/4.1.254

SHADOW - Calendrier graphique par récepteur

Calcul: Rec_TAB_NoBrid





Eoliennes

- E02: Siemens Gamesa SG 7.0-170_MODIF 7000 170.0 !O! moyeu: 155,0 m (TOT: 240,0 m) (2)
- E05: Siemens Gamesa SG 7.0-170_MODIF 7000 170.0 !O! moyeu: 155,0 m (TOT: 240,0 m) (3)
- E04: Siemens Gamesa SG 7.0-170_MODIF 7000 170.0 !O! moyeu: 155,0 m (TOT: 240,0 m) (4)
- E03: Siemens Gamesa SG 7.0-170_MODIF 7000 170.0 !O! moyeu: 155,0 m (TOT: 240,0 m) (5)

ANNEXE S. FICHES TECHNIQUES DES CONSTRUCTEURS RELATIVES AU 'SHADOW MODULE'

Class I
2013-10-28

Shadow Control

General Specification

Table of Contents Page

1. Introduction 3
2. General Description 3
3. Functionality 4
3.1 Shadow Sensors 4
3.2 Time Function PLC 5
3.3 Monitoring 5
3.4 Log Function 6
3.5 Reporting 6
4. Appendix 7
4.1 Light intensity sensors 7
4.2 PLC Allen Bradley 8

The information contained in this document is provided for informational purposes only, and may be out of date or include omissions, inaccuracies or other errors. The document is provided AS IS without warranty or commitment of any kind, express or implied.
At any time, the information contained herein may be subject to change without notice.

References in this document to products or product capabilities do not imply that they will be available in all Vestas systems or product configurations. Nothing contained in this document is intended to, nor shall have the effect of, creating a commitment that may replace or alter any terms or conditions in written agreements with Vestas Wind Systems A/S.

1. Introduction

This document describes the s Shadow Detection System solution with Photasguard Sensors for Vestas turbines.

2. General Description

In the planning and erection of wind power installations, the visual impact on the environment plays an increasingly important role in terms of the approval of building permits and social acceptance of the wind power installation. For example, a wind power installation positioned in the proximity of a residential building could cause periodic shadow impact, depending on the position of the sun. If the sunshine is not affected by clouds, the rotor will continuously cast a shadow, which is often perceived by residents as being a very severe nuisance. For this reason, building permits for the erection of wind power plants increasingly demand the integration of automatic shutdown devices in order to prevent adjacent buildings from being impacted more than is acceptable according to the recommended values. Normally, local authorities specify limit values regarding the maximum permitted daily and annual load.

.

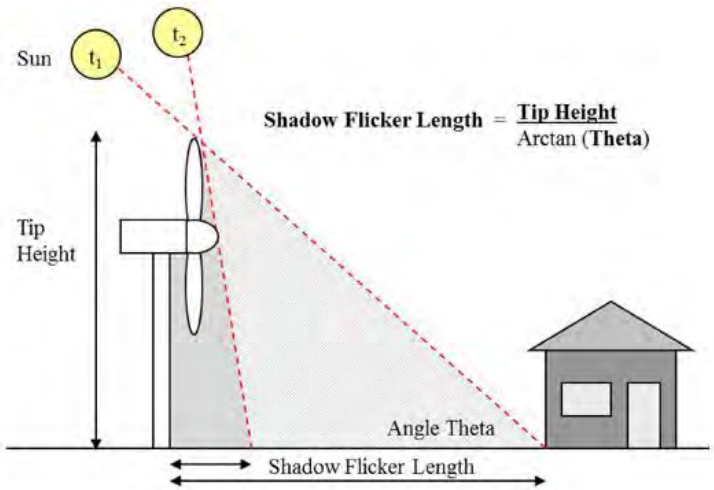


Figure 2-1: Shadow flicker – concept drawing

The Shadow Control is an optional system, integrated in the VestasOnline™ Scada system and in the turbine, which will stop the turbine in order to avoid shadow flickering over residential areas. The Shadow Control consists of two light intensity sensors and a PLC.

The sensors are mounted, by a bracket, on the sides of the WTG tower, facing south-east approx. 135^0 and south-west approx. 225^0 (where North is 0^0) On special request we can we can find another position. The default height of the light intensity sensors is 3 meters. In case of objects like buildings or trees we might consider to bring the sensors higher on the tower.

The PLC, will programmed specifically for each turbine, contains the time tables. In case that the intensity of the sunlight is strong enough to cause shadow impact, The WTG will be paused for the remaining part of the shadow time window. All these values and limits are free programmable. The Shadow time windows tables needs to provide in prior for shadow control installation.

3. Functionality

The shadow control is a flexible solution which allows to configure on customs requirements. Even other signals can be integrated in this solution.

As default the shadow control uses 2 Photasgard AHKF Light intensity sensors on each turbine.

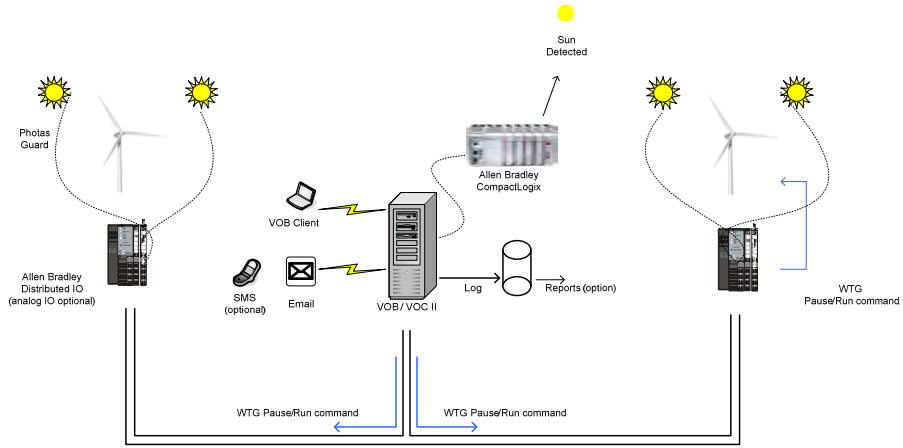


Figure 3-1: Shadow control – Flexible solution

3.1 Shadow Sensors

The shadow control uses 2 Photasgard AHKF Light intensity sensors. Also a configuration of 1 sensor is possible.

Document xxx for the specifications

3.2 Time Function PLC

All setup of the shadow control is done via a Vestas PLC and Remote IO. The setup can be changed with help from the Vestas Service Department.

3.3 Monitoring

The shadow control system will be integrated in the VestasOnline™ Scada system. The actual status of the Shadow Control can easily followed up by predefined mimics.

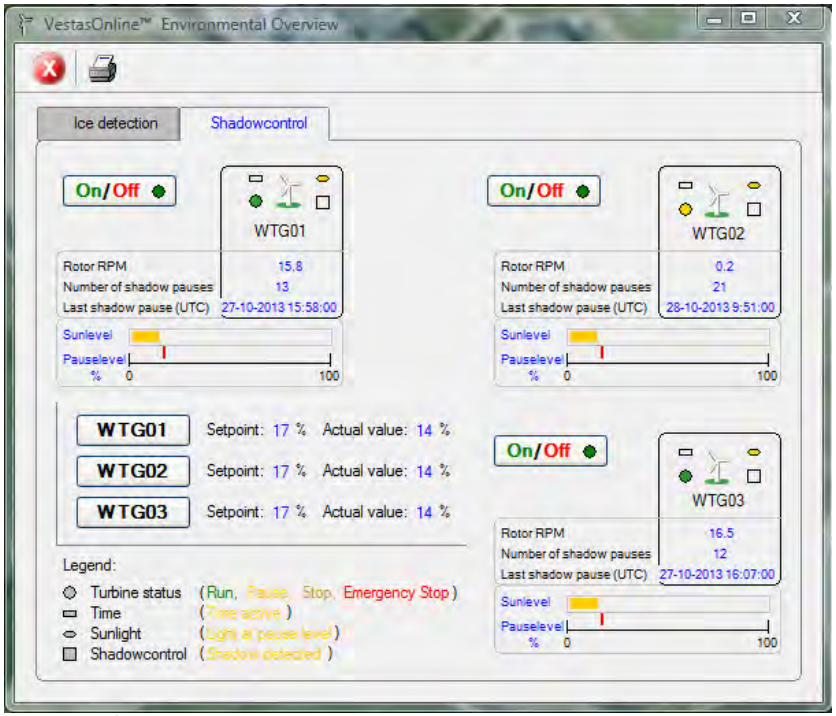


Figure 3-2: Shadow control – mimic

3.4 Log Function

The Shadow Control signals will be integrated the WTG controller about the status of shadow incidence. This status can also be monitored on the VestasOnline™ Scada system VOB and VOCII logbooks.

WTG03	47259		3419	Shadow Detected	26-10-2013 9:26:27.000
WTG03	47259		3419	Shadow Detected	26-10-2013 17:15:48.000
WTG03	47259		3419	Shadow Detected	26-10-2013 17:30:58.000
WTG03	47259		3419	Shadow Detected	27-10-2013 10:07:03.000
WTG03	47259		3419	Shadow Detected	27-10-2013 17:05:46.000

Figure 3-3: Shadow control – logbook

An alarm notification can be send out by email or SMS when the turbine will set in pause due to Shadow control. Als a notification can be sendout when turbine(s) are released from shadow control.

3.5 Reporting

The Shadow Control data can be stored in the VestasOnline™ Scada database. With the collected dataviewer it is easily to create a datadump for reporting.

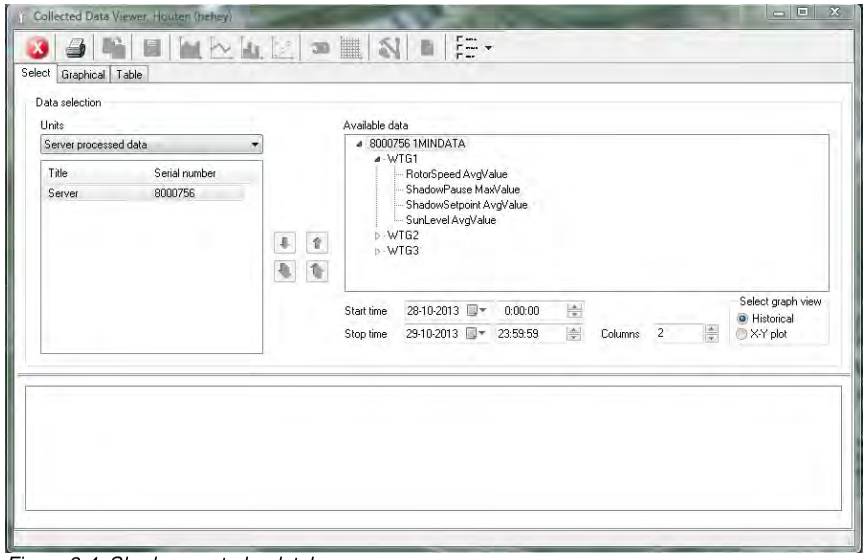


Figure 3-4: Shadow control – database

4. Appendix

4.1 Light intensity sensors

Light Sensor-Photasgard AHKF-I	
Operating Temperature	-10^0 C / +50^0 C
Protection Class	IP-65
Dimensions	72x64x39,4 mm
Range	0-20 Klux
Connector	M16
Power Supply	10 mA at 24VDC
Output	4-20 mA
Fixture	Bracket

Figure 4-1: Light sensor specifications

Figure 4-2: Light sensor

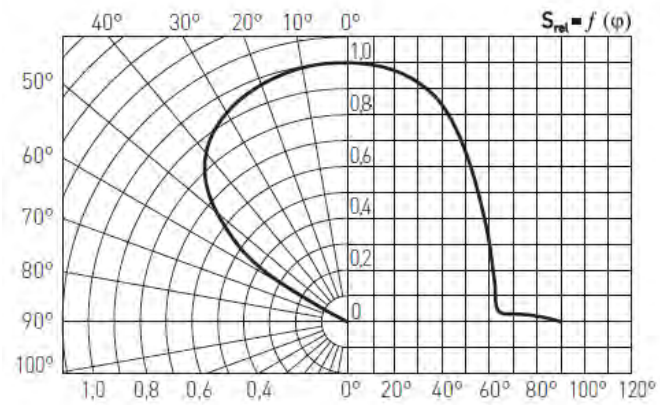


Figure 4-3: Light sensor characteristics

4.2 PLC Allen Bradley

PLC-Allen Bradley CompactLogix Range L32E	
Power Supply	PA16 2A at 5VDC
Configuration L32E	16DI-16DO and 4IA/2IO
Remote IO	AB 1734 AENT max 31 Remote IO
Configuration AENT	4DI-4DO (sink output) 2AI

Figure 4-4: PLC specifications

Technical description

Shadow shutdown

ENERCON Platform Independent Control System (PI-CS)

ENERCON
ENERGY FOR THE WORLD

Subject to technical change without prior notice.

Subject to technical change without prior notice.

Released: 2024-07-03 09:57;Translation of D02906137/1.0-de

ENERCON
ENERGY FOR THE WORLD

Publisher

ENERCON Global GmbH ▪ Dreekamp 5 ▪ 26605 Aurich ▪ Germany
Phone: +49 4941 927-0 ▪ Fax: +49 4941 927-109
E-mail: info@enercon.de ▪ Internet: http://www.enercon.de
Managing Directors: Uwe Eberhardt, Ulrich Schulze Südhoff
Local court: Aurich ▪ Company registration number: HRB 202549
VAT ID no.: DE285537483

Copyright notice

The entire content of this document is protected by copyright and – with regard to other intellectual property rights – international laws and treaties. ENERCON Global GmbH holds the rights in the content of this document unless another rights holder is expressly identified or obviously recognisable.

ENERCON Global GmbH grants the user the right to make copies and duplicates of this document for informational purposes for its own intra-corporate use; making this document available does not grant the user any further right of use. Any other duplication, modification, dissemination, publication, circulation, surrender to third parties and/or utilisation of the contents of this document – also in part – shall require the express prior written consent of ENERCON Global GmbH unless any of the above is permitted by mandatory legislation.

The user is prohibited from registering any industrial property rights in the know-how reproduced in this document, or for parts thereof.

If and to the extent that ENERCON Global GmbH does not hold the rights in the content of this document, the user shall adhere to the relevant rights holder's terms of use.

Registered trademarks

Any trademarks mentioned in this document are intellectual property of the respective registered trademark holders; the stipulations of the applicable trademark law are valid without restriction.

Reservation of right of modification

ENERCON Global GmbH reserves the right to change, improve and expand this document and the subject matter described herein at any time without prior notice, unless contractual agreements or legal requirements provide otherwise.

Document details

Document ID	D02906137/1.0-en
Note	Original document. Source document of this translation: D02906137/1.0-de/2024-04-22

Date	Language	DCC	Plant/department
2024-07-03	en	DB	WRD Wobben Research and Development GmbH / Documentation Department

Released: 2024-07-03 09:57;Translation of D02906137/1.0-de

Table of contents

1 General information 4

2 Operating principle 4

2.1 Determining potential shadow casting time 4

2.2 Measuring illuminance 4

2.3 Automatic shutdown 4

2.4 Advanced functions 5

3 Safety 5

4 Logging 5

Subject to technical change without prior notice.
Released: 2024-07-03 09:57;Translation of D02906137/1.0-de

Subject to technical change without prior notice.

1 General information

Periodic shadow flickering is the recurrent shading of direct sunlight by the movement of the wind energy converter's rotor blades. The occurrence of this effect depends on current local weather conditions, alignment of the nacelle according to the wind direction, the position of the sun and the wind energy converter operating times.

2 Operating principle

Shadow shutdown for wind energy converters with control system type PI-CS is effected via the ENERCON SCADA Edge Server.

2.1 Determining potential shadow casting time

The shadow shutdown feature is based on a calendric system. The start and finish times of the maximum astronomical shadow casting at affected immission sites are computed considering site-specific parameters such as hub height, rotor diameter, wind energy converter coordinates, location of the immission site, and its topography.

The shutdown times determined on this basis are programmed in the ENERCON SCADA Edge Server.

Fine-tuning of these shutdown times is possible at any time for each immission site and time period.

2.2 Measuring illuminance

Periodic shadow flickering is dependent on sunlight. According to the Joint Working Group of the German Federal Government/Federal States on Immission Control (Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI)), shadow flickering is likely when the sunlight is greater than 120 W/m^2 at the level vertical to the incidence direction.

The level of illuminance on a horizontal measuring surface is influenced by the position of the sun and the photometric equivalent. The latter is determined by refraction and atmospheric opacity; it also depends on the position of the sun. The illuminance depending on the sun's position can therefore only be approximated.

In order to measure the illuminance, the sensors are arranged such that at least one sensor is on the sunny side and one on the shadow side of the tower.

The highest and lowest illuminances, i.e. the light and shadow intensity, are determined from the measured values from the sensors.

Instead of using an inherently inaccurate measurement of illuminance to determine whether shadow flickering is likely to occur, the ratio of light intensity to shadow intensity and the shutdown intensity derived from this are used.

With an illuminance of 120 W/m^2, the determined shutdown intensity is 36 %. This value is independent of the position of the sun. Once the ratio of light intensity to shadow intensity drops below 36 %, illuminance is greater than 120 W/m^2. Shadow flickering occurs.

2.3 Automatic shutdown

Shadow shutdown is activated as soon as the shutdown intensity falls below the set value within the programmed timeframe. The measured illuminance is not averaged. Automatic shutdown also reacts when the shutdown intensity falls below the defined shutdown intensity even briefly. Filtering times can be used to define a delay in the response of the

Released: 2024-07-03 09:57;Translation of D02906137/1.0-de

shadow shutdown feature. A parameter specifies for how long, on average, the ratio of light intensity to shadow intensity must be below the defined shutdown intensity in order for shadow shutdown to be activated.

If the light conditions change such that shadow flickering is no longer possible, shadow shutdown initially remains active. Shadow shutdown is deactivated and the wind energy converter restarts when the programmed timeframe has expired or when the value of the shutdown intensity is constantly exceeded during a specified time period. A parameter specifies for how long, on average, the ratio of light intensity to shadow intensity must be above the defined shutdown intensity in order for shadow shutdown to be deactivated.

2.4 Advanced functions

Shadow shutdown can also take place without taking the illuminance into account. In this case, shutdown of the wind energy converter is time-controlled according to the time windows programmed in the ENERCON SCADA Edge Server. This means the wind energy converter is also stopped if there is cloud cover.

A weekday function is available, allowing the shutdown to be limited to selected days of the week. This function is useful for wind energy converters near commercial areas or industrial estates, for example, where no work in spaces requiring protection is carried out at weekends.

Advanced functions can be implemented in targeted fashion for selected immission sites.

3 Safety

The function of the light sensors is automatically and continuously checked for plausibility during operation. If the measured values are not plausible, a message is generated.

Failure of a sensor, e.g. due to a broken cable or short-circuiting, results in the ratio of shadow to light intensity falling below the shutdown intensity value. The wind energy converter stops within the programmed timeframe and a message is generated.

4 Logging

Activation of the shadow shutdown system is recorded by the ENERCON SCADA Edge Server as a status message with the date, time and duration and is stored for several years.

If required, measured data from the light sensors is logged. The ratio of shadow to light intensity is recorded as an average per minute; the minimum and maximum values at one-minute intervals and the defined shutdown intensity are also recorded.

Subject to technical change without prior notice.
Released: 2024-07-03 09:57;Translation of D02906137/1.0-de

ANNEXE T. PROCÈS-VERBAL DE LA RÉUNION D'INFORMATION

Demande de permis unique

pour la construction et l'exploitation de 5 éoliennes et leurs annexes

sur le territoire de Tournai, Antoing et Brunehaut,

en remplacement des 7 éoliennes existantes

par S.A. VENTIS

Procès-verbal de la réunion d'information préalable (RIP) du 5 février 2024

Date, heure et lieu de la réunion :
Le 05/02/2024 à 19h00 dans la salle L'Vint D'Bisse, rue Carlos Gallaix 208 à 7521 Chercq.

Président :
- Monsieur Philippe ROBERT - Echevin de l'urbanisme – Ville de Tournai

Intervenants
Auteurs de projet
Pour VENTIS
- Pierre MAT
- Benoît MAT

Pour CLEF
- Fabienne MARECHAL

Auteur de l'étude d'incidences
Pour CSD
- Fabien BOURDEAU
- Catherine DUBOIS

Secrétariat
Madame Aurore DERUMIER– Conseillère en environnement – Ville de Tournai

Médiateur
La réunion est animée par Caroline MARLAIR

Présents

Voir liste en *annexe 1*

Déroulement de la séance

1. Mot d'introduction du président

   Outre l'introduction du projet et du sujet de la réunion, le Président accueille dans l'assemblée, les représentants des Administrations communales d'Antoing et Brunehaut, sur lesquelles le projet est également situé, ainsi que sa consœur, l'Échevine Caroline MITRI.
2. Présentation du projet par VENTIS (voir présentation Powerpoint en *annexe* 2)
3. Présentation de la procédure par CSD (voir présentation Powerpoint en *annexe 2*)
4. Séance des questions/réponses.

Séance des questions/réponses

Caroline Marlair - Médiatrice
La médiatrice explique que nous passons à la partie questions/réponses et qu'avant de donner la parole au public, elle rappelle que toutes les questions sont notées dans le rapport de la commune. La réunion est enregistrée pour faciliter le travail de rédaction. Elle demande de bien donner son nom, prénom et adresse. Trois questions seront prises à la suite avant de donner réponses.

[redacted]
Administrateur de l'association Hainaut-Nature
Il est demandé si un atelier de restitution publique des résultats de l'étude d'incidences sera mis en place et si la tenue de cet atelier de restitution publique revêt un caractère obligatoire ? Et dans quel délais, par rapport à la remise de l'étude d'incidences, cet atelier doit intervenir.
Il est demandé comment sera évaluée la présence du Grand-Duc qui niche sur les carrières, oiseau sensible aux éoliennes, surtout avec cette envergure ?

Caroline Marlair - Médiatrice
La législation ne prévoit pas une présentation des résultats de l'étude d'incidences sur l'environnement.

Pierre Mat - Ventis
Un tel atelier n'est pas prévu. Les résultats de l'étude d'incidences seront mis à disposition sur les sites internet de la Commune, sur notre site internet aussi et sur le site de la Région Wallonne au moment de l'enquête publique. Mais il n'est pas prévu de faire de nouveaux ateliers par rapport à ça.

Fabien Bourdeau - CSD
Quand il y a des carrières, il y a une recherche de présence et de fréquentation du site par le Grand-Duc qui est faite. Des relevés sont mis en place, par vision nocturne avec des caméras, pour voir la fréquentation ou si on observe la présence du Grand-Duc sur le site en relevé réel.
Pour confirmer cette fréquentation, on regarde aussi les bases de données externes qui sont

fournies par NAGORA ou le DEMNA afin de s'assurer de cette présence dans la zone.
On se rend compte que le vol du grand-Duc se fait souvent dans les 40 premiers mètres entre le sol et les pâles. Les recommandations sont faites notamment sur la hauteur des éoliennes pour éviter cette rencontre avec le Grand Duc.

[redacted]

On retrouve, ici, le projet presque initial qui avait été présenté en RIP à Saint-Maur. Le tout premier projet, qui faisait référence à 8 éoliennes en ligne.
On va finalement retrouver le projet de 8 éoliennes en ligne, qui avait été recalé en raison d'une trop grande rupture dans le paysage.
Ici, il y aura 7 éoliennes en ligne et encore une décalée.
On va passer d'éoliennes de 150 mètres à 230 mètres et les craintes qui étaient présentes il y a 13 ans sont toujours d'actualité.
En ce qui concerne la contrainte de bruit qui a été très présente au début de l'installation du projet initial, il faut reconnaître que depuis l'installation des peignes cette nuisance s'est fortement atténué cette nuisance.
Il est demandé si ce système de peigne sera encore installé sur ces nouvelles éoliennes.
Pour le bureau CSD, il est demandé comment on peut juger le bruit d'éoliennes nettement plus grandes dans le contexte où elles seraient installées. Comment on peut prévoir à l'avance ? (Il est rappelé les soucis où cette nuisance avait été mal évaluée).
Une crainte est faite également sur le balisage des éoliennes. Jusqu'ici, le balisage des 7 éoliennes a été évité (suite à un souci de l'aviation militaire). Ce balisage est très voyant et est impactant.
Les éoliennes de ce projet vont-elles être balisées et par quel système ? (il existe un système qui répond à la demande et qui évite un éclairage permanent.
La problématique de l'effet stroboscopique existe à l'intérieur des maisons. Et il est demandé que ce point soit analysé dans l'étude d'incidences.

Pierre Mat - Ventis
Effectivement, pour le projet initial, les recommandations du bureau d'études étaient une gestion parcimonieuse de l'aménagement du territoire, il aurait mieux valu regrouper un maximum les éoliennes pour occuper moins d'espace visuellement avec une configuration plus regroupée. C'était une prescription qui avait fait modifier le projet.
Ici, on parle d'optimisation de l'espace, la configuration-présentée permet d'optimiser l'espace versus la capacité qui sera installée. Dans les mêmes principes, s'il y avait une autre manière pour un projet comme celui-là d'aménager différemment l'implantation avec la même capacité installée, le demandeur est disposé à écouter. Le demandeur pense que pour cette capacité installée, c'est la meilleure manière d'optimiser le territoire. Il est vrai qu'on revient à une occupation visuelle qui a été imaginée précédemment mais les objectifs de production qui sont beaucoup plus importants.
Pour le bruit, effectivement, les éoliennes prévues seront équipées, en standard, de peignes dont l'efficacité est constatée. C'est un dispositif technique qu'on vient mettre sur le bout des pales et qui permet d'atténuer les turbulences sonores et qui permet aussi de modifier les fréquences. On transfère les fréquences basses vers des fréquences aiguës avec l'avantage des fréquences basses portent beaucoup plus loin. Quand on diminue les fréquences basses pour aller sur des fréquences aiguës on a un son qui porte moins loin.

Fabien Bourdeau - CSD
Au niveau de l'analyse acoustique le bureau se base sur les fiches fournies par les constructeurs d'éoliennes qui eux-mêmes ont étudié leurs machines et ont réalisé des courbes de propagation sans obstacles. Donc l'analyse acoustique est vraiment faite dans un paysage le plus maximaliste possible sans obstacles afin justement d'avoir la proposition de bridage la plus favorable pour riverains qui sont à proximité. Au niveau du relief, il n'est pas pris en compte et au niveau des vents on est en milieu calme.

Catherine Dubois - CSD
Il faut savoir que la méthodologie de modélisation a été réfléchie et qu'elle est normée et utilisée par tous les bureaux d'études et adaptée au contexte des projets éoliens. Au niveau des vents, le modèle considère des vents portant dans tous les directions, ce qui n'est jamais le cas. Le modèle considère toutes les directions pour être maximaliste et pour prendre en compte un vent dominant dans toutes les directions. C'est pour ça que sur les cartographies qui reprennent l'impact au niveau sonore, il y a des cercles concentriques car il n'y a pas l'influence d'une seule direction privilégiée.

Pierre Mat - Ventis
En ce qui concerne les balisages nocturnes/diurnes, lorsque le demandeur avait présenté le premier projet à l'Armée, celle-ci ne s'était pas rendue compte que c'était une zone d'exercice de basse altitude, sans doute par manque d'utilisation. Au moment de l'extension, l'Armée a imposé un balisage sur les trois nouvelles éoliennes qui sont en cours de construction.
Suite à des discussions, et pour atteindre les objectifs de sécurité aérienne il a été décidé de baliser le parc sur sa circonférence. Les nouvelles éoliennes de plus de 150 mètres sont automatiquement balisées même si elles ne sont pas en zone d'exercice militaire. Tout ce qui dépasse 150 mètres doit être balisé.
Il y a aujourd'hui des discussions avec l'Armée afin de permettre d'installer un module sur les éoliennes de moins de 150 mètres, sur lequel l'Armée a la main, afin de l'activer lors d'exercice et donc d'activer le balisage uniquement à ce moment-là.
C'est approuvé pour des éoliennes de moins de 150 mètres. Edora, la fédération des énergies renouvelables est en train de travailler avec les ministères et le Gouvernement pour faire en sorte que soient aussi appliqués ces modules sur les éoliennes de plus de 150 mètres. Cela n'est pour le moment pas prévu dans la circulaire GDF3 qui encadre le balisage pour tous les obstacles, y compris l'éolien avec la circulation aérienne civile ou militaire.
Il y existe également d'autres solutions techniques.

Fabien Bourdeau - CSD
Au niveau des ombres mouvantes, l'objectif des modélisations est de pouvoir vérifier le respect de la réglementation au droit des façades des habitations qui sont à proximité du projet. Cette réglementation dit qu'on ne peut pas dépasser 30 minutes par jour d'ombre mouvante au droit de la façade ou 30 heures par an. L'étude d'incidences propose des arrêts au niveau des éoliennes pour ne pas avoir de dépassement.

[redacted]

Pour les espèces volantes, il est demandé quelle est la distance entre le bas de pale et le sol ?

[redacted]

Il est demandé si l'étude prendra en compte la présence du site carrier qui se trouve à côté (Tirs de mines).

[redacted]

Il est évoqué les mesures de l'impact sonore de la globalité du parc et le problème est de devoir additionner des mesures effectives (éoliennes installées) à des résultats de simulation (projet).
Il est demandé quel sera le protocole de mesure. Le souci n'est pas sur les différentes normes utilisées pour les simulations mathématiques mais sur les protocoles de mesures lorsqu'il y a des productions effectives d'éoliennes construites.
Il est évoqué les soucis sur le protocole utilisé et l'insatisfaction totale sur celui-ci. Il est demandé que le protocole soit élaboré par l'Administration et non pas par le bureau d'études. A égalité d'indépendance il est préférable comme citoyen que ce soit l'Administration qui le fasse car elle est payée par tout le monde. Son indépendance de fonctionnement est meilleure que celle d'un bureau d'études qui, inévitablement, est payé par l'opérateur éolien.

Benoit Mat - Ventis
En ce qui concerne les hauteurs entre le sol et les bas de pâles, pour les espèce volantes, avec le modèle qui est ici prévu et présenté, la position basse de la pâle par rapport au niveau du sol est de 55 mètres.
Comme expliqué, c'est un avant-projet, donc le modèle d'éolienne qui fera l'objet de la demande de permis et qui sera éventuellement autorisée par l'autorité compétente subira des modifications/adaptations. Il est important de savoir que le DNF nous demande et nous impose, de ne pas descendre en dessous des 35 mètres. A l'heure actuelle, 55 mètres sont prévus. Si pour une raison ou l'autre, les mats et la hauteur totale de l'éolienne, ne seraient pas si importantes que prévu, le critère a respecter est de 35 mètres.

Catherine Dubois - CSD
Le protocole de mesure a été défini par la région wallonne dans un arrêté, il est fixé.
La Région Wallonne précise le nombre de mesures valables que doit rencontrer ce suivi pour être accepté par l'Administration. Ça implique des mesures pendant minimum un mois . Si, après un mois, le nombre de mesures valables n'est pas atteint, alors il faut poursuivre le suivi. Tout est cadré depuis 2021.

Caroline Marlair - Médiatrice
C'est donc l'Administration qui fixe le protocole.

Catherine Dubois – CSD
Effectivement, il y a une spécificité pour ce parc : c'est la présence de la carrière et donc des tirs de mine dans l'étude d'incidences. Il faudra veiller à ce que la proximité de la carrière et des éoliennes ne génère pas de problèmes de stabilité.

[redacted]

Il est question de la co-visibilité. Étant donné que les nouvelles éoliennes vont être beaucoup plus hautes (230 mètres), est-ce que les projets de Laplaigne et de Fontenoy seront pris en compte pour l'incidence ?

Fabien Bourdeau - CSD
Dans l'étude d'incidences, une analyse de la co-visibilté est systématique avec les parcs existants au sein d'un périmètre de moins de 10km autour du projet. Également, on retrouve une analyse des projets qui sont publics (c'est à dire qui ont été présentés en réunion d'information préalable).

Pierre Wacquier – Bourgmestre de Brunehaut – Président d'Ipalle - Président du parc naturel les Plaines de l'Escaut
Il est précisé que la co-visibilité est déjà présente actuellement ne fusse qu'avec les dernières éoliennes érigées au niveau de la sucrerie de Fontenoy. Il faut absolument « dézoomer ». On est dans une région qui est hyper saturée en parcs éoliens. Au niveau de la densité, que ce soit par rapport à la population ou à la superficie, on se retrouve dans des normes qui sont les plus élevées en Wallonie.
Au niveau du Parc naturel des plaines de l'Escaut il y a des inquiétudes au niveau du paysage. Il y a aussi un manque d'approche globale du territoire. Les projets sont de l'intérêt de la collectivité, de l'avenir de chacun et de la production d'énergie renouvelable.
Il y a également lieu de tenir compte du caractère transfrontalier dans l'analyse.

[redacted]

Il est constaté que le bureau CSD intervient en Wallonie Picarde pour au moins 6 opérateurs éoliens différents, sur au moins 12 sites.
Au fur et à mesure de l'évolution des permis, les choses se compliquent mais il y a une singulière inventivité littéraire des commentaires concernant la co-visibilité chez CSD.

[redacted]

Il est demandé ce qu'il se passe avec les éoliennes si le permis est refusé et combien d'années elles peuvent rester. Il n'est pas compris pourquoi après seulement 13 ans, le demandeur veut tout changer.
Concernant l'effet stroboscopique, la maison de ce riverain est déjà bien accablée, pas tout le temps mais au printemps et à l'automne quand le soleil est plus bas. Il est demandé s'il ne faudrait pas se rendre dans les maisons faire les analyses d'usage.

Pierre Mat - Ventis
Les permis des éoliennes actuelles (les 7 construites depuis 13 ans et les trois nouvelles qui seront bientôt mises en service) ont été émis en 2018 et ont une durée de validité de 30 ans (à partir de la date d'émission jusqu'au complet démantèlement). Les permis aujourd'hui sont accordés pour une période de 30 ans. On parle de 2018, car les permis ont fait plusieurs aller-retour au conseil d'état. A chaque fois, la date de validité du permis recommençait à la date de la nouvelle émission. A priori, les 7 éoliennes actuelles + les 3 nouvelles seraient autorisées jusque 2048. Evidemment

ça ne coïncide pas avec la durée de vie réelle des machines. La durée de vie réelle des machines, présentes sur le site, telle qu'elle est garantie par le fabricants est de 20 ans. On voit aujourd'hui que les fabricants garantissent des durées de vie qui ont tendance à augmenter à 25 ans. La technologie éolienne a beaucoup progressé dans les dernières années.
Si le permis devait être accepté, purgé de tout recours éventuels, les éoliennes actuelles auront plus ou moins à 20 ans. Il n'y a pas d'accélération dans le remplacement.
Cette procédure prend juste beaucoup de temps, on vient de la commencer. L'instruction prend aussi du temps. Les opérations de construction avec la complexité d'un repowering où il faut manœuvrer, recycler les installation existantes pour les nouvelles installations, etc., tout ça est un chantier plus compliqué qu'un nouveau chantier.

Catherine Dubois - CSD
Il est demandé à la personne ayant soulevé la problématique d'effet stroboscopique dans son habitation de fournir ses coordonnées (adresse) afin de pouvoir mettre un point de calcul précis sur sa maison. Ainsi par la modélisation il sera constaté si les valeurs limites sont respectées. Un suivi in situ une fois les éoliennes construites, n'est pas du rôle de l'étude d'incidences. Celle-ci s'arrête avant la délivrance du permis.

[redacted]
Pour analyser l'effet stroboscopique, il faudrait venir loger sur places pendant plusieurs jours.

[redacted]
Il est indiqué que c'est au mois de juillet, pendant 3 semaines sur l'année, au coucher du soleil que peuvent être constatés des effets sur le mur du salon.

Catherine Dubois - CSD
Par rapport à l'impact du parc existant, il y a des normes à respecter donc si à un moment vous considérez que les normes ne sont pas respectées vous pouvez porter plainte à la DPA ou plus le signaler à l'exploitant qui pourra mettre en œuvre le cas échéant des mesures.
Pour le projet de repowering, il s'agira de nouvelles éoliennes donc on ne sait pas faire de mesures in situ.
Pour les futures éoliennes des modélisations sont faites. Le bureau d'études peut venir sur place pour mettre un point de calcul au niveau de la maison et une simulation sera réalisée (durées d'ombrage). La modélisation est calculée sur une année complète pour discerner au total sur l'année, combien d'heures d'ombrage peut subir une maison. On ne tient pas compte des obstacles comme les bois, rideaux d'arbres, etc.

Pierre Mat - Ventis
Les simulations sont extrêmement précises. On peut donc savoir à quels moments de l'année, en fonction de la position de l'habitation par rapport aux éoliennes et en fonction, de l'heure de la journée, et donc de la hauteur du soleil, les effets subis.
Les calculs sont faits dans des positions maximalistes, c'est-à-dire en imaginant que le rotor de l'éolienne est dans sa position la plus conservatrice vis-à-vis des récepteurs.
En considérant qu'il y a un taux d'ensoleillement maximum, il est fait abstraction des nuages etc.

Le parc existant est équipé, pour toutes les éoliennes, d'un module d'arrêt en cas de dépassements, des normes qui sont une demi-heure par jour et trente heures par an. Si on dépasse ces normes, on est dans l'obligation de mettre en place le module.

[redacted]
Il est demandé qui impose les normes de 30 min par jour et 30 heures par an maximum d'effets stroboscopiques.

[redacted]
Il est demandé si lors du démantèlement des éoliennes, le socle sera complètement enlevé et quelle qualité de terre sera replacée. S'il aura-un contrôle des terres ou s'il sera pris les terres des nouvelles éoliennes pour reboucher les trous des anciennes.

[redacted]
Il est exposé l'inquiétude sur les effets stroboscopiques.

Benoit Mat - Ventis
Les normes liées à l'effet stroboscopique ont été décidées par la Région Wallonne. Elles existent depuis très longtemps. Il y a de nombreux parcs éoliens exploités par le demandeur en Belgique, pour lesquels certaines éoliennes sont bridées en cas d'effets stroboscopiques. Sur le parc de TAB jusqu'à présent jamais personne n'a contacté le demandeur. Il est relativement facile de demander à CSD « par rapport à ce récepteur/cette maison combien ces personnes sont susceptibles d'avoir d'heures par an et de minutes par jour d'ombrage ». Et le cas échéant, de brider les éoliennes puisque sur chaque éolienne il y a un petit œil qui va vérifier s'il y a du soleil. S'il y a du soleil au moment où la maison serait susceptible d'être impactée par l'effet d'ombre mouvante, alors l'éolienne est arrêtée pendant un certain temps. Bien souvent ce n'est pas au moment ou il y a du soleil qu'il y a le plus de vent donc les pertes induites par ces bridages pour ombre mouvante ne sont pas énormes. Il n'y a aucun problème pour les mettre en place là où ça gène.
Il est précisé que le rotor augmente en diamètre moins l'éolienne tourne vite. A l'heure actuelle, les éoliennes tournent aux alentours de 18/19 tours par minute quand on a un vent de l'ordre de 40 km/h au niveau du rotor. Les grandes éoliennes du présent projet tournent maximum à 8/9 tours par minutes.

Benoit Mat - Ventis
En ce qui concerne les fondations, celles-ci sont retirées dans leur entièreté (2,80 à3 m de profondeur). Le permis impose de remettre en pristin état. Il sera remis pour la grande majorité 2 m de la terre d'argile, la terre qu'on retrouve ici et qui sera prise où seront faits les nouvelles fondations. Pour la partie supérieure, il sera mis de 40 à 50 cm de terre arable en fonction des différentes endroits. Si certains endroits demandent 60 cm alors il sera remis 60 cm.
Il existe une réglementation par rapport aux terres. Notamment la réglementation WALTER propre à la Région Wallonne.

Fabien Bourdeau - CSD
Par rapport au balisage lumineux il n'y a pas de quantification de cet impact. Il faut savoir que le

balisage est imposé par une circulaire, la circulaire GDF 03 qui est imposée par l'aéronautique. Souvent c'est la Défense qui impose ce type de balisage, par contre l'étude d'incidence va mentionner cet effet afin que les autorités en aient conscience et puissent prendre une décision par rapport à cette situation.

Pierre Mat - Ventis

On peut aussi ajouter des déflecteurs qui orientent le balisage vers le haut comme sur les éoliennes du zoning de Tournai-Ouest. La lumière est orientée vers le haut et pas vers le bas comme sur un balisage normal. Je rappelle que tout est mis en œuvre avec EDORA pour faire en sorte que, même au-delà de 150m, les éoliennes puissent être équipées d'un module qui permettrait à l'Armée de mettre en fonctionnement le balisage lumineux uniquement lors de manœuvres.

Fabienne Marchal - CLEF

Des essais ont été effectivement réalisés au parc de Molenbaix. L'Armée n'a pas donné suite actuellement à cette expérience pour le moment, mais ça viendra.

[redacted]

La zone d'implantation est en dehors des parcs belges et français, du Parc européen des plaines de l'Escaut, mais l'Escaut est un couloir migratoire et il y a beaucoup d'espèces qui passent (centaines de cigognes chaque année sur Flines de l'autre côté de la frontière).
Il est demandé, si pour ce nouveau projet, vous allez consulter le Parc européen des plaines de l'Escaut de Scarpe et si cette consultation est obligatoire.

Fabien Bourdeau - CSD

Etant donné que le projet se situe au bord du Parc naturel des Plaines de l'Escaut il sera consulté pour avoir son avis. A partir du moment où le projet est situé dans le parc naturel, il sera consulté. Souvent les parcs naturels ont des chartes paysagères et, s'ils ont un avis sur le développement éolien il est nécessaire d'en prendre compte dans notre analyse.

Echevin Robert – Ville de Tournai

Dans la phase suivante, lors de la demande de permis, le Parc Naturel des plaines de l'Escaut sera obligatoirement sollicité pour donner un avis.
M. L'Echevin répond à la question de M. Couplet en précisant que l'Administration communale n'a ni les moyens financiers, ni les compétences pour réaliser une étude d'incidences.

[redacted]

Il précise qu'il ne s'agit pas du Parc naturel des Plaines de l'Escaut dont il parle mais du Parc européen des pleines de la Scarpe et de l'Escaut. Il explique que du côté français, depuis 2 ans, depuis le 2 février 2022, il y a une zone Ramsar qui reprend la presque totalité du parc naturel régional Scarpe-Escaut, le premier parc créé en France. Bien que nous soyons un peu plus loin de la frontière il estime que la convention d'Espoo devrait encore être valable sur la totalité du parc français.

Catherine Dubois - CSD

Elle indique qu'il sera consulté dans le cadre de l'étude. Il est expliqué que plus il y a d'informations en termes de fréquentation d'activité biologique, au plus c'est intéressant pour l'étude du projet. Si un des participants à la réunion est un ornithologue passionné ou qui a des observations, il ne doit pas hésiter à les donner au bureau d'études.

Remarques et/ou observations écrites

Suite à la RIP, pour être valables, les observations, suggestions, points particuliers à étudier dans l'étude d'incidences devaient être envoyées par écrit à l'Administration Communale de Tournai - 52, rue Saint Martin – 7500 Tournai avec copie à la société Ventis pour **le 20 février 2024 .**

La Secrétaire

Aurore DERUMIER