



**Energie
Haute Vienne**

Projet éolien de Magnac-Laval

Commune de Magnac-Laval

Communauté de communes de Brame-Benaize

Département de la Haute-Vienne (87)

VOLET TECHNIQUE *de l'étude d'impact sur l'environnement*

Maître d'ouvrage :

Energie Haute Vienne

98 rue du Château

92100 BOULOGNE BILLANCOURT

Décembre 2016

Note de compléments en mars 2018





Contenu du volet technique de l'étude d'impact :

- Etude acoustique***
- Etude des ombres portées***
- Approbation du projet d'ouvrage***
- Documentations techniques Vestas, Nordex et Enercon***



Etude acoustique



RAPPORT D'ETUDE
n°16-16-60-0040-TMA Rev2

ÉTUDE D'IMPACT ACOUSTIQUE
Projet de parc éolien sur la commune de Magnac-Laval (87)

INTERVENANTS :

M. Matthias LESNE
M. Quentin BEYDON
M. Thierry MARTIN

Référence du document n°16-16-60-0040-TMA Rev2

Client
Établissement WPD
Adresse 98 Rue du Château-92100 Boulogne Billancourt
Tél. 01 41 31 60 18
Fax 01 41 31 10 09

Interlocuteur
Nom M. Paul-Henri Mariette
Fonction Chargé d'études techniques
Courriel ph.mariette@wpd.fr

Diffusion
Copie 1
Papier
Informatique X

Révision
Date 2
18/11/2016

Rédaction	Vérification
Thierry MARTIN	Kamal BOUBKOUR



Agence LORRAINE – Siège Social
Centre d'affaires les Nations
23 boulevard de l'Europe
54503 VANDOEUVRE
Tél. : + 33 3 83 56 02 25
Fax. : + 33 3 83 56 04 08
Mail : agence-lorraine@venathec.com

VENATHEC SAS au capital de 750 000€
23 Boulevard de l'Europe
BP 10101
54503 VANDOEUVRE-LÈS-NANCY Cedex
Société enregistrée au RCS Nancy B sous le numéro 423 893 296 – APE 7112 B – N° TVA intracommunautaire : FR 06 423 893 296



SOMMAIRE

1	OBJET DE L'ETUDE	5
2	GLOSSAIRE	6
3	CONTEXTE RÉGLEMENTAIRE	9
3.1	Arrêté du 26 août 2011 – ICPE	9
3.2	Projet de Norme PR-S 31-114	9
3.3	Mise en application	9
3.4	Critère d'émergence	9
3.5	Valeur limite à proximité des éoliennes	10
3.6	Tonalité marquée	10
3.7	Incertitudes	10
4	PRÉSENTATION DU PROJET	11
5	DEROULEMENT DU MESURAGE	18
5.1	Opérateur concerné par le mesurage	18
5.2	Déroulement général	18
5.3	Méthodologie et appareillages de mesure	18
5.4	Conditions météorologiques rencontrées	20
6	ANALYSE DES MESURES	22
1.1.	Principe d'analyse	22
6.1	Choix des classes homogènes	22
6.2	Nuages de points - Comptage	24
6.3	Indicateurs bruit résiduel DIURNES retenus - Secteur SO] 185° ; 275°]	51
6.4	Indicateurs bruit résiduel NOCTURNES retenus - Secteur SO] 185° ; 275°]	52
7	CONCLUSION SUR LA PHASE DE MESURAGE	53
8	ÉTUDE DE L'IMPACT ACOUSTIQUE ENGENDRÉ PAR L'ACTIVITÉ DU PARC ÉOLIEN	54
8.1	Rappel des objectifs	54
8.2	Description et emplacement des éoliennes	55
8.3	Hypothèses de calcul	55
8.4	Evaluation de l'impact sonore	56
8.5	Résultats prévisionnels en période diurne	57
8.5.1	ENERCON E141	57
8.5.2	VESTAS V136	59
8.5.3	NORDEX N131	61
8.6	Résultats prévisionnels en période nocturne	63
8.6.1	ENERCON E141	63
8.6.2	VESTAS V136	65
8.6.3	NORDEX N131	67

9	OPTIMISATION DU PROJET	69
9.1	Comment réduire le bruit de l'éolienne : le bridage	69
9.2	Plan de fonctionnement - Période diurne – Toutes machines confondues	71
9.3	Plan de fonctionnement - Période nocturne	71
9.4	Evaluation de l'impact sonore en période nocturne après optimisation en direction sud-ouest – E141	73
9.5	Evaluation de l'impact sonore en période nocturne après optimisation en direction sud-ouest – V136	75
9.6	Evaluation de l'impact sonore en période nocturne après optimisation en direction sud-ouest – N131	77
10	NIVEAUX DE BRUIT SUR LE PERIMETRE DE L'INSTALLATION	79
11	TONALITE MARQUEE	82
12	CONCLUSION	91
13	ANNEXES	92

1 OBJET DE L'ETUDE

Dans le cadre du projet d'implantation d'un parc éolien sur la commune de Magnac-Laval (87), la société WPD a confié au bureau d'études acoustiques VENATHEC le volet bruit.

L'objectif de la présente étude d'impact acoustique consiste à évaluer les risques de dépassement des valeurs réglementaires, liés à la mise en place des éoliennes, selon les dernières normes et textes réglementaires référents :

- Arrêté du 26 août 2011 relatif aux installations éoliennes soumises à autorisation ICPE ;
- Du projet de norme **NF S PR 31-114 « Acoustique – Mesurage du bruit dans l'environnement avec et sans activité éolienne »** ;
- Norme NF S 31-010 – « Caractérisation et mesurage des bruits de l'environnement » ;
- Guide de l'étude d'impact sur l'environnement des parcs éoliens actualisé en 2010 par le Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer.

Le rapport comporte :

- Un récapitulatif du contexte réglementaire et normatif ;
- Une présentation du projet et de l'intervention sur site ;
- Une analyse des mesures des niveaux sonores résiduels aux abords des habitations les plus exposées ;
- Une estimation des niveaux sonores après implantation des éoliennes ;
- Une évaluation des dépassements prévisionnels des seuils réglementaires et du risque de non-conformité ;
- L'élaboration d'un plan de fonctionnement du parc permettant de satisfaire à la réglementation.

2 GLOSSAIRE

Pour les besoins du présent document, les termes et définitions suivants s'appliquent :

Le décibel (dB)

Le son est une sensation auditive produite par une variation rapide de la pression de l'air.

Le bruit étant caractérisé par une échelle logarithmique, on ne peut pas ajouter arithmétiquement les décibels de deux bruits pour arriver au niveau sonore global.

À noter 2 règles simples :

- 40 dB + 40 dB = 43 dB ;
- 40 dB + 50 dB ≈ 50 dB.



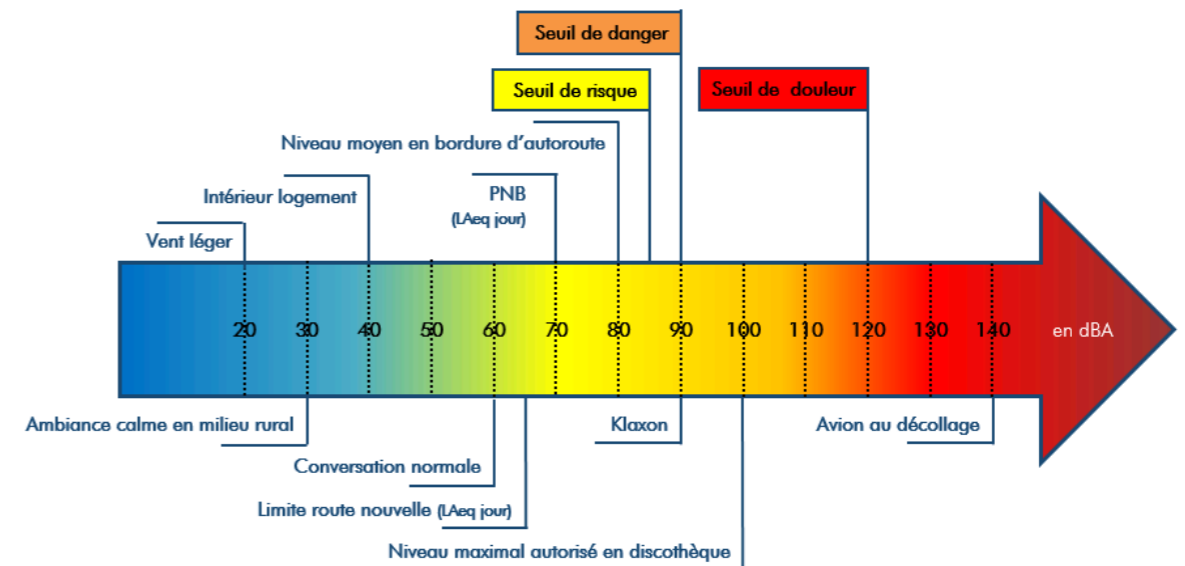
Le décibel pondéré A (dBA)

Pour traduire les unités physiques dB en unités physiologiques dBA représentant la courbe de réponse de l'oreille humaine, il est convenu de pondérer les niveaux sonores pour chaque bande d'octave. Le décibel est alors exprimé en décibels A : dBA.

A noter 2 règles simples :

- L'oreille fait une distinction entre deux niveaux sonores à partir d'un écart de 3 dBA ;
- Une augmentation du niveau sonore de 10 dBA est perçue par l'oreille comme un doublement de la puissance sonore.

Echelle sonore



Octave / Tiers d'octave

Intervalle de fréquence dont la plus haute fréquence (f_2) est le double de la plus basse (f_1) pour une octave et la racine cubique de 2 pour le tiers d'octave. L'analyse en fréquence par bande de tiers d'octave correspond à la résolution fréquentielle de l'oreille humaine.

1/1 octave	1/3 octave
$f_2 = 2 * f_1$	$f_2 = \sqrt[3]{2} * f_1$
$f_c = \sqrt{2} * f_1$	$\Delta f / f_c = 23\%$
$\Delta f / f_c = 71\%$	

f_c : fréquence centrale
 $\Delta f = f_2 - f_1$

Niveau de bruit équivalent L_{eq}

Niveau de bruit en dB intégré sur une période de mesure. L'intégration est définie par une succession de niveaux sonores intermédiaires mesurés selon un intervalle d'intégration. Généralement dans l'environnement, l'intervalle d'intégration est fixé à 1 seconde (appelé L_{eq} court). Le niveau global équivalent se note L_{eq} , il s'exprime en dB. Lorsque les niveaux sont pondérés selon la pondération A, on obtient un indicateur noté $L_{A,eq}$.

Niveau résiduel

Le niveau résiduel caractérise le niveau de bruit obtenu dans les conditions environnementales initiales du site, c'est-à-dire en l'absence du bruit généré par les éoliennes (niveau de bruit avec éoliennes à l'arrêt).

Niveau ambiant

Le niveau ambiant caractérise le niveau de bruit obtenu en considérant l'ensemble des sources présentes dans l'environnement du site. En l'occurrence, ce niveau sera la somme entre le bruit résiduel et le bruit généré par les éoliennes (niveau de bruit avec éoliennes en fonctionnement).

Emergence acoustique (E)

L'émergence acoustique est fondée sur la différence entre le niveau de bruit équivalent pondéré A du bruit ambiant comportant le bruit particulier de l'équipement en fonctionnement (en l'occurrence celui des éoliennes) et celui du résiduel.

$E = L_{eq \text{ ambiant}} - L_{eq \text{ résiduel}}$
$E = L_{eq \text{ éoliennes en fonctionnement}} - L_{eq \text{ éoliennes à l'arrêt}}$
$E = L_{eq \text{ état futur prévisionnel}} - L_{eq \text{ état actuel (initial)}}$

Niveau fractile (L_n)

Anciennement appelé indice statistique percentile L_n .

Le niveau fractile L_n représente le niveau sonore qui a été dépassé pendant n % du temps du mesurage. L'indice $L_{A,50}$ employé dans le domaine éolien caractérise ainsi le niveau médian : dépassé pendant 50 % du temps de l'intervalle d'observation.

Niveau de puissance acoustique

Ce niveau caractérise l'énergie acoustique d'une source sonore. Elle est exprimée en dBA et permet d'évaluer le niveau de bruit émis par un équipement indépendamment de son environnement.

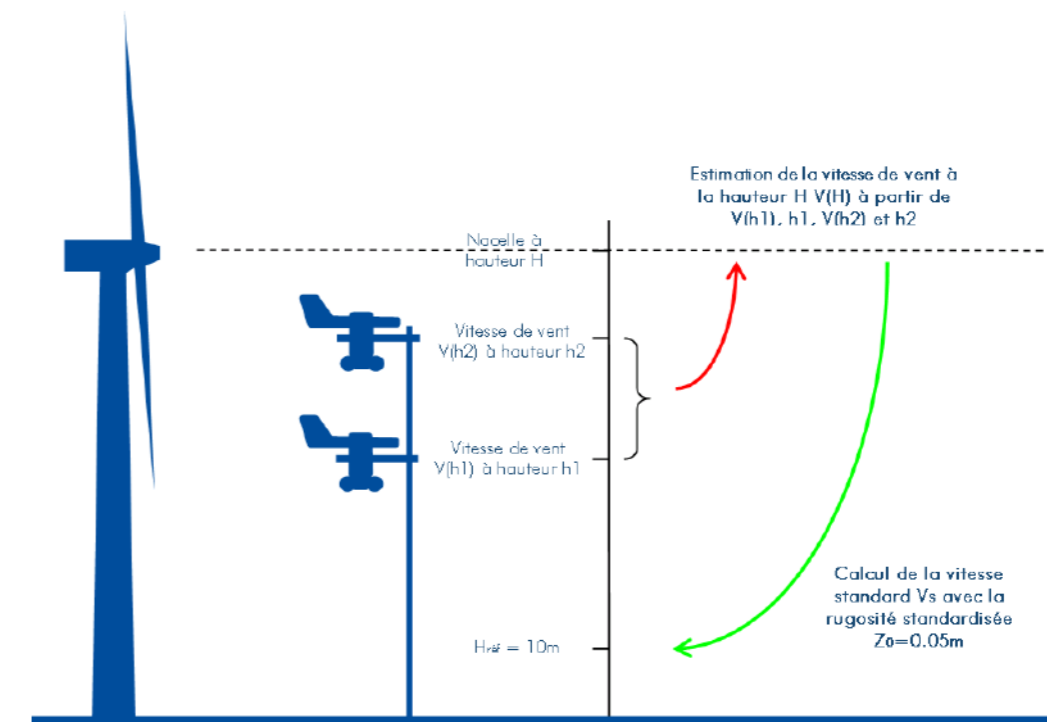
Vitesse de vent standardisée - Hauteur de référence : $H_{ref} = 10m$

La corrélation des niveaux de bruit avec la vitesse de vent s'effectue à la hauteur de référence fixée à 10m. Cette vitesse de vent correspond à la vitesse de vent dite « standardisée » qui est égale à la vitesse calculée à 10m de haut sur un sol présentant une longueur de rugosité de référence fixée à 0,05m.

Cette vitesse se calcule à partir de la vitesse « réelle » à hauteur de nacelle des éoliennes (soit la vitesse est mesurée directement à hauteur de moyeu (anémomètre nacelle), soit elle est extrapolée à hauteur de moyeu à partir des vitesses et du gradient de vent mesurés à différentes hauteurs) qui est ensuite convertie à la hauteur de référence (10m) à l'aide d'une longueur de rugosité standardisée à 0,05m et selon un profil de variation en loi logarithmique.

Ces vitesses de vent standardisées, considérées pour les études acoustiques peuvent être assimilées à des vitesses « virtuelles », représentant les vitesses de vent reçues par l'éolienne, auxquelles est appliqué un facteur K = constante qui est fonction d'un type de sol standard.

Pour ces raisons, les vitesses standardisées (à hauteur de référence) sont différentes des vitesses mesurées à 10m.



(Source : Projet de norme NFS 31-114)

Norme NFS 31-010

La norme NF S 31-010 « Acoustique – Caractérisation et mesurage des bruits de l'environnement – Méthodes particulières de mesurage » de 1996 a été élaborée au sein de la Commission de Normalisation S30J « Bruit dans l'environnement » d'AFNOR. Elle est utilisée dans le cadre de la réglementation « Bruit de voisinage ». Elle indique la méthodologie à appliquer concernant la réalisation de la mesure.

Projet de Norme NFS 31-114

Le projet de norme intitulé « Acoustique – Mesurage du bruit dans l'environnement avec et sans activité éolienne » indique la méthodologie à appliquer en prenant en considération la problématique éolienne, notamment celle posée par le mesurage en présence de vent.

3 CONTEXTE RÉGLEMENTAIRE

3.1 Arrêté du 26 août 2011 – ICPE

L'Arrêté du 26 août 2011 relatif aux installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent au sein d'une installation soumise à autorisation au titre de la rubrique 2980 de la législation des installations classées pour la protection de l'environnement, constitue désormais le texte réglementaire de référence.

3.2 Projet de Norme PR-S 31-114

Un projet de norme de mesurage spécifique à l'éolien complémentaire à la norme NFS 31-010 est également en cours de validation (norme NFS 31-114). Cette norme aura pour objet de répondre à la problématique posée par des mesurages dans l'environnement en présence de vent. L'arrêté ICPE prévoit l'utilisation du projet dans sa version de juillet 2011. Les versions successives suivantes ont ainsi été datées de juillet 2011 et affectées d'un numéro de version.

3.3 Mise en application

« L'ensemble des dispositions du présent arrêté s'appliquent aux installations pour lesquelles une demande d'autorisation est déposée à compter du lendemain de la publication du présent arrêté ainsi qu'aux extensions ou modifications d'installations existantes régulièrement mises en service nécessitant le dépôt d'une nouvelle demande d'autorisation en application de l'article R. 512-33 du code de l'environnement au-delà de cette même date. »

« Pour les installations ayant fait l'objet d'une mise en service industrielle avant le 13 juillet 2011, celles ayant obtenu un permis de construire avant cette même date ainsi que celles pour lesquelles l'arrêté d'ouverture d'enquête publique a été pris avant cette même date, dénommées « installations existantes » dans la suite du présent arrêté : les dispositions des articles de la section 4, de l'article 22 et des articles de la section 6 correspondant à la section « Bruit » sont applicables au 1er janvier 2012 ; »

3.4 Critère d'émergence

Le tableau ci-dessous précise les valeurs d'émergence sonore maximale admissible, fixées en niveaux globaux. Ces valeurs sont à respecter pour les niveaux sonores en zone à émergence réglementées lorsque le seuil de niveau ambiant est dépassé.

Niveau ambiant existant incluant le bruit de l'installation	Emergence maximale admissible	
	Jour (7h / 22 h)	Nuit (22h / 7h)
Lamb > 35 dBA	5 dBA	3 dBA

3.5 Valeur limite à proximité des éoliennes

Le tableau ci-dessous précise les valeurs du niveau de bruit maximal à respecter en tout point du périmètre de mesure défini ci-après :

Niveau de bruit maximal sur le périmètre de mesure	
Jour (7h / 22 h)	Nuit (22h / 7h)
70 dBA	60 dBA

Périmètre de mesure : « Périmètre correspondant au plus petit polygone dans lequel sont inscrits les disques de centre chaque aérogénérateur et de rayon R défini comme suit : »

$$R = 1,2 \times (\text{Hauteur de moyeu} + \text{Longueur d'un demi-rotor})$$

Cette disposition n'est pas applicable si le bruit résiduel pour la période considérée est supérieur à cette limite.

3.6 Tonalité marquée

La tonalité marquée consiste à mettre en évidence la prépondérance d'une composante fréquentielle. Dans le cas présent, la tonalité marquée est détectée à partir des niveaux spectraux en bande de tiers d'octave et s'établit lorsque la différence :

Leq sur la bande de 1/3 octave considérée - Leq sur les 4 bandes de 1/3 octave les plus proches*

* les 2 bandes immédiatement inférieures et celles immédiatement supérieures.

est supérieure ou égale à :

Tonalité marquée – Différence limite	
50 Hz à 315 Hz	400 Hz à 8000 Hz
10 dB	5 dB

3.7 Incertitudes

« Lorsque des mesures sont effectuées pour vérifier le respect des présentes dispositions, elles sont effectuées selon les dispositions [...] de la norme NFS 31-114 dans sa version de décembre 2012. »

Ce projet de norme énonce la mise en place d'une incertitude :

« L'incertitude totale sur l'indicateur de bruit associé à une classe homogène et à une classe de vitesse de vent est composée d'une incertitude (type A) due à la distribution d'échantillonnage de l'indicateur considéré et d'une incertitude métrologique (type B) sur les mesures des descripteurs acoustiques. »

4 PRÉSENTATION DU PROJET

Le projet prévoit l'implantation d'éoliennes sur la commune de Magnac-Laval (87). La société WPD, en concertation avec VENATHEC, a retenu 6 points de mesure distincts représentant les habitations susceptibles d'être les plus exposées :

- Point n°1 : Le Rabeau ;
- Point n°2 : Beaubatou ;
- Point n°3 : Sejotte ;
- Point n°4 : Le Soulier ;
- Point n°5 : Bernèze ;
- Point n°6 : Le Grand Monteil.

En complément, des mesures dites « courte durée » ont été effectuées aux emplacements suivants :

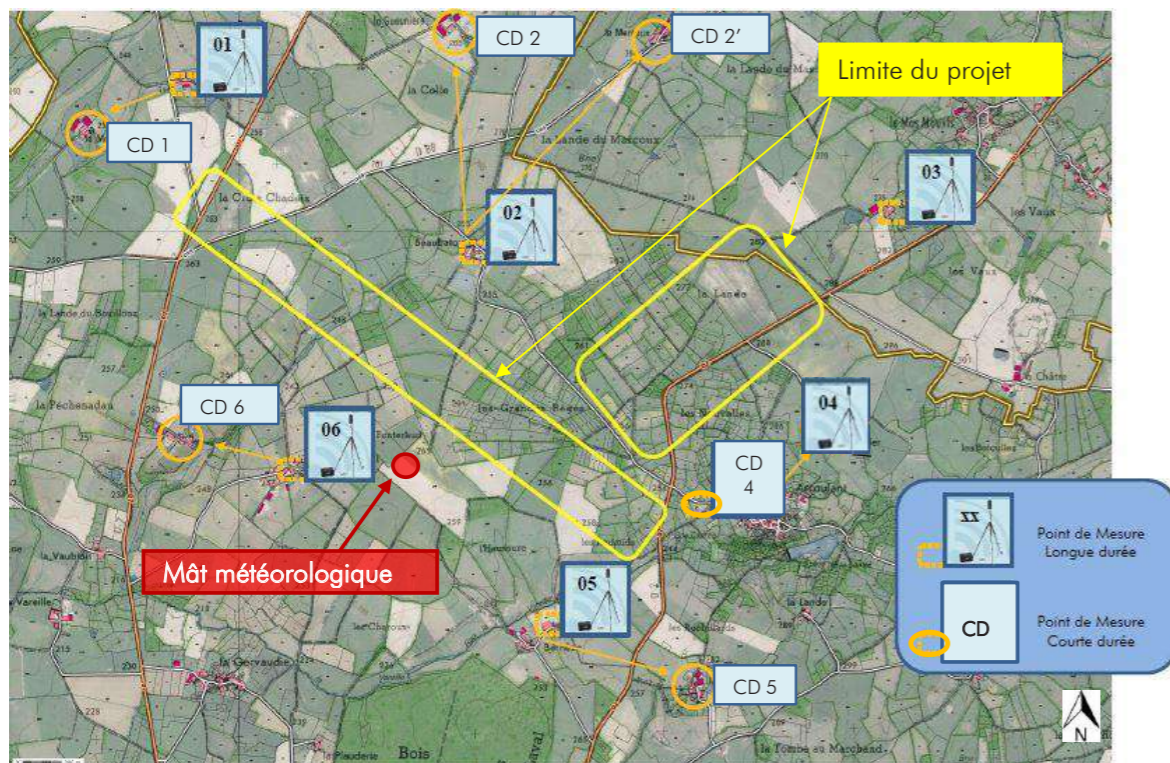
- Courte Durée - CD1 : La Monerie ;
- Courte Durée - CD2 : La Guesnière ;
- Courte Durée - CD2' : Le Marcoux ;
- Courte Durée - CD4 : Arcoulant ;
- Courte Durée - CD5 : Le Mas ;
- Courte Durée - CD6 : Le Petit Monteil.

Ces mesures ont été corrélées avec les mesures « longue durée » réalisées en simultanément.



Emplacement des points de mesures :

Dans la mesure du possible, les microphones ont été positionnés à l'abri :

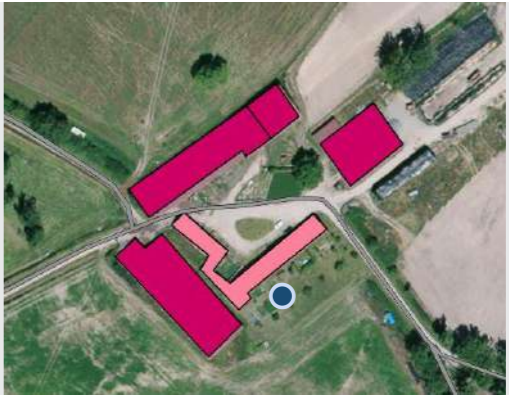
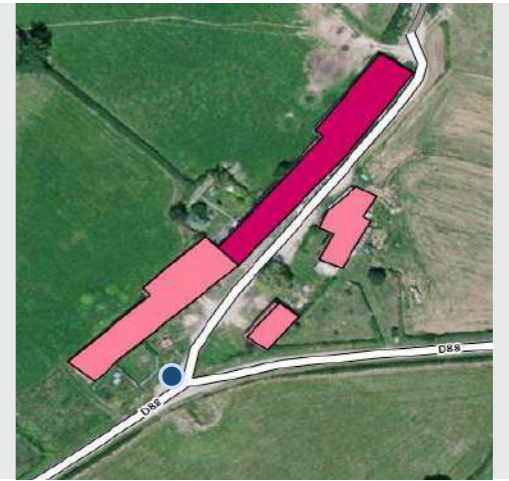
- du vent, de sorte que son influence sur le microphone soit la plus négligeable possible ;
- de la végétation, pour refléter l'environnement sonore le plus indépendamment possible des saisons ;
- des infrastructures de transport proches, afin de s'affranchir de perturbations trop importantes dont on ne peut justifier entièrement l'occurrence.



Emplacement du microphone – Mesure Longue Durée LD			
Point	Lieu	Vue aérienne	Sources sonores environnantes
N°1	Mme Pigeon Le Rabeau Magnac-Laval		Bruit de végétation, Engins agricoles Avifaune, Bruit d'animaux.
N°2	M. Courbières Beaubatou Magnac-Laval		Bruit de végétation, Engins agricoles, Avifaune, Bruit d'animaux.
N°3	M. Hours Sejotte Magnac-Laval		Bruit de végétation, Engins agricoles, Avifaune, Bruit d'animaux.
N°4	Mme Albert Le Soulier Magnac-Laval		Bruit de végétation, Engins agricoles Avifaune, beaucoup d'animaux.

N°5	M. Pioffret Bernèze Magnac-Laval		Engins agricoles, Bruit de travaux, Avifaune.
N°6	M. Neveu Le Grand Monteil Magnac-Laval		Engins agricoles, Avifaune, Bruit d'animaux.

- : Emplacement du microphone pendant la mesure
- : Habitation
- : Bâtiment non habité
- ➔ : Direction et distance à l'éolienne la plus proche

Emplacement du microphone – Mesure Courte Durée CD		
Point	Lieu	Vue aérienne
CD1	La Monerie	
CD 2	La Guesnière	
CD 2'	Le Marcoux	
CD 4	Arcoulant	

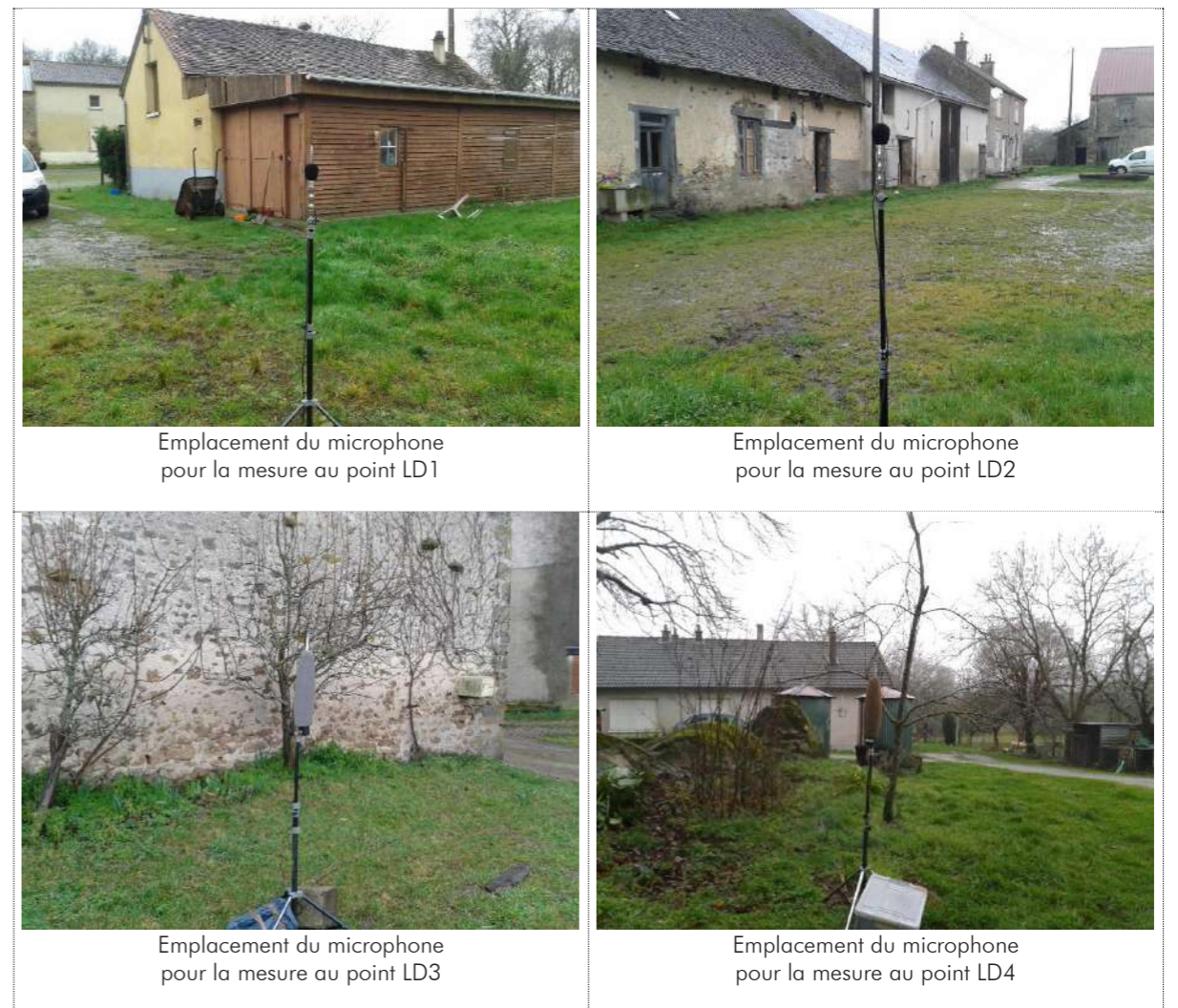


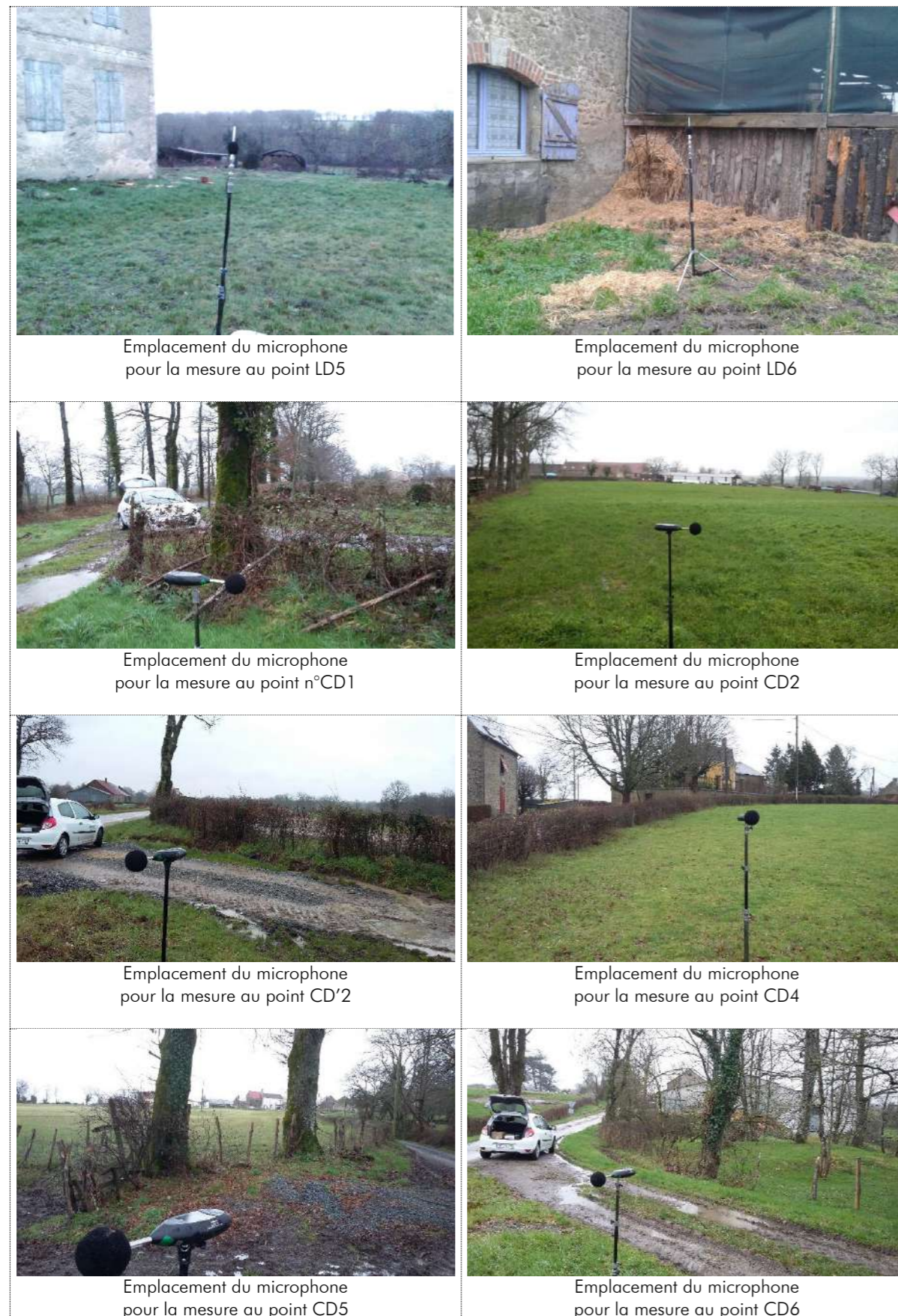
- : Emplacement du microphone pendant la mesure
- : Habitation
- : Bâtiment non habité

Représentativité du lieu de mesure par rapport à la zone d'habitations considérée :

Point	Observations
N°1, 2, 3, 5 et 6	L'environnement global de la zone d'habitations présente une végétation modérée. La mesure est réalisée dans des habitations isolées où les bruits de voisinage / d'activité humaine sont jugés moins importants. La mesure est réalisée dans la partie de la zone d'habitation la plus proche des éoliennes envisagées. Les sources sonores environnantes semblent caractéristiques de la zone d'habitations.
N°4	L'environnement global de la zone d'habitations présente une végétation importante. La mesure est réalisée en périphérie du village là où les bruits de voisinage / d'activité humaine sont jugés moins importants. La mesure est réalisée dans la partie de la zone d'habitation la plus proche des éoliennes envisagées. Les sources sonores environnantes semblent caractéristiques de la zone d'habitations.

Photographies des points de mesure





5 DEROULEMENT DU MESURAGE

Les mesures ont été effectuées conformément :

- Au projet de norme NF S 31-114 « Acoustique – Mesurage du bruit dans l'environnement avec et sans activité éolienne » ;
- A la norme NF S 31-010 « Caractérisation et mesurage des bruits de l'environnement » ;
- À la note d'estimation de l'incertitude de mesurage décrite en annexe.

5.1 Opérateur concerné par le mesurage

- M. Matthias LESNE, ingénieur acousticien.

La société est enregistrée au RCS Nancy B sous le numéro 423 893 296 00016.

Pour plus d'informations sur la société, visitez le site www.venathec.com

5.2 Déroulement général

Période de mesure	Du 24 février au 09 mars 2016
Durée de mesure	15 jours pour chacun des 6 points

Remarque : Une première campagne de mesure a été effectuée du 11 au 26 Septembre 2015. Dans une volonté conservatrice seul l'état initial hivernal est considéré dans la présente étude, la saison non-végétative calme présentant l'impact acoustique maximal.

5.3 Méthodologie et appareillages de mesure

Mesure acoustique

Méthodologie

Les mesurages acoustiques ont été effectués à des emplacements où le futur impact sonore des éoliennes est jugé le plus élevé.

La hauteur de mesurage au-dessus du sol était comprise entre 1,20 m et 1,50 m. Ces emplacements se trouvaient à plus de 2 mètres de toute surface réfléchissante. La position des microphones a été choisie de manière à caractériser un lieu de vie.

Appareillage utilisé

Les mesurages ont été effectués avec des sonomètres intégrateurs de classe 1.

Avant et après chaque série de mesurage, la chaîne de mesure a été calibrée à l'aide d'un calibre conforme à la norme EN CEI 60-942.

Un écart inférieur à 0,5 dB a été vérifié et atteste de la validité des mesures.

Comme spécifié dans la norme NF S 31-010, seront conservés au moins 2 ans :

- La description complète de l'appareillage de mesure acoustique ;
- L'indication des réglages utilisés ;
- Le croquis des lieux et le rapport d'étude ;
- L'ensemble des évolutions temporelles et niveaux pondérés A sous format informatique.

Mesure météorologique

Méthodologie

Les mesurages météorologiques ont été effectués au centre de la zone où l'implantation des éoliennes est envisagée, à 10m au-dessus du sol. Les vitesses de vent standardisées sont ensuite déduites selon un profil vertical représentatif du site (cf. Annexe *Choix des paramètres retenus*).

Cette vitesse à $H_{ref} = 10m$ a été utilisée pour caractériser l'évolution du bruit en fonction de la vitesse du vent dans l'ensemble des analyses.

Appareillage utilisé

Les conditions météorologiques sont enregistrées à l'aide de notre mât de 10 mètres de hauteur, sur lequel est positionnée une station d'enregistrement (girouette et anémomètre).



Nous utilisons un anémomètre à coupelles « first class » adapté aux mesures de vents horizontaux. Nos anémomètres optico-électroniques sont accompagnés d'un certificat de calibration, correspondant aux standards internationaux (Certifié selon IEC 61400-12-1 / MEASNET).

Dotés d'une incertitude de mesure de 3 % jusqu'à une vitesse de vent de 50 m/s, d'une résolution de 0,05 m/s et d'une fréquence d'échantillonnage d'1 Hertz, ces capteurs nous permettent une mesure fiable.

Nos mesures de directions de vent sont réalisées à l'aide de girouettes précises à $\pm 2^\circ$, dotées d'une résolution de 1° et permettent une mesure fiable à 360° (sans trou de nord).



Mât météorologique

5.4 Conditions météorologiques rencontrées

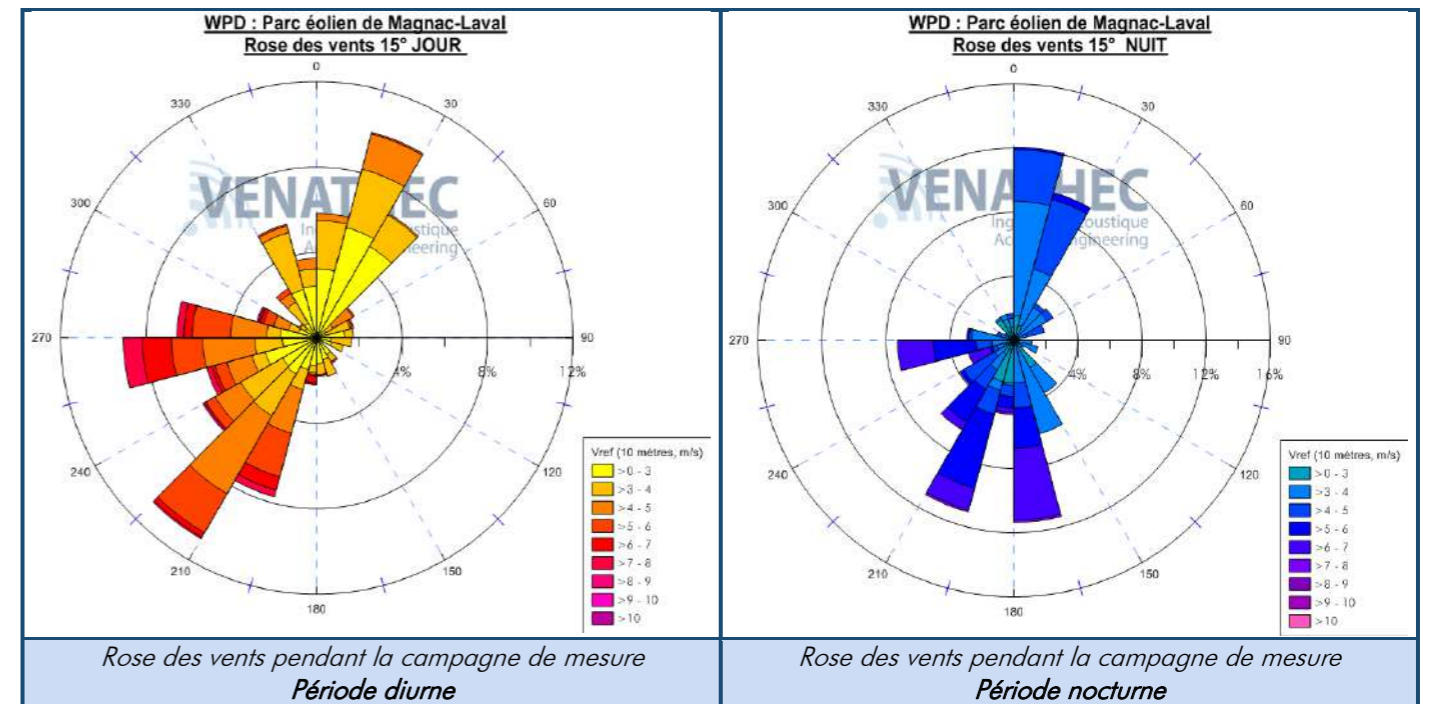
Description des conditions météorologiques

Les conditions météorologiques peuvent influencer sur les mesures de deux manières :

- par perturbation du mesurage, en particulier par action sur le microphone, il convient donc de ne pas faire de mesurage en cas de pluie marquée ;
- lorsque la (les) source(s) de bruit est (sont) éloignée(s), le niveau de pression acoustique mesuré est fonction des conditions de propagation liées à la météorologie. Cette influence est d'autant plus importante que l'on s'éloigne de la source.

Conditions météorologiques rencontrées pendant le mesurage	Précipitations périodiques Vitesse de vent jusqu'à 9 m/s à $H_{ref}=10m$ Direction dominante de vent : Sud-Ouest
Sources d'informations	Mât météorologique à H=10 m (matériel VENATHEC) Données météo France (pluviométrie) Constatations de terrain

Roses des vents

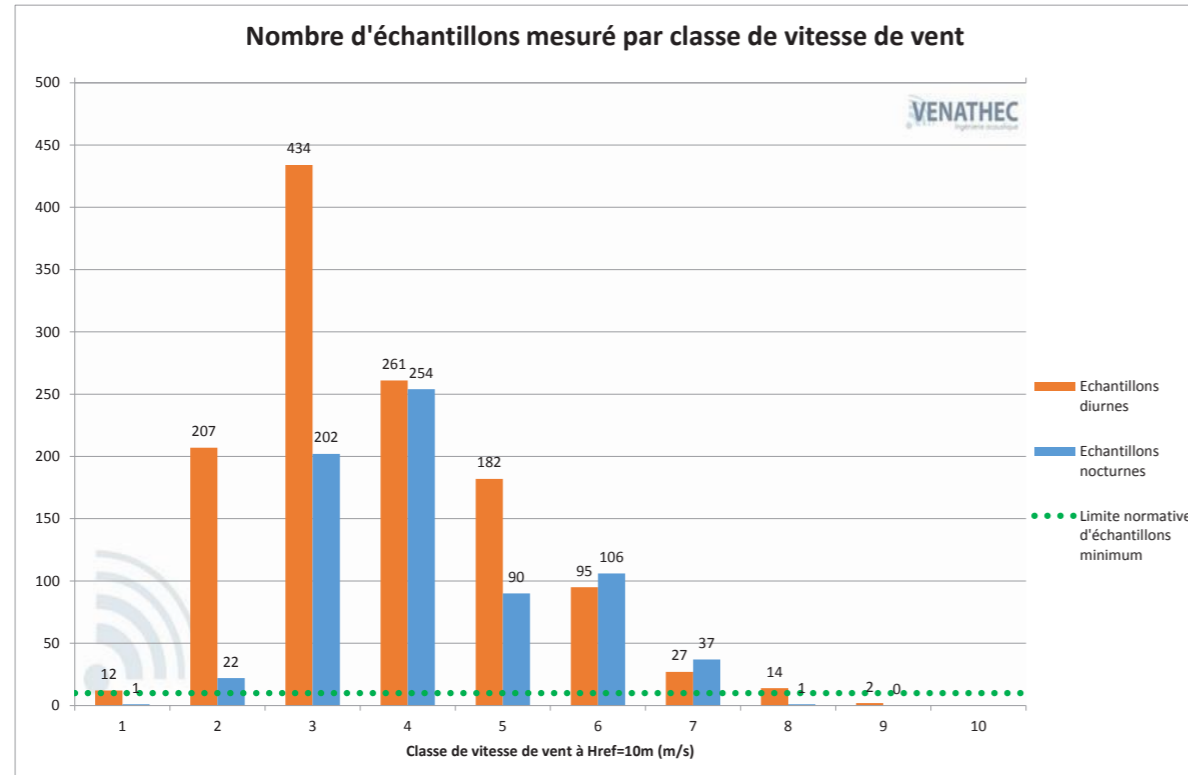


Rose des vents pendant la campagne de mesure
Période diurne

Rose des vents pendant la campagne de mesure
Période nocturne

Nombre de couples « Niveau de bruit/ Vitesse de vent » moyennés sur 10 minutes sur l'ensemble de la période de mesure

D'après la dernière version du projet de norme NF S 31-114 version juillet 2011, au moins 10 couples « Niveau de bruit/Vitesse de vent » par classe considérée, sont nécessaires pour calculer un indicateur de bruit (une classe correspond à une vitesse de vent de 1 m/s de largeur, centrée sur une valeur entière).



Commentaire

Le nombre d'échantillons mesurés est supérieur à 10 jusqu'à 8 m/s en période diurne et jusqu'à 7m/s en période nocturne.

6 ANALYSE DES MESURES

1.1. Principe d'analyse

Intervalle de base d'analyse

L'intervalle de base a été fixé à 10 minutes ; les vitesses de vent ont donc été moyennées sur 10 minutes. Les niveaux résiduels $L_{res,10min}$ ont été calculés à partir de l'indice fractile $L_{A,50}$, déduit des niveaux $L_{Aeq,1s}$.

Classe homogène

Une classe homogène est définie, selon le projet de norme NF S 31-114 :

- Est fonction « des facteurs environnementaux ayant une influence sur la variabilité des niveaux sonores (variation de trafic routier, activités humaines, chorus matinal, orientation du vent, saison ...). »
- « Doit prendre en compte la réalité des variations de bruits typiques rencontrés normalement sur le terrain à étudier, tout en considérant également les conditions d'occurrence de ces bruits. »
- **Présente une unique variable influente sur les niveaux sonores : la vitesse de vent.** Une vitesse de vent ne peut donc pas être considérée comme une classe homogène.

Une ou plusieurs classes homogènes peuvent être nécessaires pour caractériser complètement une période particulière spécifiée dans des normes, des textes réglementaires ou contractuels.

Ainsi, une classe homogène peut être définie par l'association de plusieurs critères tels que les périodes jour / nuit ou plages horaires (7h-22h et 22h-7h), les secteurs de vent, les activités humaines...

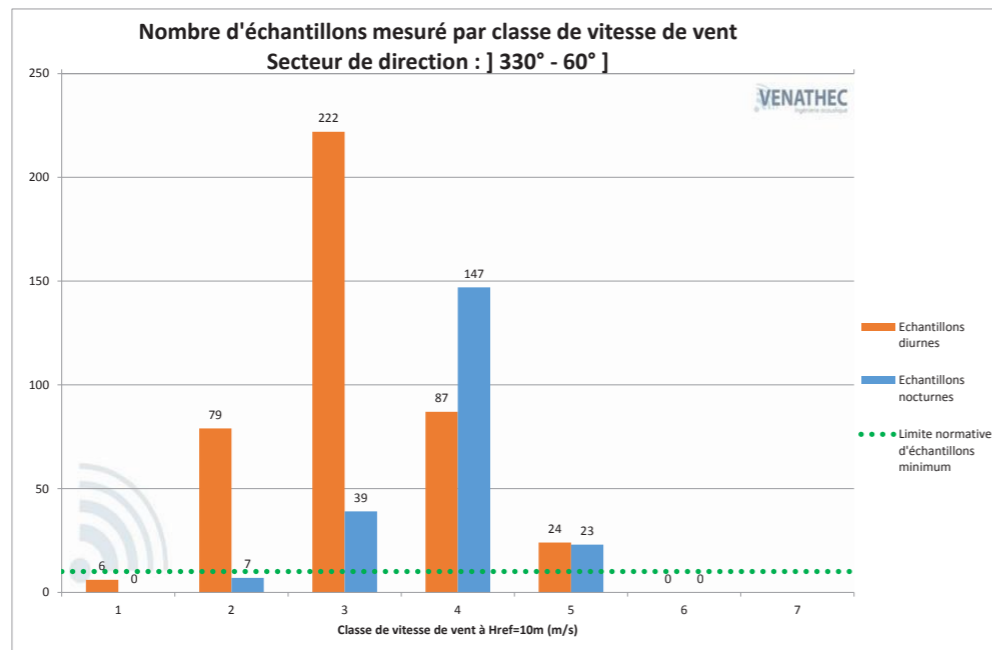
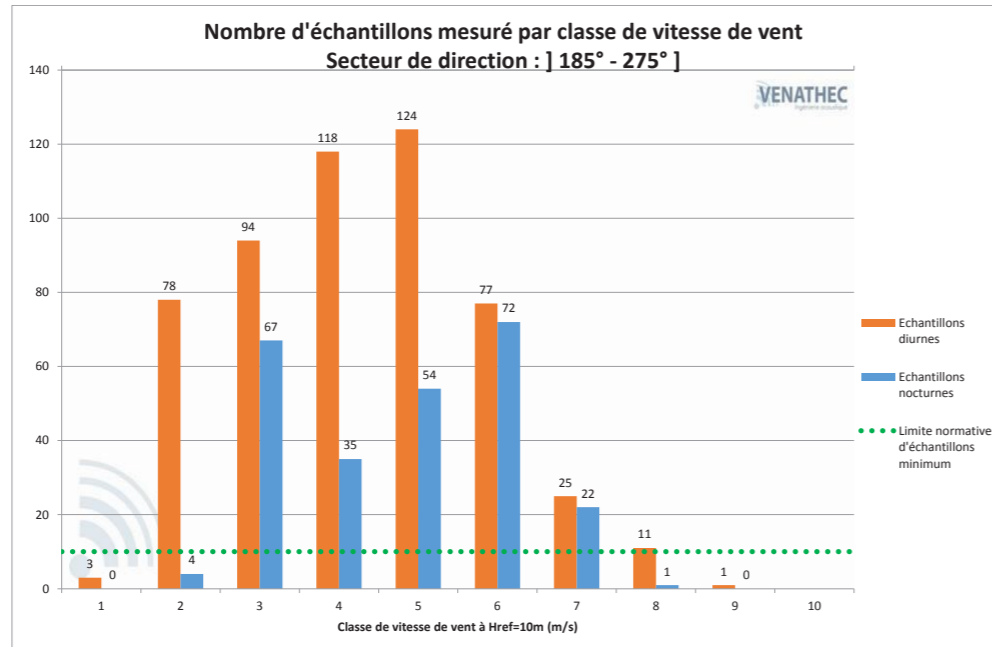
Une analyse des directions observées lors de la campagne de mesure est réalisée sur chaque intervalle de référence.

6.1 Choix des classes homogènes

Les roses des vents présentées précédemment nous ont permis de définir deux directions principales pendant la campagne de mesures :

- Direction centrée sur le secteur]185° ; 275°] – Sud-Ouest ;
- Direction centrée sur le secteur]330° ; 60°] – Nord-Est.

Les graphiques ci-dessous présentent le comptage des échantillons collectés en période diurne et nocturne, en distinguant les deux secteurs de directions définis précédemment.



Commentaires

Cette analyse montre que le secteur] 330° - 60°] présente trop peu d'occurrence en moyennes et hautes vitesses pour pouvoir être analysé.

Classes homogènes retenues pour l'analyse

A la vue des résultats précédents, il a donc été retenu deux classes homogènes pour l'analyse :

- Classe homogène 1 : Secteur] 185° ; 275°] - SO en période diurne hivernale de 7h à 22h ;
- Classe homogène 2 : Secteur] 185° ; 275°] - SO en période nocturne hivernale de 22h à 7h.

L'analyse des indicateurs de niveaux sonores et des émergences réglementaires a donc été entreprise pour ces deux classes homogènes.

6.2 Nuages de points - Comptage

Pour chaque classe homogène et pour chaque classe de vitesse de vents étudiés, un niveau sonore représentatif de l'exposition au bruit des populations a été associé.

Ce niveau sonore, associé à une classe homogène et à une classe de vitesse de vent, est obtenu par traitement des descripteurs des niveaux sonores contenus dans la classe de vitesse de vent.

Il est appelé **indicateur de bruit** de la classe de vitesse de vent.

Pour chaque point de mesure et pour les périodes diurne et nocturne respectivement, nous présentons :

- Le nombre de **couples analysés**. Ce comptage ne comprend que les périodes représentatives de l'ambiance sonore normale (les périodes comprenant la présence d'un bruit parasite, de pluie marquée, d'orientation de vent occasionnelle, etc. ont été supprimées). Ce comptage correspond au nombre de couples utilisés pour l'estimation des niveaux résiduels représentatifs.
- L'incertitude de mesure (le calcul est réalisé suivant les recommandations du projet de norme NFS 31-114 ; la méthode de calcul est définie en annexes).

- Les **nuages de points** permettant de visualiser les évolutions des niveaux sonores en fonction des vitesses de vent. Nous représentons **en bleu les couples** « Niveau de bruit/Vitesse de vent » **supprimés** et **en rose les couples analysés**.

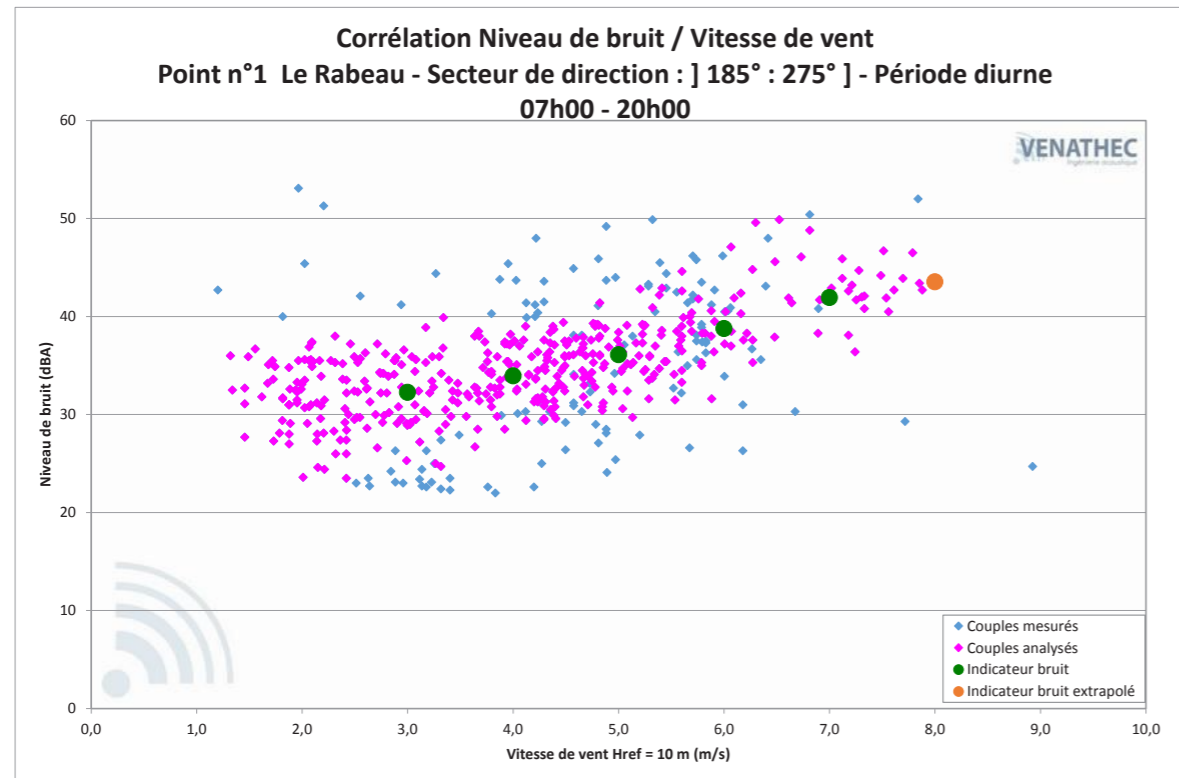
L'**indicateur de bruit** par classe de vitesses de vent est représenté par des **points verts**.

Des **indicateurs de bruit théoriques** sont représentés par des **points orange**. Ces points indiquent les niveaux de bruit extrapolés en fonction des niveaux mesurés sur la classe de vitesses de vent étudiée et sur les classes de vitesses contiguës. Ces indicateurs visent à établir une certaine évolution théorique des niveaux sonores avec la vitesse de vent.

Point n°1 : Le Rabeau

En période diurne

Classe de vitesse de vent standardisée à H _{ref} = 10m	3 m/s	4 m/s	5 m/s	6 m/s	7 m/s	8 m/s
Nombre de couples analysés	72	103	83	44	21	8
Indicateur de bruit retenu	32,5	34,0	36,0	39,0	42,0	43,5
Incertitude Uc(Res)	1,4	1,3	1,3	1,4	1,4	1,5



Commentaires

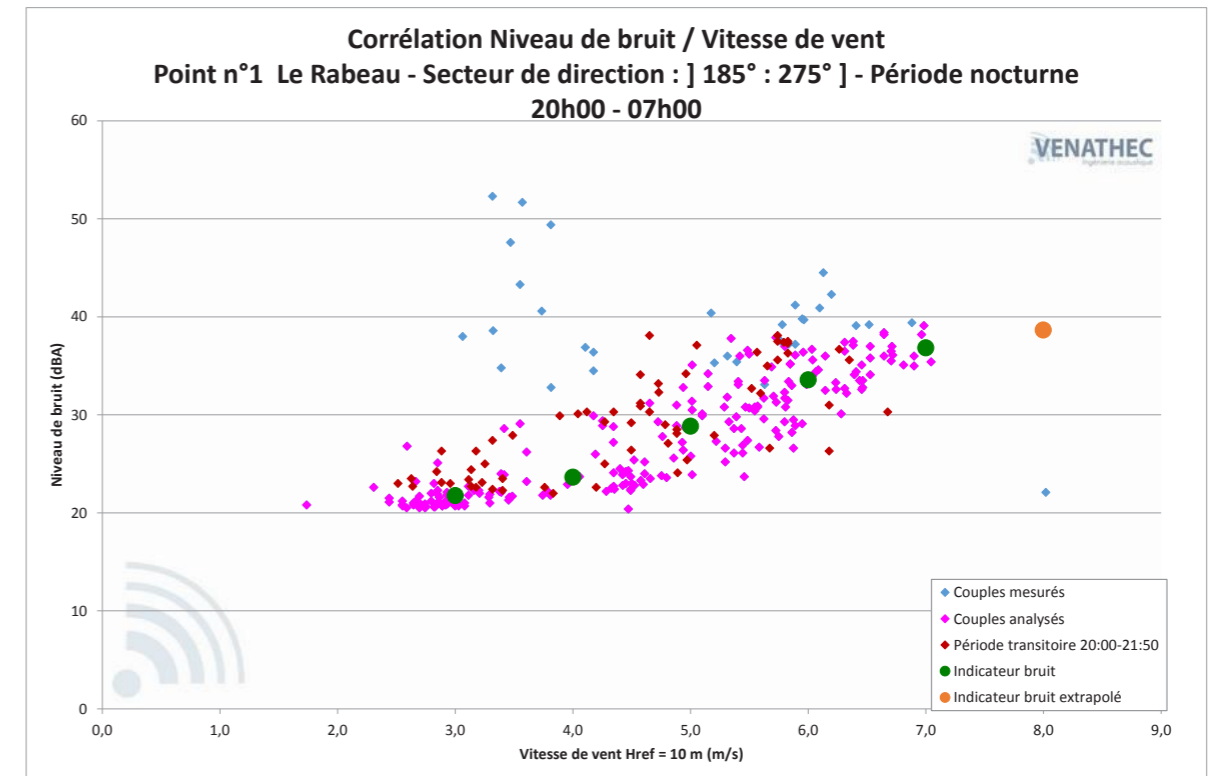
Les couples (L_{res}– Vitesse de vent)_{10 minutes} mesurés pour les vitesses de vent de 3 à 7 m/s à H_{ref}=10 m sont suffisants pour établir une estimation de niveaux résiduels représentatifs de la situation sonore du site. Le niveau retenu pour la vitesse de 8 m/s à H_{ref}=10m est issu d'une extrapolation réalisée à partir des niveaux sonores mesurés aux vitesses de vent inférieures et des caractéristiques du site.

L'évolution des niveaux sonores en fonction de la vitesse du vent est cohérente et significative à partir de 3 m/s.

Les points bleus en partie supérieure de graphe correspondent à des bruits parasites dus à l'activité humaine. Ceux situés en partie inférieure correspondent à une période transitoire diurne de 20h00 à 22h00. Ils ont donc été écartés de l'analyse.

En période nocturne

Classe de vitesse de vent standardisée à H _{ref} = 10m	3 m/s	4 m/s	5 m/s	6 m/s	7 m/s	8 m/s
Nombre de couples analysés	85	40	67	73	17	0
Indicateur de bruit retenu	22,0	23,5	29,0	33,5	37,0	38,5
Incertitude Uc(Res)	1,3	1,4	1,5	1,4	1,4	--



Commentaires

Les couples (L_{res}– Vitesse de vent)_{10 minutes} mesurés pour les vitesses de vent de 3 à 7 m/s à H_{ref}=10 m sont suffisants pour établir une estimation de niveaux résiduels représentatifs de la situation sonore du site. Le niveau retenu pour la vitesse de 8 m/s à H_{ref}=10m est issu d'une extrapolation réalisée à partir des niveaux sonores mesurés aux vitesses de vent inférieures et des caractéristiques du site.

L'évolution des niveaux sonores en fonction de la vitesse du vent est cohérente et significative à partir de 3 m/s.

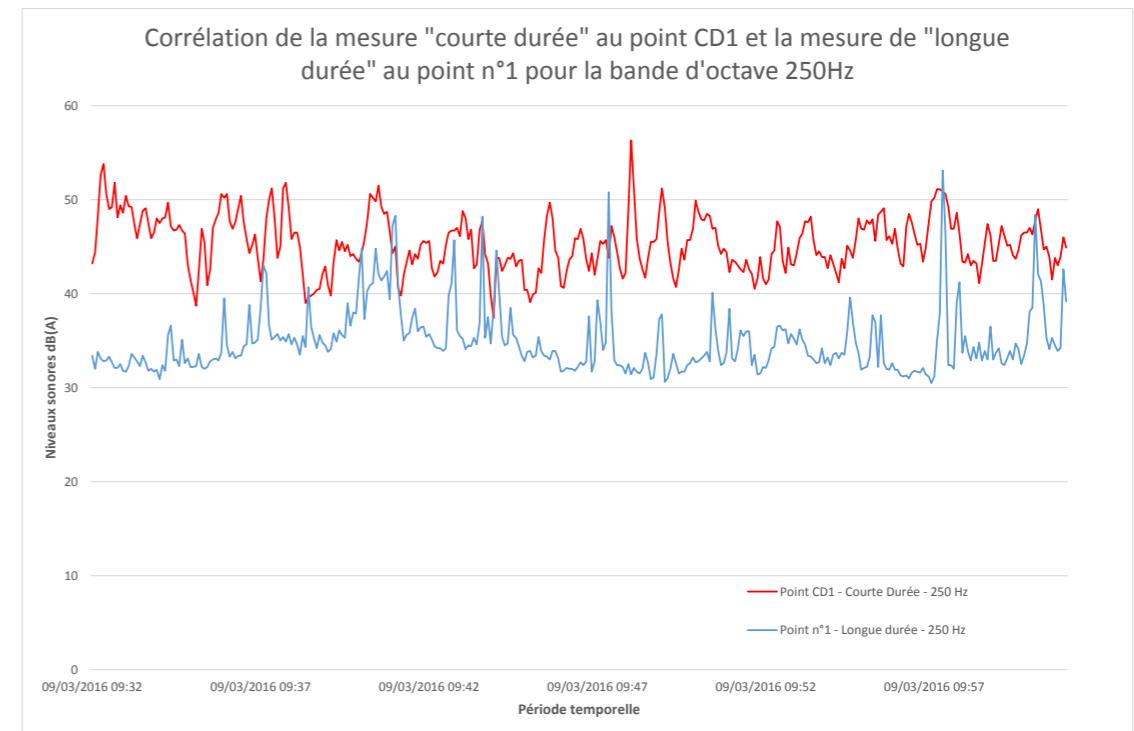
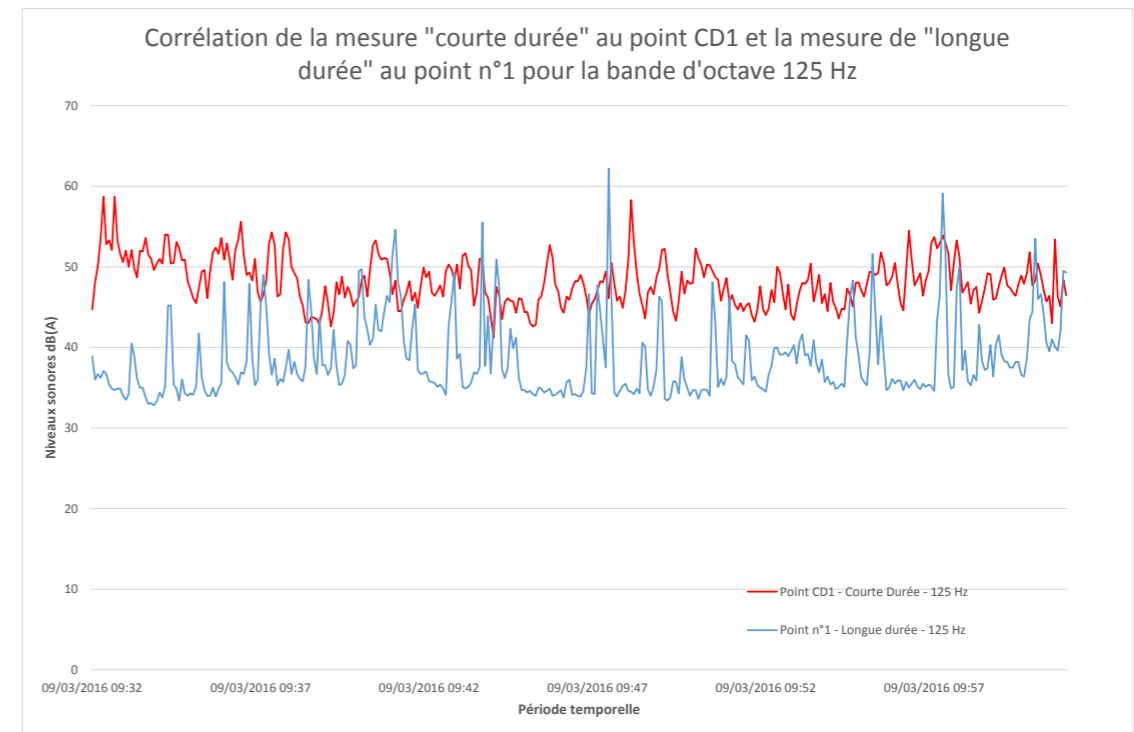
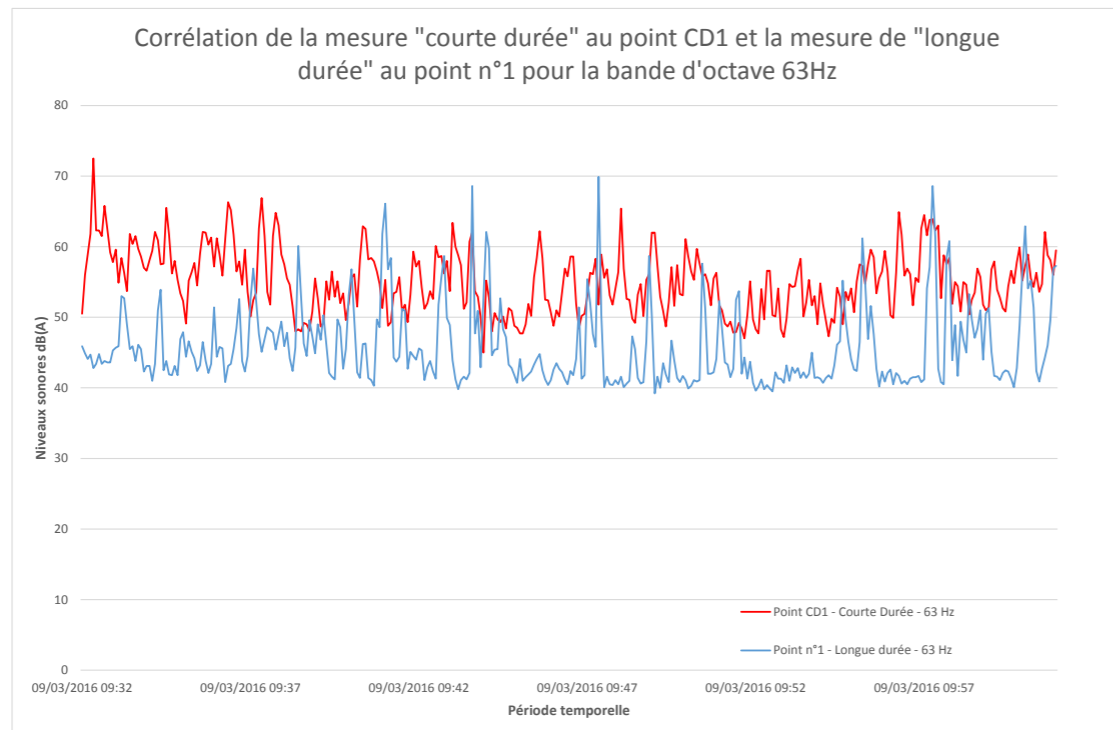
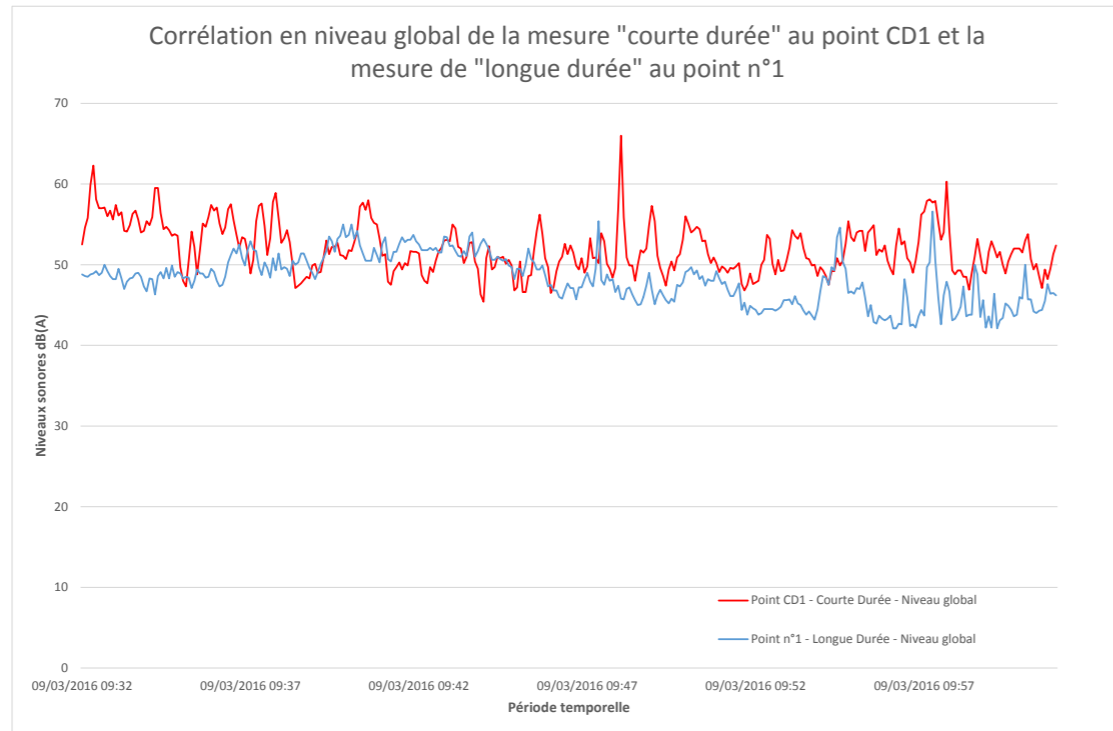
Les points bleus correspondent à des bruits parasites dus à l'activité humaine. Ils ont donc été écartés de l'analyse.

Les points rouges correspondent à une période transitoire initialement diurne de 20h00 à 22h00. Ces couples de points sont plus représentatifs d'une période nocturne, ils ont donc été ajoutés à l'analyse.

Point n°1 – CD1 : La Monerie

Pour mieux caractériser l'environnement sonore au niveau du point n°1, nous avons réalisé une mesure dite « courte durée » aux abords de celle-ci, en simultanément avec les autres points.

Nous présentons ci-dessous les évolutions temporelles en niveau global, et sur les bandes en tiers d'octave centrées sur 63, 125 et 250 Hz du point CD1 dit « courte durée » et du point n°1 dit « longue durée » :



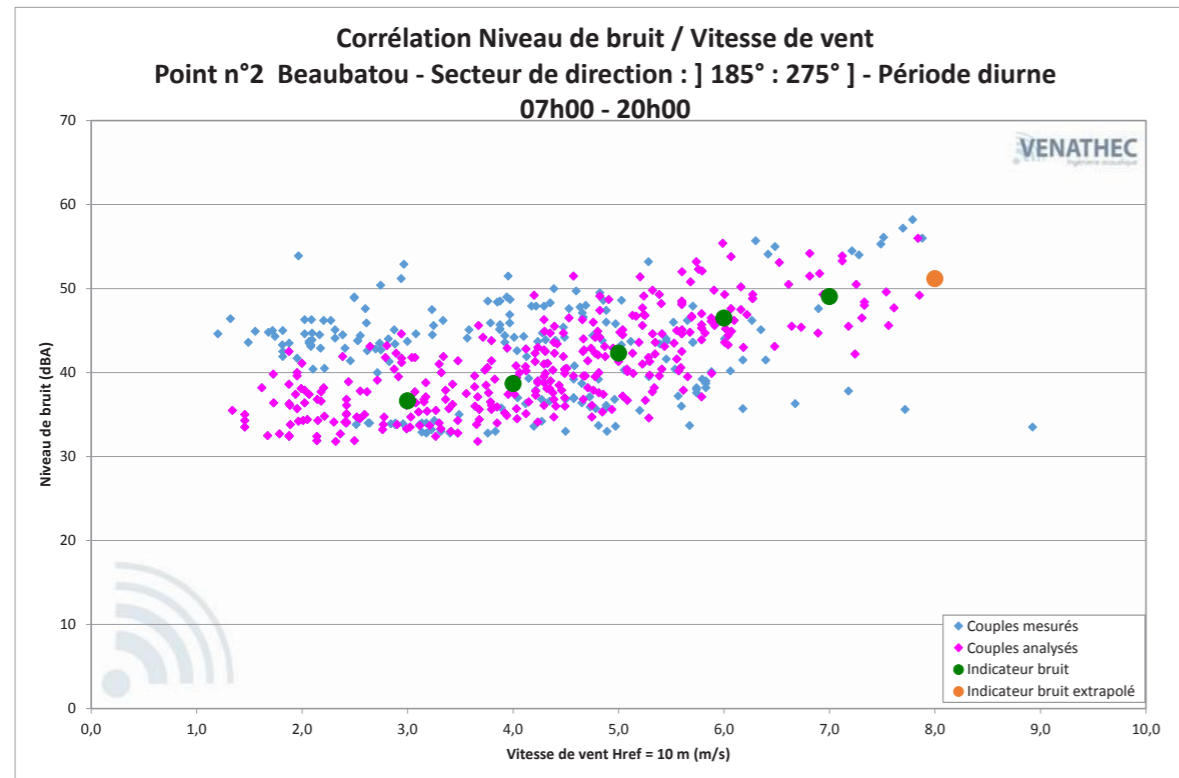
Commentaires :

L'évolution temporelle montre une bonne corrélation entre les niveaux de bruit enregistrés au point CD1 - Courte Durée et ceux enregistrés au point n°1. Nous nous servons par conséquent des niveaux de bruit mesurés au point n°1 en appliquant une augmentation de +2,5 dB afin d'évaluer les émergences sonores prévisionnelles au point CD1 - Courte Durée.

Point n°2 : Beaubatou

En période diurne

Classe de vitesse de vent standardisée à $H_{ref} = 10m$	3 m/s	4 m/s	5 m/s	6 m/s	7 m/s	8 m/s
Nombre de couples analysés	52	80	73	51	18	5
Indicateur de bruit retenu	36,5	38,5	42,5	46,5	49,0	51,0
Incertitude $U_c(Res)$	1,4	1,4	1,5	1,5	1,9	2,0



Commentaires

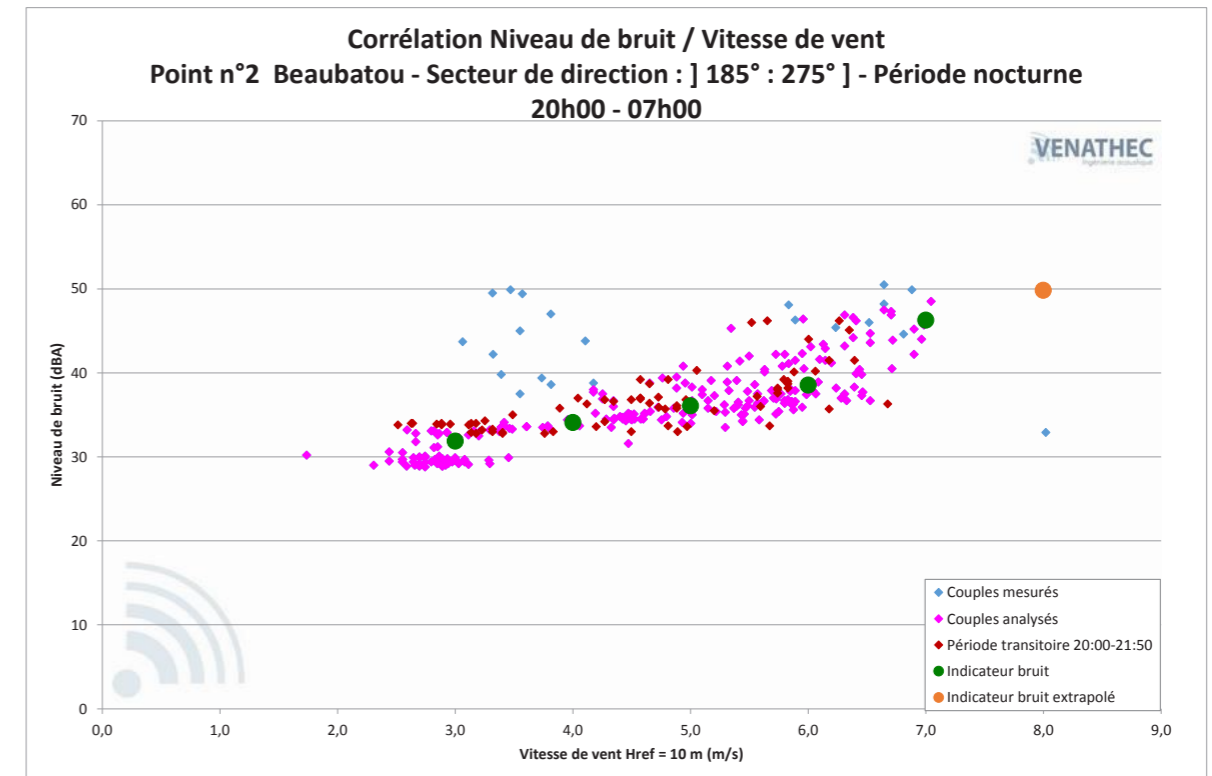
Les couples $(L_{res} - \text{Vitesse de vent})_{10 \text{ minutes}}$ mesurés pour les vitesses de vent de 3 à 7 m/s à $H_{ref} = 10 \text{ m}$ sont suffisants pour établir une estimation de niveaux résiduels représentatifs de la situation sonore du site. Le niveau retenu pour la vitesse de 8 m/s à $H_{ref} = 10 \text{ m}$ est issu d'une extrapolation réalisée à partir des niveaux sonores mesurés aux vitesses de vent inférieures et des caractéristiques du site.

L'évolution des niveaux sonores en fonction de la vitesse du vent est cohérente et significative à partir de 3 m/s.

Les points bleus correspondent à des bruits parasites dus à l'activité humaine et à une période transitoire diurne de 20h00 à 22h00. Ils ont donc été écartés de l'analyse.

En période nocturne

Classe de vitesse de vent standardisée à $H_{ref} = 10m$	3 m/s	4 m/s	5 m/s	6 m/s	7 m/s	8 m/s
Nombre de couples analysés	85	40	73	85	14	0
Indicateur de bruit retenu	32,0	34,0	36,0	38,5	46,5	50,0
Incertitude $U_c(Res)$	1,3	1,3	1,3	1,5	2,1	--



Commentaires

Les couples $(L_{res} - \text{Vitesse de vent})_{10 \text{ minutes}}$ mesurés pour les vitesses de vent de 3 à 7 m/s à $H_{ref} = 10 \text{ m}$ sont suffisants pour établir une estimation de niveaux résiduels représentatifs de la situation sonore du site. Le niveau retenu pour la vitesse de 8 m/s à $H_{ref} = 10 \text{ m}$ est issu d'une extrapolation réalisée à partir des niveaux sonores mesurés aux vitesses de vent inférieures et des caractéristiques du site.

L'évolution des niveaux sonores en fonction de la vitesse du vent est cohérente et significative à partir de 3 m/s.

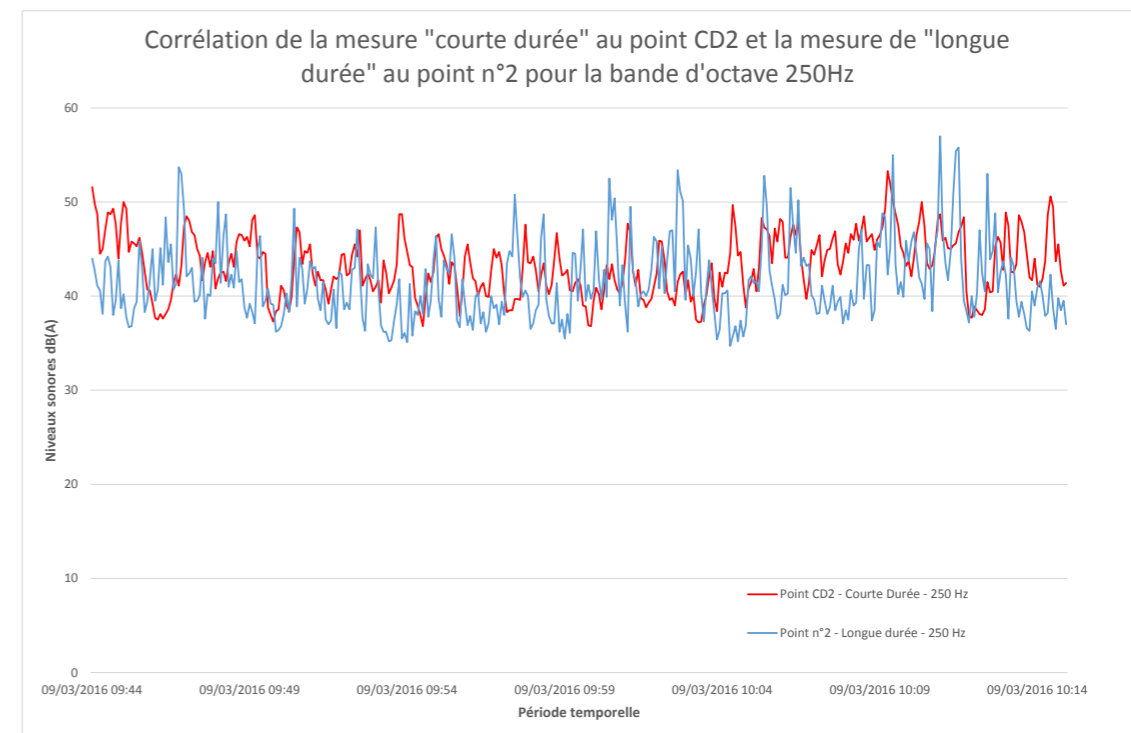
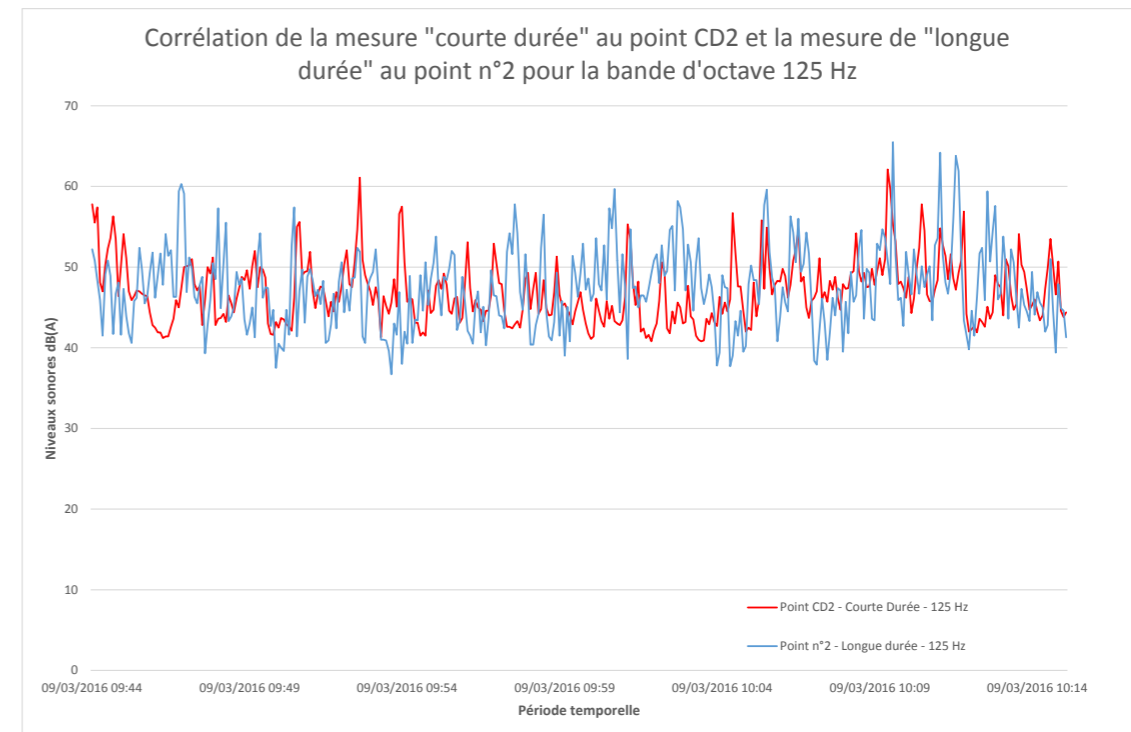
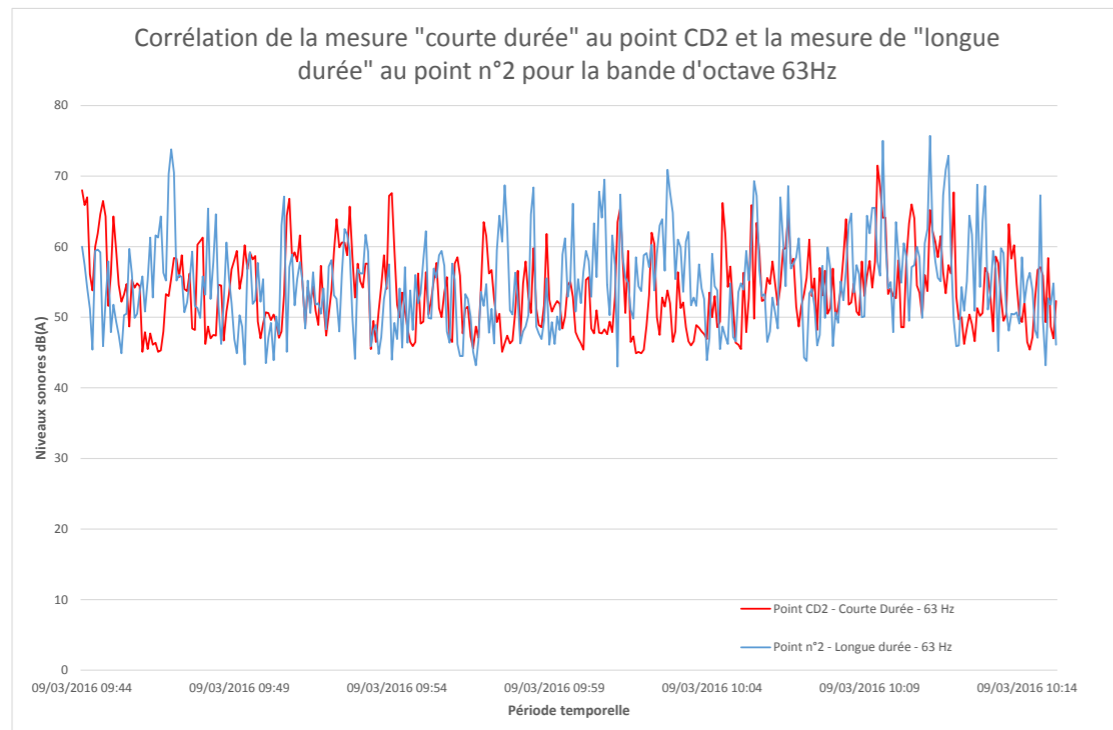
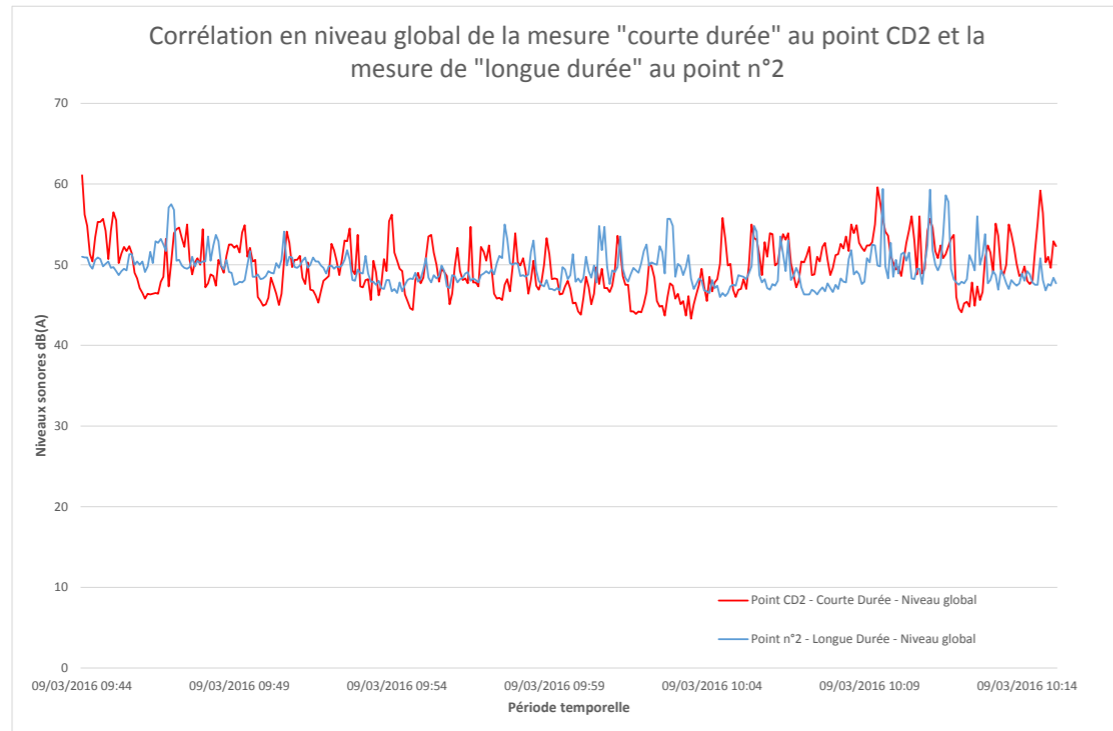
Les points bleus correspondent à des bruits parasites dus à l'activité humaine. Ils ont donc été écartés de l'analyse.

Les points rouges correspondent à une période transitoire initialement diurne de 20h00 à 22h00. Ces couples de points sont plus représentatifs d'une période nocturne, ils ont donc été ajoutés à l'analyse.

Point n°2 – CD2 : La Guesinière

Pour mieux caractériser l'environnement sonore au niveau du point n°2, nous avons réalisé une mesure dite « courte durée » aux abords de celle-ci, en simultané avec les autres points.

Nous présentons ci-dessous les évolutions temporelles en niveau global, et sur les bandes en tiers d'octave centrées sur 63, 125 et 250 Hz du point CD2 dit « courte durée » et du point n°2 dit « longue durée » :



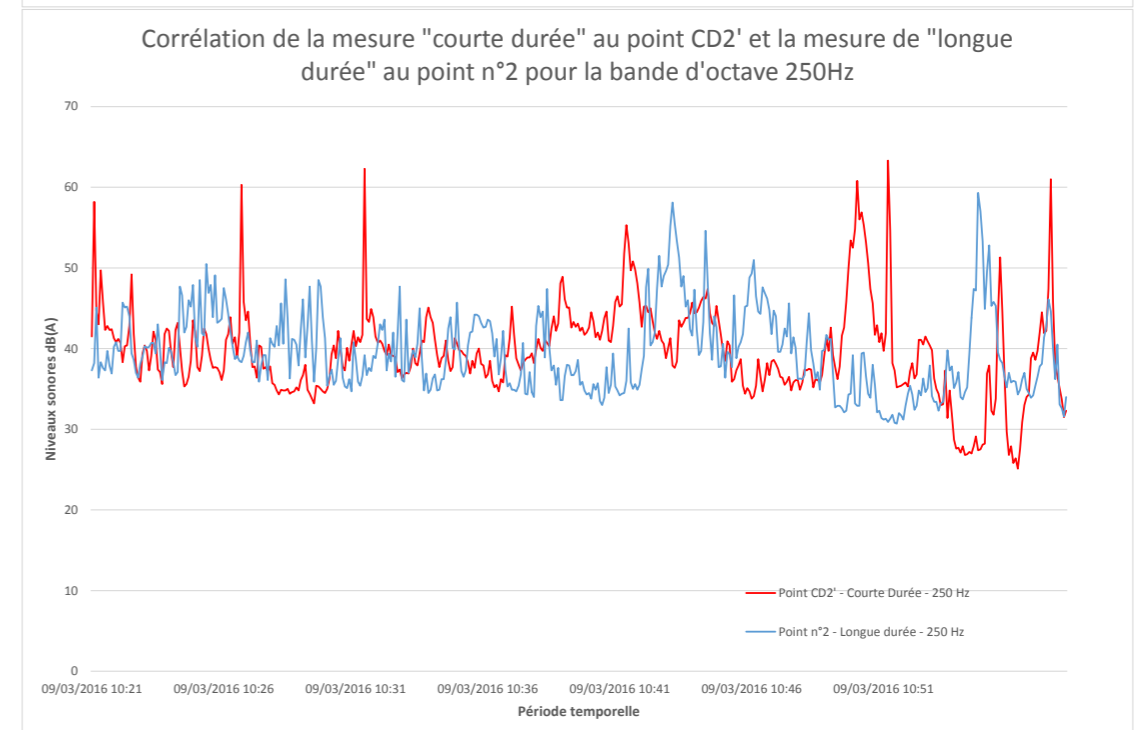
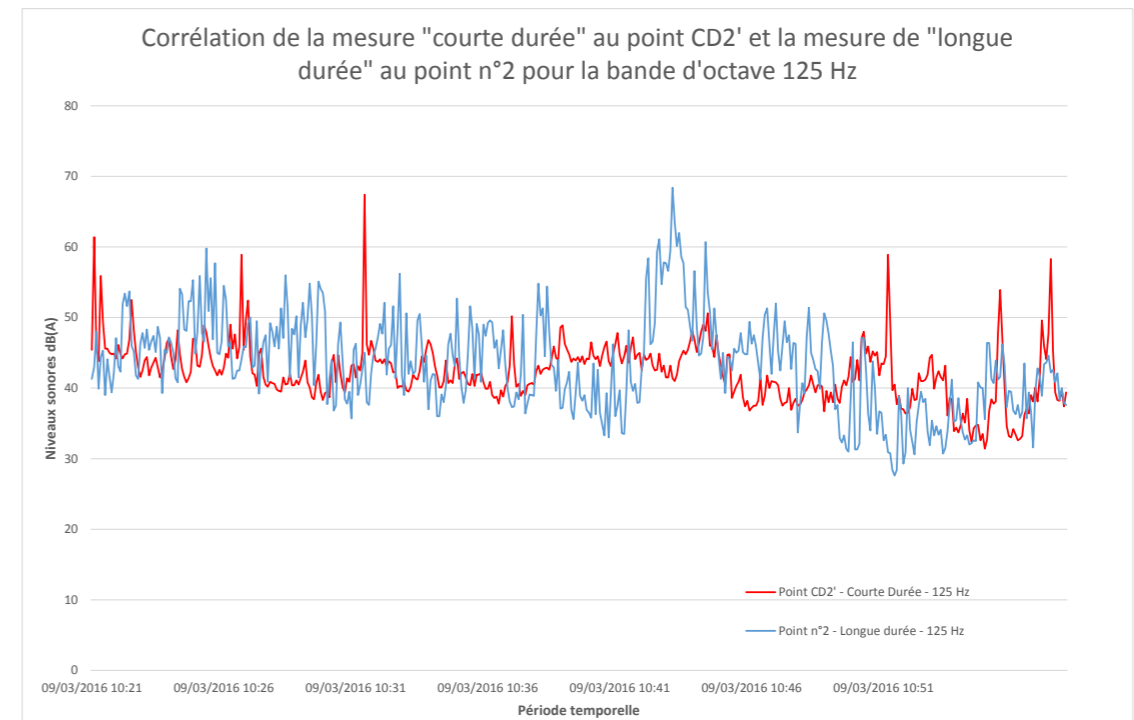
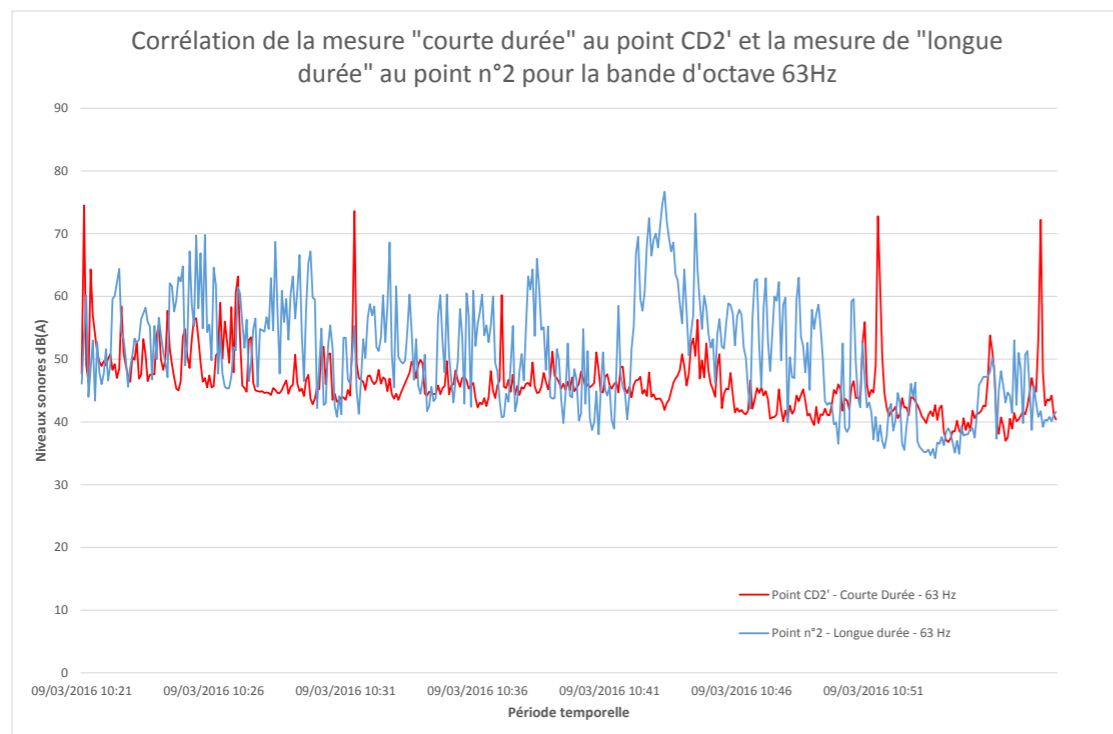
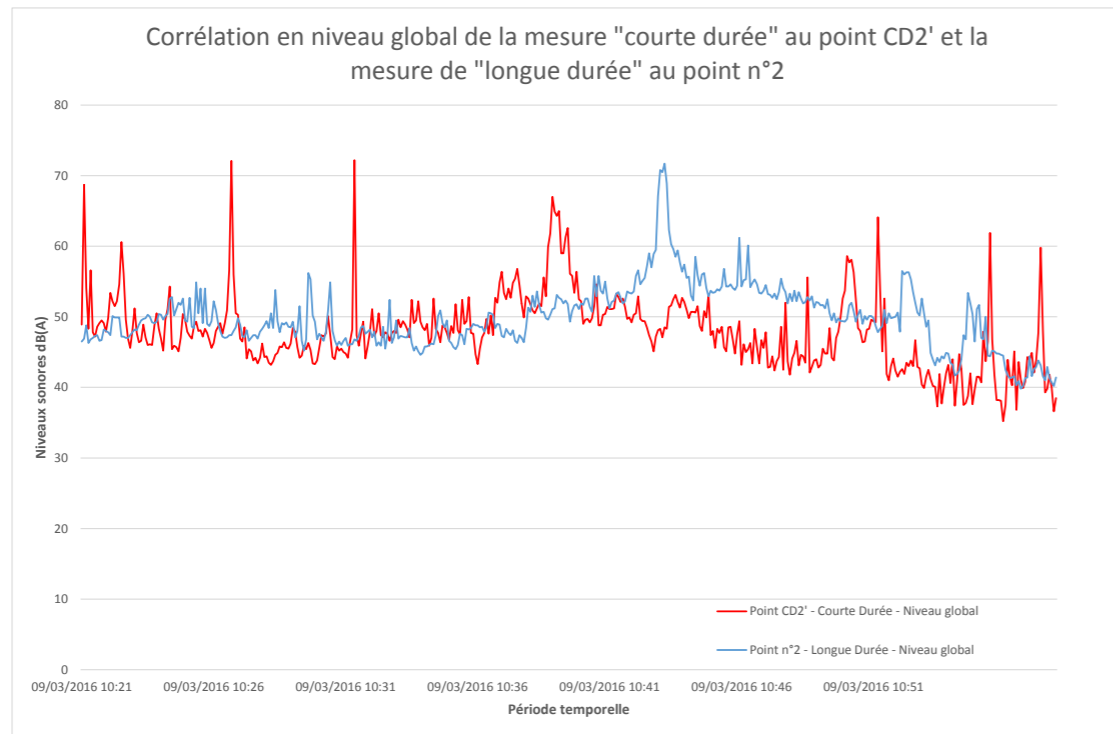
Commentaires :

L'évolution temporelle montre une bonne corrélation entre les niveaux de bruit enregistrés au point CD2 - Courte Durée et ceux enregistrés au point n°2. Nous nous servons par conséquent des niveaux de bruit mesurés au point n°2 en appliquant une augmentation de +0,5 dB afin d'évaluer les émergences sonores prévisionnelles au point CD2 - Courte Durée.

Point n°2 – CD2' : Le Marcoux

Pour mieux caractériser l'environnement sonore au niveau du point n°2, nous avons réalisé une mesure dite « courte durée » aux abords de celle-ci, en simultanément avec les autres points.

Nous présentons ci-dessous les évolutions temporelles en niveau global, et sur les bandes en tiers d'octave centrées sur 63, 125 et 250 Hz du point CD2' dit « courte durée » et du point n°2 dit « longue durée » :



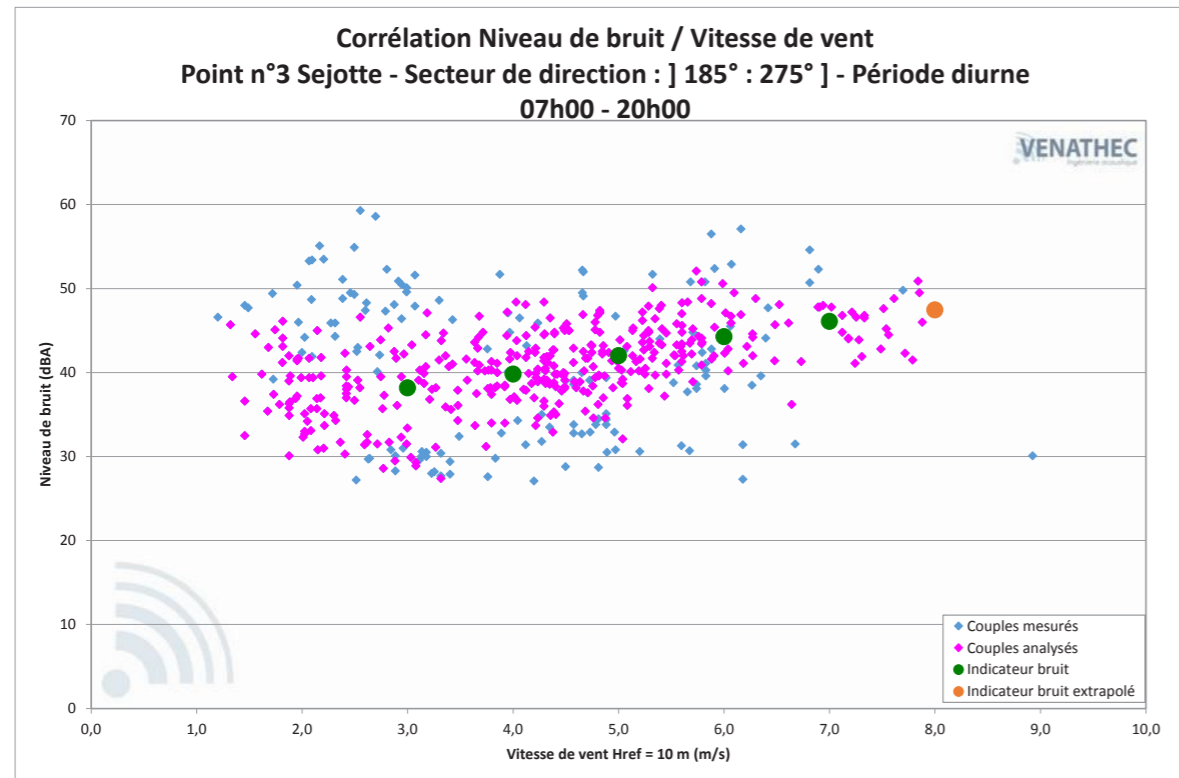
Commentaires :

L'évolution temporelle montre une bonne corrélation entre les niveaux de bruit enregistrés au point CD2' - Courte Durée et ceux enregistrés au point n°2. Nous nous servons par conséquent des niveaux de bruit mesurés au point n°2 en appliquant une augmentation de -1,0 dB afin d'évaluer les émergences sonores prévisionnelles au point CD2' - Courte Durée.

Point n°3 : Sejotte

En période diurne

Classe de vitesse de vent standardisée à $H_{ref} = 10m$	3 m/s	4 m/s	5 m/s	6 m/s	7 m/s	8 m/s
Nombre de couples analysés	52	99	87	50	20	9
Indicateur de bruit retenu	38,0	40,0	42,0	44,5	46,0	47,5
Incertitude $U_c(Res)$	1,6	1,3	1,4	1,4	1,5	2,3



Commentaires

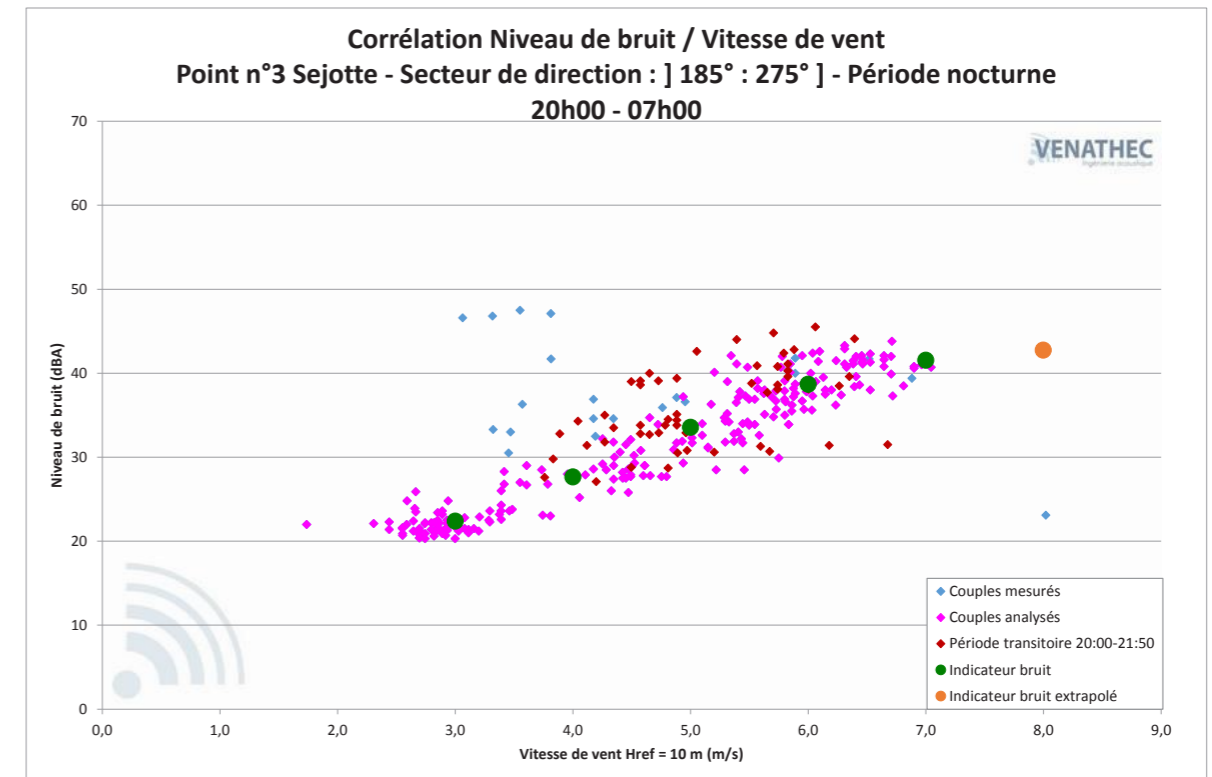
Les couples (L_{res} – Vitesse de vent)_{10 minutes} mesurés pour les vitesses de vent de 3 à 7 m/s à $H_{ref}=10 m$ sont suffisants pour établir une estimation de niveaux résiduels représentatifs de la situation sonore du site. Le niveau retenu pour la vitesse de 8 m/s à $H_{ref}=10m$ est issu d'une extrapolation réalisée à partir des niveaux sonores mesurés aux vitesses de vent inférieures et des caractéristiques du site.

L'évolution des niveaux sonores en fonction de la vitesse du vent est cohérente et significative à partir de 3 m/s.

Les points bleus en partie supérieure de graphe correspondent à des bruits parasites dus à l'activité humaine. Ceux situés en partie inférieure correspondent à une période transitoire diurne de 20h00 à 22h00. Ils ont donc été écartés de l'analyse.

En période nocturne

Classe de vitesse de vent standardisée à $H_{ref} = 10m$	3 m/s	4 m/s	5 m/s	6 m/s	7 m/s	8 m/s
Nombre de couples analysés	66	40	73	86	17	0
Indicateur de bruit retenu	22,5	27,5	33,5	38,5	41,5	42,5
Incertitude $U_c(Res)$	1,3	1,5	1,5	1,4	1,4	--



Commentaires

Les couples (L_{res} – Vitesse de vent)_{10 minutes} mesurés pour les vitesses de vent de 3 à 7 m/s à $H_{ref}=10 m$ sont suffisants pour établir une estimation de niveaux résiduels représentatifs de la situation sonore du site. Le niveau retenu pour la vitesse de 8 m/s à $H_{ref}=10m$ est issu d'une extrapolation réalisée à partir des niveaux sonores mesurés aux vitesses de vent inférieures et des caractéristiques du site.

L'évolution des niveaux sonores en fonction de la vitesse du vent est cohérente et significative à partir de 3 m/s.

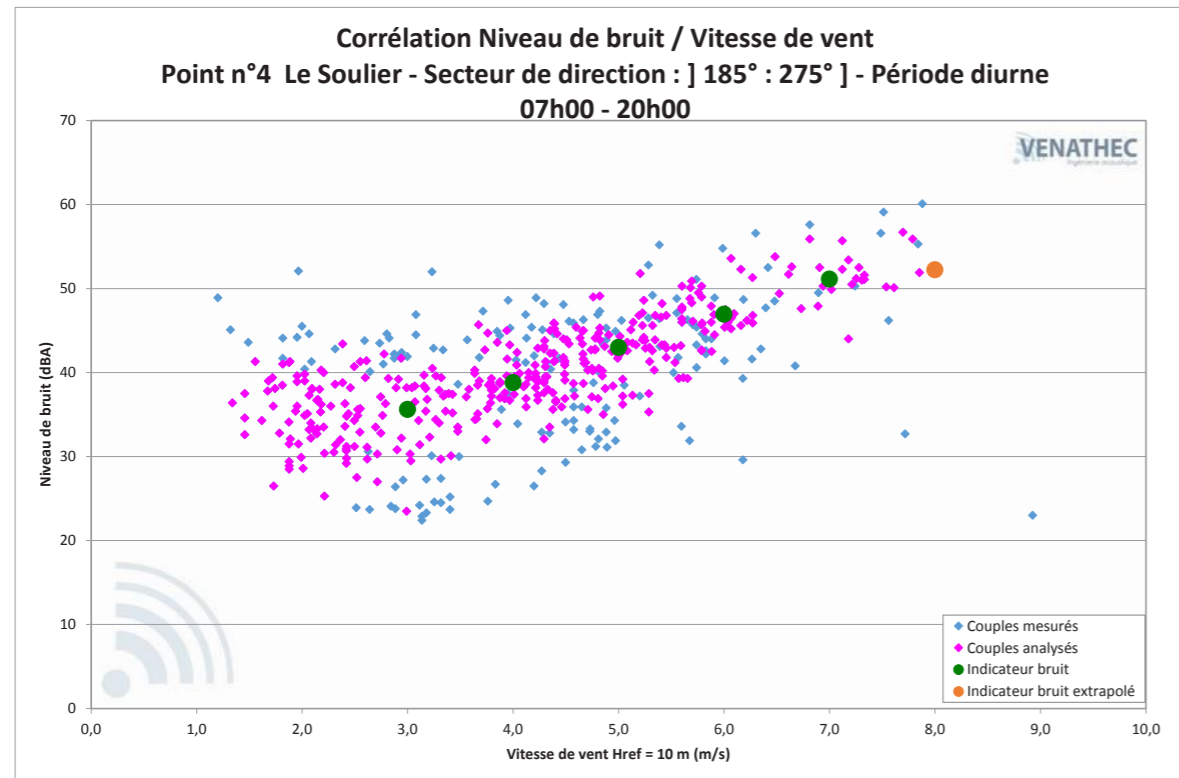
Les points bleus correspondent à des bruits parasites dus à l'activité humaine. Ils ont donc été écartés de l'analyse.

Les points rouges correspondent à une période transitoire initialement diurne de 20h00 à 22h00. Ces couples de points sont plus représentatifs d'une période nocturne, ils ont donc été ajoutés à l'analyse.

Point n°4 : Le Soulier

En période diurne

Classe de vitesse de vent standardisée à $H_{ref} = 10m$	3 m/s	4 m/s	5 m/s	6 m/s	7 m/s	8 m/s
Nombre de couples analysés	57	94	78	46	19	5
Indicateur de bruit retenu	35,5	39,0	43,0	47,0	51,0	52,0
Incertitude $U_c(Res)$	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	2,3



Commentaires

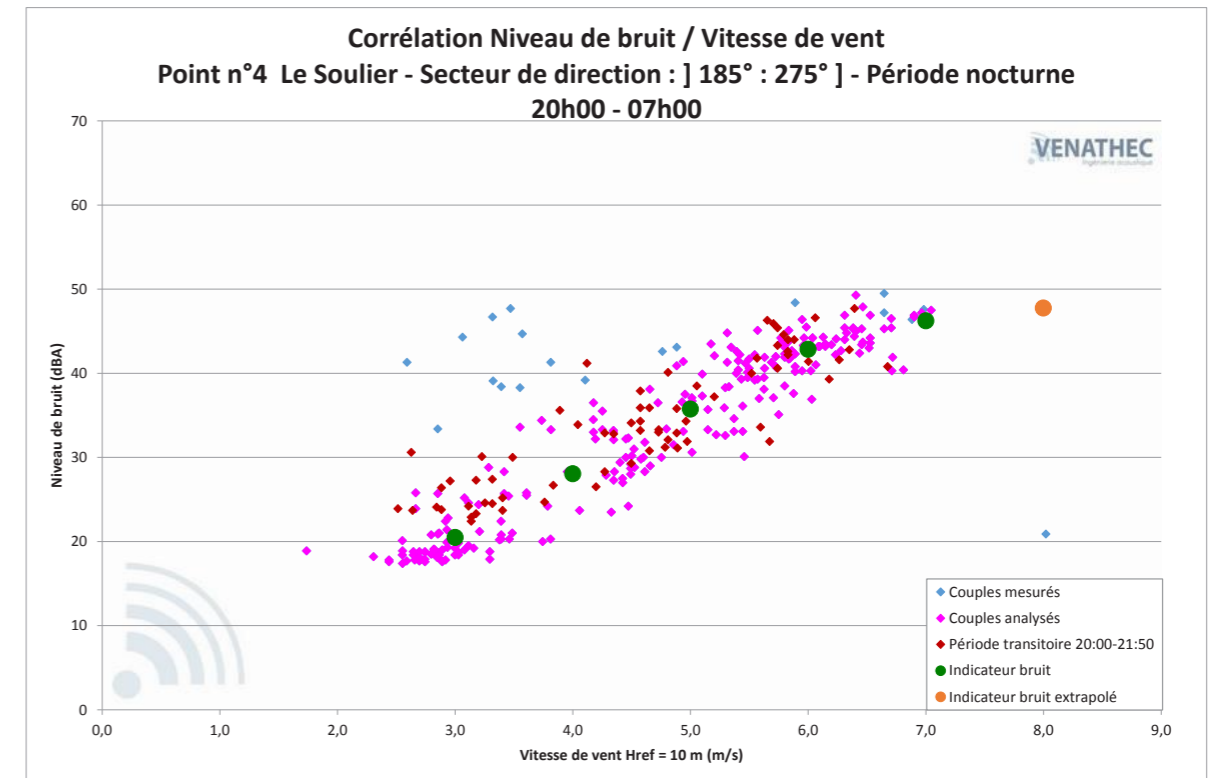
Les couples $(L_{res} - \text{Vitesse de vent})_{10 \text{ minutes}}$ mesurés pour les vitesses de vent de 3 à 7 m/s à $H_{ref} = 10 \text{ m}$ sont suffisants pour établir une estimation de niveaux résiduels représentatifs de la situation sonore du site. Le niveau retenu pour la vitesse de 8 m/s à $H_{ref} = 10 \text{ m}$ est issu d'une extrapolation réalisée à partir des niveaux sonores mesurés aux vitesses de vent inférieures et des caractéristiques du site.

L'évolution des niveaux sonores en fonction de la vitesse du vent est cohérente et significative à partir de 3 m/s.

Les points bleus en partie supérieure de graphe correspondent à des bruits parasites dus à l'activité humaine. Ceux situés en partie inférieure correspondent à une période transitoire diurne de 20h00 à 22h00. Ils ont donc été écartés de l'analyse.

En période nocturne

Classe de vitesse de vent standardisée à $H_{ref} = 10m$	3 m/s	4 m/s	5 m/s	6 m/s	7 m/s	8 m/s
Nombre de couples analysés	83	44	71	87	15	0
Indicateur de bruit retenu	20,5	28,0	35,5	43,0	46,0	47,5
Incertitude $U_c(Res)$	1,5	1,9	1,8	1,5	1,6	--



Commentaires

Les couples $(L_{res} - \text{Vitesse de vent})_{10 \text{ minutes}}$ mesurés pour les vitesses de vent de 3 à 7 m/s à $H_{ref} = 10 \text{ m}$ sont suffisants pour établir une estimation de niveaux résiduels représentatifs de la situation sonore du site. Le niveau retenu pour la vitesse de 8 m/s à $H_{ref} = 10 \text{ m}$ est issu d'une extrapolation réalisée à partir des niveaux sonores mesurés aux vitesses de vent inférieures et des caractéristiques du site.

L'évolution des niveaux sonores en fonction de la vitesse du vent est cohérente et significative à partir de 3 m/s.

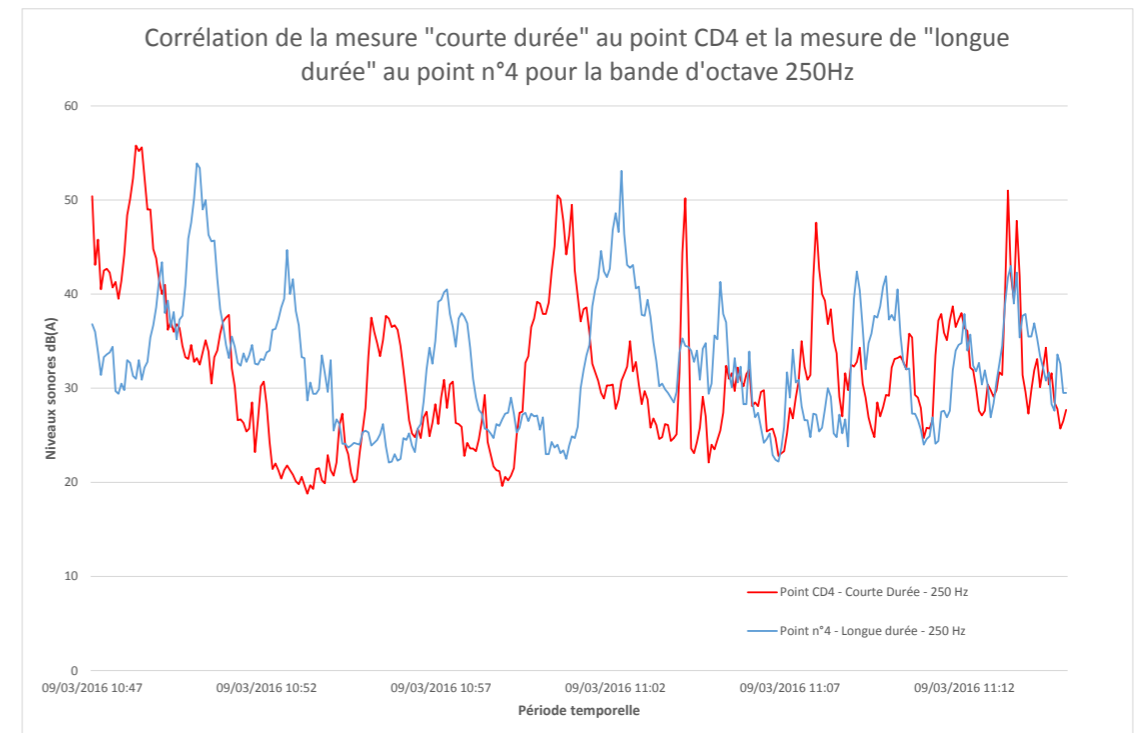
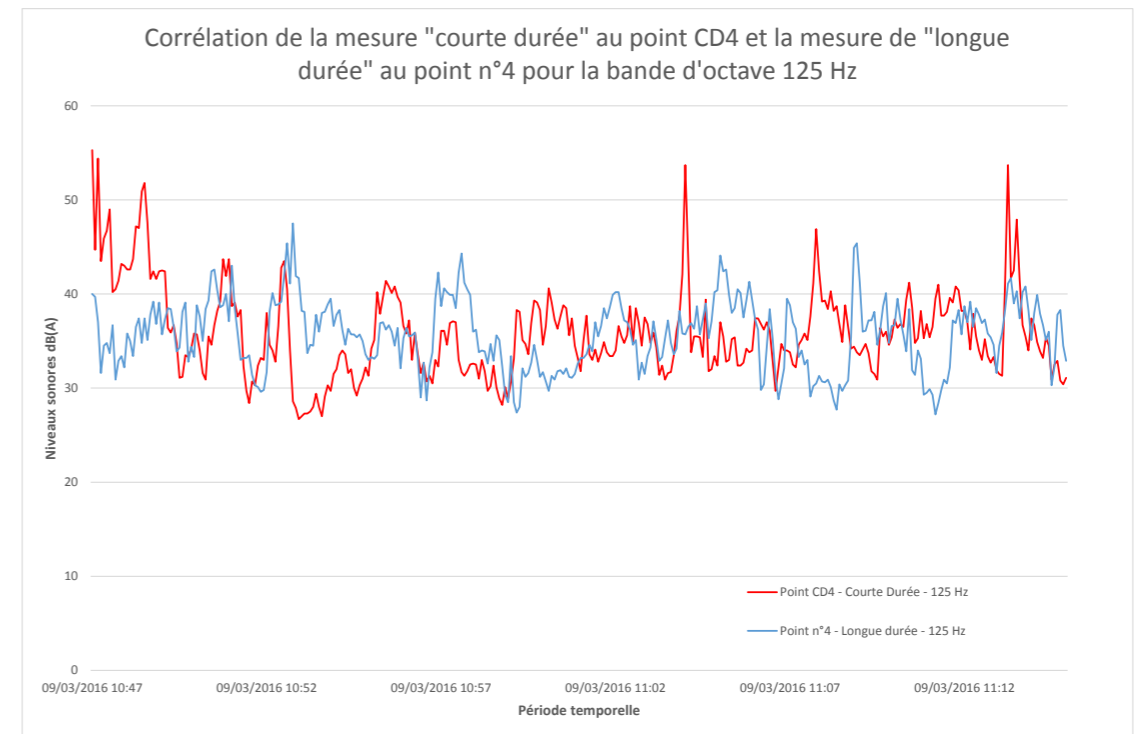
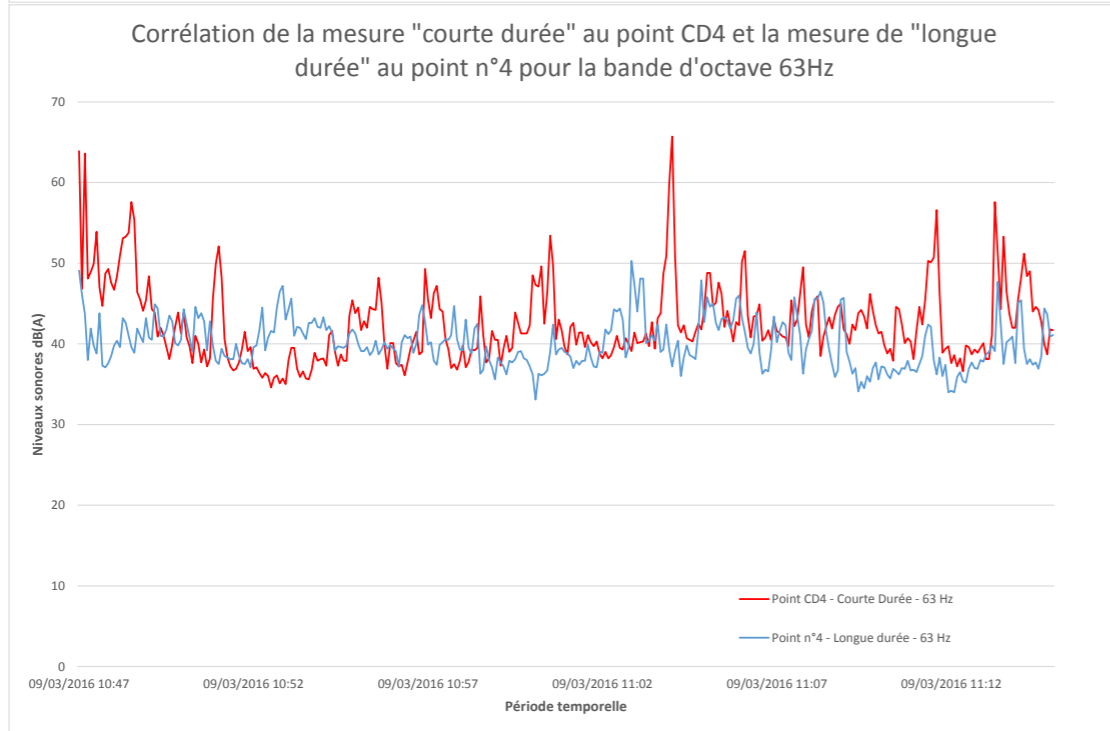
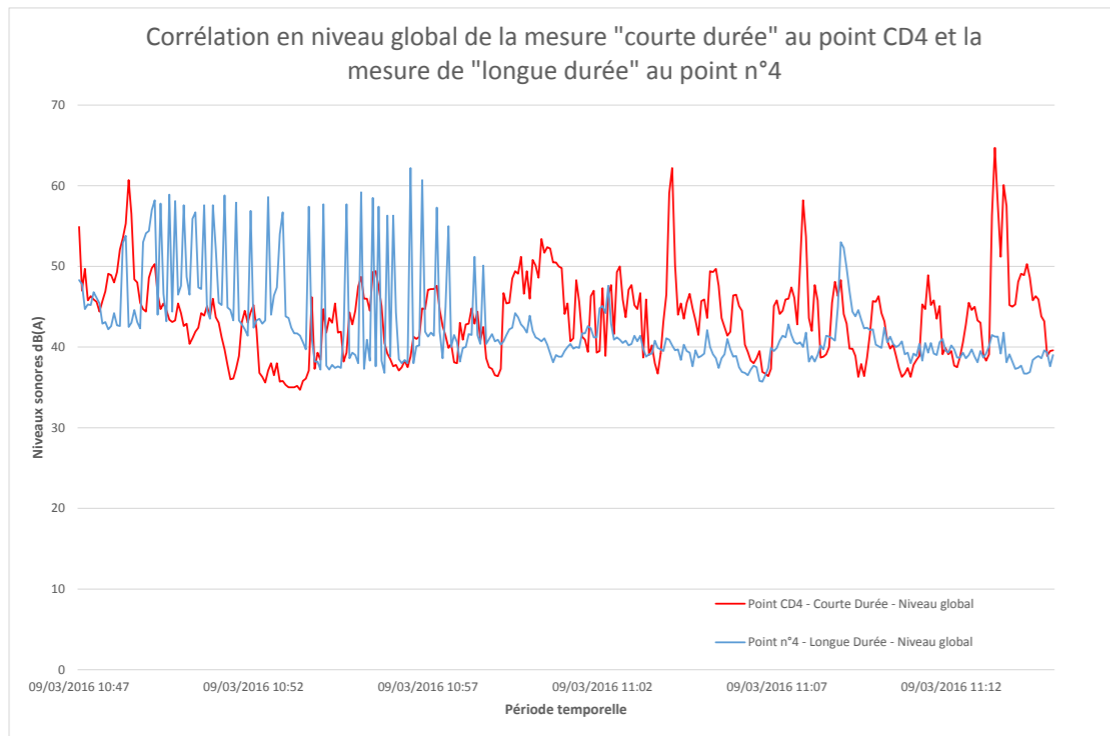
Les points bleus correspondent à des bruits parasites dus à l'activité humaine. Ils ont donc été écartés de l'analyse.

Les points rouges correspondent à une période transitoire initialement diurne de 20h00 à 22h00. Ces couples de points sont plus représentatifs d'une période nocturne, ils ont donc été ajoutés à l'analyse.

Point n°4 – CD4 : Arcoulant

Pour mieux caractériser l'environnement sonore au niveau du point n°4, nous avons réalisé une mesure dite « courte durée » aux abords de celle-ci, en simultanément avec les autres points.

Nous présentons ci-dessous les évolutions temporelles en niveau global, et sur les bandes en tiers d'octave centrées sur 63, 125 et 250 Hz du point CD4 dit « courte durée » et du point n°4 dit « longue durée » :



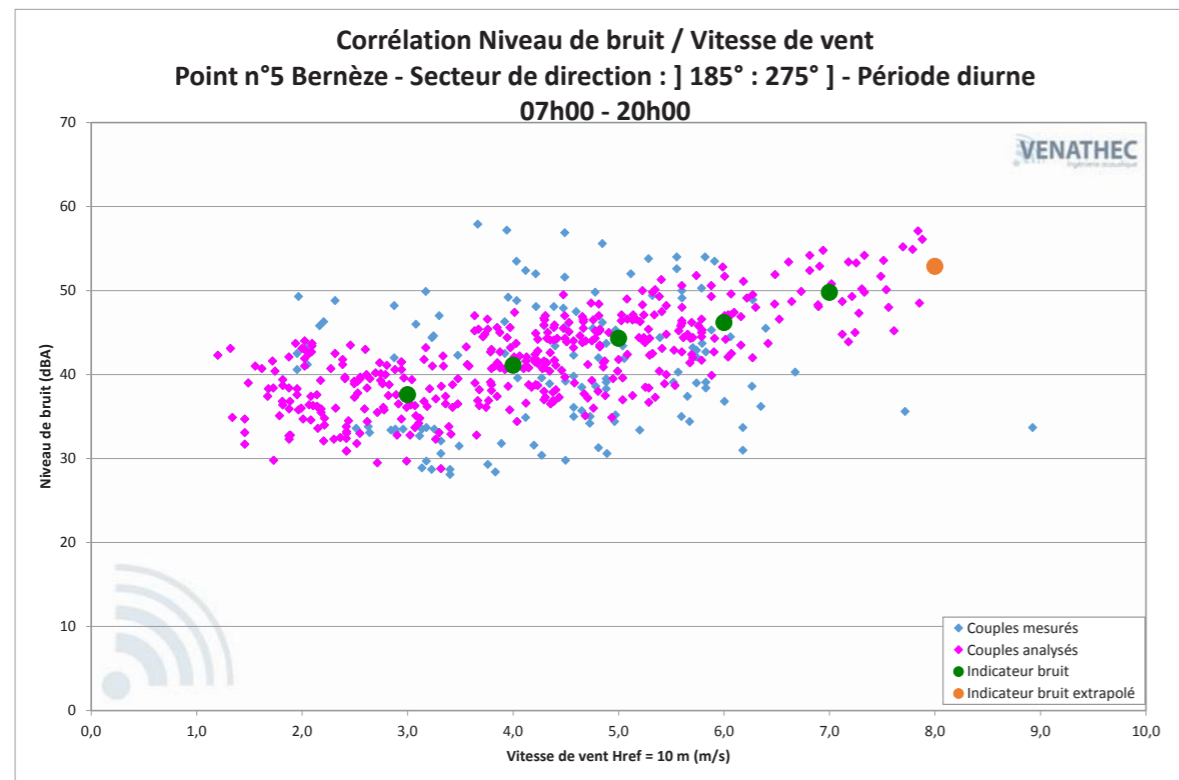
Commentaires :

L'évolution temporelle montre une bonne corrélation entre les niveaux de bruit enregistrés au point CD4 - Courte Durée et ceux enregistrés au point n°4. Nous nous servons par conséquent des niveaux de bruit mesurés au point n°4 en appliquant une augmentation de +1,5 dB afin d'évaluer les émergences sonores prévisionnelles au point CD4 - Courte Durée.

Point n°5 : Bernèze

En période diurne

Classe de vitesse de vent standardisée à $H_{ref} = 10m$	3 m/s	4 m/s	5 m/s	6 m/s	7 m/s	8 m/s
Nombre de couples analysés	67	98	83	49	23	9
Indicateur de bruit retenu	37,5	41,0	44,5	46,0	50,0	53,0
Incertitude $U_c(Res)$	1,4	1,4	1,4	1,4	1,7	2,9



Commentaires

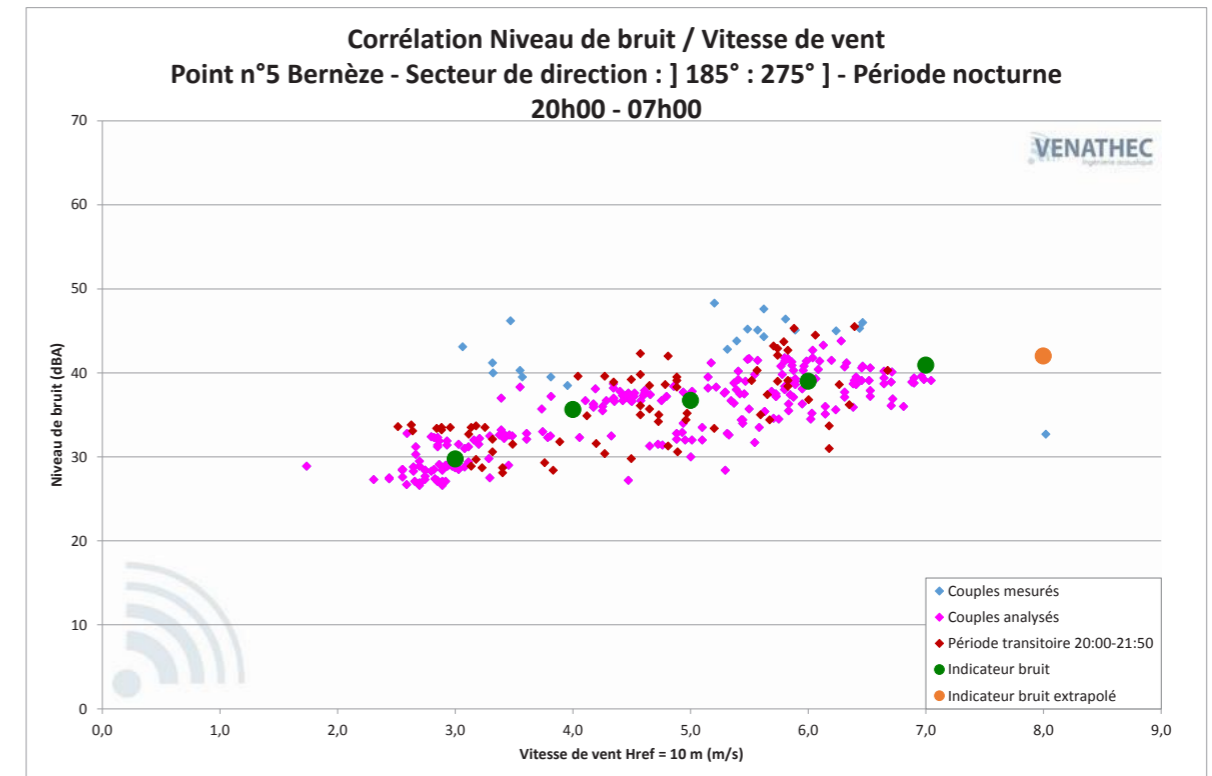
Les couples $(L_{res} - \text{Vitesse de vent})_{10 \text{ minutes}}$ mesurés pour les vitesses de vent de 3 à 7 m/s à $H_{ref} = 10 m$ sont suffisants pour établir une estimation de niveaux résiduels représentatifs de la situation sonore du site. Le niveau retenu pour la vitesse de 8 m/s à $H_{ref} = 10m$ est issu d'une extrapolation réalisée à partir des niveaux sonores mesurés aux vitesses de vent inférieures et des caractéristiques du site.

L'évolution des niveaux sonores en fonction de la vitesse du vent est cohérente et significative à partir de 3 m/s.

Les points bleus en partie supérieure de graphe correspondent à des bruits parasites dus à l'activité humaine. Ceux situés en partie inférieure correspondent à une période transitoire diurne de 20h00 à 22h00. Ils ont donc été écartés de l'analyse.

En période nocturne

Classe de vitesse de vent standardisée à $H_{ref} = 10m$	3 m/s	4 m/s	5 m/s	6 m/s	7 m/s	8 m/s
Nombre de couples analysés	86	44	69	81	19	0
Indicateur de bruit retenu	29,5	35,5	36,5	39,0	41,0	42,0
Incertitude $U_c(Res)$	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3	--



Commentaires

Les couples $(L_{res} - \text{Vitesse de vent})_{10 \text{ minutes}}$ mesurés pour les vitesses de vent de 3 à 7 m/s à $H_{ref} = 10 m$ sont suffisants pour établir une estimation de niveaux résiduels représentatifs de la situation sonore du site. Le niveau retenu pour la vitesse de 8 m/s à $H_{ref} = 10m$ est issu d'une extrapolation réalisée à partir des niveaux sonores mesurés aux vitesses de vent inférieures et des caractéristiques du site.

L'évolution des niveaux sonores en fonction de la vitesse du vent est cohérente et significative à partir de 3 m/s.

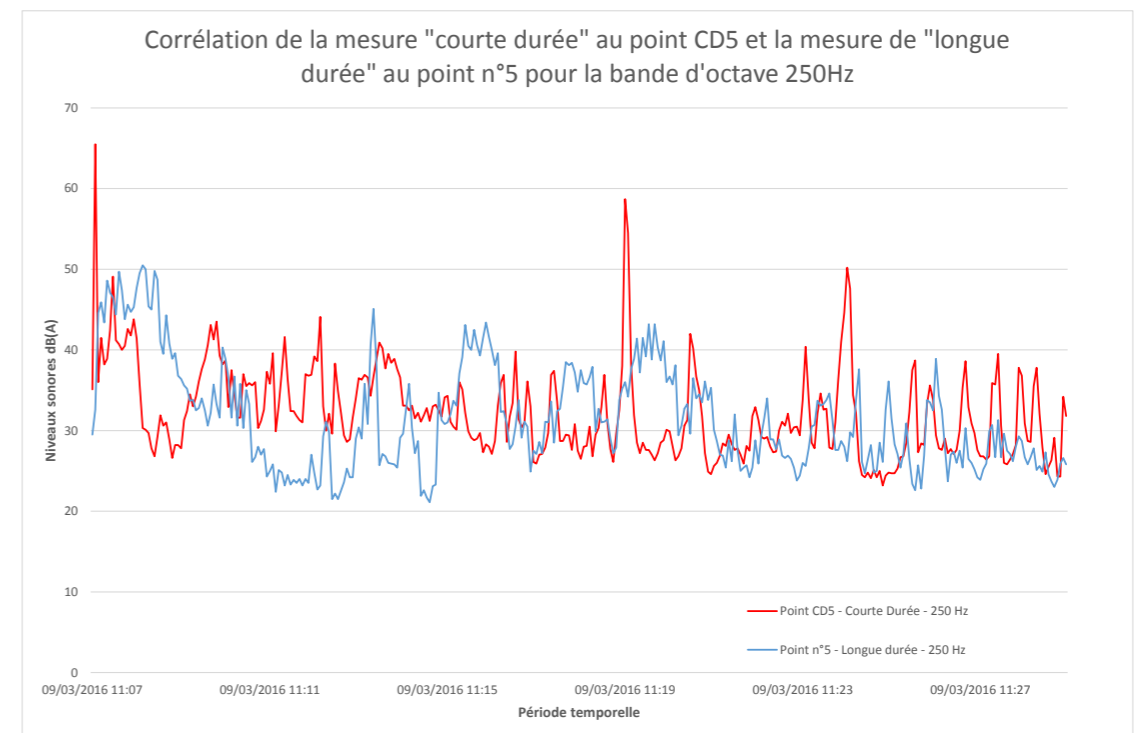
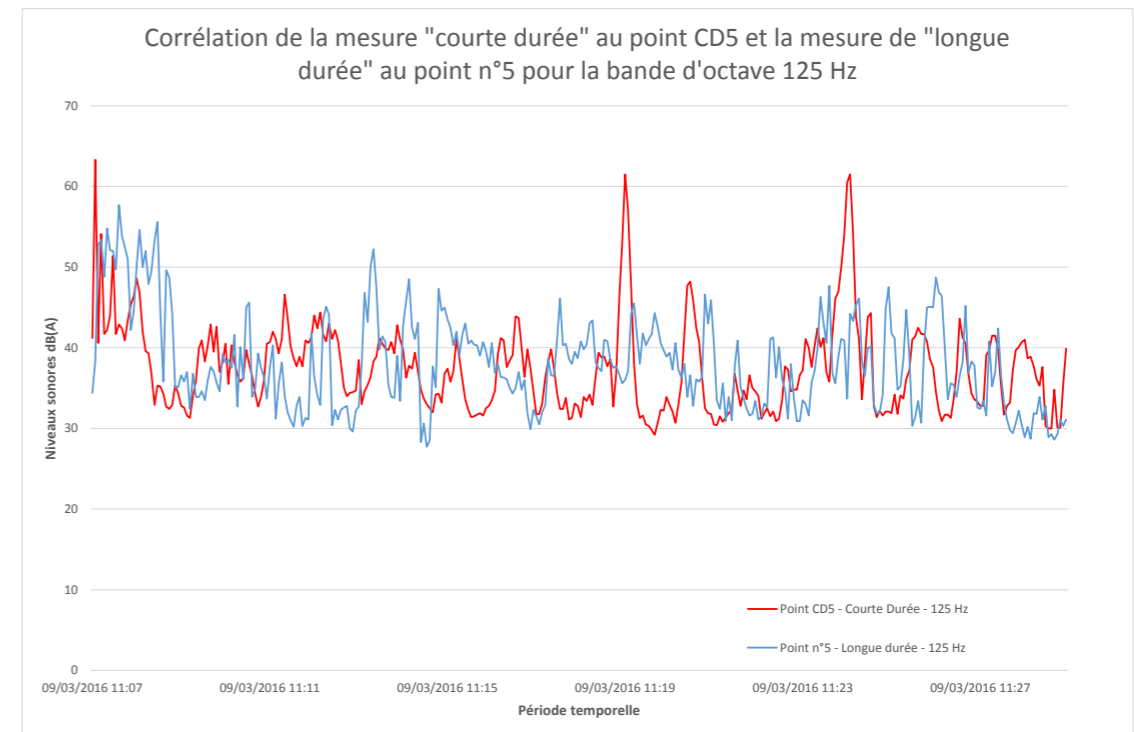
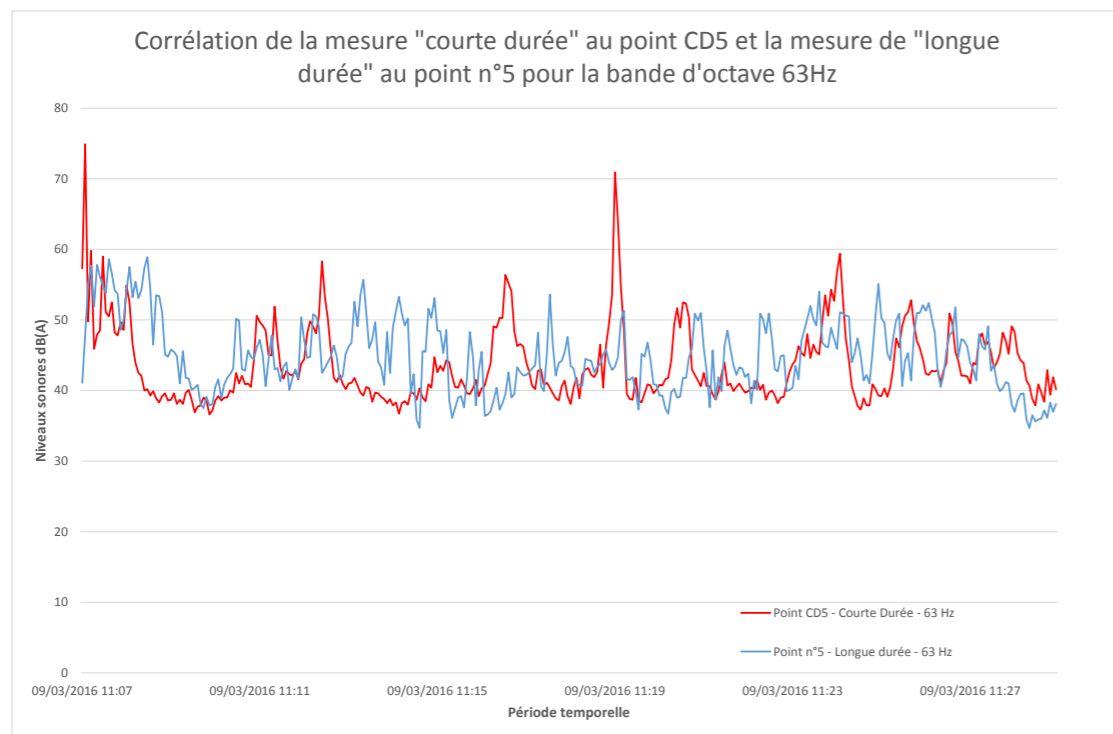
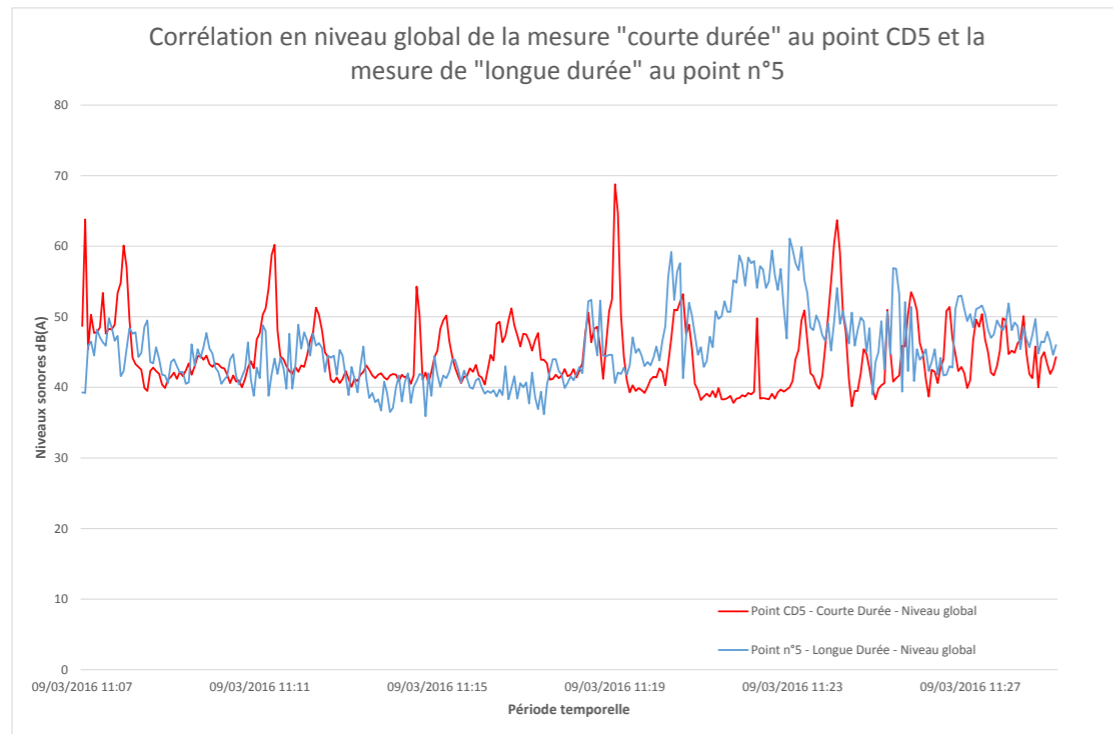
Les points bleus correspondent à des bruits parasites dus à l'activité humaine. Ils ont donc été écartés de l'analyse.

Les points rouges correspondent à une période transitoire initialement diurne de 20h00 à 22h00. Ces couples de points sont plus représentatifs d'une période nocturne, ils ont donc été ajoutés à l'analyse.

Point n°5 – CD5 : Le Mas

Pour mieux caractériser l'environnement sonore au niveau du point n°5, nous avons réalisé une mesure dite « courte durée » aux abords de celle-ci, en simultané avec les autres points.

Nous présentons ci-dessous les évolutions temporelles en niveau global, et sur les bandes en tiers d'octave centrées sur 63, 125 et 250 Hz du point CD5 dit « courte durée » et du point n°5 dit « longue durée » :



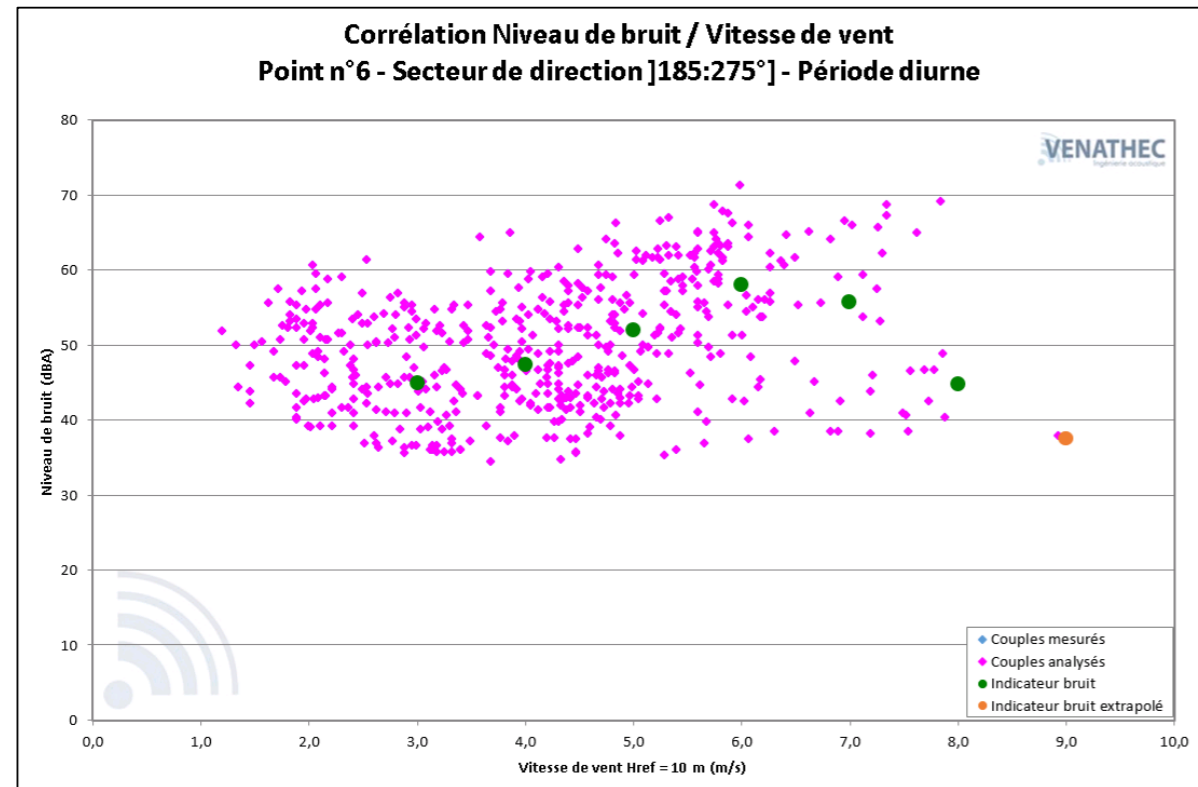
Commentaires :

L'évolution temporelle montre une bonne corrélation entre les niveaux de bruit enregistrés au point CD5 - Courte Durée et ceux enregistrés au point n°5. Nous nous servons par conséquent des niveaux de bruit mesurés au point n°5 en appliquant une augmentation de -0,5 dB afin d'évaluer les émergences sonores prévisionnelles au point CD5 - Courte Durée.

Point n°6 : Le Grand Monteil

En période diurne

Classe de vitesse de vent standardisée à H _{ref} = 10m	3 m/s	4 m/s	5 m/s	6 m/s	7 m/s	8 m/s	9 m/s
Nombre de couples analysés	94	126	114	78	24	10	1
Indicateur de bruit retenu	45,0	47,0	52,0	58,0	55,5	44,5	37,5
Incertitude Uc(Res)	1,7	1,6	1,8	1,6	4,3	3,8	--



Commentaires

Les niveaux retenus à Href=10m sont anormalement élevés et non dus à des bruits parasites. Ces incohérences proviennent d'un problème technique du sonomètre (confirmé par ACOEM). Cette mesure n'est donc pas exploitable. Une correction des niveaux sonores sera effectuée et permettra le calcul de risque d'émergence à ce point.

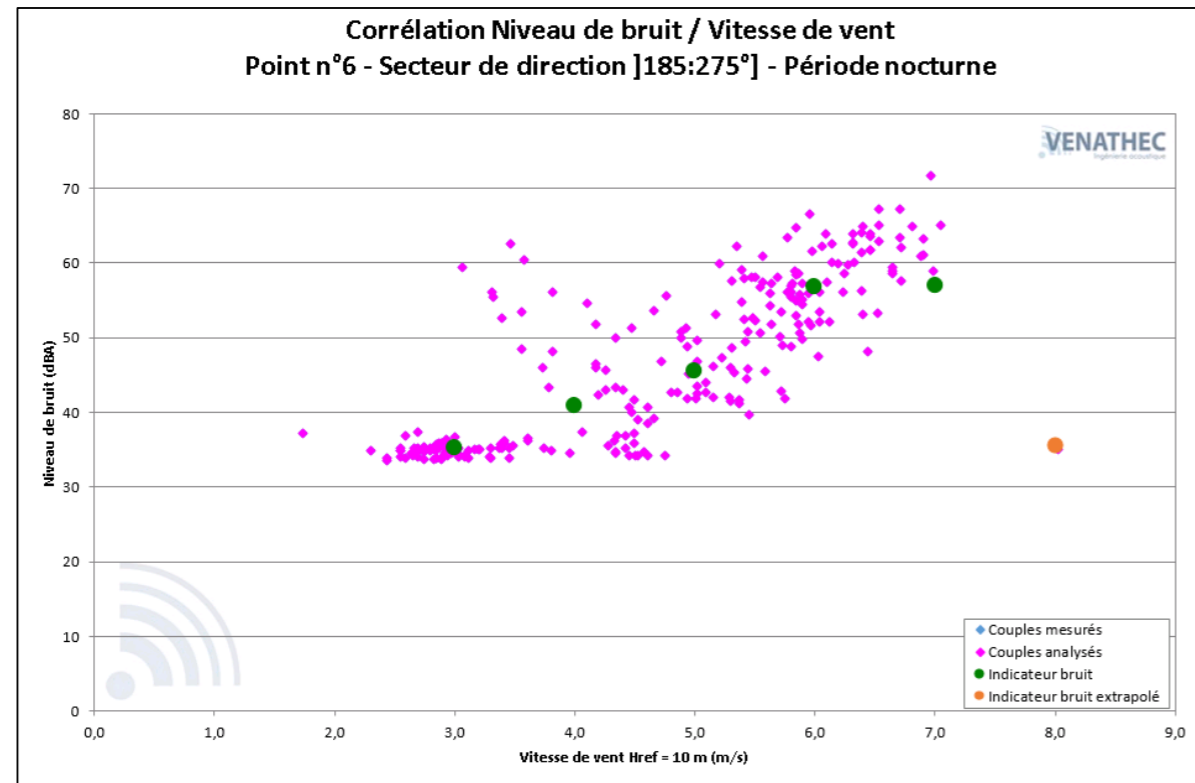
Une campagne de mesure a été réalisée en septembre 2015 aux mêmes points. Les allures de courbe des niveaux de bruit/vitesse de vent du point 5 de la campagne de 2015 (2) et celle de la campagne de 2016 (3) se corrélaient bien. La correction se base donc sur la différence entre les deux campagnes à ce point (4).

A partir du point 5, une différence de niveau entre l'actuelle campagne de 2016 (3) et celle de 2015 (2) est définie, pour chaque indicateur de bruits résiduels sur l'ensemble des vitesses. Cette différence est appliquée au point 6 de la campagne de 2015 (5), afin de déterminer les indicateurs de bruit résiduels corrigés du point 6 (6).

Classe de vitesse de vent standardisée à H _{ref} = 10m	3 m/s	4 m/s	5 m/s	6 m/s	7 m/s	8 m/s
Indicateur de bruit retenu du point 6 – campagne 2016 (1)	45,0	47,0	52,0	58,0	55,5	44,5
Indicateur de bruit retenu du point 5 – campagne 2015 (2)	31,5	36,5	42,0	42,5	42,5	46,0
Indicateur de bruit retenu du point 5 – campagne 2016 (3)	37,5	41,0	44,5	46,0	50,0	53,0
Différence entre les campagnes (4)=(2)-(3)	-6	-4,5	-2,5	-3,5	-7,5	-7
Indicateur de bruit retenu du point 6 – campagne 2015 (5)	35,5	39,0	42,5	45,5	48,0	49,0
Indicateur de bruit retenu corrigé du point 6 (6)=(5)-(4)	41,5	43,5	45,0	49,0	55,5	56,0

En période nocturne

Classe de vitesse de vent standardisée à $H_{ref} = 10m$	3 m/s	4 m/s	5 m/s	6 m/s	7 m/s	8 m/s
Nombre de couples analysés	71	37	55	68	18	1
Indicateur de bruit retenu	35,0	41,0	45,5	56,5	57,0	35,5
Incertitude $U_c(Res)$	1,3	2,2	2,0	1,8	2,3	--



Commentaires

Les niveaux retenus à $H_{ref}=10m$ sont anormalement élevés et non dus à des bruits parasites. Ces incohérences proviennent d'un problème technique du sonomètre (confirmé par ACOEM). Cette mesure n'est donc pas exploitable. Une correction des niveaux sonores sera effectuée et permettra le calcul de risque d'émergence à ce point.

Une campagne de mesure a été réalisée en septembre 2015 aux mêmes points. Les allures de courbe des niveaux de bruit/vitesse de vent du point 5 de la campagne de 2015 (2) et celle de la campagne de 2016 (3) se corrélaient bien. La correction se base donc sur la différence entre les deux campagnes à ce point (4).

A partir du point 5, une différence de niveau entre l'actuelle campagne de 2016 (3) et celle de 2015 (2) est définie, pour chaque indicateur de bruits résiduels sur l'ensemble des vitesses. Cette différence est appliquée au point 6 de la campagne de 2015 (5), afin de déterminer les indicateurs de bruit résiduels corrigés du point 6 (6).

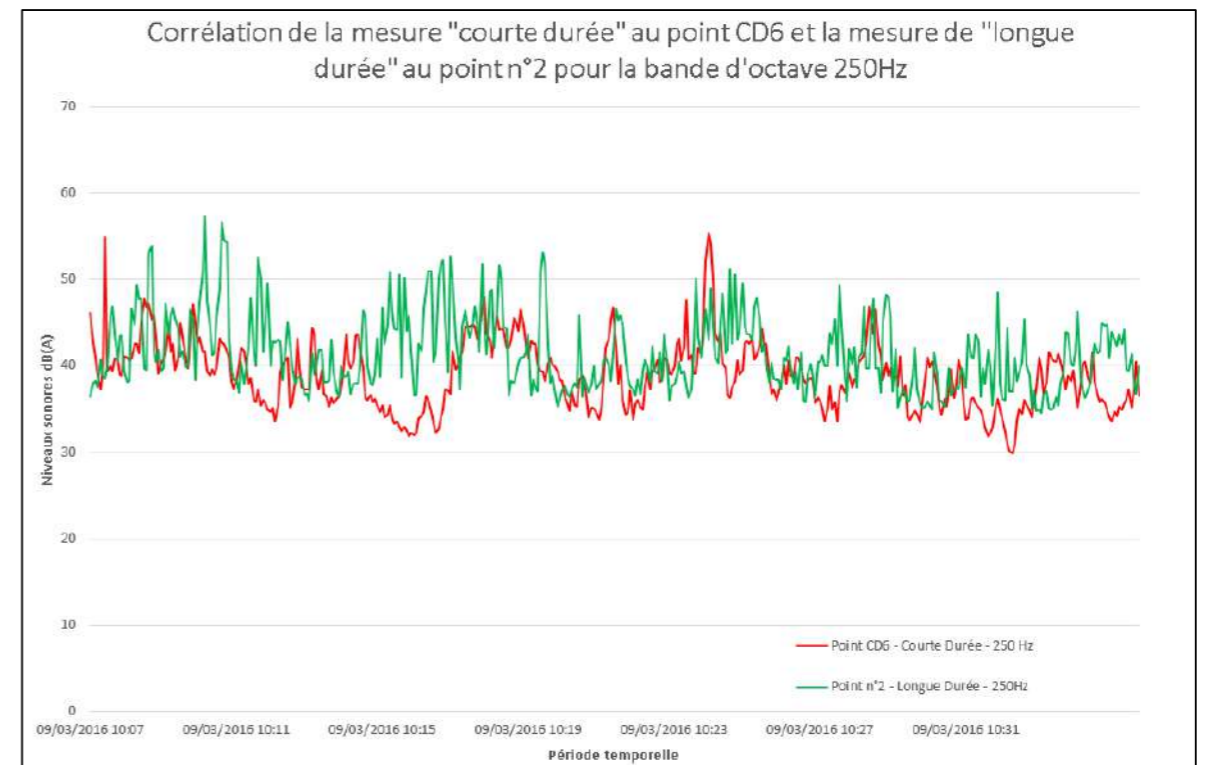
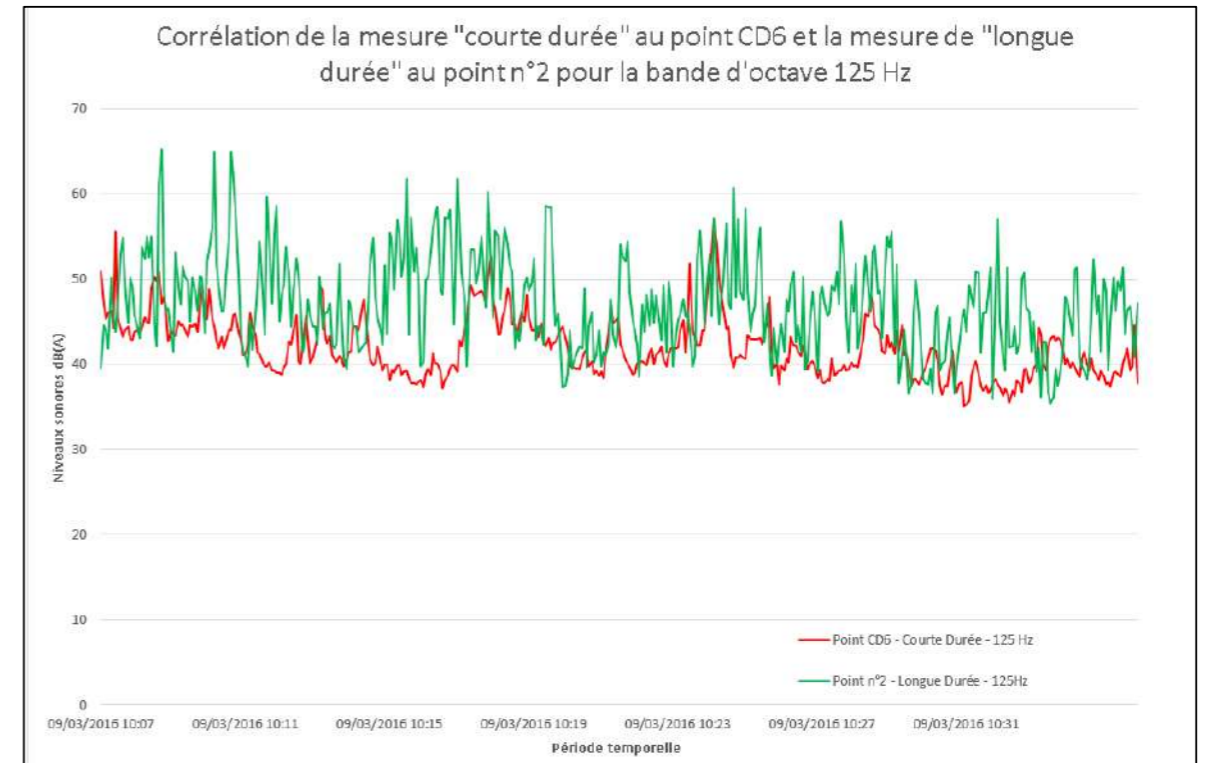
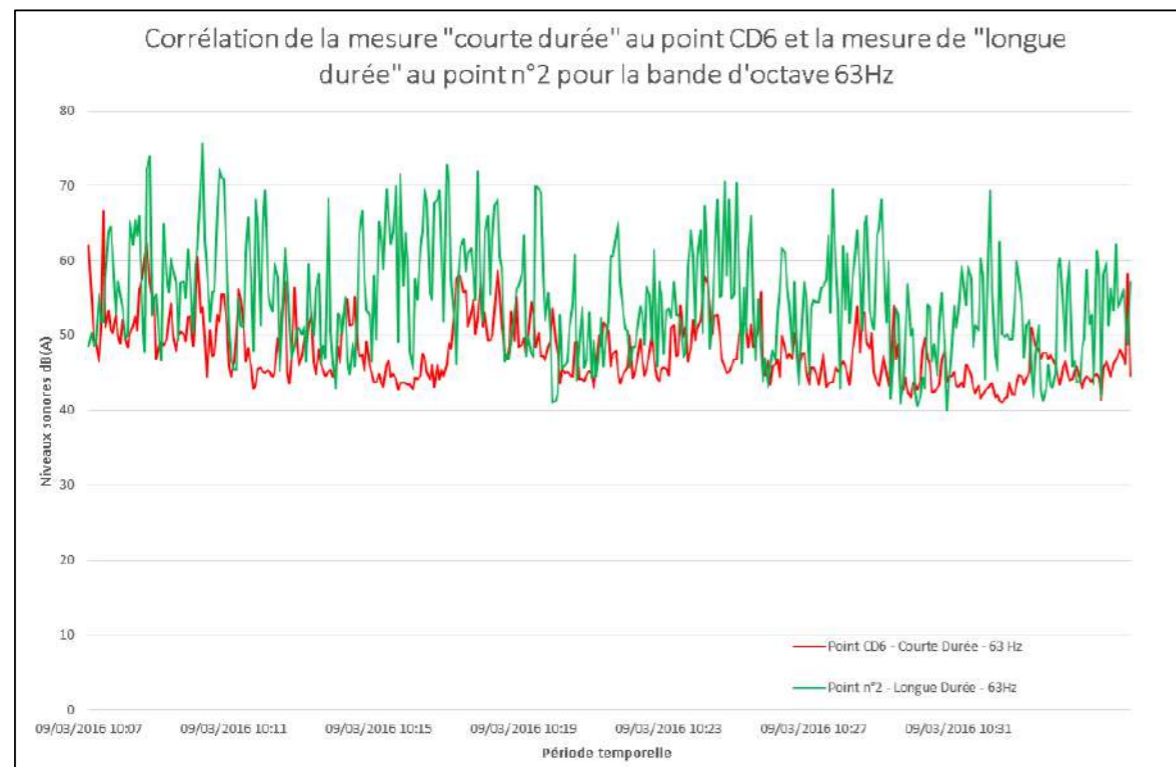
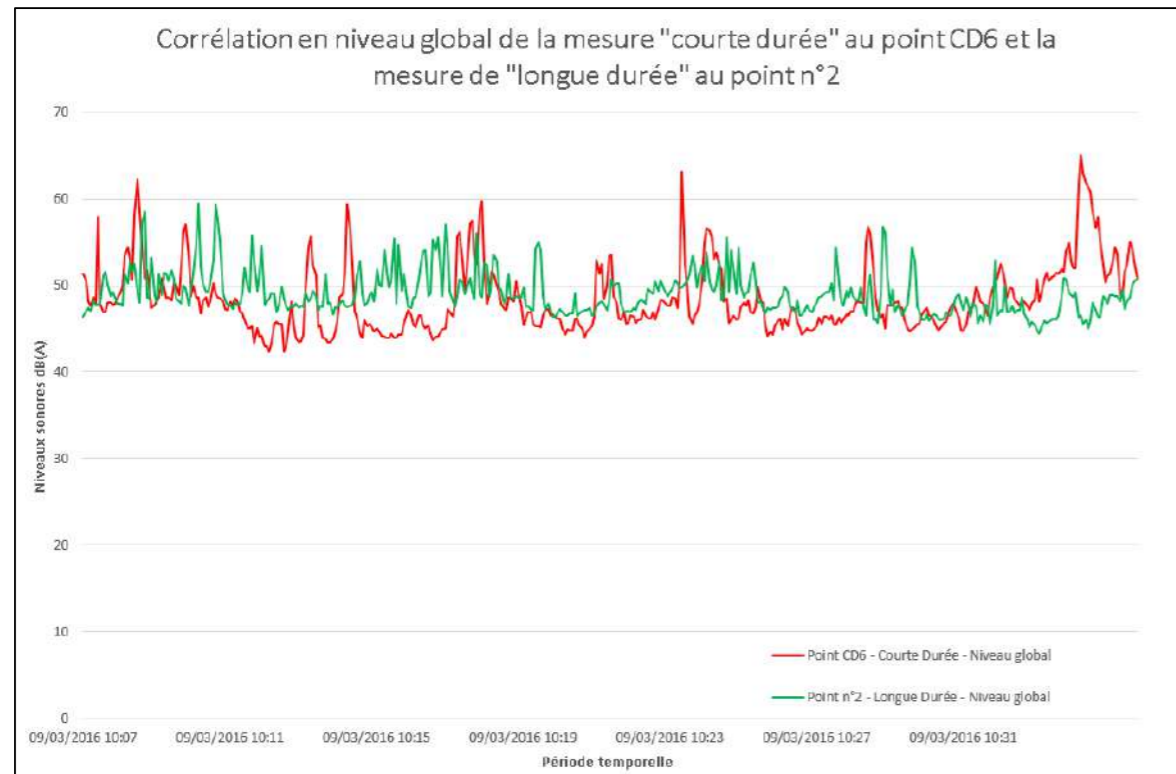
Classe de vitesse de vent standardisée à $H_{ref} = 10m$	3 m/s	4 m/s	5 m/s	6 m/s	7 m/s	8 m/s
Indicateur de bruit retenu du point 6 – campagne 2016 (1)	35,0	41,0	45,5	56,5	57,0	35,5
Indicateur de bruit retenu du point 5 – campagne 2015 (2)	21,5	23,5	29,0	35,5	44,0	46,5
Indicateur de bruit retenu du point 5 – campagne 2016 (3)	29,5	35,5	36,5	39,0	41,0	42,0
Différence entre les campagnes (4)=(2)-(3)	/	/	/	/	3	4,5
Indicateur de bruit retenu du point 6 – campagne 2015 (5)	23,0	26,0	35,5	40,5	45,5	45,5
Indicateur de bruit retenu corrigé du point 6 (6)=(5)-(4)	23,0	26,0	35,5	40,5	42,5	41,0

Afin de se situer dans le cas le plus conservateur en période nocturne, la différence a été appliquée seulement pour les valeurs positives aux vitesses de vent de 7 et 8 m/s.

Point n°2 – CD6 : Le Petit Monteuil

Pour mieux caractériser l'environnement sonore au niveau du point n°6, nous avons réalisé une mesure dite « courte durée » aux abords de celle-ci, en simultanément avec les autres points.

Nous présentons ci-dessous les évolutions temporelles en niveau global, et sur les bandes en tiers d'octave centrées sur 63, 125 et 250 Hz du point CD6 dit « courte durée » et du point n°2 dit « longue durée » :



Commentaires :

De par la similitude d'environnement sonore et de la proximité de la végétation, l'évolution temporelle montre une bonne corrélation entre les niveaux de bruit enregistrés au point CD6 -Courte Durée et ceux enregistrés au point n°2. Nous nous servons par conséquent des niveaux de bruit mesurés au point n°2 en appliquant une diminution de -0,5 dB afin d'évaluer les émergences sonores prévisionnelles au point CD6 - Courte Durée.

6.3 Indicateurs bruit résiduel DIURNES retenus - Secteur SO] 185° ; 275°]

Indicateurs de bruit résiduel en dBA en fonction de la vitesse de vent Secteur SO :] 185° ; 275°] Période DIURNE						
Point de mesure Lieu dit	3 m/s	4 m/s	5 m/s	6 m/s	7 m/s	8 m/s
Point n°1 Le Rabeau	32,5	34,0	36,0	39,0	42,0	43,5
Point n°1-CD1 La Monerie	35,0	36,5	38,5	41,5	44,5	46,0
Point n°2 Beaubatou	36,5	38,5	42,5	46,5	49,0	51,0
Point n°2-CD2 La Guesnière	37,0	39,0	43,0	47,0	49,5	51,5
Point n°2-CD2' Le Marcoux	35,5	37,5	41,5	45,5	48,0	50,0
Point n°3 Sejotte	38,0	40,0	42,0	44,5	46,0	47,5
Point n°4 Le Soulier	35,5	39,0	43,0	47,0	51,0	52,0
Point n°4-CD4 Arcoulant	37,0	40,5	44,5	48,5	52,5	53,5
Point n°5 Bernèze	37,5	41,0	44,5	46,0	50,0	53,0
Point n°5-CD5 Le Mas	37,0	40,5	44,0	45,5	49,5	52,5
Point n°6 Le grand Monteil	41,5	43,5	45,0	49,0	55,5	56,0
Point n°6-CD6 Le petit Monteil	36,0	38,0	42,0	46,0	48,5	50,5

Les points de mesures peuvent être consultés sur le plan de situation situé en partie 4 « Présentation du projet ».
Les valeurs sont arrondies à 0,5 dBA près.
Les valeurs en italique sont issues d'une extrapolation.

Interprétations des résultats :

- Les indicateurs de bruit repris dans le tableau ci-dessus, sont issus des mesures de terrain et sont évalués sur chaque classe de vitesses de vent standardisées (à Href = 10 m) pour un secteur de directions sud-ouest.
- Les valeurs retenues permettent une évaluation de l'ambiance sonore représentative des conditions météorologiques rencontrées.
- Les indicateurs de bruit théoriques (issus d'extrapolation ou recalage), sont affichés en italique.
- En l'absence de vitesses de vent supérieures à 7 m/s, une extrapolation a été effectuée. Les niveaux correspondants seront à considérer avec précaution.
- Ces estimations sont soumises à une incertitude de mesurage (voir annexe G).

6.4 Indicateurs bruit résiduel NOCTURNES retenus - Secteur SO] 185° ; 275°]

Indicateurs de bruit résiduel en dBA en fonction de la vitesse de vent Secteur SO :] 185° ; 275°] Période NOCTURNE						
Point de mesure Lieu dit	3 m/s	4 m/s	5 m/s	6 m/s	7 m/s	8 m/s
Point n°1 Le Rabeau	22,0	23,5	29,0	33,5	37,0	38,5
Point n°1-CD1 La Monerie	24,5	26,0	31,5	36,0	39,5	41,0
Point n°2 Beaubatou	32,0	34,0	36,0	38,5	46,5	50,0
Point n°2-CD2 La Guesnière	32,5	34,5	36,5	39,0	47,0	50,5
Point n°2-CD2' Le Marcoux	31,0	33,0	35,0	37,5	45,5	49,0
Point n°3 Sejotte	22,5	27,5	33,5	38,5	41,5	42,5
Point n°4 Le Soulier	20,5	28,0	35,5	43,0	46,0	47,5
Point n°4-CD4 Arcoulant	22,0	29,5	37,0	44,5	47,5	49,0
Point n°5 Bernèze	29,5	35,5	36,5	39,0	41,0	42,0
Point n°5-CD5 Le Mas	29,0	35,0	36,0	38,5	40,5	41,5
Point n°6 Le grand Monteil	23,0	26,0	35,5	40,5	42,5	41,0
Point n°6-CD6 Le petit Monteil	31,5	33,5	35,5	38,0	46,0	49,5

Les points de mesures peuvent être consultés sur le plan de situation situé en partie 4 « Présentation du projet ».
Les valeurs sont arrondies à 0,5 dBA près.
Les valeurs en italique sont issues d'une extrapolation.

Interprétations des résultats :

- Les indicateurs de bruit repris dans le tableau ci-dessus, sont issus des mesures de terrain et sont évalués sur chaque classe de vitesses de vent standardisées (à Href = 10 m) pour un secteur de directions sud-ouest.
- Les valeurs retenues permettent une évaluation de l'ambiance sonore représentative des conditions météorologiques rencontrées.
- Les indicateurs de bruit théoriques (issus d'extrapolation ou recalage), sont affichés en italique.
- En l'absence de vitesses de vent supérieures à 7 m/s, une extrapolation a été effectuée. Les niveaux correspondants seront à considérer avec précaution.
- Ces estimations sont soumises à une incertitude de mesurage (voir annexe G).

7 CONCLUSION SUR LA PHASE DE MESURAGE

Nous avons effectué des mesures de niveaux résiduels en six lieux distincts sur une période de 15 jours, pour des vitesses de vent comprises entre 0 et 9m/s à $H_{ref} = 10$ m, afin de qualifier l'état initial acoustique du site de Magnac-Laval (87).

En complément, afin de permettre une étude la plus complète possible, une mesure dite « courte durée » a été effectuée aux emplacements n°1, 2, 4, 5 et 6. Ces mesures ont été corrélées avec les mesures « longue durée » réalisées en simultanément.

La campagne de mesure a permis une évaluation des niveaux de bruit en fonction de la vitesse de vent satisfaisante, conformément aux recommandations du projet de norme Pr NFS 31-114 version juillet 2011, sur les plages de vitesses de vent comprises entre 3 et 8 m/s sur deux classes homogènes de bruit :

- Classe homogène 1 : Secteur]185° ; 275°] - SO en période diurne estivale ;
- Classe homogène 2 : Secteur]185° ; 275°] - SO en période nocturne estivale.

Compte tenu des incertitudes des mesurages calculées, les indicateurs de bruit présentant plus de 10 échantillons semblent relativement pertinents.

Une extrapolation ou un recalage des indicateurs de bruit a été réalisé sur les vitesses de vent non rencontrées pendant la campagne de mesure (ou présentant peu d'occurrence), en fonction des niveaux sonores mesurés aux vitesses de vent inférieures et des caractéristiques du site, et prennent en considération une évolution théorique des niveaux sonores avec la vitesse de vent. Les valeurs correspondantes seront à considérer avec précaution.

Selon notre retour d'expérience, grâce notamment aux réceptions de parcs après implantation des éoliennes, les vitesses de vent où nous remarquons les plus souvent des dépassements d'émergence réglementaire, sont souvent comprises entre 4 et 7 m/s à $H_{ref} = 10$ m. Ceci s'explique notamment en raison d'une ambiance faible à ces vitesses alors que le bruit des éoliennes s'intensifie.

Les vitesses de vent mesurées lors de la présente campagne sont donc jugées satisfaisantes.

Les relevés ont été effectués en hiver, saison où la végétation est faible, et l'activité humaine moins fréquente. À cette période de l'année, les niveaux sonores résiduels sont généralement plus faibles que les autres périodes de l'année.

À l'inverse, en saison estivale, il est possible que les niveaux résiduels soient plus élevés. Le choix de l'emplacement des points de mesures est néanmoins réalisé en se protégeant au mieux de la végétation environnante de manière à s'affranchir au maximum de son influence.

Seules des campagnes de mesure permettraient de déterminer les proportions de variations des niveaux résiduels.

8 ÉTUDE DE L'IMPACT ACOUSTIQUE ENGENDRÉ PAR L'ACTIVITÉ DU PARC ÉOLIEN

8.1 Rappel des objectifs

Le but étant d'évaluer l'impact sonore engendré par l'activité du parc en projet, nous devons effectuer une estimation des niveaux particuliers (bruit des éoliennes uniquement) aux abords des habitations les plus exposées.

Le bruit particulier sera calculé à l'aide d'un logiciel de prévision acoustique : CadnaA.

CadnaA est un logiciel de propagation environnementale, outil de calculs de l'acoustique prévisionnelle, basé sur des modélisations des sources et des sites de propagation, et est destiné à décrire quantitativement des répartitions sonores pour des classes de situations données.

Le calcul d'émergence est réalisé selon la norme ISO 9613-1/2, et prend en compte des **conditions favorables de propagation** dans toutes les directions de vent afin d'évaluer les risques d'émergence dans le cas le plus conservateur.

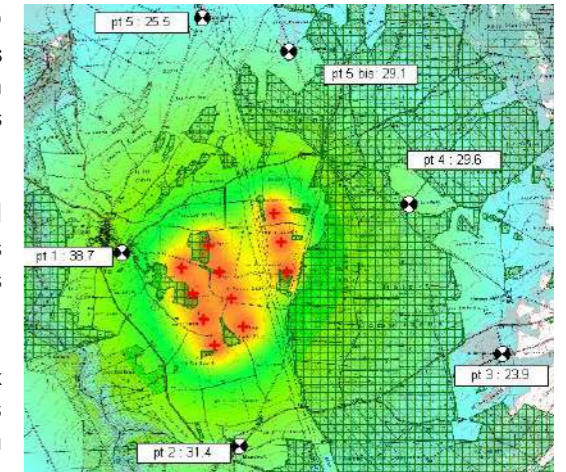
Notre retour d'expérience, et notamment notre travail relatif aux études post-implantation des éoliennes, nous ont permis de nous conforter dans les paramètres et codes de calculs utilisés et ainsi de fiabiliser nos estimations.

Néanmoins, compte tenu des incertitudes liées aux mesurages et aux simulations numériques, il n'est pas possible de conclure de manière catégorique sur la conformité de l'installation.

L'objectif de l'étude d'impact acoustique prévisionnel consiste, par conséquent, à qualifier et quantifier le risque potentiel de non-respect des critères réglementaires du projet.

La conformité acoustique du site devra ensuite être validée, dans une durée d'un an suivant la mise en fonctionnement des aérogénérateurs sur le site, par la réalisation de mesures de bruit respectant la norme de mesure NFS 31-114 « Acoustique - Mesurage du bruit dans l'environnement avec et sans activité éolienne ».

Pour chaque zone d'habitations ayant fait l'objet de mesurage un point de calcul sera positionné au niveau de la façade la plus exposée au parc éolien.



Exemple : CadnaA - Cartographie sonore

8.2 Description et emplacement des éoliennes

L'impact acoustique d'une éolienne a deux origines : le bruit mécanique et le bruit aérodynamique. Le bruit mécanique a progressivement été réduit grâce à des systèmes d'insonorisation performants. Le problème reste donc d'ordre aérodynamique (vent dans les pales et passage des pales devant le mât).

Le niveau de puissance acoustique (L_{wA}) d'une éolienne est fonction de la vitesse du vent sur ses pales. Les caractéristiques acoustiques des différents types d'éolienne testés sont reprises dans le tableau suivant :

Données acoustiques machines								
Vitesse de vent à $H_{ref}=10$ m	3 m/s	4 m/s	5 m/s	6 m/s	7 m/s	8 m/s	9 m/s	10 m/s
ENERCON E141 – 4.2 MW – HH=109m	93,5	98,7	103,1	104,9	105,4	105,5	105,5	105,5
VESTAS V136 STE - 3.45 MW – HH=112m	93,1	96,8	101,4	105,0	105,5	105,5	105,5	105,5
NORDEX N131 STE – 3.0 MW – HH=114m	92,1	95,4	100,1	101,1	101,5	101,5	101,5	101,5

Données E141

Ces données sont issues du document n° D0434287-5 du 13 avril 2016, établi par la société ENERCON. Elles sont conformes à la norme IEC 61400-11. Les mesures ont été réalisées pour des machines dont la puissance nominale est de 4,2 MW. Les données ont été recalculées à $H_{ref}=10$ m par interpolation en considérant une hauteur de moyeu de 109m et une rugosité de sol de 0,05m.

Données V136

Ces données sont issues du document n° 0053-3713 V03 du 10 mars 2016, établi par la société VESTAS. Elles sont conformes à la norme IEC 61400-11. Les mesures ont été réalisées pour des machines dont la puissance nominale est de 3,45 MW. Les données ont été recalculées à $H_{ref}=10$ m par interpolation en considérant une hauteur de moyeu de 112m et une rugosité de sol de 0,05m.

Données N131

Ces données sont issues du document n° F008_263_A13_EN du 5 août 2016, établi par la société NORDEX. Elles sont conformes à la norme IEC 61400-11. Les mesures ont été réalisées pour des machines dont la puissance nominale est de 3,0 MW. Les données ont été recalculées à $H_{ref}=10$ m par interpolation en considérant une hauteur de moyeu de 114m et une rugosité de sol de 0,05m.

8.3 Hypothèses de calcul

Le calcul des niveaux de pression acoustique de l'installation a tenu compte des différents points suivants :

- Topographie du terrain ;
- Implantation du bâti pouvant jouer un rôle dans les réflexions ;
- Direction du vent ;
- Puissance acoustique de chaque éolienne.

Paramètres de calcul :

- Absorption au sol : 0,68, correspondant à une zone non urbaine (champ, surface labourée...);
- Température de 10°C ;
- Humidité relative 70%.

Le calcul prend en compte le fonctionnement simultané de l'ensemble des éoliennes à l'étude, considérant une vitesse et direction de vent identiques en chaque mât (aucune perte de sillage).

8.4 Evaluation de l'impact sonore

Rappel de la réglementation

Niveau ambiant existant incluant le bruit de l'installation	Emergence maximale admissible	
	Jour (7h / 22 h)	Nuit (22h / 7h)
$L_{amb} \leq 35$ dBA	/	/
$L_{amb} > 35$ dBA	$E \leq 5$ dBA	$E \leq 3$ dBA

L'association des niveaux particuliers calculés avec les niveaux sonores résiduels retenus précédemment permet ensuite d'estimer le niveau de bruit ambiant prévisionnel dans les zones à émergence réglementée et ainsi de quantifier l'émergence :

Niveau résiduel retenu	Mesures de terrain – Indicateur bruit	L_{res}
Niveau particulier des éoliennes	Evaluation de la contribution sonore des éoliennes à l'aide du logiciel CadnaA	L_{part}
Niveau ambiant prévisionnel	$= 10 \log (10^{(L_{res}/10)} + 10^{(L_{part}/10)})$	L_{amb}
Emergence prévisionnelle	$E = L_{amb} - L_{res}$	E

Le dépassement prévisionnel est ensuite défini comme étant l'objectif de diminution de l'impact sonore permettant de respecter les seuils réglementaires (= excédant par rapport au seuil de déclenchement sur le niveau ambiant ou à la valeur limite d'émergence).

Dépassement vis-à-vis du seuil de niveau ambiant déclenchant le critère d'émergence (C_A)	$= L_{amb} - C_A$	D_A
Dépassement vis-à-vis de la valeur limite d'émergence (E_{max})	$= E - E_{max}$	D_e
Dépassement retenu (D)	$= \text{minimum}(D_A ; D_e)$	D

Présentation des résultats :

Les tableaux ci-dessous reprennent les niveaux de bruit ambiant et les émergences prévisionnels calculés aux emplacements les plus assujettis aux émissions sonores du parc.





Ces niveaux sont comparés aux seuils réglementaires pour en déduire le dépassement en chaque point de mesure tel que défini précédemment.

Le risque de non-conformité est évalué en période diurne puis en période nocturne.

8.5 Résultats prévisionnels en période diurne

8.5.1 ENERCON E141

Echelle de risque utilisée :

	Aucun dépassement	RISQUE FAIBLE	<ul style="list-style-type: none"> Seuil d'application du critère d'émergence : $C_A=35$ dBA Emergence limite réglementaire de jour : $E_{max}=5$ dBA
	$0,0 < \text{Dépassement} \leq 1,0$ dBA	RISQUE MODÉRÉ	
	$1,0 < \text{Dépassement} \leq 3,0$ dBA	RISQUE PROBABLE	
	Dépassement $> 3,0$ dBA	RISQUE TRES PROBABLE	

Impact prévisionnel par classe de vitesse de vent - Période diurne										
Vitesses de vent standardisées à Href=10m		3ms	4ms	5ms	6ms	7ms	8ms	9ms	10ms	Risque
Pt1 Le Rabeau	Lamb	33,0	35,0	38,0	40,5	43,0	44,0	44,0	44,0	FAIBLE
	E	0,5	1,0	2,0	1,5	1,0	0,5	0,5	0,5	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CD1 La Monerie	Lamb	35,0	37,0	39,5	42,0	45,0	46,0	46,0	46,0	FAIBLE
	E	0,0	0,5	1,0	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Pt2 Beaubatou	Lamb	37,0	39,5	43,5	47,0	49,5	51,5	51,5	51,5	FAIBLE
	E	0,5	1,0	1,0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CD2 La Guesnière	Lamb	37,0	39,0	43,0	47,0	49,5	51,5	51,5	51,5	FAIBLE
	E	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CD2' Le Marcoux	Lamb	35,5	37,5	41,5	45,5	48,0	50,0	50,0	50,0	FAIBLE
	E	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Pt3 Sejotte	Lamb	38,0	40,0	42,0	44,5	46,0	47,5	47,5	47,5	FAIBLE
	E	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Pt4 Le Soulier	Lamb	35,5	39,0	43,0	47,0	51,0	52,0	52,0	52,0	FAIBLE
	E	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CD4 Arcoulant	Lamb	37,0	40,5	44,5	48,5	52,5	53,5	53,5	53,5	FAIBLE
	E	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Pt5 Bernèze	Lamb	37,5	41,0	45,0	46,5	50,0	53,0	53,0	53,0	FAIBLE
	E	0,0	0,0	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CD5 Le Mas	Lamb	37,0	40,5	44,0	45,5	49,5	52,5	52,5	52,5	FAIBLE
	E	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	





Pt6 Le Grand Monteil	Lamb	42,0	44,0	46,0	49,5	55,5	56,0	56,0	56,0	FAIBLE
	E	0,5	0,5	1,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CD6 Le Petit Monteil	Lamb	36,5	38,5	42,5	46,5	49,0	50,5	50,5	50,5	FAIBLE
	E	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	

Interprétations des résultats pour la période diurne :

Selon nos estimations et hypothèses retenues, aucun dépassement des seuils réglementaires diurnes ne sont relevés sur l'ensemble des points d'étude.

8.5.2 VESTAS V136

Echelle de risque utilisée :

	Aucun dépassement	RISQUE FAIBLE	<ul style="list-style-type: none"> Seuil d'application du critère d'émergence : $C_A=35$ dBA Emergence limite réglementaire de jour : $E_{max}=5$ dBA
	$0,0 < \text{Dépassement} \leq 1,0$ dBA	RISQUE MODÉRÉ	
	$1,0 < \text{Dépassement} \leq 3,0$ dBA	RISQUE PROBABLE	
	Dépassement $> 3,0$ dBA	RISQUE TRES PROBABLE	

Impact prévisionnel par classe de vitesse de vent - Période diurne

Vitesses de vent standardisées à Href=10m		3ms	4ms	5ms	6ms	7ms	8ms	9ms	10ms	Risque
Pt1 Le Rabeau	Lamb	33,0	35,0	38,0	40,5	43,0	44,0	44,0	44,0	FAIBLE
	E	0,5	1,0	2,0	1,5	1,0	0,5	0,5	0,5	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CD1 La Monerie	Lamb	35,0	37,0	39,5	42,0	45,0	46,0	46,0	46,0	FAIBLE
	E	0,0	0,5	1,0	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Pt2 Beubatou	Lamb	37,0	39,5	43,5	47,0	49,5	51,5	51,5	51,5	FAIBLE
	E	0,5	1,0	1,0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CD2 La Guesnière	Lamb	37,0	39,0	43,0	47,0	49,5	51,5	51,5	51,5	FAIBLE
	E	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CD2' Le Marcoux	Lamb	35,5	37,5	41,5	45,5	48,0	50,0	50,0	50,0	FAIBLE
	E	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Pt3 Sejotte	Lamb	38,0	40,0	42,0	44,5	46,0	47,5	47,5	47,5	FAIBLE
	E	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Pt4 Le Soulier	Lamb	35,5	39,0	43,0	47,0	51,0	52,0	52,0	52,0	FAIBLE
	E	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CD4 Arcoulant	Lamb	37,0	40,5	44,5	48,5	52,5	53,5	53,5	53,5	FAIBLE
	E	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Pt5 Bernèze	Lamb	37,5	41,0	45,0	46,5	50,0	53,0	53,0	53,0	FAIBLE
	E	0,0	0,0	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CD5 Le Mas	Lamb	37,0	40,5	44,0	45,5	49,5	52,5	52,5	52,5	FAIBLE
	E	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	





Pt6 Le Grand Monteil	Lamb	42,0	44,0	46,0	49,5	55,5	56,0	56,0	56,0	FAIBLE
	E	0,5	0,5	1,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CD6 Le Petit Monteil	Lamb	36,5	38,5	42,5	46,5	49,0	50,5	50,5	50,5	FAIBLE
	E	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	

Interprétations des résultats pour la période diurne :

Selon nos estimations et hypothèses retenues, aucun dépassement des seuils réglementaires diurnes ne sont relevés sur l'ensemble des points d'étude.

8.5.3 NORDEX N131

Echelle de risque utilisée :

	Aucun dépassement	RISQUE FAIBLE	<ul style="list-style-type: none"> Seuil d'application du critère d'émergence : $C_A=35$ dBA Emergence limite réglementaire de jour : $E_{max}=5$ dBA
	$0,0 < \text{Dépassement} \leq 1,0$ dBA	RISQUE MODÉRÉ	
	$1,0 < \text{Dépassement} \leq 3,0$ dBA	RISQUE PROBABLE	
	Dépassement $> 3,0$ dBA	RISQUE TRES PROBABLE	

Impact prévisionnel par classe de vitesse de vent - Période diurne										
Vitesses de vent standardisées à Href=10m		3ms	4ms	5ms	6ms	7ms	8ms	9ms	10ms	Risque
Pt1 Le Rabeau	Lamb	33,0	35,0	38,0	40,5	43,0	44,0	44,0	44,0	FAIBLE
	E	0,5	1,0	2,0	1,5	1,0	0,5	0,5	0,5	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CD1 La Monerie	Lamb	35,0	37,0	39,5	42,0	45,0	46,0	46,0	46,0	FAIBLE
	E	0,0	0,5	1,0	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Pt2 Beubatou	Lamb	37,0	39,5	43,5	47,0	49,5	51,5	51,5	51,5	FAIBLE
	E	0,5	1,0	1,0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CD2 La Guesnière	Lamb	37,0	39,0	43,0	47,0	49,5	51,5	51,5	51,5	FAIBLE
	E	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CD2' Le Marcoux	Lamb	35,5	37,5	41,5	45,5	48,0	50,0	50,0	50,0	FAIBLE
	E	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Pt3 Sejotte	Lamb	38,0	40,0	42,0	44,5	46,0	47,5	47,5	47,5	FAIBLE
	E	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Pt4 Le Soulier	Lamb	35,5	39,0	43,0	47,0	51,0	52,0	52,0	52,0	FAIBLE
	E	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CD4 Arcoulant	Lamb	37,0	40,5	44,5	48,5	52,5	53,5	53,5	53,5	FAIBLE
	E	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Pt5 Bernèze	Lamb	37,5	41,0	45,0	46,5	50,0	53,0	53,0	53,0	FAIBLE
	E	0,0	0,0	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CD5 Le Mas	Lamb	37,0	40,5	44,0	45,5	49,5	52,5	52,5	52,5	FAIBLE
	E	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	

Pt6 Le Grand Monteil	Lamb	42,0	44,0	46,0	49,5	55,5	56,0	56,0	56,0	FAIBLE
	E	0,5	0,5	1,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CD6 Le Petit Monteil	Lamb	36,5	38,5	42,5	46,5	49,0	50,5	50,5	50,5	FAIBLE
	E	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	





Interprétations des résultats pour la période diurne :

Selon nos estimations et hypothèses retenues, aucun dépassement des seuils réglementaires diurnes ne sont relevés sur l'ensemble des points d'étude.

8.6 Résultats prévisionnels en période nocturne

8.6.1 ENERCON E141

Echelle de risque utilisée :

	Aucun dépassement	RISQUE FAIBLE	<ul style="list-style-type: none"> Seuil d'application du critère d'émergence : $C_A = 35$ dBA Emergence limite réglementaire de nuit : $E_{max} = 3$ dBA
	0,0 < Dépassement ≤ 1,0 dBA	RISQUE MODERE	
	1,0 < Dépassement ≤ 3,0 dBA	RISQUE PROBABLE	
	Dépassement > 3,0 dBA	RISQUE TRES PROBABLE	

Impact prévisionnel par classe de vitesse de vent - Période diurne										
	Vitesses de vent standardisées à Href=10m	3ms	4ms	5ms	6ms	7ms	8ms	9ms	10ms	Risque
		Pt1 Le Rabeau	Lamb	26,0	29,5	34,5	37,0	39,0	40,0	
	E	4,0	6,0	5,5	3,5	2,0	1,5	1,5	1,5	
	D	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	
CD1 La Monerie	Lamb	26,5	29,5	34,5	38,0	40,5	41,5	41,5	41,5	FAIBLE
	E	2,0	3,5	3,0	2,0	1,0	0,5	0,5	0,5	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Pt2 Beaubatou	Lamb	33,0	36,0	39,5	41,5	47,0	50,5	50,5	50,5	MODERE
	E	1,0	2,0	3,5	3,0	0,5	0,5	0,5	0,5	
	D	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CD2 La Guesnière	Lamb	33,0	35,0	37,5	39,5	47,0	50,5	50,5	50,5	FAIBLE
	E	0,5	0,5	1,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CD2' Le Marcoux	Lamb	31,0	33,5	35,5	38,0	45,5	49,0	49,0	49,0	FAIBLE
	E	0,0	0,5	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Pt3 Sejotte	Lamb	23,0	28,0	34,0	38,5	41,5	42,5	42,5	42,5	FAIBLE
	E	0,5	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Pt4 Le Soulier	Lamb	21,5	28,5	36,0	43,0	46,0	47,5	47,5	47,5	FAIBLE
	E	1,0	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CD4 Arcoulant	Lamb	24,0	31,0	37,5	44,5	47,5	49,0	49,0	49,0	FAIBLE
	E	2,0	1,5	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Pt5 Bernèze	Lamb	30,5	36,0	38,0	40,0	42,0	42,5	42,5	42,5	FAIBLE
	E	1,0	0,5	1,5	1,0	1,0	0,5	0,5	0,5	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CD5 Le Mas	Lamb	29,5	35,5	36,5	39,0	41,0	42,0	42,0	42,0	FAIBLE
	E	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	

Pt6 Le Grand Monteil	Lamb	31,0	35,5	41,0	44,0	45,0	44,5	44,5	44,5	PROBABLE
	E	8,0	9,5	5,5	3,5	2,5	3,5	3,5	3,5	
	D	0,0	0,5	2,5	0,5	0,0	0,5	0,5	0,5	
CD6 Le Petit Monteil	Lamb	32,5	35,0	38,0	40,0	46,5	49,5	49,5	49,5	FAIBLE
	E	1,0	1,5	2,5	2,0	0,5	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	

Interprétations des résultats pour la période nocturne :

Selon nos estimations et hypothèses retenues, des dépassements des seuils réglementaires nocturnes sont relevés sur trois zones d'habitations :

- Point n°1 : Le Rabeau ;
- Point n°2 : Beaubatou ;
- Point n°6 : Le Grand Monteil.





Les points n°1 et n°2 présentent respectivement des dépassements des seuils réglementaires sur les vitesses de 6 et 5 m/s à Href= 10m. Ces dépassements sont de l'ordre de 0,5 dBA. Le risque acoustique sur ces points est considéré comme **modéré**.

Au point n°6, des dépassements des seuils réglementaires sont relevés pour des vitesses comprises entre 4 et 10 m/s. Ces dépassements sont de l'ordre de 0,5 à 2,5 dBA. Le risque acoustique sur ce point est considéré comme **probable**.

Aucun dépassement des seuils réglementaires n'est estimé au niveau des autres zones d'habitations étudiées.

8.6.2 VESTAS V136

Echelle de risque utilisée :

	Aucun dépassement	RISQUE FAIBLE	<ul style="list-style-type: none"> Seuil d'application du critère d'émergence : $C_A = 35$ dBA Emergence limite réglementaire de nuit : $E_{max} = 3$ dBA
	0,0 < Dépassement ≤ 1,0 dBA	RISQUE MODERE	
	1,0 < Dépassement ≤ 3,0 dBA	RISQUE PROBABLE	
	Dépassement > 3,0 dBA	RISQUE TRES PROBABLE	

Impact prévisionnel par classe de vitesse de vent - Période diurne										
Vitesses de vent standardisées à Href=10m		3ms	4ms	5ms	6ms	7ms	8ms	9ms	10ms	Risque
Pt1 Le Rabeau	Lamb	25,5	28,5	33,5	37,0	39,5	40,5	40,5	40,5	MODERE
	E	3,5	5,0	4,5	3,5	2,5	2,0	2,0	2,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	
CD1 La Monerie	Lamb	26,5	28,5	33,5	38,0	40,5	42,0	42,0	42,0	FAIBLE
	E	2,0	2,5	2,0	2,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Pt2 Beaubatou	Lamb	33,0	35,5	38,5	41,5	47,0	50,5	50,5	50,5	FAIBLE
	E	1,0	1,5	2,5	3,0	0,5	0,5	0,5	0,5	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CD2 La Guesnière	Lamb	32,5	35,0	37,0	39,5	47,0	50,5	50,5	50,5	FAIBLE
	E	0,0	0,5	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CD2' Le Marcoux	Lamb	31,0	33,0	35,5	38,0	45,5	49,0	49,0	49,0	FAIBLE
	E	0,0	0,0	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Pt3 Sejotte	Lamb	23,0	28,0	34,0	38,5	41,5	42,5	42,5	42,5	FAIBLE
	E	0,5	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Pt4 Le Soulier	Lamb	21,5	28,5	35,5	43,0	46,0	47,5	47,5	47,5	FAIBLE
	E	1,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CD4 Arcoulant	Lamb	24,0	30,5	37,5	44,5	47,5	49,0	49,0	49,0	FAIBLE
	E	2,0	1,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Pt5 Bernèze	Lamb	30,5	36,0	37,5	40,0	42,0	43,0	43,0	43,0	FAIBLE
	E	1,0	0,5	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CD5 Le Mas	Lamb	29,5	35,0	36,5	39,0	41,0	42,0	42,0	42,0	FAIBLE
	E	0,5	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	

Pt6 Le Grand Monteil	Lamb	30,5	34,0	40,0	44,0	45,5	44,5	44,5	45,0	PROBABLE
	E	7,5	8,0	4,5	3,5	3,0	3,5	3,5	4,0	
	D	0,0	0,0	1,5	0,5	0,0	0,5	0,5	1,0	
CD6 Le Petit Monteil	Lamb	32,5	34,5	37,5	40,0	46,5	49,5	49,5	49,5	FAIBLE
	E	1,0	1,0	2,0	2,0	0,5	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	

Interprétations des résultats pour la période nocturne :

Selon nos estimations et hypothèses retenues, des dépassements des seuils réglementaires nocturnes sont relevés sur deux zones d'habitations :

- Point n°1 : Le Rabeau ;
- Point n°6 : Le Grand Monteil.





Le point n°1 présente un dépassement des seuils réglementaires sur la vitesse de 6 m/s à Href= 10m. Ce dépassement est de l'ordre de 0,5 dBA. Le risque acoustique sur ce point est considéré comme **modéré**.

Au point n°6, des dépassements des seuils réglementaires sont relevés pour des vitesses comprises entre 5 et 10 m/s. Ces dépassements sont de l'ordre de 0,5 à 1,5 dBA. Le risque acoustique sur ce point est considéré comme **probable**.

Aucun dépassement des seuils réglementaires n'est estimé au niveau des autres zones d'habitations étudiées.

8.6.3 NORDEX N131

Echelle de risque utilisée :

	Aucun dépassement	RISQUE FAIBLE	<ul style="list-style-type: none"> Seuil d'application du critère d'émergence : $C_A = 35$ dBA Emergence limite réglementaire de nuit : $E_{max} = 3$ dBA
	$0,0 < \text{Dépassement} \leq 1,0$ dBA	RISQUE MODERE	
	$1,0 < \text{Dépassement} \leq 3,0$ dBA	RISQUE PROBABLE	
	Dépassement $> 3,0$ dBA	RISQUE TRES PROBABLE	

Impact prévisionnel par classe de vitesse de vent - Période diurne										
Vitesses de vent standardisées à Href=10m		3ms	4ms	5ms	6ms	7ms	8ms	9ms	10ms	Risque
Pt1 Le Rabeau	Lamb	25,0	27,5	32,5	35,5	38,0	39,0	39,0	39,0	FAIBLE
	E	3,0	4,0	3,5	2,0	1,0	0,5	0,5	0,5	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CD1 La Monerie	Lamb	26,0	28,0	33,0	37,0	40,0	41,5	41,5	41,5	FAIBLE
	E	1,5	2,0	1,5	1,0	0,5	0,5	0,5	0,5	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Pt2 Beubatou	Lamb	33,0	35,0	38,0	40,0	47,0	50,0	50,0	50,0	FAIBLE
	E	1,0	1,0	2,0	1,5	0,5	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CD2 La Guesnière	Lamb	32,5	34,5	37,0	39,5	47,0	50,5	50,5	50,5	FAIBLE
	E	0,0	0,0	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CD2' Le Marcoux	Lamb	31,0	33,0	35,0	37,5	45,5	49,0	49,0	49,0	FAIBLE
	E	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Pt3 Sejotte	Lamb	23,0	28,0	33,5	38,5	41,5	42,5	42,5	42,5	FAIBLE
	E	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Pt4 Le Soulier	Lamb	21,5	28,5	35,5	43,0	46,0	47,5	47,5	47,5	FAIBLE
	E	1,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CD4 Arcoulant	Lamb	23,5	30,0	37,5	44,5	47,5	49,0	49,0	49,0	FAIBLE
	E	1,5	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Pt5 Bernèze	Lamb	30,0	36,0	37,0	39,5	41,5	42,5	42,5	42,5	FAIBLE
	E	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CD5 Le Mas	Lamb	29,0	35,0	36,5	38,5	40,5	41,5	41,5	41,5	FAIBLE
	E	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	

Pt6 Le Grand Monteil	Lamb	29,5	32,5	39,0	42,0	43,5	42,5	42,5	42,5	MODERE
	E	6,5	6,5	3,5	1,5	1,0	1,5	1,5	1,5	
	D	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CD6 Le Petit Monteil	Lamb	32,0	34,5	37,0	39,0	46,0	49,5	49,5	49,5	FAIBLE
	E	0,5	1,0	1,5	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	

Interprétations des résultats pour la période nocturne :

Selon nos estimations et hypothèses retenues, des dépassements des seuils réglementaires nocturnes sont relevés sur une zone d'habitations : Point n°6 : Le Grand Monteil.

Le point n°6 présente un dépassement des seuils réglementaires sur la vitesse de 5 m/s à Href= 10m. Ce dépassement est de l'ordre de 0,5 dBA. Le risque acoustique sur ce point est considéré comme **modéré**.

Aucun dépassement des seuils réglementaires n'est estimé au niveau des autres zones d'habitations étudiées.

9 OPTIMISATION DU PROJET

9.1 Comment réduire le bruit de l'éolienne : le bridage

▪ Différents modes de bridage

Le résultat des simulations acoustiques conclut à un risque de dépassement des émergences réglementaires. Un plan d'optimisation ou plan de bridage va donc être proposé, dans différentes directions de vent privilégiées et en fonction de la vitesse du vent.

Ce plan de bridage est élaboré à partir de modes de bridage permettant une certaine souplesse et limitant ainsi la perte de production. Ils correspondent à des ralentissements graduels de la vitesse de rotation du rotor de l'éolienne permettant de réduire la puissance sonore des éoliennes.

De même, plus le bridage est important, plus la perte de production augmente.

ENERCON E141 – 4.2 MW – HH=109m								
Vitesse de vent à H _{ref} =10 m	3 m/s	4 m/s	5 m/s	6 m/s	7 m/s	8 m/s	9 m/s	10 m/s
L _{WA} en dBA – Pleine puissance	93,5	98,7	103,1	104,9	105,4	105,5	105,5	105,5
L _{WA} en dBA – Mode I	93,5	98,6	102,5	103,8	104,3	104,5	104,5	104,5
L _{WA} en dBA – Mode II	93,5	98,5	101,7	102,4	103,1	103,5	103,5	103,5
L _{WA} en dBA – Mode 3500	93,5	98,7	103,1	104,9	105,5	105,5	105,5	105,5
L _{WA} en dBA – Mode 3000	93,5	98,7	103,1	104,9	105,0	105,0	105,0	105,0
L _{WA} en dBA – Mode 2500	93,5	98,6	103,1	104,6	104,5	104,5	104,5	104,5
L _{WA} en dBA – Mode 2000	93,5	98,7	103,0	104,1	103,9	103,9	103,9	103,9
L _{WA} en dBA – Mode 1500	93,5	98,6	102,8	102,9	102,9	102,9	102,9	102,9
L _{WA} en dBA – Mode 1000	93,4	98,7	100,2	100,2	100,2	100,2	100,2	100,2
L _{WA} en dBA – Mode 500	93,5	95,6	95,6	95,6	95,6	95,6	95,6	95,6

Ces données sont issues du document n° D0434287-5 du 13 avril 2016, établi par la société ENERCON. Elles sont conformes à la norme IEC 61400-11. Les mesures ont été réalisées pour des machines dont la puissance nominale est de 4,2 MW. Les données ont été recalculées à H_{ref}=10m par interpolation en considérant une hauteur de moyeu de 109m et une rugosité de sol de 0,05m.

VESTAS V136 STE - 3.45 MW – HH=112m								
Vitesse de vent à H _{ref} =10 m	3 m/s	4 m/s	5 m/s	6 m/s	7 m/s	8 m/s	9 m/s	10 m/s
L _{WA} en dBA – Pleine puissance	93,1	96,8	101,4	105,0	105,5	105,5	105,5	105,5
L _{WA} en dBA – Mode 1	93,1	96,8	101,4	104,3	104,4	104,4	104,4	104,4
L _{WA} en dBA – Mode 2	93,1	96,9	101,3	103,3	103,5	103,5	103,5	103,5
L _{WA} en dBA – Mode 3	92,9	97,2	100,9	102,0	101,1	100,5	100,2	100,6
L _{WA} en dBA – Mode 4	93,1	96,9	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0

Ces données sont issues du document n° 0053-3713 V03 du 10 mars 2016, établi par la société VESTAS. Elles sont conformes à la norme IEC 61400-11. Les mesures ont été réalisées pour des machines dont la puissance nominale est de 3,45 MW. Les données ont été recalculées à H_{ref}=10m par interpolation en considérant une hauteur de moyeu de 112m et une rugosité de sol de 0,05m.

NORDEX N131 STE – 3.0 MW – HH=114m								
Vitesse de vent à H _{ref} =10 m	3 m/s	4 m/s	5 m/s	6 m/s	7 m/s	8 m/s	9 m/s	10 m/s
L _{WA} en dBA – Pleine puissance	92,1	95,4	100,1	101,1	101,5	101,5	101,5	101,5
L _{WA} en dBA – Mode 1	92,1	95,4	99,6	100,6	100,9	101,0	101,0	101,0
L _{WA} en dBA – Mode 2	92,1	95,4	99,0	100,0	100,4	100,5	100,5	100,5
L _{WA} en dBA – Mode 3	92,1	95,4	98,6	99,5	99,9	100,0	100,0	100,0
L _{WA} en dBA – Mode 4	92,1	95,3	98,1	98,9	99,4	99,5	99,5	99,5
L _{WA} en dBA – Mode 5	92,1	95,3	97,5	98,3	98,9	99,0	99,0	99,0
L _{WA} en dBA – Mode 6	92,1	94,7	96,0	96,5	97,1	97,5	97,5	97,5
L _{WA} en dBA – Mode 7	92,1	94,0	95,6	96,0	96,6	97,0	97,0	97,0
L _{WA} en dBA – Mode 8	92,1	94,7	97,2	99,7	101,4	101,5	101,5	101,5
L _{WA} en dBA – Mode 9	91,0	92,2	93,6	96,3	101,4	101,5	101,5	101,5

Ces données sont issues du document n° F008_263_A13_EN du 5 août 2016, établi par la société NORDEX. Elles sont conformes à la norme IEC 61400-11. Les mesures ont été réalisées pour des machines dont la puissance nominale est de 3,0 MW. Les données ont été recalculées à H_{ref}=10m par interpolation en considérant une hauteur de moyeu de 114m et une rugosité de sol de 0,05m.

▪ **Mise en œuvre du bridage**

Les plans d'optimisation proposés ci-dessous permettent de prévoir un plan de fonctionnement du parc respectant les contraintes acoustiques réglementaires après la mise en exploitation des machines. Pour confirmer et affiner ces calculs, il sera nécessaire de réaliser une campagne de mesure de réception en phase de fonctionnement des éoliennes. En fonction des résultats de cette mesure de réception, les plans de bridages pourront être allégés ou renforcés (un arrêt complet de l'éolienne étant envisageable en cas de dépassement des seuils réglementaires avérés) afin de respecter la réglementation en vigueur.

Ce plan de bridage est mis en œuvre grâce au logiciel de contrôle à distance de l'éolienne via le SCADA. A partir du moment où l'éolienne enregistrera, par l'anémomètre (vitesse du vent) et la girouette (direction du vent) situés en haut de la nacelle, des données de vent « sous contraintes » et en fonction des périodes horaires (diurne : 7h-22h ou nocturne 22h-7h), le mode de bridage programmé se mettra en œuvre.

Concrètement, la vitesse de rotation du rotor est réduite par une réorientation des pales, via le pitch (système d'orientation des pales se trouvant au niveau du hub ou nez de l'éolienne) afin de limiter leur prise au vent en jouant sur le profil aérodynamique de la pale. Les modes de bridage correspondent donc à une inclinaison plus ou moins importante des pales.

L'intérêt de cette technique est qu'elle permet de ne pas utiliser de frein, qui pourrait lui aussi produire une émission sonore et augmenter l'usure des parties mécaniques. En cas d'arrêt programmé de l'éolienne dans le cadre du plan de bridage, les pales seront mises « en drapeau » de la même manière, afin d'annuler la prise au vent des pales et donc empêcher la rotation du rotor.

Aucune contrainte d'application des modes bridés n'est considérée.

9.2 Plan de fonctionnement - Période diurne – Toutes machines confondues

Plan de fonctionnement des machines en période diurne								
Vitesse de vent standardisée H ref = 10m	3 m/s	4 m/s	5 m/s	6 m/s	7 m/s	8 m/s	9 m/s	10 m/s
Eol n°1	Pleine puissance							
Eol n°2	Pleine puissance							
Eol n°3	Pleine puissance							
Eol n°4	Pleine puissance							

Interprétation des résultats

Quelle que soit la direction de vent et le type de machines, les hypothèses de calcul ne mettent pas en avant de dépassement des seuils réglementaires en période diurne. En conséquence, un fonctionnement normal de l'ensemble des éoliennes est prévu sur cette période.

9.3 Plan de fonctionnement - Période nocturne

En période nocturne, la configuration actuelle à 4 aérogénérateurs présente un risque de dépassement des seuils réglementaires sur certaines zones d'habitations environnant le site.

Une optimisation du plan de fonctionnement des machines a par conséquent été effectuée afin de maîtriser ce risque et ne dépasser le niveau d'émergence acceptable en aucune vitesse de vent.

Les calculs entrepris pour le développement de plans de bridage tiennent compte d'une direction de vent spécifique, c'est pourquoi nous réalisons un plan d'optimisation du fonctionnement pour la direction dominante du site.

L'ambiance sonore étant fonction de la direction du vent, cette hypothèse nécessaire aux calculs, donne lieu à une incertitude supplémentaire. Le plan correspondant devra donc être considéré avec précaution.

Nous avons utilisé, via le logiciel CadnaA, deux types de code de calculs : ISO 96-13 et HARMONOISE, le dernier prenant mieux en compte les effets météorologiques liés à la propagation du son à grande distance, notamment en conditions de vent non portantes.

Les plans de fonctionnement présentés sont des plans prévisionnels, ils sont issus de calculs soumis à des incertitudes sur le mesurage et sur la modélisation, et devront être validés ou infirmés lors de mesures de réception sur site qui, elles seules, permettront de déterminer le/les plan(s) d'optimisation à mettre en œuvre selon les plages de vitesse et les directions de vent.

Plan de fonctionnement en période nocturne en direction Sud-Ouest – E141

Plan d'arrêts et de bridages des machines en période nocturne - Optimisation SO								
Vitesse de vent standardisée H ref = 10m	3 m/s	4 m/s	5 m/s	6 m/s	7 m/s	8 m/s	9 m/s	10 m/s
Eol n°1	Mode 0			Mode 1500	Mode 0			
Eol n°2	Mode 0		Mode II	Mode 0				
Eol n°3	Mode 0	Mode 500		Mode 0		Mode 3000	Mode I	Mode 3000
Eol n°4	Mode 0		Mode 1000	Mode 0				

Plan de fonctionnement en période nocturne en direction Sud-Ouest – V136

Plan d'arrêts et de bridages des machines en période nocturne - Optimisation SO								
Vitesse de vent standardisée H ref = 10m	3 m/s	4 m/s	5 m/s	6 m/s	7 m/s	8 m/s	9 m/s	10 m/s
Eol n°1	Pleine puissance			Mode 2	Pleine puissance			
Eol n°2	Pleine puissance							
Eol n°3	Pleine puissance	Mode 4		Pleine puissance		Mode 1	Mode 2	Mode 3
Eol n°4	Pleine puissance		Mode 4	Pleine puissance				

Plan de fonctionnement en période nocturne en direction Sud-Ouest – N131

Plan d'arrêts et de bridages des machines en période nocturne - Optimisation SO								
Vitesse de vent standardisée H ref = 10m	3 m/s	4 m/s	5 m/s	6 m/s	7 m/s	8 m/s	9 m/s	10 m/s
Eol n°1	Pleine puissance							
Eol n°2	Pleine puissance							
Eol n°3	Pleine puissance		Mode 1	Pleine puissance				
Eol n°4	Pleine puissance							

9.4 Evaluation de l'impact sonore en période nocturne après optimisation en direction sud-ouest – E141

Période nocturne – Niveaux sonores après optimisation – Direction sud-ouest – E141 :

Résultats après optimisation - Période nocturne										
Vitesses de vent standardisées à Href=10m		3ms	4ms	5ms	6ms	7ms	8ms	9ms	10ms	Risque
Pt1 Le Rabeau	Lamb	25,5	29,5	34,0	36,5	39,0	40,0	40,0	40,0	FAIBLE
	E	3,5	6,0	5,0	3,0	2,0	1,5	1,5	1,5	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CD1 La Monerie	Lamb	26,5	29,5	34,0	37,0	40,5	41,5	41,5	41,5	FAIBLE
	E	2,0	3,5	2,5	1,0	1,0	0,5	0,5	0,5	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Pt2 Beaubatou	Lamb	33,0	36,0	38,0	41,5	47,0	50,5	50,5	50,5	FAIBLE
	E	1,0	2,0	2,0	3,0	0,5	0,5	0,5	0,5	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CD2 La Guesnière	Lamb	33,0	35,0	37,0	39,5	47,0	50,5	50,5	50,5	FAIBLE
	E	0,5	0,5	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CD2' Le Marcoux	Lamb	31,0	33,5	35,5	38,0	45,5	49,0	49,0	49,0	FAIBLE
	E	0,0	0,5	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Pt3 Sejotte	Lamb	23,0	28,0	33,5	38,5	41,5	42,5	42,5	42,5	FAIBLE
	E	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Pt4 Le Soulier	Lamb	21,5	28,5	35,5	43,0	46,0	47,5	47,5	47,5	FAIBLE
	E	1,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CD4 Arcoulant	Lamb	24,0	30,5	37,5	44,5	47,5	49,0	49,0	49,0	FAIBLE
	E	2,0	1,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Pt5 Bernèze	Lamb	30,5	36,0	37,0	40,0	42,0	42,5	42,5	42,5	FAIBLE
	E	1,0	0,5	0,5	1,0	1,0	0,5	0,5	0,5	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CD5 Le Mas	Lamb	29,5	35,0	36,5	39,0	41,0	42,0	41,5	41,5	FAIBLE
	E	0,5	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Pt6 Le Grand Monteil	Lamb	30,5	34,5	38,5	43,5	45,0	44,0	44,0	44,0	FAIBLE
	E	7,5	8,5	3,0	3,0	2,5	3,0	3,0	3,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	

CD6 Le Petit Monteil	Lamb	32,5	35,0	37,0	39,5	46,5	49,5	49,5	49,5	FAIBLE
	E	1,0	1,5	1,5	1,5	0,5	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	

Interprétation des résultats

Selon nos estimations et hypothèses retenues, le plan d'optimisation de fonctionnement déterminé permettra de respecter les seuils réglementaires nocturnes et n'engendrera plus de dépassement.

9.5 Evaluation de l'impact sonore en période nocturne après optimisation en direction sud-ouest – V136

Période nocturne – Niveaux sonores après optimisation – Direction sud-ouest – V136 :

Résultats après optimisation - Période nocturne										
Vitesses de vent standardisées à Href=10m		3ms	4ms	5ms	6ms	7ms	8ms	9ms	10ms	Risque
Pt1 Le Rabeau	Lamb	25,5	28,5	33,0	36,5	39,5	40,0	40,0	40,5	FAIBLE
	E	3,5	5,0	4,0	3,0	2,5	1,5	1,5	2,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CD1 La Monerie	Lamb	26,0	28,5	33,5	37,5	40,5	41,5	41,5	41,5	FAIBLE
	E	1,5	2,5	2,0	1,5	1,0	0,5	0,5	0,5	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Pt2 Beubatou	Lamb	33,0	35,5	38,0	41,5	47,0	50,5	50,5	50,5	FAIBLE
	E	1,0	1,5	2,0	3,0	0,5	0,5	0,5	0,5	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CD2 La Guesnière	Lamb	32,5	35,0	37,0	39,5	47,0	50,5	50,5	50,5	FAIBLE
	E	0,0	0,5	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CD2' Le Marcoux	Lamb	31,0	33,0	35,5	38,0	45,5	49,0	49,0	49,0	FAIBLE
	E	0,0	0,0	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Pt3 Sejotte	Lamb	23,0	28,0	33,5	38,5	41,5	42,5	42,5	42,5	FAIBLE
	E	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Pt4 Le Soulier	Lamb	21,5	28,5	35,5	43,0	46,0	47,5	47,5	47,5	FAIBLE
	E	1,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CD4 Arcoulant	Lamb	24,0	30,5	37,5	44,5	47,5	49,0	49,0	49,0	FAIBLE
	E	2,0	1,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Pt5 Bernèze	Lamb	30,5	36,0	37,0	40,0	42,0	42,5	42,5	42,5	FAIBLE
	E	1,0	0,5	0,5	1,0	1,0	0,5	0,5	0,5	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CD5 Le Mas	Lamb	29,5	35,0	36,0	39,0	41,0	42,0	42,0	41,5	FAIBLE
	E	0,5	0,0	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Pt6 Le Grand Monteil	Lamb	30,0	33,5	38,5	43,5	45,0	44,0	44,0	44,0	FAIBLE
	E	7,0	7,5	3,0	3,0	2,5	3,0	3,0	3,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	

CD6 Le Petit Monteil	Lamb	32,0	34,5	37,0	39,5	46,5	49,5	49,5	49,5	FAIBLE
	E	0,5	1,0	1,5	1,5	0,5	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	

Interprétation des résultats

Selon nos estimations et hypothèses retenues, le plan d'optimisation de fonctionnement déterminé permettra de respecter les seuils réglementaires nocturnes et n'engendrera plus de dépassement.

9.6 Evaluation de l'impact sonore en période nocturne après optimisation en direction sud-ouest – N131

Période nocturne – Niveaux sonores après optimisation – Direction sud-ouest – N131 :

Résultats après optimisation - Période nocturne										
Vitesses de vent standardisées à Href=10m		3ms	4ms	5ms	6ms	7ms	8ms	9ms	10ms	Risque
Pt1 Le Rabeau	Lamb	25,0	27,5	32,0	35,0	38,0	39,0	39,0	39,0	FAIBLE
	E	3,0	4,0	3,0	1,5	1,0	0,5	0,5	0,5	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CD1 La Monerie	Lamb	26,0	28,0	33,0	36,5	40,0	41,0	41,0	41,0	FAIBLE
	E	1,5	2,0	1,5	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Pt2 Beubatou	Lamb	33,0	35,0	38,0	40,0	47,0	50,0	50,0	50,0	FAIBLE
	E	1,0	1,0	2,0	1,5	0,5	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CD2 La Guesnière	Lamb	32,5	34,5	37,0	39,5	47,0	50,5	50,5	50,5	FAIBLE
	E	0,0	0,0	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CD2' Le Marcoux	Lamb	31,0	33,0	35,0	37,5	45,5	49,0	49,0	49,0	FAIBLE
	E	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Pt3 Sejotte	Lamb	23,0	28,0	33,5	38,5	41,5	42,5	42,5	42,5	FAIBLE
	E	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Pt4 Le Soulier	Lamb	21,0	28,5	35,5	43,0	46,0	47,5	47,5	47,5	FAIBLE
	E	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CD4 Arcoulant	Lamb	23,5	30,0	37,5	44,5	47,5	49,0	49,0	49,0	FAIBLE
	E	1,5	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Pt5 Bernèze	Lamb	30,0	36,0	37,0	39,5	41,5	42,0	42,0	42,0	FAIBLE
	E	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CD5 Le Mas	Lamb	29,0	35,0	36,0	38,5	40,5	41,5	41,5	41,5	FAIBLE
	E	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Pt6 Le Grand Monteil	Lamb	29,0	32,5	38,5	42,0	43,5	42,5	42,5	42,5	FAIBLE
	E	6,0	6,5	3,0	1,5	1,0	1,5	1,5	1,5	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	

CD6 Le Petit Monteil	Lamb	32,0	34,0	36,5	38,5	46,0	49,5	49,5	49,5	FAIBLE
	E	0,5	0,5	1,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	
	D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	

Interprétation des résultats

Selon nos estimations et hypothèses retenues, le plan d'optimisation de fonctionnement déterminé permettra de respecter les seuils réglementaires nocturnes et n'engendrera plus de dépassement.

10 NIVEAUX DE BRUIT SUR LE PERIMETRE DE L'INSTALLATION

L'arrêté du 26 août 2011 impose un niveau de bruit à ne pas dépasser sur le périmètre de l'installation, en périodes diurne (70 dBA) et nocturne (60 dBA).

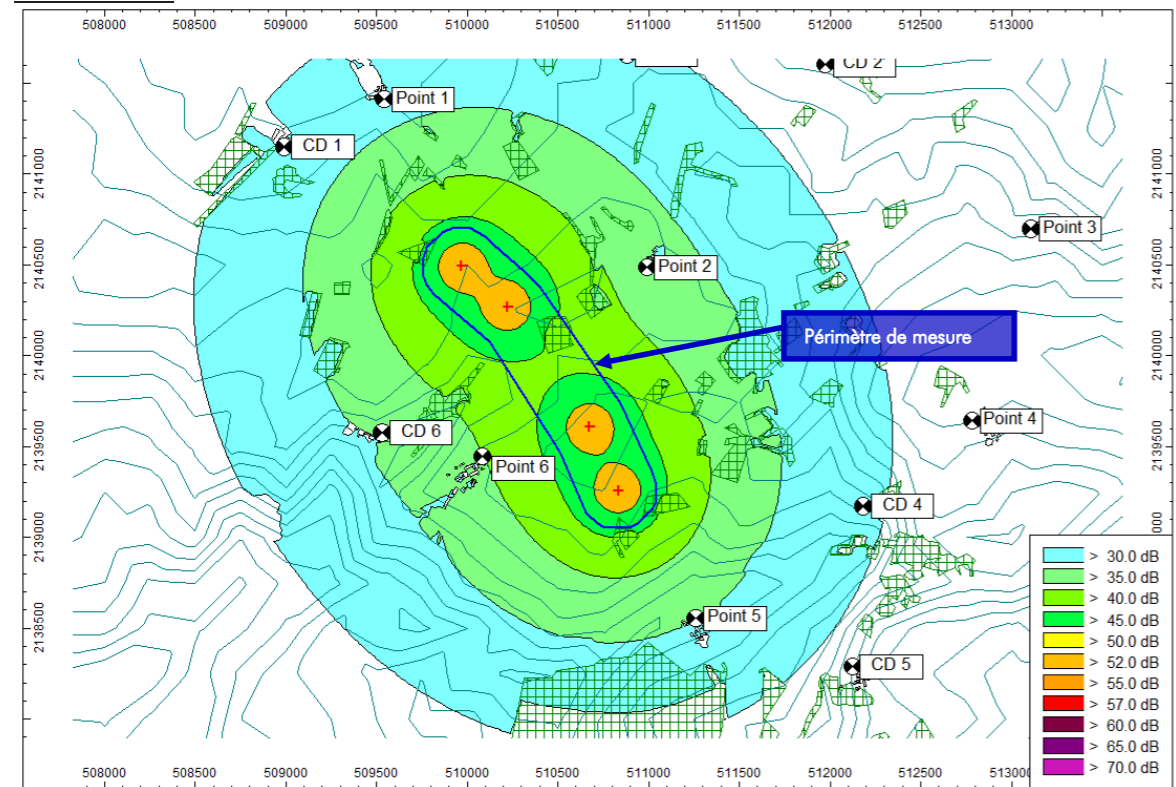
Périmètre de mesure : « Périmètre correspondant au plus petit polygone dans lequel sont inscrits les disques de centre chaque aérogénérateur et de rayon R défini comme suit : »

$$R = 1,2 \times (\text{Hauteur de moyeu} + \text{Longueur d'un demi-rotor})$$

soit $R = 1,2 \times (109 + 70,5) = 215,4$ mètres (E141) ;
 $R = 1,2 \times (112 + 68) = 216$ mètres (V136) ;
 $R = 1,2 \times (114 + 65,5) = 215,4$ mètres (N131).

Des simulations numériques ont permis une estimation du niveau de bruit généré dans l'environnement proche des éoliennes et permettent de comparer aux seuils réglementaires fixés sur le périmètre de mesure (considérant une distance de 215-216m avec chaque éolienne). Ce calcul est entrepris sur la plage de fonction jugée la plus critique (à pleine puissance de la machine), correspondant en l'occurrence à une vitesse de vent de 8 m/s. La cartographie des répartitions de niveaux sonores présentées ci-dessous est réalisée à 2m du sol. Le périmètre de mesure est indiqué à l'aide du polygone bleu.

Enercon E141

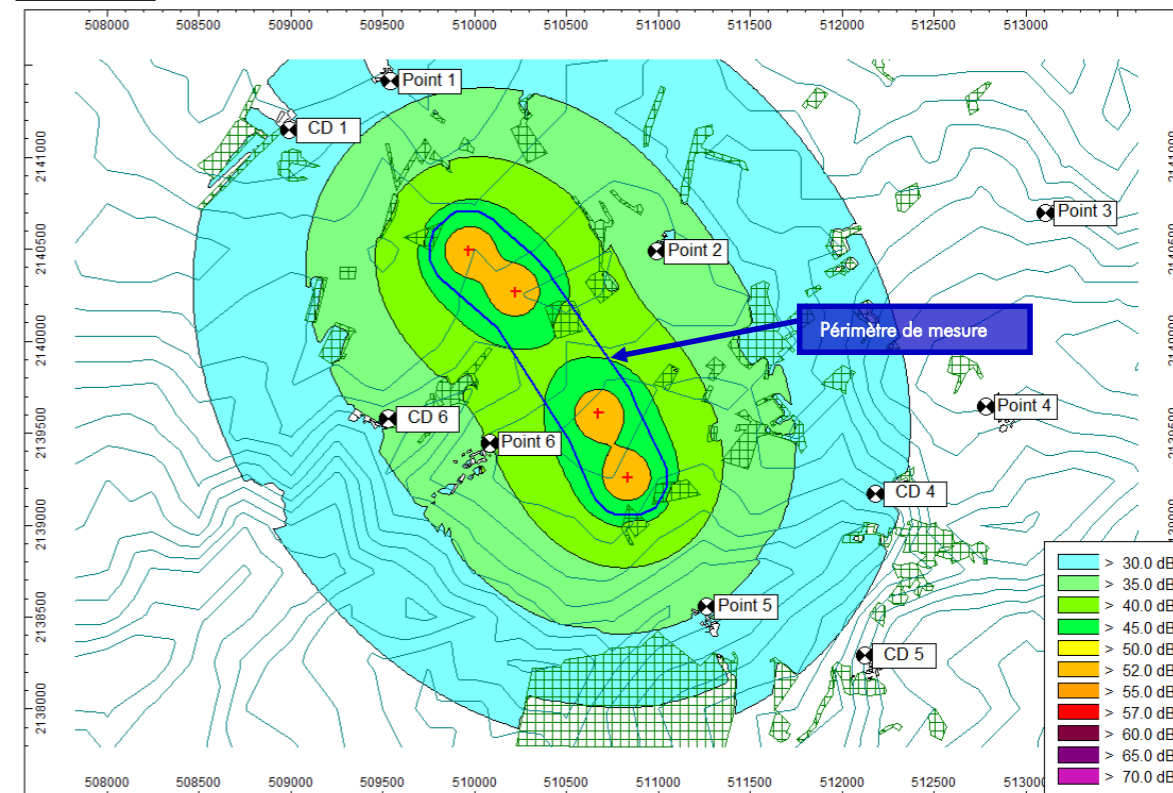


Carte sonore prévisionnelle des niveaux de bruit en limites de propriété du parc éolien

Commentaires :

Les niveaux de bruit calculés sur le périmètre de mesure ne révèlent aucun dépassement des seuils réglementaires définis par l'arrêté du 26 août 2011 (70 dBA en période diurne, 60 dBA en période nocturne). En effet les niveaux sont globalement estimés à 45 dBA, ainsi même en ajoutant une contribution de l'environnement sonore indépendant des éoliennes (supposant que son impact ne soit pas supérieur à celui des machines) les niveaux seraient d'environ 48 dBA et donc inférieurs au seuil le plus restrictif.

Vestas V136

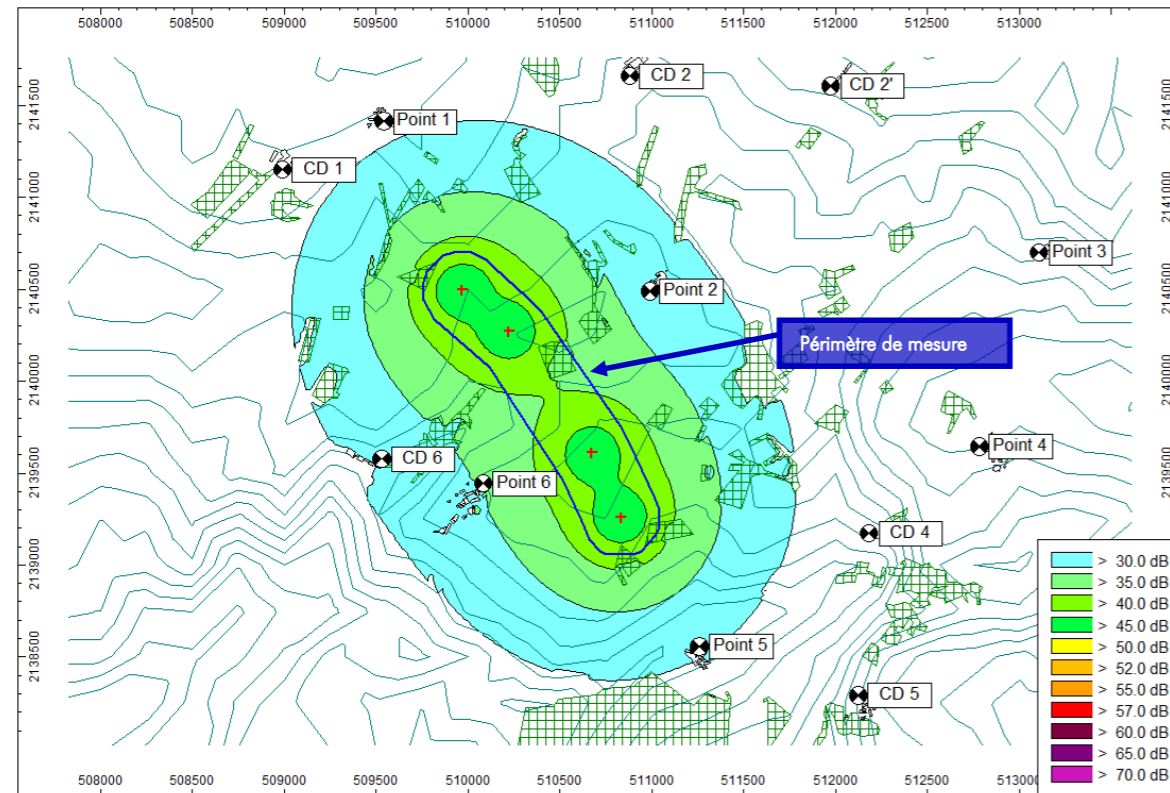


Carte sonore prévisionnelle des niveaux de bruit en limites de propriété du parc éolien

Commentaires :

Les niveaux de bruit calculés sur le périmètre de mesure ne révèlent aucun dépassement des seuils réglementaires définis par l'arrêté du 26 août 2011 (70 dBA en période diurne, 60 dBA en période nocturne). En effet les niveaux sont globalement estimés à 45 dBA, ainsi même en ajoutant une contribution de l'environnement sonore indépendant des éoliennes (supposant que son impact ne soit pas supérieur à celui des machines) les niveaux seraient d'environ 48 dBA et donc inférieurs au seuil le plus restrictif.

Nordex N131



Carte sonore prévisionnelle des niveaux de bruit en limites de propriété du parc éolien

Commentaires :

Les niveaux de bruit calculés sur le périmètre de mesure ne révèlent aucun dépassement des seuils réglementaires définis par l'arrêté du 26 août 2011 (70 dBA en période diurne, 60 dBA en période nocturne).

En effet les niveaux sont globalement estimés à 40 dBA, ainsi même en ajoutant une contribution de l'environnement sonore indépendant des éoliennes (supposant que son impact ne soit pas supérieur à celui des machines) les niveaux seraient d'environ 45 dBA et donc inférieurs au seuil le plus restrictif.

11 TONALITE MARQUEE

Enercon E141

Une analyse du critère de tonalité est effectuée à partir des documents fournis par la société ENERCON pour les machines de type E141, référencé D0490967-0 / DA daté du 20 avril 2016. Cette analyse est réalisée pour les vitesses de vent de 4 à 10 m/s (à HH) et permet d'étudier les composantes fréquentielles des émissions sonores de machines et ainsi de les comparer aux critères réglementaires jugeant de la présence ou non d'un bruit à tonalité marquée.

Classe de vitesse de vent HH		4 m/s		5 m/s		6 m/s	
f (Hz)	Limite ICPE (dB)	Lw (dB)	TONALITE	Lw (dB)	TONALITE	Lw (dB)	TONALITE
31,5	--	103,5		103,5		107,3	
40	--	102,8		102,8		106,6	
50	10	101,9	NON	101,9	NON	105,7	NON
63	10	101,0	NON	101,0	NON	104,8	NON
80	10	99,9	NON	99,9	NON	103,8	NON
100	10	98,5	NON	98,5	NON	102,4	NON
125	10	96,5	NON	96,5	NON	100,5	NON
160	10	94,6	NON	94,6	NON	98,6	NON
200	10	93,0	NON	93,0	NON	97,1	NON
250	10	91,8	NON	91,8	NON	96,0	NON
315	10	90,6	NON	90,6	NON	94,9	NON
400	5	89,2	NON	89,2	NON	93,5	NON
500	5	87,8	NON	87,8	NON	91,9	NON
630	5	86,4	NON	86,4	NON	90,5	NON
800	5	85,0	NON	85,0	NON	89,0	NON
1000	5	84,1	NON	84,1	NON	88,0	NON
1250	5	83,6	NON	83,6	NON	87,4	NON
1600	5	83,1	NON	83,1	NON	86,9	NON
2000	5	82,0	NON	82,0	NON	85,8	NON
2500	5	80,3	NON	80,3	NON	84,1	NON
3150	5	78,1	NON	78,1	NON	82,0	NON
4000	5	75,4	NON	75,4	NON	79,4	NON
5000	5	72,4	NON	72,4	NON	76,4	NON
6300	5	68,5	NON	68,5	NON	72,5	NON
8000	5	63,5	Données insuffisantes	63,5	Données insuffisantes	67,5	Données insuffisantes
10000	--	57,3		57,3		61,3	
12500	--	ND*		ND*		ND*	

* ND: Non disponible

Classe de vitesse de vent HH		7 m/s		8 m/s		9 m/s	
f (Hz)	Limite ICPE (dB)	Lw (dB)	TONALITE	Lw (dB)	TONALITE	Lw (dB)	TONALITE
31,5	--	110,2		111,3		111,7	
40	--	109,6		110,8		111,2	
50	10	108,8	NON	110,0	NON	110,5	NON
63	10	107,9	NON	109,2	NON	109,6	NON
80	10	106,9	NON	108,2	NON	108,7	NON
100	10	105,5	NON	106,8	NON	107,4	NON
125	10	103,7	NON	105,0	NON	105,5	NON
160	10	101,8	NON	103,2	NON	103,7	NON
200	10	100,3	NON	101,7	NON	102,3	NON
250	10	99,4	NON	100,8	NON	101,4	NON
315	10	98,4	NON	99,9	NON	100,7	NON
400	5	97,0	NON	98,7	NON	99,6	NON
500	5	95,4	NON	97,1	NON	98,1	NON
630	5	93,9	NON	95,6	NON	96,5	NON
800	5	92,3	NON	93,9	NON	94,9	NON
1000	5	91,3	NON	92,8	NON	93,7	NON
1250	5	90,6	NON	92,0	NON	92,8	NON
1600	5	90,0	NON	91,3	NON	92,1	NON
2000	5	88,8	NON	90,2	NON	90,9	NON
2500	5	87,2	NON	88,6	NON	89,4	NON
3150	5	85,3	NON	86,8	NON	87,7	NON
4000	5	82,7	NON	84,2	NON	85,2	NON
5000	5	79,7	NON	81,3	NON	82,3	NON
6300	5	75,8	NON	77,4	NON	78,4	NON
8000	5	70,8	Données insuffisantes	72,4	Données insuffisantes	73,4	Données insuffisantes
10000	--	64,6		66,2		67,3	
12500	--	ND*		ND*		ND*	

* ND: Non disponible

Classe de vitesse de vent HH		10 m/s		11 m/s		12 m/s	
f (Hz)	Limite ICPE (dB)	Lw (dB)	TONALITE	Lw (dB)	TONALITE	Lw (dB)	TONALITE
31,5	--	111,6		111,2		110,7	
40	--	111,2		110,8		110,4	
50	10	110,5	NON	110,3	NON	109,9	NON
63	10	109,7	NON	109,5	NON	109,2	NON
80	10	108,8	NON	108,6	NON	108,4	NON
100	10	107,5	NON	107,3	NON	107,1	NON
125	10	105,7	NON	105,5	NON	105,3	NON
160	10	103,9	NON	103,7	NON	103,5	NON
200	10	102,4	NON	102,3	NON	102,1	NON
250	10	101,5	NON	101,4	NON	101,2	NON
315	10	100,9	NON	100,8	NON	100,6	NON
400	5	100,0	NON	100,1	NON	100,1	NON
500	5	98,6	NON	98,8	NON	99,0	NON
630	5	97,1	NON	97,3	NON	97,5	NON
800	5	95,4	NON	95,7	NON	95,8	NON
1000	5	94,2	NON	94,4	NON	94,6	NON
1250	5	93,3	NON	93,5	NON	93,6	NON
1600	5	92,5	NON	92,6	NON	92,7	NON
2000	5	91,3	NON	91,4	NON	91,4	NON
2500	5	89,8	NON	89,9	NON	89,8	NON
3150	5	88,1	NON	88,3	NON	88,3	NON
4000	5	85,9	NON	86,1	NON	86,2	NON
5000	5	83,0	NON	83,3	NON	83,6	NON
6300	5	79,1	NON	79,5	NON	79,7	NON
8000	5	74,1	Données insuffisantes	74,5	Données insuffisantes	74,7	Données insuffisantes
10000	--	68,0		68,3		68,6	
12500	--	ND*		ND*		ND*	

* ND: Non disponible

Analyse des résultats :

A partir de l'analyse des niveaux non pondérés en bandes de tiers d'octave, aucune tonalité marquée n'est détectée, quelle que soit la vitesse de vent.
Le risque de non-respect du critère réglementaire est jugé faible.

Vestas V136

Une analyse du critère de tonalité est effectuée à partir des documents fournis par la société VESTAS pour les machines de type V136 avec serrations, référencé D0490967-0 / DA daté du 20 avril 2016. Cette analyse est réalisée pour les vitesses de vent de 4 à 10 m/s (à HH) et permet d'étudier les composantes fréquentielles des émissions sonores de machines et ainsi de les comparer aux critères réglementaires jugeant de la présence ou non d'un bruit à tonalité marquée.

Classe de vitesse de vent HH		4 m/s		5 m/s		6 m/s	
f (Hz)	Limite ICPE (dB)	Lw (dB)	TONALITE	Lw (dB)	TONALITE	Lw (dB)	TONALITE
31,5	--	100,7		100,3		101,9	
40	--	99,0		99,1		101,0	
50	10	100,2	NON	99,9	NON	101,3	NON
63	10	97,8	NON	98,3	NON	100,3	NON
80	10	98,3	NON	98,5	NON	100,1	NON
100	10	98,5	NON	98,3	NON	99,4	NON
125	10	85,9	NON	91,2	NON	97,4	NON
160	10	92,1	NON	93,9	NON	96,6	NON
200	10	94,3	NON	94,8	NON	96,0	NON
250	10	90,8	NON	92,3	NON	94,4	NON
315	10	88,7	NON	90,7	NON	93,2	NON
400	5	86,9	NON	89,1	NON	91,9	NON
500	5	84,9	NON	87,3	NON	90,3	NON
630	5	83,7	NON	86,3	NON	89,5	NON
800	5	80,4	NON	83,4	NON	87,2	NON
1000	5	78,6	NON	81,7	NON	85,7	NON
1250	5	79,5	NON	81,8	NON	85,2	NON
1600	5	76,1	NON	79,2	NON	83,3	NON
2000	5	76,8	NON	79,1	NON	82,2	NON
2500	5	77,0	NON	79,0	NON	81,6	NON
3150	5	74,9	NON	76,8	NON	79,4	NON
4000	5	74,9	NON	76,6	NON	79,2	NON
5000	5	68,6	NON	70,4	NON	72,8	NON
6300	5	63,8	NON	65,4	NON	67,5	NON
8000	5	59,9	Données insuffisantes	59,9	Données insuffisantes	61,0	Données insuffisantes
10000	--	63,7		61,0		59,6	
12500	--	ND*		ND*		ND*	

* ND: Non disponible

Classe de vitesse de vent HH		7 m/s		8 m/s		9 m/s	
f (Hz)	Limite ICPE (dB)	Lw (dB)	TONALITE	Lw (dB)	TONALITE	Lw (dB)	TONALITE
31,5	--	103,8		105,5		107,3	
40	--	103,2		105,1		107,0	
50	10	103,0	NON	104,5	NON	106,1	NON
63	10	102,6	NON	104,6	NON	106,3	NON
80	10	101,9	NON	103,6	NON	105,1	NON
100	10	100,9	NON	102,2	NON	103,3	NON
125	10	103,2	NON	108,3	NON	111,8	NON
160	10	99,4	NON	101,9	NON	103,6	NON
200	10	97,5	NON	98,9	NON	99,8	NON
250	10	96,7	NON	98,7	NON	100,0	NON
315	10	95,9	NON	98,2	NON	99,7	NON
400	5	94,7	NON	97,3	NON	98,9	NON
500	5	93,4	NON	96,2	NON	98,0	NON
630	5	92,7	NON	95,6	NON	97,4	NON
800	5	90,9	NON	94,2	NON	96,4	NON
1000	5	89,6	NON	93,0	NON	95,3	NON
1250	5	88,5	NON	91,5	NON	93,6	NON
1600	5	87,3	NON	90,8	NON	93,2	NON
2000	5	85,3	NON	88,1	NON	90,0	NON
2500	5	84,4	NON	86,9	NON	88,5	NON
3150	5	82,1	NON	84,5	NON	86,1	NON
4000	5	81,9	NON	84,3	NON	86,1	NON
5000	5	75,4	NON	77,6	NON	79,1	NON
6300	5	69,9	NON	71,9	NON	73,3	NON
8000	5	62,4	Données insuffisantes	63,7	Données insuffisantes	64,7	Données insuffisantes
10000	--	59,0		58,5		58,4	
12500	--	ND*		ND*		ND*	

* ND: Non disponible

Classe de vitesse de vent HH		10 m/s		11 m/s		12 m/s	
f (Hz)	Limite ICPE (dB)	Lw (dB)	TONALITE	Lw (dB)	TONALITE	Lw (dB)	TONALITE
31,5	--	109,1		111,7		113,7	
40	--	108,5		110,7		112,4	
50	10	107,4	NON	109,3	NON	110,8	NON
63	10	107,5	NON	109,1	NON	110,3	NON
80	10	106,0	NON	107,4	NON	108,4	NON
100	10	104,1	NON	105,3	NON	106,1	NON
125	10	112,1	NON	112,1	NON	112,1	NON
160	10	103,9	NON	104,1	NON	104,3	NON
200	10	99,7	NON	99,7	NON	99,7	NON
250	10	99,8	NON	99,5	NON	99,3	NON
315	10	99,6	NON	99,4	NON	99,2	NON
400	5	98,8	NON	98,6	NON	98,4	NON
500	5	97,8	NON	97,5	NON	97,3	NON
630	5	97,4	NON	97,2	NON	97,0	NON
800	5	96,4	NON	96,3	NON	96,3	NON
1000	5	95,5	NON	95,6	NON	95,6	NON
1250	5	93,9	NON	94,2	NON	94,4	NON
1600	5	93,4	NON	93,6	NON	93,7	NON
2000	5	90,2	NON	90,4	NON	90,5	NON
2500	5	88,5	NON	88,4	NON	88,3	NON
3150	5	86,1	NON	85,9	NON	85,7	NON
4000	5	86,3	NON	86,6	NON	86,8	NON
5000	5	79,0	NON	78,8	NON	78,6	NON
6300	5	73,1	NON	72,8	NON	72,6	NON
8000	5	65,2	Données insuffisantes	65,8	Données insuffisantes	66,4	Données insuffisantes
10000	--	59,2		60,6		61,6	
12500	--	ND*		ND*		ND*	

* ND: Non disponible

Analyse des résultats :

A partir de l'analyse des niveaux non pondérés en bandes de tiers d'octave, aucune tonalité marquée n'est détectée, quelle que soit la vitesse de vent.
Le risque de non-respect du critère réglementaire est jugé faible.

Nordex N131

Une analyse du critère de tonalité est effectuée à partir des documents fournis par la société NORDEX pour les machines de type N131 avec serrations, référencé D0490967-0 / DA daté du 20 avril 2016. Cette analyse est réalisée pour les vitesses de vent de 4 à 10 m/s (à HH) et permet d'étudier les composantes fréquentielles des émissions sonores de machines et ainsi de les comparer aux critères réglementaires jugeant de la présence ou non d'un bruit à tonalité marquée.

Classe de vitesse de vent HH		4 m/s		5 m/s		6 m/s	
f (Hz)	Limite ICPE (dB)	Lw (dB)	TONALITE	Lw (dB)	TONALITE	Lw (dB)	TONALITE
31,5	--	102,1		104,7		105,7	
40	--	102,0		103,6		104,6	
50	10	99,5	NON	102,6	NON	103,6	NON
63	10	100,0	NON	102,4	NON	103,4	NON
80	10	98,1	NON	102,1	NON	103,1	NON
100	10	96,8	NON	102,5	NON	103,5	NON
125	10	96,6	NON	99,8	NON	100,8	NON
160	10	95,4	NON	98,2	NON	99,2	NON
200	10	94,1	NON	97,5	NON	98,5	NON
250	10	92,7	NON	96,3	NON	97,3	NON
315	10	91,5	NON	95,6	NON	96,6	NON
400	5	88,9	NON	93,4	NON	94,4	NON
500	5	86,8	NON	91,5	NON	92,5	NON
630	5	85,9	NON	91,2	NON	92,2	NON
800	5	84,1	NON	89,4	NON	90,4	NON
1000	5	83,9	NON	89,7	NON	90,7	NON
1250	5	82,6	NON	88,6	NON	89,6	NON
1600	5	81,9	NON	87,7	NON	88,7	NON
2000	5	81,1	NON	86,6	NON	87,6	NON
2500	5	80,1	NON	85,9	NON	86,9	NON
3150	5	79,2	NON	84,2	NON	85,2	NON
4000	5	79,8	NON	82,4	NON	83,4	NON
5000	5	78,5	NON	80,5	NON	81,5	NON
6300	5	75,5	NON	78,1	NON	79,1	NON
8000	5	69,9	Données insuffisantes	73,2	Données insuffisantes	74,2	Données insuffisantes
10000	--	67,2		68,9		69,9	
12500	--	ND*		ND*		ND*	

* ND: Non disponible

Classe de vitesse de vent HH		7 m/s		8 m/s		9 m/s	
f (Hz)	Limite ICPE (dB)	Lw (dB)	TONALITE	Lw (dB)	TONALITE	Lw (dB)	TONALITE
31,5	--	106,1		106,1		108,7	
40	--	105,0		105,0		107,0	
50	10	104,0	NON	104,0	NON	106,2	NON
63	10	103,8	NON	103,8	NON	105,4	NON
80	10	103,5	NON	103,5	NON	104,2	NON
100	10	103,9	NON	103,9	NON	104,1	NON
125	10	101,2	NON	101,2	NON	100,8	NON
160	10	99,6	NON	99,6	NON	99,4	NON
200	10	98,9	NON	98,9	NON	98,2	NON
250	10	97,7	NON	97,7	NON	96,1	NON
315	10	97,0	NON	97,0	NON	94,7	NON
400	5	94,8	NON	94,8	NON	92,4	NON
500	5	92,9	NON	92,9	NON	91,7	NON
630	5	92,6	NON	92,6	NON	91,0	NON
800	5	90,8	NON	90,8	NON	90,1	NON
1000	5	91,1	NON	91,1	NON	90,8	NON
1250	5	90,0	NON	90,0	NON	89,9	NON
1600	5	89,1	NON	89,1	NON	89,2	NON
2000	5	88,0	NON	88,0	NON	89,3	NON
2500	5	87,3	NON	87,3	NON	90,2	NON
3150	5	85,6	NON	85,6	NON	88,8	NON
4000	5	83,8	NON	83,8	NON	87,3	NON
5000	5	81,9	NON	81,9	NON	85,7	NON
6300	5	79,5	NON	79,5	NON	82,0	NON
8000	5	74,6	Données insuffisantes	74,6	Données insuffisantes	74,3	Données insuffisantes
10000	--	70,3		70,3		69,5	
12500	--	ND*		ND*		ND*	

* ND: Non disponible

Classe de vitesse de vent HH		10 m/s		11 m/s		12 m/s	
f (Hz)	Limite ICPE (dB)	Lw (dB)	TONALITE	Lw (dB)	TONALITE	Lw (dB)	TONALITE
31,5	--	108,7		108,7		108,7	
40	--	107,0		107,0		107,0	
50	10	106,2	NON	106,2	NON	106,2	NON
63	10	105,4	NON	105,4	NON	105,4	NON
80	10	104,2	NON	104,2	NON	104,2	NON
100	10	104,1	NON	104,1	NON	104,1	NON
125	10	100,8	NON	100,8	NON	100,8	NON
160	10	99,4	NON	99,4	NON	99,4	NON
200	10	98,2	NON	98,2	NON	98,2	NON
250	10	96,1	NON	96,1	NON	96,1	NON
315	10	94,7	NON	94,7	NON	94,7	NON
400	5	92,4	NON	92,4	NON	92,4	NON
500	5	91,7	NON	91,7	NON	91,7	NON
630	5	91,0	NON	91,0	NON	91,0	NON
800	5	90,1	NON	90,1	NON	90,1	NON
1000	5	90,8	NON	90,8	NON	90,8	NON
1250	5	89,9	NON	89,9	NON	89,9	NON
1600	5	89,2	NON	89,2	NON	89,2	NON
2000	5	89,3	NON	89,3	NON	89,3	NON
2500	5	90,2	NON	90,2	NON	90,2	NON
3150	5	88,8	NON	88,8	NON	88,8	NON
4000	5	87,3	NON	87,3	NON	87,3	NON
5000	5	85,7	NON	85,7	NON	85,7	NON
6300	5	82,0	NON	82,0	NON	82,0	NON
8000	5	74,3	Données insuffisantes	74,3	Données insuffisantes	74,3	Données insuffisantes
10000	--	69,5		69,5		69,5	
12500	--	ND*		ND*		ND*	

* ND: Non disponible

Analyse des résultats :

A partir de l'analyse des niveaux non pondérés en bandes de tiers d'octave, aucune tonalité marquée n'est détectée, quelle que soit la vitesse de vent.
Le risque de non-respect du critère réglementaire est jugé faible.

12 CONCLUSION

A partir de l'analyse des niveaux résiduels mesurés et de l'estimation de l'impact sonore, une évaluation des dépassements prévisionnels liés à l'implantation de 4 éoliennes sur la commune de Magnac-Laval (87) a été entreprise. Différentes variantes ont été évaluées :

- ENERCON E141 – 4,2MW – HH=109m ;
- VESTAS V136 – 3,45MW – HH=112m avec serrations ;
- NORDEX N131 – 3,0MW – HH=114m avec serrations.

Les résultats obtenus, sans restriction de fonctionnement des machines, présentent un risque de non-respect des impératifs fixés par l'arrêté du 26 août 2011, jugé :

- **faible en période diurne et faible à probable en période nocturne** (E141 et V136) ;
- **faible en période diurne et faible à modéré en période nocturne** (N131).

Des plans d'optimisation du fonctionnement du parc ont par conséquent été élaborés, pour la direction dominante (sud-ouest) et pour chaque classe de vitesse de vent.

Ces plans de fonctionnement, comprenant le bridage d'une ou plusieurs machines selon la vitesse de vent, permettent d'envisager l'implantation d'un parc éolien satisfaisant les seuils réglementaires.

Les niveaux de bruit calculés sur le périmètre de mesure ne révèlent aucun dépassement des seuils réglementaires définis par l'arrêté du 26 août 2011 (70 dBA en période diurne, 60 dBA en période nocturne).

A partir de l'analyse des niveaux non pondérés en bandes de tiers d'octave, aucune tonalité marquée n'est détectée, quelle que soit la vitesse de vent.

Compte tenu des incertitudes sur le mesurage et les calculs, il sera nécessaire dans un délai d'un an après la mise en service du parc, de réaliser des mesures acoustiques pour s'assurer de la conformité du site par rapport à la réglementation en vigueur et des éventuelles évolutions technologiques des constructeurs.

Ces mesures devront être réalisées selon la norme de mesurage NFS 31-114 « Acoustique - Mesurage du bruit dans l'environnement avec et sans activité éolienne », et pour les deux directions de vent dominantes du site.

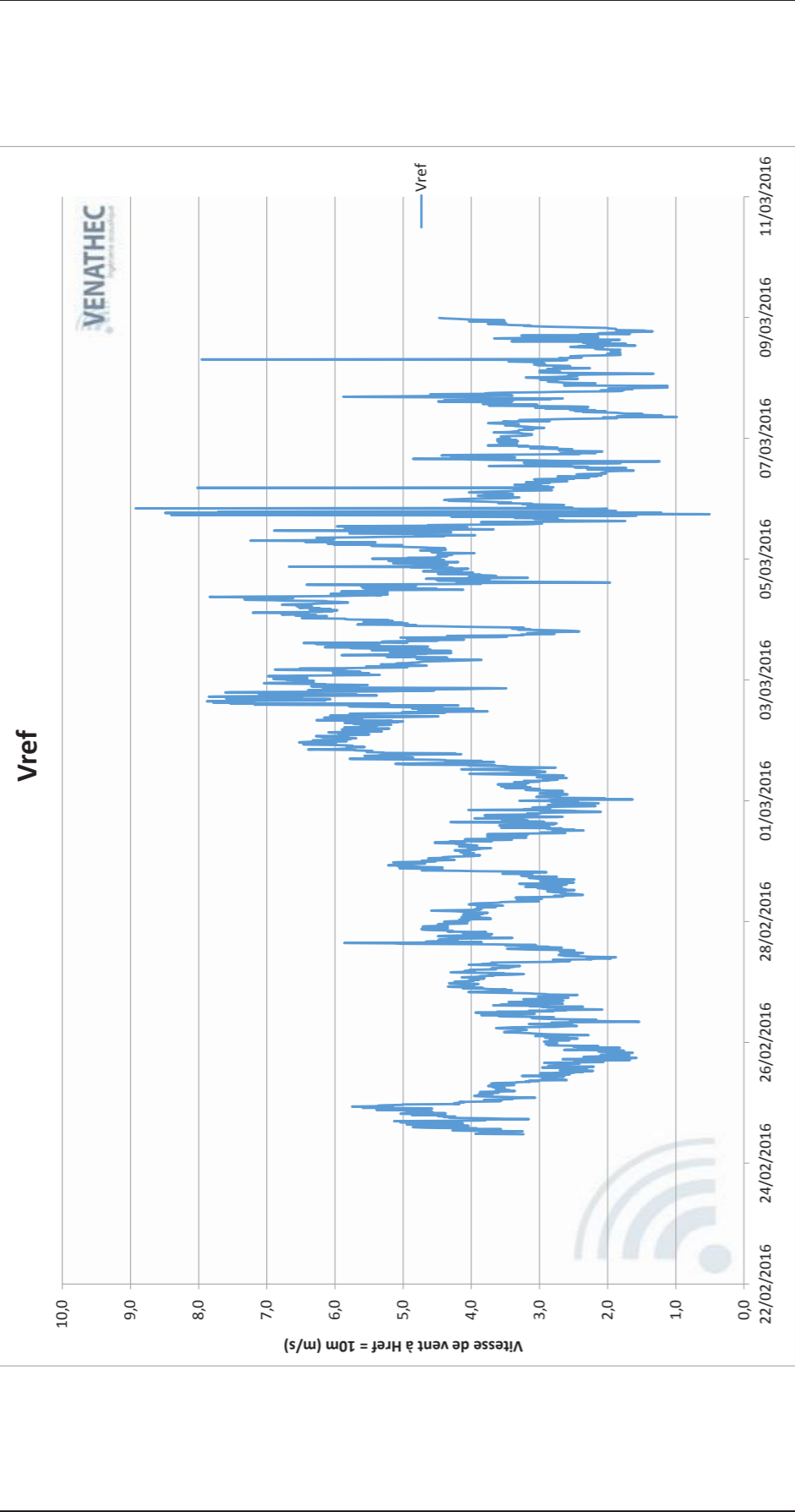
De plus, outre le respect de la réglementation, si des dérangements ou plaintes sont notés après cette campagne de réception, WPD s'engage à faire les meilleurs efforts afin d'adapter le plan de bridage. Certains critères de bridage supplémentaires peuvent être envisagés, comme un plafonnement du bruit des éoliennes à 32 dB(A) si des émergences trop importantes sont constatées même avec un bruit ambiant mesuré inférieur à 35 dB(A).

13 ANNEXES

ANNEXE A : CONDITIONS METEOROLOGIQUES RENCONTREES SUR SITE	93
ANNEXE B : CARACTERISTIQUES DES EOLIENNES	94
ANNEXE C : APPAREILS DE MESURE	98
ANNEXE D : CHOIX DES PARAMETRES RETENUS	99
ANNEXE E : EVOLUTION TEMPORELLE DES LAEQ	100
ANNEXE F : INCERTITUDE DE MESURAGE	106
ANNEXE G : ARRÊTE DU 26 AOÛT 2011	108

ANNEXE A : CONDITIONS METEOROLOGIQUES RENCONTREES SUR SITE

Données de vent durant la période du 24 février au 9 mars 2016 sur le site de Magnac-Laval (Hauteur du mât météorologique Href= 10m)



ANNEXE B : CARACTERISTIQUES DES EOLIENNES

Coordonnées des éoliennes

Lambert II étendu		
Description	X	Y
E1	509968	2140495
E2	510223	2140269
E3	510674	2139610
E4	510833	2139258

Données acoustiques des éoliennes de type E141 de chez ENERCON

Datenblatt
Betriebsmodi E-141 EP4 / 4200 kW mit TES



2.2 Berechnete Schalleistungspegel Betriebsmodus 0 s

Im Modus 0 s wird die Windenergieanlage leistungsoptimiert mit optimaler Ertragsausbeute betrieben. Der höchste zu erwartende Schalleistungspegel liegt bei 105,5 dB(A) im Bereich der Nennleistung. Nach Erreichen der Nennleistung wird ein gleichbleibender Pegel garantiert.

Tab. 3: Technische Daten

Parameter	Wert	Einheit
Nennleistung (P _n)	4200	kW
Nennwindgeschwindigkeit	13,0	m/s
minimale Betriebsdrehzahl	4,0	U/min
Solldrehzahl	10,6	U/min

Tab. 4: Berechneter Schalleistungspegel in dB(A) bezogen auf die standardisierte Windgeschwindigkeit v_s in 10 m Höhe

v _s in 10 m Höhe	Nabenhöhe	
	129 m	159 m
3 m/s	92,9	93,4
4 m/s	99,1	99,7
5 m/s	103,3	103,6
6 m/s	104,9	105,1
7 m/s	105,4	105,5
8 m/s	105,5	105,5
9 m/s	105,5	105,5
10 m/s	105,5	105,5
11 m/s	105,5	105,5
12 m/s	105,5	105,5
95 % P _n	105,5	105,5

Tab. 5: Berechneter Schalleistungspegel in dB(A) bezogen auf die Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe

5 m/s	6 m/s	7 m/s	8 m/s	9 m/s	10 m/s	11 m/s	12 m/s	13 m/s	14 m/s	15 m/s
95,4	99,4	102,7	104,2	105,0	105,4	105,5	105,5	105,5	105,5	105,5

Données acoustiques des éoliennes de type V136 de chez VESTAS

RESTRICTED

Document no.: 0053-3713 V03
 Document owner: Platform Management
 Type: T05 - General Description
 Performance Specification V136-3.45 MW 50/60 Hz
 Power Curves, Ct Values and Sound Curves Mode 0/0-0S
 Date: 2016-03-10
 Restricted
 Page 12 of 24

6.3 Sound Curves, Mode 0/0-0S

Sound Power Level at Hub Height		
Conditions for Sound Power Level:	Measurement standard IEC 61400-11 ed. 3 Maximum turbulence at 10 metre height: 16% 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 0 (Blades with serrated trailing edge)	Sound Power Level at Hub Height [dBA] Mode 0-0S (Blades without serrated trailing edge)
3	92.2	93.0
4	92.5	93.6
5	94.5	96.3
6	97.4	99.8
7	100.5	103.1
8	103.4	106.1
9	105.4	108.1
10	105.5	108.2
11	105.5	108.2
12	105.5	108.2
13	105.5	108.2
14	105.5	108.2
15	105.5	108.2
16	105.5	108.2
17	105.5	108.2
18	105.5	108.2
19	105.5	108.2
20	105.5	108.2

Table 6-3: Sound curves, Mode 0/0-0S



VESTAS PROPRIETARY NOTICE

Original Instruction: T05 0053-3713 VER 03

T05 0053-3713 Ver 03 - Approved - Exported from DMS: 2016-04-04 by JJURG

Données acoustiques des éoliennes de type N131 de chez NORDEX

Noise level Standard mode



Noise level - Nordex N131/3000 Serrated Trailing Edge

Standard mode

Standardized wind speed VS(10m) [m/s]	Apparent sound power level			
	hub height 99 m		hub height 114 m	
	LWA [dB(A)]	VH [m/s]	LWA [dB(A)]	VH [m/s]
3.0	92.0	4.3	92.1	4.4
4.0	95.0	5.7	95.4	5.8
5.0	100.0	7.2	100.1	7.3
6.0	101.0	8.6	101.1	8.8
7.0	101.5	10.0	101.5	10.2
8.0	101.5	11.5	101.5	11.7
9.0	101.5	12.9	101.5	13.1
10.0	101.5	14.3	101.5	14.6
11.0	101.5	15.8	101.5	16.1
12.0	101.5	17.2	101.5	17.5

Standardized wind speed VS(10m) [m/s]	Apparent sound power level			
	hub height 134 m		hub height 144 m	
	LWA [dB(A)]	VH [m/s]	LWA [dB(A)]	VH [m/s]
3.0	92.1	4.5	92.2	4.5
4.0	95.8	6.0	96.0	6.0
5.0	100.3	7.4	100.3	7.5
6.0	101.2	8.9	101.2	9.0
7.0	101.5	10.4	101.5	10.5
8.0	101.5	11.9	101.5	12.0
9.0	101.5	13.4	101.5	13.5
10.0	101.5	14.9	101.5	15.0
11.0	101.5	16.4	101.5	16.5
12.0	101.5	17.9	101.5	18.0

ANNEXE C : APPAREILS DE MESURE

Le tableau ci-dessous récapitule l'ensemble des éléments de la chaîne de mesure :

Nature	Marque	Type	N° de série		
Sonomètre	01dB	SOLO	65676 65834		
		CUBE	10614 10633 10634 10636		
		DUO	11104 11105		
		Calibreur	01dB	CAL 21	50241686
		Préamplificateur	PRE 21 S PRE 22 S	PRE 21 S PRE 22 S	Associé au sonomètre*
Microphone	GRAS 40CD	MC E 212	Associé au sonomètre*		
Câble	LEMO	LEMO 7 (solo)			
Informatique	TOSHIBA				

*A chaque sonomètre est associé un préamplificateur et un microphone qui restent inchangés. Le détail des numéros de série est disponible à la demande.

ANNEXE D : CHOIX DES PARAMETRES RETENUS**Calcul Vitesse de vent référence :**

La corrélation des niveaux de bruit avec la vitesse de vent s'effectue à la hauteur de référence fixée à 10m.

Les vitesses à cette hauteur de référence **ne correspondent pas aux valeurs mesurées à 10m** pour les raisons suivantes :

- l'objectif est de corréliser les niveaux de bruit résiduels en fonction des régimes de fonctionnement des éoliennes ;
- les émissions sonores des éoliennes dépendent de la vitesse du vent sur leurs pâles, approximée à la hauteur de moyeu ;
- le profil vertical de vent (cisaillement vertical ou wind shear) influe de manière importante sur la différence des vitesses de vent à 10m au-dessus du sol et à hauteur de moyeu ;
- les données de puissance acoustique des aérogénérateurs sont fournies à partir de mesure de vitesse de vent à hauteur de nacelle généralement, reconvertie à 10m à l'aide d'un profil standard (exposant de cisaillement de 0,16 ou longueur de rugosité de 0.05m), conformément à la norme : IEC 61 400 – 11 et 12 « Aérogénérateurs - Techniques de mesure du bruit acoustique » ;
- le profil vertical de vent varie de manière plus ou moins importante au cours d'une journée ainsi qu'au cours de l'année, et l'exposant de cisaillement le caractérisant est très fréquemment supérieur à la valeur standard 0,16 en période nocturne.

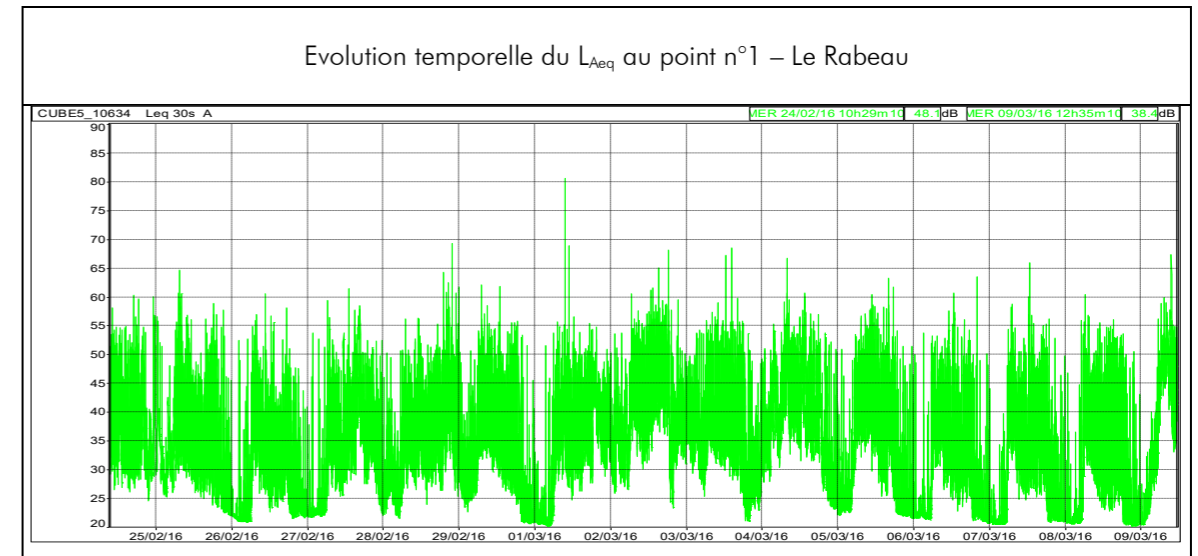
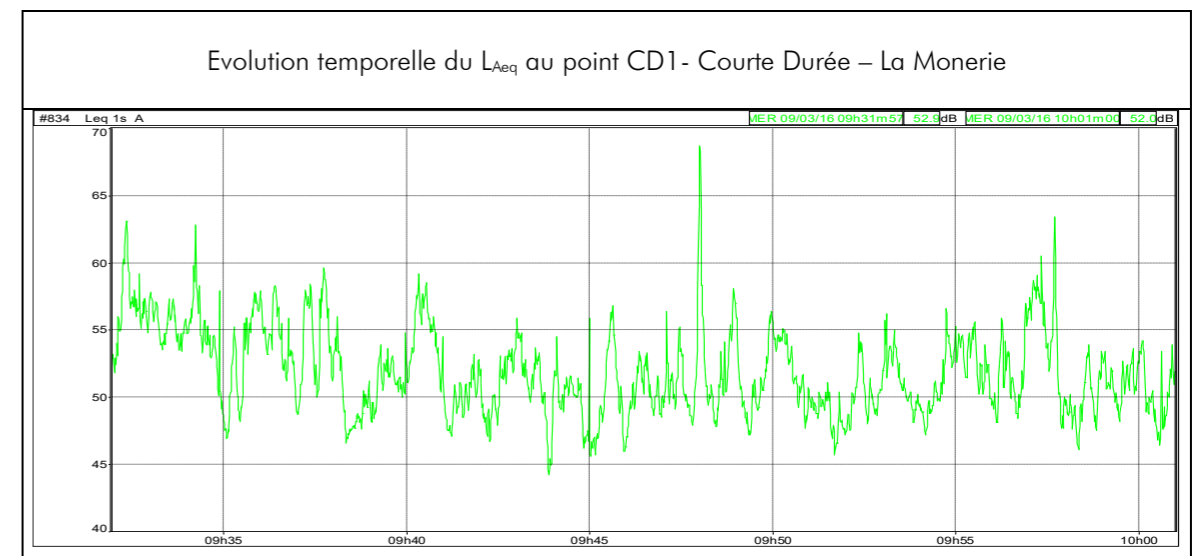
Ainsi, selon les recommandations :

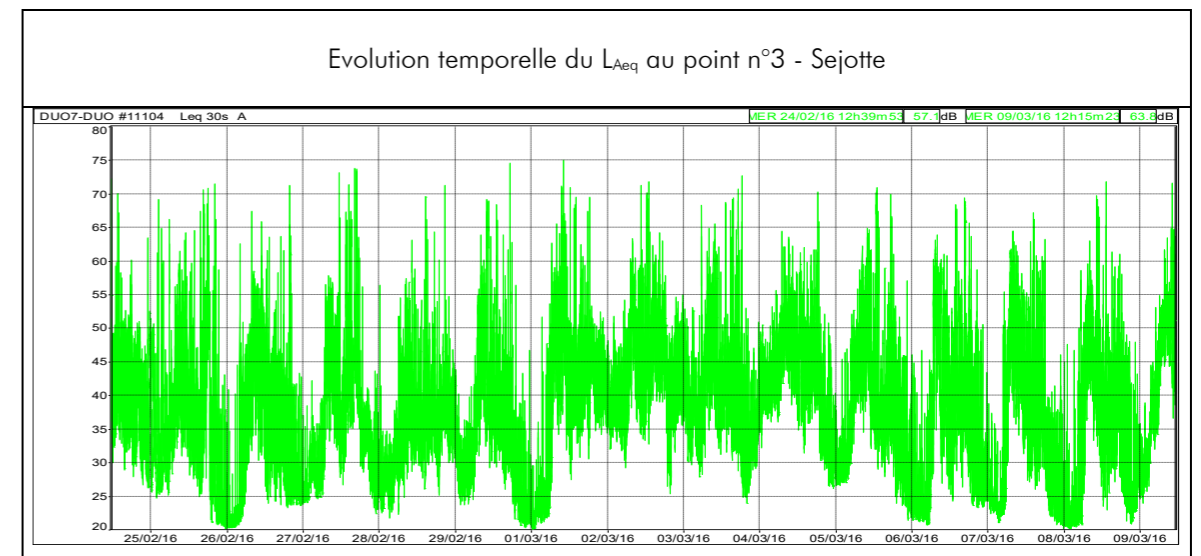
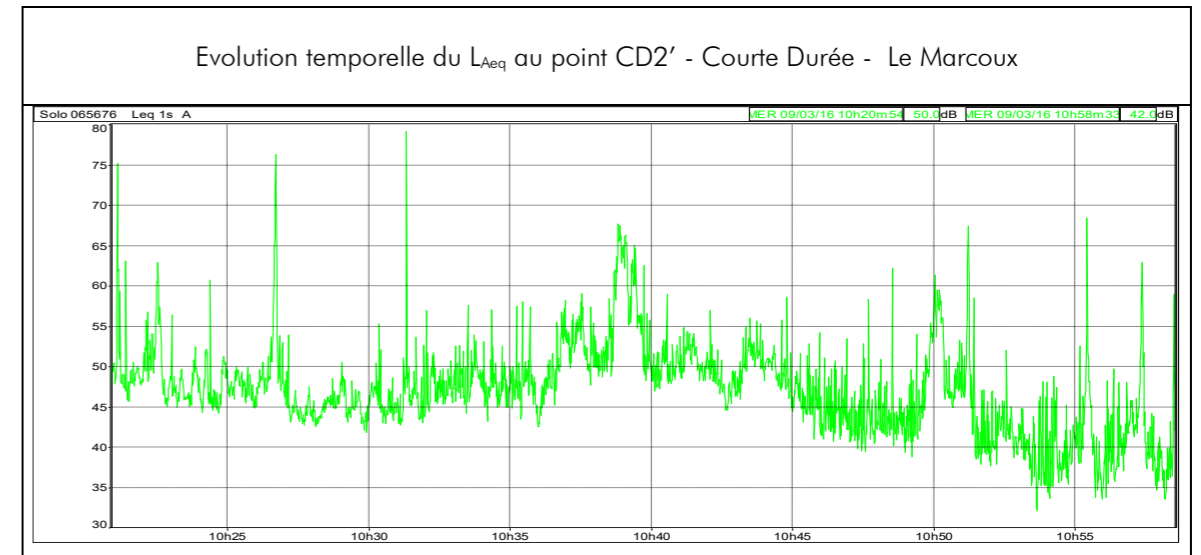
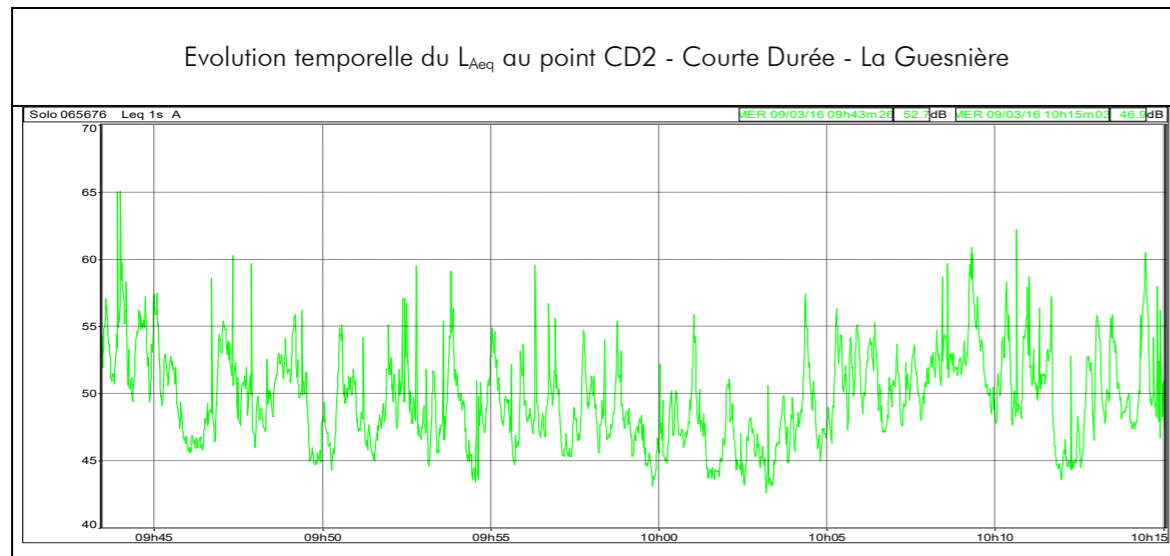
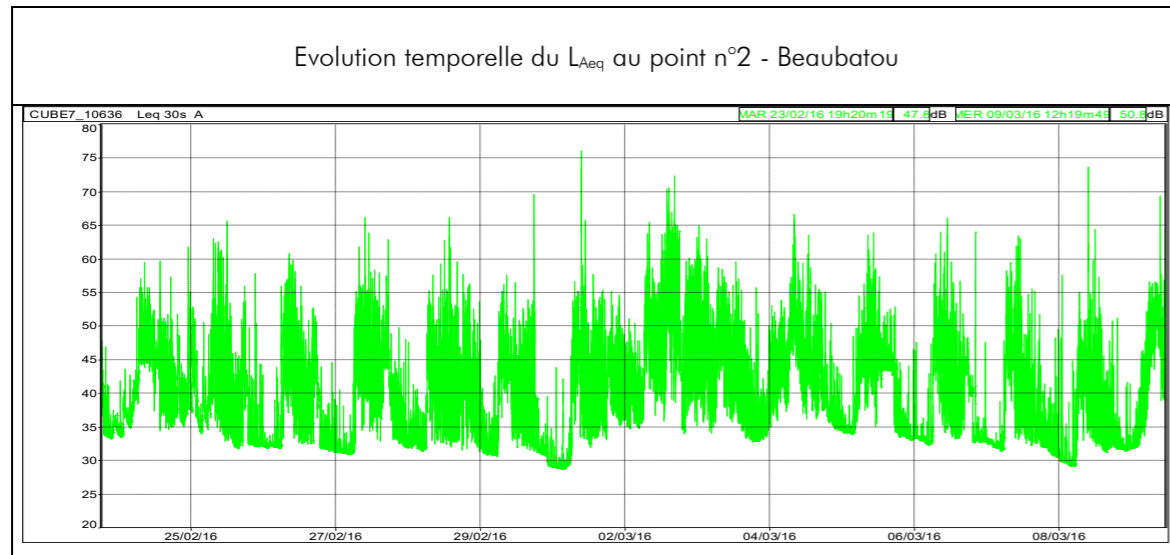
- Du projet de norme NF S PR 31-114 « Acoustique – Mesurage du bruit dans l'environnement avec et sans activité éolienne »,
- Guide de l'étude d'impact sur l'environnement des parcs éoliens actualisé en 2010 par le Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer,

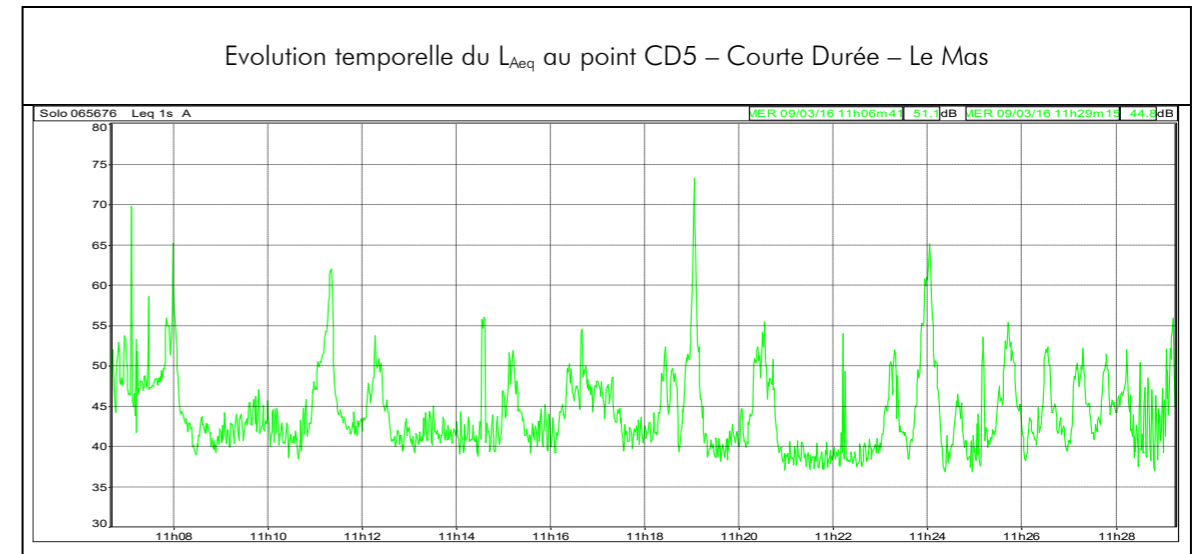
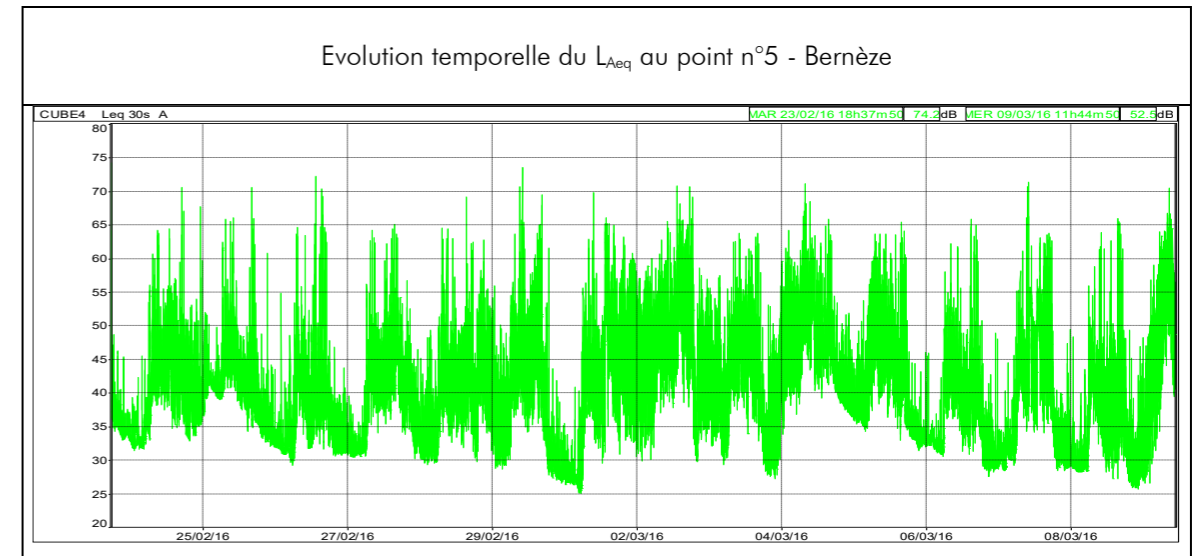
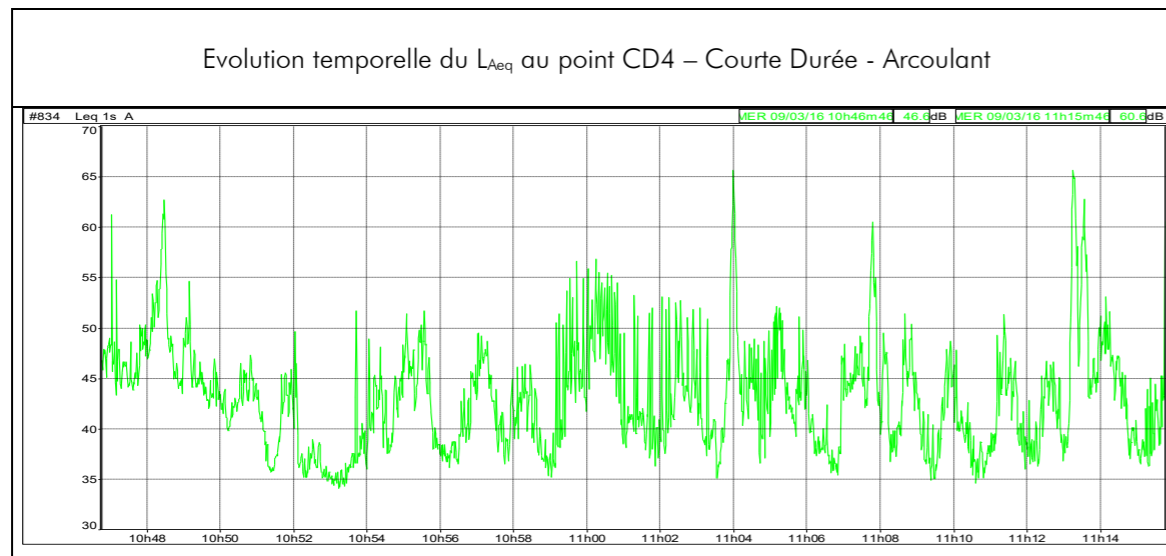
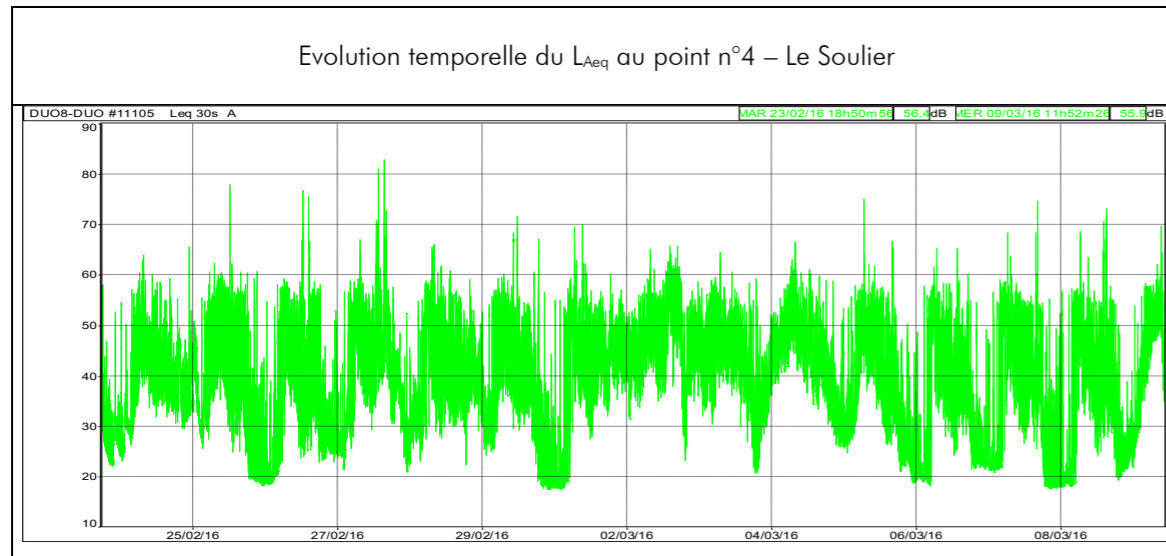
l'objectif est de calculer la vitesse « réelle » à hauteur de nacelle des éoliennes puis de la convertir à la hauteur de référence (fixée à 10m) à l'aide d'une longueur de rugosité standardisée à 0,05m.

C'est pourquoi, nous avons développé un calcul de vitesse de vent à Hauteur de référence : H_{ref} permettant, à partir des relevés de vitesse à 10 m, d'extrapoler la vitesse de vent à H_{ref} .

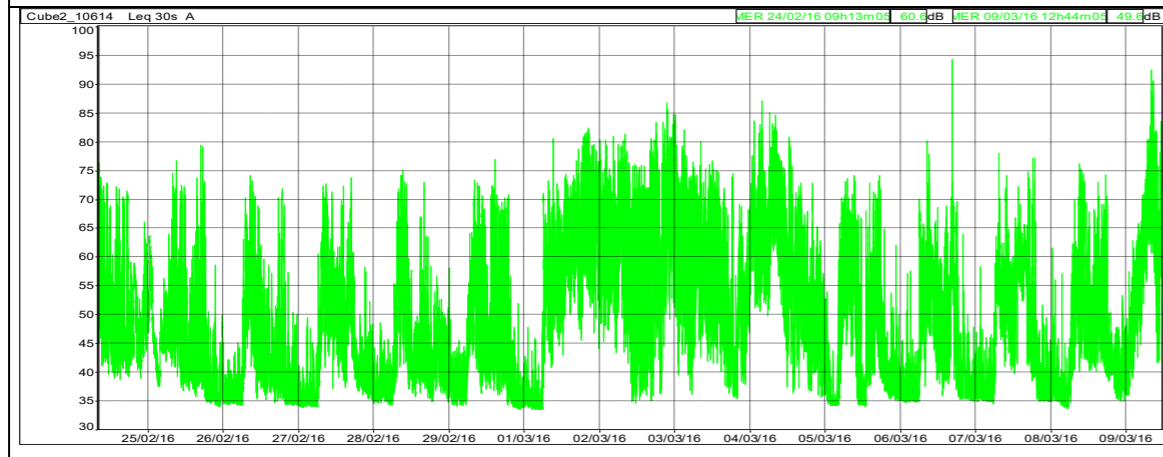
Ce calcul est basé sur les données connues du site concerné (cisaillement moyen diurne / nocturne), sur une analyse qualitative, ainsi que sur des relevés météorologiques annuels de plusieurs sites, et nous permet de **prendre en compte une tendance horaire moyenne de l'évolution de l'exposant de cisaillement en fonction de la vitesse de vent.**

ANNEXE E : EVOLUTION TEMPORELLE DES LAEQEvolution temporelle du L_{Aeq} au point n°1 – Le RabeauEvolution temporelle du L_{Aeq} au point CD1- Courte Durée – La Monerie

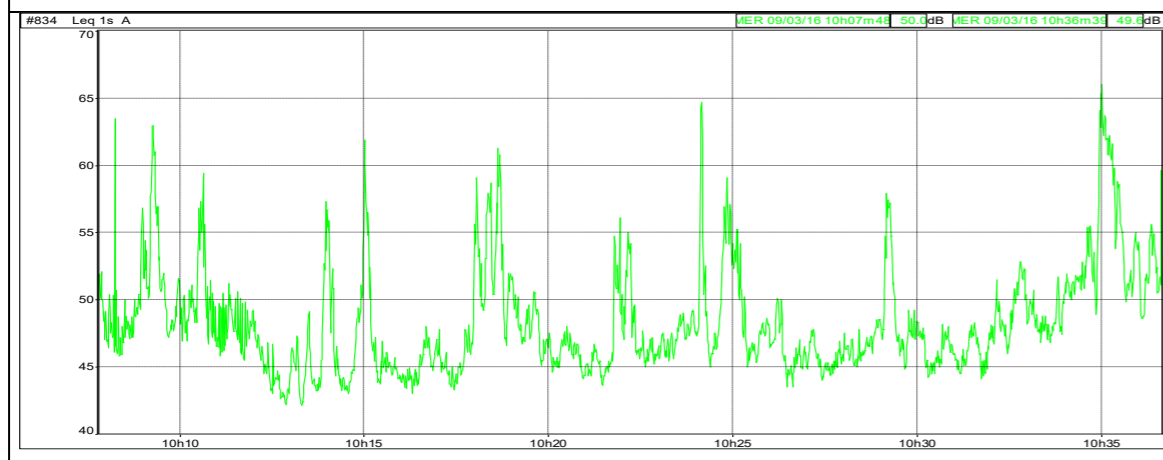




Evolution temporelle du L_{Aeq} au point n°6 – Le Grand Monteil



Evolution temporelle du L_{Aeq} au point CD6 – Courte Durée – Le Petit Monteil



ANNEXE F : INCERTITUDE DE MESURAGE

L'incertitude recherchée est l'incertitude de mesure du niveau de pression acoustique, quel que soit le phénomène qui est à son origine. Elle est évaluée selon les recommandations du projet de norme NF S 31-114.

Les incertitudes évaluées par cette norme permettent la comparaison des niveaux et des différences de niveaux (émergences) avec des seuils réglementaires ou contractuels.

L'incertitude totale sur l'indicateur de bruit associé à une classe homogène et à une classe de vitesse de vent est composée d'une incertitude (type A) due à la distribution d'échantillonnage de l'indicateur considéré et d'une incertitude métrologique (type B) sur les mesures des descripteurs acoustiques.

Incertitude de type A :

Pour chaque classe homogène et pour chaque classe de vitesse de vent, on calculera :

- l'incertitude sur la distribution d'échantillonnage de l'indicateur de bruit ambiant :

$$U_A(L_{Amb(j)}) = 1,858 \cdot t(L_{Amb(j)}) \cdot \frac{DMA(L_{Amb(j)})}{\sqrt{N(L_{Amb(j)}) - 1}}$$

- l'incertitude sur la distribution d'échantillonnage de l'indicateur de bruit résiduel :

$$U_A(L_{Res(j)}) = 1,858 \cdot t(L_{Res(j)}) \cdot \frac{DMA(L_{Res(j)})}{\sqrt{N(L_{Res(j)}) - 1}}$$

Avec :

$L_{Amb(j)}$: ensemble des descripteurs de bruit ambiant pour la classe de vitesse de vent « j »

$L_{Res(j)}$: ensemble des descripteurs de bruit résiduel pour la classe de vitesse de vent « j »

$N(X_{(j)})$: nombre de descripteurs de $X_{(j)}$ pour la classe de vitesse « j »

$t(X_{(j)})$: correctif pour les petits échantillons $X_{(j)}$ pour la classe de vitesse « j » :

$$t(X_{(j)}) = \frac{2 \cdot N(X_{(j)}) - 2}{2 \cdot N(X_{(j)}) - 3}$$

Fonction $DMA(X_{(j)}) = \text{Médiane}(|X_{(j),i} - \text{Médiane}(X_{(j),i})|)$: déviation médiane (en valeur absolue) par rapport à la médiane de l'ensemble des descripteurs (indiqués « i ») de bruit X (s'appliquant aussi bien au bruit ambiant ou au bruit résiduel).

$$U_A(E_{(j)}) = \sqrt{U_A(L_{Amb(j)})^2 + U_A(L_{Res(j)})^2}$$

Incertitude de type B :

Incertitude métrologique : $U_B(L_{Amb(j)}) = \sqrt{\sum_k U_{Bk}(L_{Amb(j)})^2}$

Avec $U_{Bk}(L_{Amb(j)})$: composantes de l'incertitude métrologique indicées « k » sur la mesure du bruit ambiant, pour la classe de vitesse « j ».

Le tableau suivant permettra d'évaluer les $U_{Bk}(L_{Amb(j)})$.

U _{Bk}	Composante	U (Ambiant) ou (Résiduel) ou U(Emergence)	Incertitude type	Condition
U _{B1}	Calibrage	L amb - res	0,20 dB ; 0,20 dBA	Durée maximale entre deux calibrages : 15 jours
		E	Négligeable	
U _{B2}	Appareillage	L amb - res	0,20 dB ; 0,20 dBA	
		E	Négligeable	
U _{B3}	Directivité	L amb - res et E	0,52 dBA	Direction de référence du microphone verticale
U _{B4}	Linéarité en fréquence et pondération fréquentielle	L amb - res	1,05 dBA	
		E	1,05 √2 · 2 · 10 ^{-E/10} dBA	
U _{B5}	Température et humidité	L amb - res	0,15 dB ; 0,15 dBA	
		E	0,22 dB ; 0,22 dBA	
U _{B6}	Pression statique pour une classe homogène	L amb - res	0,25 dB ; 0,25 dBA	
		E	0,24 dB ; 0,24 dBA	
U _{B7}	Impact du vent sur le microphone (en dBA)	L amb - res	Fonction de V et de L _{amb}	
		E	Négligeable	
U _{Bvent}	Impact de la mesure du vent	L amb - res	Incertitudes météorologiques indirectes*	
		E	Négligeable	

* Dépend de la vitesse de vent, du niveau sonore, de la mesure des vitesses de vent

Dans le cas du calcul de l'incertitude U_B sur l'émergence et en raison de la comparaison de niveaux issus de la même chaîne d'acquisition, certains composants de l'incertitude sont considérés comme négligeables.

Incertitude combinée sur les indicateurs de bruits ambiant et résiduel :

$$U_c(L_{Amb(j)}) = \sqrt{U_A(L_{Amb(j)})^2 + U_B(L_{Amb(j)})^2}$$

$$U_c(L_{Rés(j)}) = \sqrt{U_A(L_{Rés(j)})^2 + U_B(L_{Rés(j)})^2}$$

Incertitude combinée sur les indicateurs d'émergence :

$$U_c(E_{(j)}) = \sqrt{U_A(E_{(j)})^2 + U_B(E_{(j)})^2}$$

ANNEXE G : ARRÊTE DU 26 AOÛT 2011

Décrets, arrêtés, circulaires

TEXTES GÉNÉRAUX

MINISTÈRE DE L'ÉCOLOGIE, DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DES TRANSPORTS ET DU LOGEMENT

Arrêté du 26 août 2011 relatif aux installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent au sein d'une installation soumise à autorisation au titre de la rubrique 2980 de la législation des installations classées pour la protection de l'environnement

NOR : DEVP1119348A

La ministre de l'écologie, du développement durable, des transports et du logement,
Vu la directive 2006/42/CE du Parlement européen et du Conseil du 17 mai 2006 relative aux machines ;
Vu le code de l'environnement, notamment le titre I^{er} de son livre V ;
Vu le code de l'aviation civile ;
Vu le code des transports ;
Vu le code de la construction et de l'habitation ;
Vu l'arrêté du 23 janvier 1997 relatif à la limitation des bruits émis dans l'environnement par les installations classées pour la protection de l'environnement ;
Vu l'arrêté du 2 février 1998 relatif aux prélèvements et à la consommation d'eau ainsi qu'aux émissions de toute nature des installations classées pour la protection de l'environnement soumises à autorisation ;
Vu l'arrêté du 10 mai 2000 relatif à la prévention des accidents majeurs impliquant des substances ou des préparations dangereuses présentes dans certaines catégories d'installations classées pour la protection de l'environnement soumises à autorisation ;
Vu l'arrêté du 10 octobre 2000 fixant la périodicité, l'objet et l'étendue des vérifications des installations électriques au titre de la protection des travailleurs ainsi que le contenu des rapports relatifs auxdites vérifications ;
Vu l'avis des organisations professionnelles concernées ;
Vu l'avis du Conseil supérieur de la prévention des risques technologiques du 28 juin 2011 ;
Vu l'avis du Conseil supérieur de l'énergie du 8 juillet 2011,

Arrête :

Art. 1^{er}. – Le présent arrêté est applicable aux installations soumises à autorisation au titre de la rubrique 2980 de la législation des installations classées.

L'ensemble des dispositions du présent arrêté s'appliquent aux installations pour lesquelles une demande d'autorisation est déposée à compter du lendemain de la publication du présent arrêté ainsi qu'aux extensions ou modifications d'installations existantes régulièrement mises en service nécessitant le dépôt d'une nouvelle demande d'autorisation en application de l'article R. 512-33 du code de l'environnement au-delà de cette même date. Ces installations sont dénommées « nouvelles installations » dans la suite du présent arrêté.

Pour les installations ayant fait l'objet d'une mise en service industrielle avant le 13 juillet 2011, celles ayant obtenu un permis de construire avant cette même date ainsi que celles pour lesquelles l'arrêté d'ouverture d'enquête publique a été pris avant cette même date, dénommées « installations existantes » dans la suite du présent arrêté :

- les dispositions des articles de la section 4, de l'article 22 et des articles de la section 6 sont applicables au 1^{er} janvier 2012 ;
- les dispositions des articles des sections 2, 3 et 5 (à l'exception de l'article 22) ne sont pas applicables aux installations existantes.

Section 1

Généralités

Art. 2. – Au sens du présent arrêté, on entend par :

Point de raccordement : point de connexion de l'installation au réseau électrique. Il peut s'agir entre autres d'un poste de livraison ou d'un poste de raccordement. Il constitue la limite entre le réseau électrique interne et externe.

Mise en service industrielle : phase d'exploitation suivant la période d'essais et correspondant à la première fois que l'installation produit de l'électricité injectée sur le réseau de distribution.

Survitesse : vitesse de rotation des parties tournantes (rotor constitué du moyeu et des pales ainsi que la ligne d'arbre jusqu'à la génératrice) supérieure à la valeur maximale indiquée par le constructeur.

Aérogénérateur : dispositif mécanique destiné à convertir l'énergie du vent en électricité, composé des principaux éléments suivants : un mât, une nacelle, le rotor auquel sont fixées les pales, ainsi que, le cas échéant, un transformateur.

Émergence : la différence entre les niveaux de pression acoustiques pondérés « A » du bruit ambiant (installation en fonctionnement) et du bruit résiduel (en l'absence du bruit généré par l'installation).

Zones à émergence réglementée :

- l'intérieur des immeubles habités ou occupés par des tiers, existant à la date de l'autorisation pour les installations nouvelles ou à la date du permis de construire pour les installations existantes, et leurs parties extérieures éventuelles les plus proches (cour, jardin, terrasse) ;
- les zones constructibles définies par des documents d'urbanisme opposables aux tiers et publiés à la date de l'autorisation pour les installations nouvelles ou à la date du permis de construire pour les installations existantes ;
- l'intérieur des immeubles habités ou occupés par des tiers qui ont fait l'objet d'une demande de permis de construire, dans les zones constructibles définies ci-dessus, et leurs parties extérieures éventuelles les plus proches (cour, jardin, terrasse), à l'exclusion de celles des immeubles implantés dans les zones destinées à recevoir des activités artisanales ou industrielles, lorsque la demande de permis de construire a été déposée avant la mise en service industrielle de l'installation.

Périmètre de mesure du bruit de l'installation : périmètre correspondant au plus petit polygone dans lequel sont inscrits les disques de centre chaque aérogénérateur et de rayon R défini comme suit :

$$R = 1,2 \times (\text{hauteur de moyeu} + \text{longueur d'un demi-rotor})$$

Section 6

Bruit

Art. 26. – L'installation est construite, équipée et exploitée de façon telle que son fonctionnement ne puisse être à l'origine de bruits transmis par voie aérienne ou solidoienne susceptibles de compromettre la santé ou la sécurité du voisinage.

Les émissions sonores émises par l'installation ne sont pas à l'origine, dans les zones à émergence réglementée, d'une émergence supérieure aux valeurs admissibles définies dans le tableau suivant :

NIVEAU DE BRUIT AMBIANT EXISTANT dans les zones à émergence réglementée incluant le bruit de l'installation	ÉMERGENCE ADMISSIBLE POUR LA PÉRIODE allant de 7 heures à 22 heures	ÉMERGENCE ADMISSIBLE POUR LA PÉRIODE allant de 22 heures à 7 heures
Sup à 35 dB (A)	5 dB (A)	3 dB (A)

Les valeurs d'émergence mentionnées ci-dessus peuvent être augmentées d'un terme correctif en dB (A), fonction de la durée cumulée d'apparition du bruit de l'installation égal à :

- Trois pour une durée supérieure à vingt minutes et inférieure ou égale à deux heures ;
- Deux pour une durée supérieure à deux heures et inférieure ou égale à quatre heures ;
- Un pour une durée supérieure à quatre heures et inférieure ou égale à huit heures ;
- Zéro pour une durée supérieure à huit heures.

En outre, le niveau de bruit maximal est fixé à 70 dB (A) pour la période jour et de 60 dB (A) pour la période nuit. Ce niveau de bruit est mesuré en n'importe quel point du périmètre de mesure du bruit défini à l'article 2. Lorsqu'une zone à émergence réglementée se situe à l'intérieur du périmètre de mesure du bruit, le niveau de bruit maximal est alors contrôlé pour chaque aérogénérateur de l'installation à la distance R définie à l'article 2. Cette disposition n'est pas applicable si le bruit résiduel pour la période considérée est supérieur à cette limite.

Dans le cas où le bruit particulier de l'établissement est à tonalité marquée au sens du point 1.9 de l'annexe à l'arrêté du 23 janvier 1997 susvisé, de manière établie ou cyclique, sa durée d'apparition ne peut excéder 30 % de la durée de fonctionnement de l'établissement dans chacune des périodes diurne ou nocturne définies dans le tableau ci-dessus.

Lorsque plusieurs installations classées, soumises à autorisation au titre de rubriques différentes, sont exploitées par un même exploitant sur un même site, le niveau de bruit global émis par ces installations respecte les valeurs limites ci-dessus.

Art. 27. – Les véhicules de transport, les matériels de manutention et les engins de chantier utilisés à l'intérieur de l'installation sont conformes aux dispositions en vigueur en matière de limitation de leurs émissions sonores. En particulier, les engins de chantier sont conformes à un type homologué.

L'usage de tous appareils de communication par voie acoustique (par exemple sirènes, avertisseurs, haut-parleurs), gênant pour le voisinage, est interdit, sauf si leur emploi est exceptionnel et réservé à la prévention et au signalement d'incidents graves ou d'accidents.

Art. 28. – Lorsque des mesures sont effectuées pour vérifier le respect des présentes dispositions, elles sont effectuées selon les dispositions de la norme NF 31-114 dans sa version en vigueur six mois après la publication du présent arrêté ou à défaut selon les dispositions de la norme NFS 31-114 dans sa version de juillet 2011.

Fait le 26 août 2011.

Pour la ministre et par délégation :
Le directeur général
de la prévention des risques,
L. MICHEL



Etude des ombres portées

Auteurs de l'étude

La présente étude a été réalisée pour le compte de la société Energie Haute Vienne par le département environnement de wpd :

Rédaction : Jérémy Bouchez, chargé d'études environnementales

Vérification : Guillaume Wendling, directeur environnement et technique



wpd S.A.S.
98 rue du Château
92100 Boulogne-Billancourt

Sommaire

INTRODUCTION	4
1 DESCRIPTION DU PROJET	5
1.1 Présentation du projet éolien.....	5
1.2 Caractéristiques naturelles du site d'implantation	5
1.3 Données météorologiques	5
2 METHODOLOGIE	6
2.1 Positionnement des récepteurs d'ombre	6
2.2 Méthode de calcul de la projection d'ombre	9
3 PRESENTATION DES RESULTATS	10
4 EVALUATION DES IMPACTS.....	11
4.1 Réglementation en vigueur et préconisations	11
4.2 Analyse des résultats	12
ANNEXES	14

Introduction

Dans des conditions météorologiques où le ciel est dégagé et le soleil visible, l'éolienne projette une ombre sur le terrain qui l'entoure. La rotation de l'éolienne par le vent entraîne, par conséquent, la rotation de l'ombre projetée ainsi qu'une interruption périodique de la lumière du soleil. Ce phénomène est appelé **papillotement**. Certains facteurs comme les hauteurs de moyeu importantes ou le faible angle d'incidence des rayons du soleil en soirée et en hiver peuvent contribuer à intensifier ce phénomène (cf. figure 1).

Cette étude a pour objectif d'analyser la perception de cet effet par les habitations riveraines du parc afin d'évaluer l'éventuelle gêne occasionnée. La société wpd souhaite intégrer dans l'étude d'impact sur l'environnement ce type de modélisation dans le but d'informer le public et de ne pas négliger les possibles impacts de cet effet.

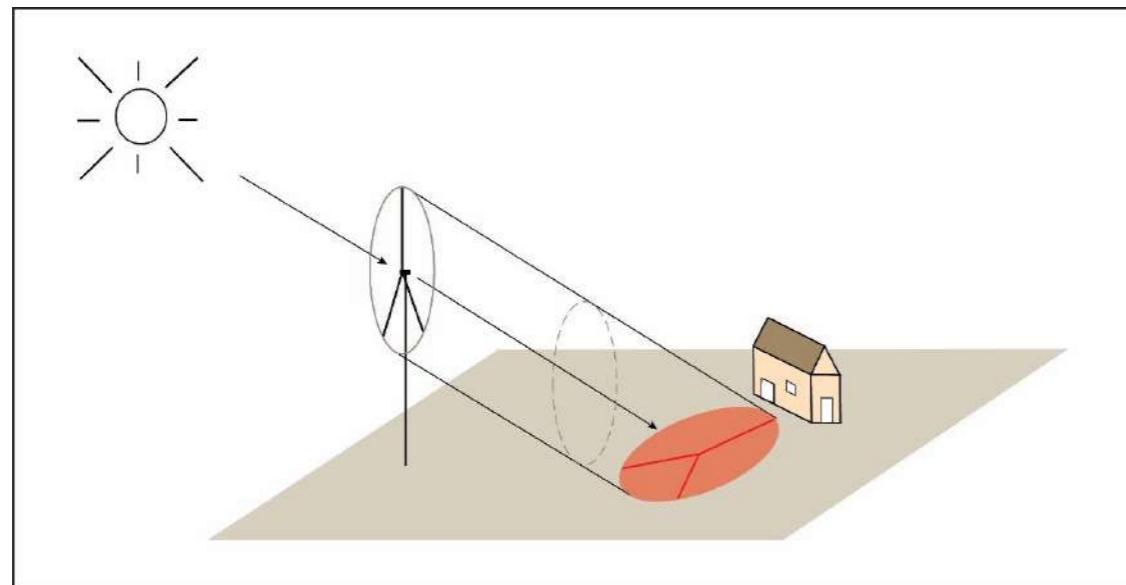


Figure 1 : Exemple d'ombre portée d'une éolienne
Source : <http://www.windtest.de/>

Ce document a trois objectifs principaux. Tout d'abord il va permettre d'établir et de présenter la **methodologie** choisie pour le calcul de la projection d'ombre. Il présentera ensuite les **résultats des calculs** nécessaires à l'étude d'impact du projet éolien de Magnac-Laval Enfin, en tenant compte des contraintes réglementaires et législatives en vigueur, une interprétation de ces résultats permettra d'appréhender les **effets engendrés** et d'évaluer au mieux la gêne potentielle.

1 Description du projet

1.1 Présentation du projet éolien

Le parc éolien concerné par cette étude se situe sur la commune de Magnac-Laval, dans le département de la Haute-Vienne (87).

Le projet prévoit l'implantation de 4 éoliennes de hauteur totale de 180 mètres.

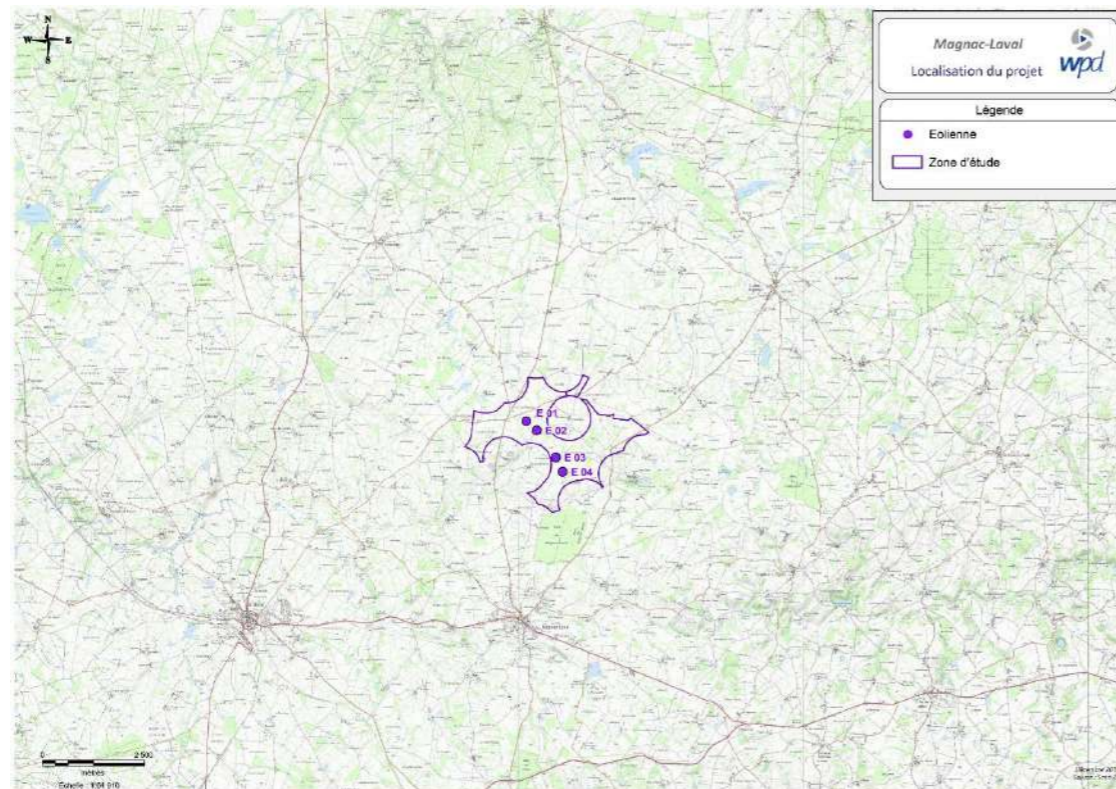


Figure 2 : Site d'implantation et projet éolien

1.2 Caractéristiques naturelles du site d'implantation

- **Topographie**

Le site d'implantation est localisé sur la position dominante d'un plateau à l'interfluve entre la vallée de la Brame et celle de l'Asse.

Les altitudes varient entre 189 m au sud-ouest (vers la vallée de la Brame) et 324 m à l'est (La Croix Roby, à l'est de Magnac-Laval).

L'orientation générale du relief est donc plutôt sud-est/nord-ouest, avec la vallée de la Brame au sud et la descente progressive vers la vallée de l'Asse plus au nord.

- **Rugosité**

Les éoliennes sont implantées sur des parcelles de cultures à proximité d'un ensemble bocager développé. La rugosité du site en est ainsi modifiée. Outre ces haies, on peut observer plusieurs boisements dans l'aire d'étude immédiate.

1.3 Données météorologiques

- **Potentiel en vent**

Les données de vent utilisées proviennent de la station météo de Limoges-Bellegarde (87) représentative du site d'implantation et située à environ 42 km au sud. Les vents dominants viennent principalement du sud-ouest, et dans une moindre mesure du nord-est.

- **Ensoleillement**

Les données d'ensoleillement proviennent de la station météo de Limoges-Bellegarde (87) également. Il s'agit de la station la plus proche disposant de ce type de statistiques.

2 Méthodologie

Le module SHADOW du logiciel WindPRO, spécialisé dans l'assistance à la planification des parcs éoliens, rend possible le calcul de la projection d'ombre d'un projet éolien. Ce logiciel permet de connaître à l'avance les caractéristiques de la projection potentielle d'ombres liées aux éoliennes en projet (date / heure / durée) sur des objets choisis par l'utilisateur (habitations, routes, etc.).

2.1 Positionnement des récepteurs d'ombre

Pour le calcul des ombres portées d'un projet éolien, des **récepteurs d'ombre virtuels** sont placés sur une carte et géoréférencés (coordonnées x, y et altitude z) au niveau des objets à examiner. Ces récepteurs peuvent représenter des surfaces variables comme par exemple des fenêtres, terrasses, balcons, etc. au niveau des villages les plus proches du parc éolien. La dimension, la direction ainsi que l'inclinaison des récepteurs d'ombre peuvent être modifiés librement par rapport à l'horizontale, afin de reproduire de manière la plus fidèle possible la fenêtre réelle.

Le module SHADOW calcule la **durée totale du papillotement** sur les récepteurs d'ombre (jours et heures par an, minutes maximales par jour) ainsi que les moments de projection d'ombre au cours d'une journée et d'une année.

Dans le cadre de cette étude, 7 récepteurs d'ombre ont été disposés sur les points suivants :

- A – Routes Départementales (correspond au croisement entre la RD 88 et la RD7)
- B – Beubatou
- C – Arcoulant
- D – Bernèze
- E – La Gervaudie
- F – Le Grand Monteil
- G – Le Petit Monteil

Les récepteurs ont été placés sur les **habitations les plus proches** du site éolien, dans toutes les directions (hors bâtiments agricoles). Les récepteurs correspondent aux **façades tournées vers le site**, même si celles-ci ne possèdent pas de fenêtre dans la réalité (cas majorant). Les habitations localisées à l'est et à l'ouest des éoliennes sont davantage susceptibles d'être concernées par le phénomène de papillotement que les habitations situées au nord et au sud, car les ombres y sont plus étendues.

Il est important de noter que la végétation n'a pas été prise en compte dans le choix du positionnement des récepteurs (cas majorant). En réalité, les habitations qui entourent le site peuvent être protégées par des haies et végétations de jardin qui limiteront la perception du papillotement (voir carte et vues aériennes page suivante).

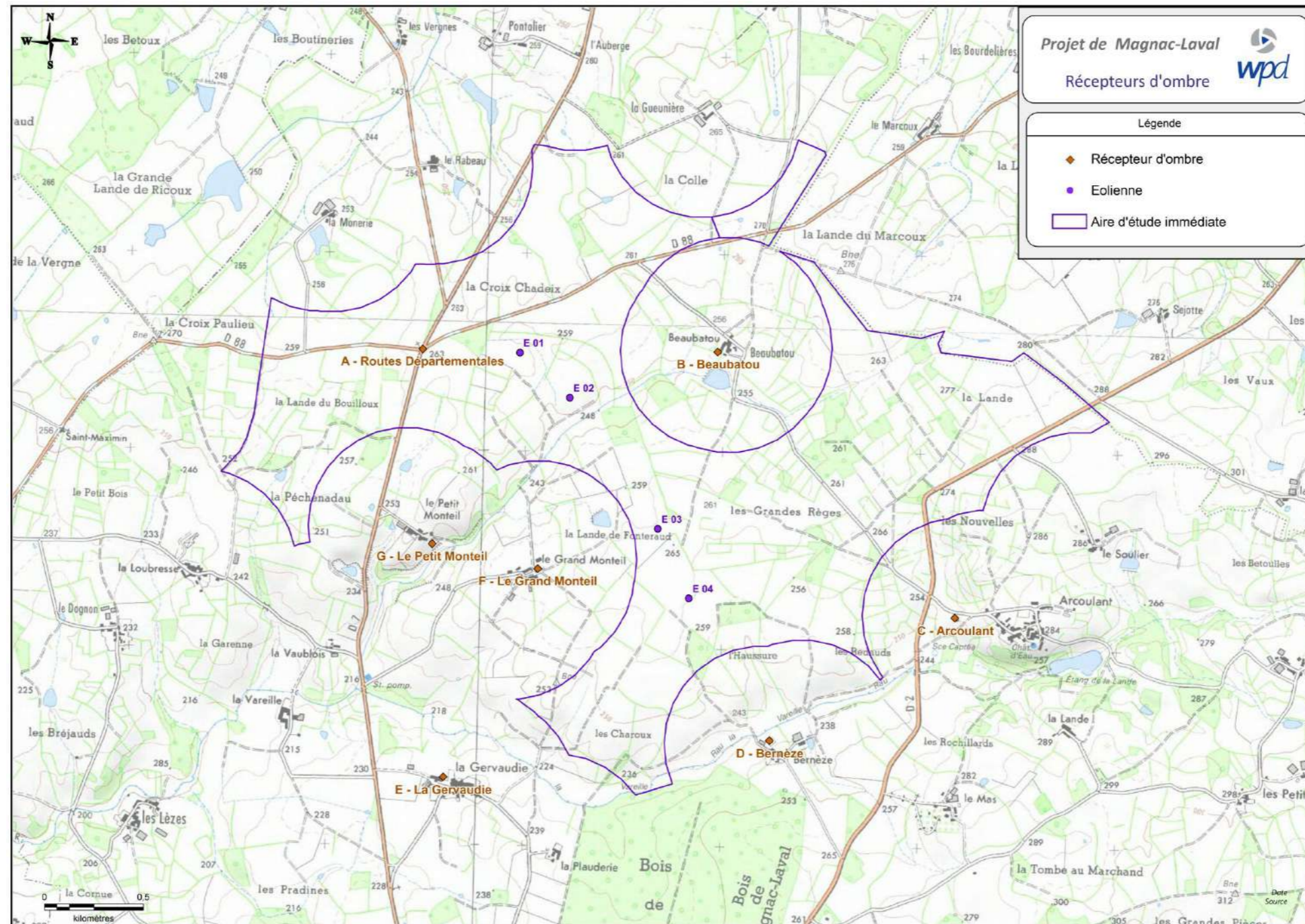


Figure 3 : Emplacement des récepteurs d'ombre pour le calcul WindPRO



Figure 4 : Vue aérienne des récepteurs d'ombre

2.2 Méthode de calcul de la projection d'ombre

Le guide de l'étude d'impact (version 2010) précise que « compte tenu des paramètres intervenant dans le phénomène d'ombre portée, **seule une approche statistique, prenant en compte les fractions d'ensoleillement, les caractéristiques locales du vent et du site éolien**, permet d'apprécier quantitativement la probabilité d'une perception de cet effet et d'une éventuelle gêne pour les riverains ».

- **Hypothèses de calcul**

Les calculs de projection d'ombre avec le logiciel WindPRO prennent en compte les données suivantes :

Position des éoliennes	Implantation de 4 éoliennes (voir figure 3)
Type d'éolienne et caractéristiques	<ul style="list-style-type: none"> • Enercon E141 • 109,5 m de moyeu • 141 m de diamètre de rotor (hauteur totale de 180 m)
Position des récepteurs d'ombre	Façades orientées vers le site des habitations les plus proches, tout autour du site (voir figure 3)
Caractéristiques des récepteurs d'ombre	<ul style="list-style-type: none"> • Surface : 1x1 m (correspondant à une grande fenêtre ou une baie vitrée) • Orientation : récepteur omnidirectionnel (cas majorant) • Inclinaison : 90° (surface verticale) • Hauteur du récepteur : 1 m (cas majorant)
Fuseau horaire	<ul style="list-style-type: none"> • (UTC +01 :00) Paris • Prise en compte de l'heure d'été
Obstacles	<ul style="list-style-type: none"> • Relief de l'aire d'étude (courbes de niveau) • Les boisements, les haies et le bâti ne sont pas intégrés dans le calcul (cas majorant)
Données météorologiques	<ul style="list-style-type: none"> • Répartition de vent (rose des vents, répartition annuelle des vitesses, etc.) permettant de déterminer les moments où les éoliennes sont en fonctionnement et leur orientation • Ensoleillement (pourcentage journalier du temps où le soleil brille, entre le lever et le coucher du soleil)

Figure 5 : Hypothèses du calcul d'ombres

Pour le calcul du cours exact du soleil, le modèle mathématique prend en compte l'inclinaison de l'axe de la terre, la rotation de la terre et l'orbite terrestre elliptique autour du soleil.

La projection d'ombre est considérée lorsque le soleil est situé à plus de 3° d'angle par rapport à l'horizon. En effet, au-dessous de cet angle, la densité de l'atmosphère rend la lumière plus diffuse et n'engendre pas d'ombre significative.

Le relief est pris en compte dans les calculs. Cependant les haies, arbres isolés ou autre structures végétalisées linéaires ne sont pas pris en compte car, en théorie, ils représentent des obstacles plus aléatoires et variables dans le temps. Le bâti n'est pas non plus pris en compte (notamment les éventuels bâtiments agricoles qui pourraient se situer entre les habitations et les éoliennes).

- **Données météorologiques**

Le tableau ci-dessous indique la probabilité d'ensoleillement mensuelle (moyenne d'heures de soleil par jour) à la station Météo France de Limoges-Bellegarde (87).

	Jan.	Fév.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.
Statistique d'ensoleillement mensuel (moyenne d'heures de soleil par jour)	2,61	3,48	4,30	5,89	5,84	7,49	8,44	7,72	6,58	4,66	3,44	2,78

Figure 6 : Statistiques interannuelles d'ensoleillement de 1991 à 2000 de la station de Limoges - Bellegarde

Les données de vent utilisées pour le calcul de la projection d'ombre sont également issues de la station Météo France de Limoges-Bellegarde (87). La rose des vents et la répartition des vitesses de vent sont illustrées ci-dessous.

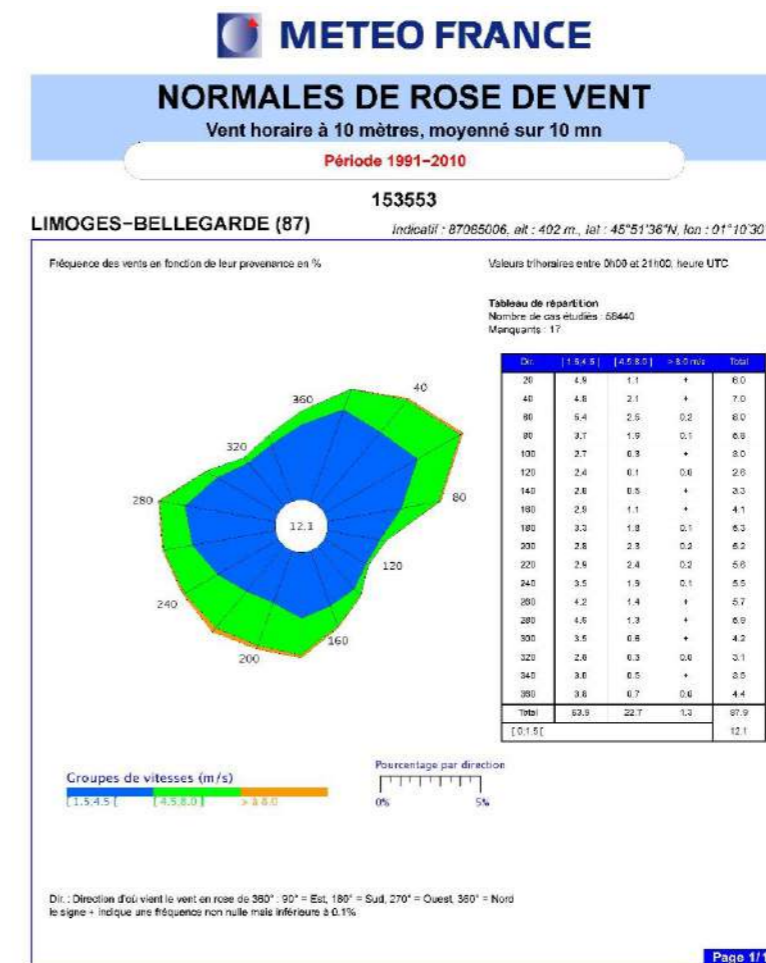


Figure 7 : Rose des vents de la station de Limoges-Bellegarde de 1991 à 2010 (source : Météo France)

Le logiciel WindPRO recense ensuite toutes les plages horaires durant lesquelles un des récepteurs d'ombre est concerné par l'ombre d'un rotor en fonctionnement, puis calcule la durée de projection d'ombre totale par jour et par an pour chacun des récepteurs et pour chacune des éoliennes.

3 Présentation des résultats

Pour la suite, les résultats intégrant les données météorologiques sont présentés comme « durée réelle », ceux ne les intégrant pas (et donc considérant que le soleil brille toute la journée et que les éoliennes sont toujours orientées face au récepteur) sont indiqués comme « pire des cas ».

Suite à la modélisation réalisée à l'aide du module SHADOW du logiciel WindPRO, le phénomène de papillotement du parc éolien de Magnac-Laval peut être caractérisé de la manière suivante :

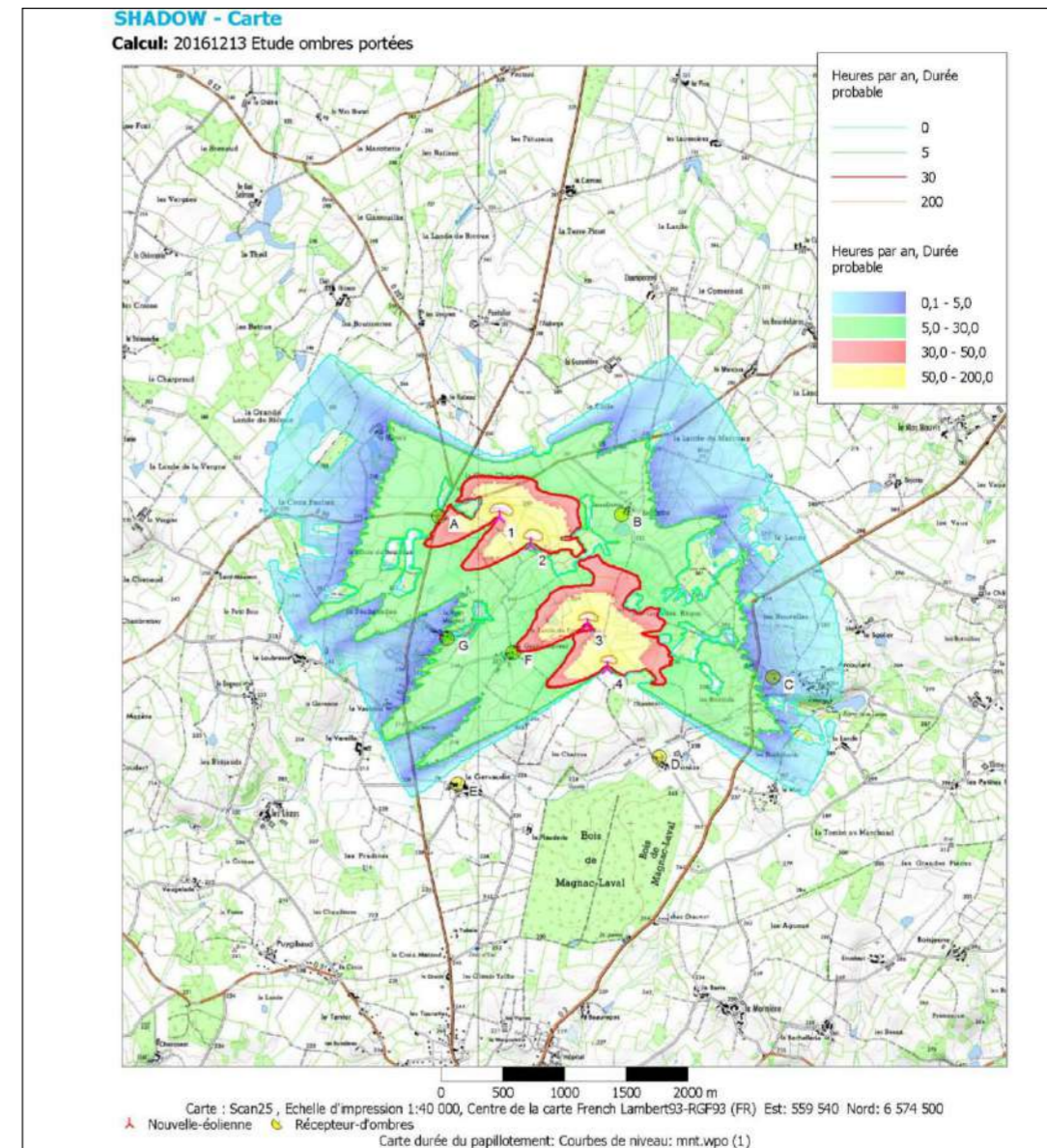


Figure 8 : Carte résultat de l'étude d'ombres

Récepteur d'ombre	Nombre d'heures maximal de papillotement par an dans le pire des cas
A - Routes Départementales	123 :02
B-Beaubatou	45 :21
C - Arcoulant	15 :02
D - Bernèze	0 :00
E - La Gervaudie	0 :00
F - Le Grand Monteil	111 :36
G - Le Petit Monteil	23 :42

Figure 9 : Résultats du calcul de projection d'ombre (durée « pire des cas »)

Les résultats proposés mettent en évidence une grande différence entre les hypothèse de pire des cas (figure 9) et de durée probable (figure 10). Cette première hypothèse se base sur les paramètres astronomiques (pas de nuage, éoliennes en fonctionnement continu et rotor perpendiculaire aux rayons du soleil) lorsque l'hypothèse de durée probable relativise le pire des cas au travers des statistiques d'ensoleillement et du fonctionnement par secteur des éoliennes.

Ainsi, les résultats de l'hypothèse « durée probable » se rapprochent des futures observations tout en maximisant les résultats car ne prenant pas en compte les passages nuageux et/ou les phénomènes météorologiques ponctuels.

Récepteur d'ombre	Heures de papillotement par an (durée probable)
A - Routes Départementales	27 :14
B-Beaubatou	10 :04
C - Arcoulant	3 :37
D - Bernèze	0 :00
E - La Gervaudie	0 :00
F - Le Grand Monteil	27 :55
G - Le Petit Monteil	5 :31

Figure 10 : Résultats du calcul de projection d'ombre (durée probable)

D'après le calcul WindPRO, la projection d'ombre liée au parc éolien de Magnac-Laval sera donc limitée.

Le récepteur le plus concerné par les ombres portées est le F, localisé au Grand Monteil, avec 27 heures et 55 minutes d'ombre attendues par an. On observe également que les récepteurs A et B, situés respectivement au croisement entre la RD 7 et la RD88 et à Beaubatou, montrent les papillotements importants avec 27h14 d'ombre attendues par an et 10h04.

Sur l'ensemble du parc, l'éolienne engendrant le plus d'ombres portées est l'éolienne 3.

D'après les calendriers (présentés en annexe), on voit que la projection d'ombre a lieu essentiellement en début de matinée et en début de soirée. Ces périodes correspondent au lever et au coucher du soleil, il est donc bas et les ombres créées sont plus étendues.

4 Evaluation des impacts

4.1 Réglementation en vigueur et préconisations

En France, la législation impose que lorsqu'une éolienne est implantée à moins de 250 mètres d'un bâtiment à usage de bureaux, occupé en principe durant toute la journée, l'exploitant réalise une étude démontrant que l'ombre projetée de l'éolienne n'impacte pas plus de trente heures par an et une demi-heure par jour le bâtiment. Aucune réglementation ne concerne les ombres portées sur les habitations, cependant ces seuils de **30 heures par an et 30 minutes par jour** pourront être considérés pour évaluer les risques de gêne sur les riverains.

Dans le cas du projet de Magnac-Laval, **aucun bâtiment à usage de bureau ou équivalent n'est identifié à moins de 250 mètres d'une éolienne**. Le projet n'entre donc pas dans le champ d'application de l'arrêté du 26 août 2011 en ce qui concerne la projection d'ombre par les éoliennes.

En Belgique, en l'absence de réglementation spécifique, il existe un « Cadre de référence pour l'implantation d'éoliennes en région wallonne »¹. Le guide de l'étude d'impact sur l'environnement des parcs éoliens édité par le MEEDDM (actualisation 2010) mentionne ce cadre, faisant état d'un seuil de tolérance de 30 heures par an et de 30 minutes par jour calculé sur la base du nombre réel d'heures pendant lesquelles le soleil brille et pendant lesquelles l'ombre est susceptible d'être projetée sur l'habitation. Ce même document mentionne également qu'une distance minimale de 250 mètres permet de rendre négligeable l'influence de l'ombre des éoliennes sur l'environnement humain.

De même, au Danemark et en Suède – et même si aucune réglementation officielle n'existe – les autorités préconisent de ne pas dépasser 10 heures par an en valeurs attendues d'ombres portées sur les habitats jouxtant le parc éolien considéré (calculs prenant en compte la distribution du vent et la probabilité d'ensoleillement).

Aussi, dans le cadre de l'analyse des effets du projet sur la commodité du voisinage, le porteur de projet a souhaité réaliser une étude du phénomène de papillotement du projet éolien de Magnac-Laval sur les habitations les plus proches et sur les axes routiers fréquentés à proximité.

4.2 Analyse des résultats

- Effets des ombres portées sur les habitations riveraines

Le territoire de Magnac-Laval est pour sa plus grande partie située en dehors du périmètre atteint par les ombres portées. Seuls les hameaux à proximité du parc éolien pourront percevoir du papillotement.

La plupart des habitations concernées percevront moins de 10h05 de papillotement par an, soit une durée très réduite. Les habitations du Grand Monteil recevront le plus important papillotement annuel avec 27h55.

Il est à noter que ce phénomène restera ponctuel. Si l'on prend l'exemple du Grand Monteil, le papillotement sera perçu le matin, courant mars, de fin avril à mi-août et de mi-septembre à début octobre. La durée journalière n'excèdera pas 54 minutes (le 19 juillet de 7h03 à 7h57 par exemple). C'est l'éolienne E3 qui engendre ce phénomène d'ombres portées.



Figure 12 : Vue aérienne de la végétation autour du récepteur d'ombre du Grand Monteil

Si l'on considère la durée d'exposition journalière des habitations à la projection d'ombre, on voit que le calcul dans le pire des cas (ciel toujours dégagé, soleil brillant toute la journée, éoliennes toujours en fonctionnement standard et absence totale de masques végétaux ou bâtis) indique des durées élevées, supérieures à une demi-heure par jour. En raison de l'absence de données précises au jour près, ce calcul théorique ne représente pas la durée d'exposition réelle, qui sera donc **largement inférieure aux seuils recommandés**.

Précisons que la végétation en fond de jardin n'est pas prise en compte dans la présente étude et permet d'atténuer leur possible gêne sur les riverains. La figure 12, ci-dessus, permet d'avoir un aperçu de la végétation située autour des habitations susceptibles de percevoir du papillotement au niveau du Grand Monteil. La végétation présente autour du lieu-dit, et l'orientation des façades devraient limiter l'exposition des riverains aux ombres portées.

Par ailleurs, il est important de préciser que la **faible vitesse de rotation des éoliennes modernes** (inférieure à 20 tours par minute) contribue à diminuer la gêne potentielle. En effet, l'apparition d'un réel effet stroboscopique n'apparaît qu'à partir d'une fréquence de clignotement de 2,5 Hz (ce qui correspondrait, pour une éolienne à trois pales, à une vitesse de rotation de 50 tours par minute). Les risques de crises d'épilepsie parfois évoqués en lien avec le phénomène de projection d'ombre des éoliennes sont donc strictement impossibles.

Compte tenu de l'étendue limitée des ombres portées sur la commune autour du site et de leurs durées très faibles, **l'impact du projet éolien de Magnac-Laval sur les habitations peut être considéré comme faible à très faible (selon l'orientation des maisons et la végétation les entourant).**

- Effets des ombres portées sur le réseau routier

¹ <http://dgo4.spw.wallonie.be/DGATLP/DGATLP/Pages/DAU/Dwnld/NoteEolienne.pdf>

Dans l'ensemble, le réseau routier passant relativement loin du site reste moins impacté par le papillotement que les habitations. Seules la RD 7 et la RD88, routes les plus empruntées du secteur, présentent une certaine sensibilité vis-à-vis du papillotement au nord-ouest du parc éolien. Cette sensibilité est à relativiser en prenant en compte les écrans végétalisés qui la bordent. Le point A présente le cas maximisant au niveau du croisement dégagé des deux routes départementales. Même si la durée probable d'exposition est conséquente, il convient de préciser que ces durées sont théoriques et maximisantes.

En effet, pour se rendre compte de l'impact réel ressenti par l'utilisateur des routes, il faut préciser que si le papillotement peut être perçu par un observateur statique (par exemple près d'une habitation), cet effet devient rapidement non perceptible pour un observateur en mouvement (par exemple dans une voiture), comme le montre l'expérience des nombreux parcs éoliens construits à proximité d'axes fréquentés en France, en Allemagne, aux Pays-Bas ou en Belgique. En effet, le papillotement peut, à ces vitesses, être assimilé aux ombres portées des objets statiques qui bordent la route.

On peut donc conclure que même si en théorie il est possible que des papillotements puissent être perçus sur les routes, et notamment sur une courte portion des RD 88 et RD 7, le conducteur ne ressentira pas plus de gêne que s'il roulait sur un parcours bordé d'arbres. **L'impact du parc éolien de Magnac-Laval sur le réseau routier est par conséquent très faible.**

Les résultats de l'analyse relative aux ombres portées du projet éolien de Magnac-Laval montrent des durées d'expositions très faibles au niveau des habitations les plus proches, inférieures aux seuils recommandés. L'impact des ombres portées du parc éolien peut donc être considéré comme minime.

Annexes

Les annexes présentent le détail des différents calculs effectués à savoir :

- Le résultat principal
- La carte des projections d'ombres réelles attendues
- Les calendriers par récepteur
- Les calendriers par éolienne
- Les calendriers graphiques par récepteur
- Les calendriers graphiques par éolienne

Annexe 1
Résultat principal

Le résultat principal calculé par le module SHADOW du logiciel WindPRO présente les informations suivantes :

- les paramètres utilisés pour le calcul de la projection d'ombre ;
- une carte localisant les éoliennes en projet et les récepteurs d'ombre modélisés ;
- les coordonnées géographiques (x, y, z) des éoliennes ainsi que le type de machine prévu et ses caractéristiques (dont la hauteur, le diamètre ou encore la vitesse maximale de rotation – RPM) ;
- les coordonnées géographiques (x, y, z) des récepteurs d'ombre modélisés ainsi que leurs caractéristiques (largeur, hauteur, orientation, inclinaison, etc.) ;
- un tableau de synthèse par récepteur d'ombre présentant
 - la durée de projection d'ombre **maximale** astronomiquement possible en heure / an, en jours / an et en heures / jour
 - la durée probable de papillotement par an qui prend en compte les données de vent et d'ensoleillement ;
- un tableau de synthèse présentant l'ombre causée par chaque éolienne sur les récepteurs dans le cas le plus défavorable et dans le cas probable.

Projet:
20161213 Magnac-Laval

Titulaire de la licence:
wpd AG
Stephanitorsbollwerk 3 (Haus LUV)
DE-28217 Bremen
+49 7142 77810
Bouchez / j.bouchez@wpd.fr
Calculé :
13/12/2016 14:29/3.0.654

SHADOW - Principaux résultats

Calcul: 20161213 Etude ombres portées

Hypothèses de calcul

Distance max. de calcul des ombres:
Distances pour lesquelles la pale masque au moins 20% du disque solaire
Dimensions pale extraites de la fiche de l'éolienne.

Hauteur min. du soleil au-dessus de l'horizon 3 °
Résolution du calcul en jours 1 jours
Résolution du calcul en minutes 1 minute(s)

Probabilité d'ensoleillement S (moyenne d'heures de soleil par jour) [LIMOGES]
jan Fév mar Avr Mai Juin Juil Aoû sep oct nov Déc
2,61 3,48 4,30 5,89 5,84 7,49 8,44 7,72 6,58 4,66 3,44 2,78

Heures/an de fonctionnement
0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11
526 613 701 508 262 228 289 359 464 455 490 482

12 13 14 15 16 17 Somme
499 517 368 272 307 385 7 725
Vit. vent démarrage: Vit. vent couplage de la courbe de puissance

Un calcul de ZVI est effectué préalablement afin d'exclure les éoliennes non visibles. Une éolienne est prise en compte dès qu'elle fait de l'ombre sur une partie de la surface d'un récepteur. Données utilisées pour le calcul ZVI:

Données altimétriques: Courbes de niveau: mnt.wpo (1)
Hauteurs végétation:
Objet Données-surfaces (ZVI): REGIONS_20150824 Magnac-Laval_0.w2r (4)
Aucun obstacle utilisé dans le calcul
Hauteur du regard: 1,5 m
Résolution: 10,0 m

Toutes les coordonnées sont
French Lambert93-RGF93 (FR)

Eolienne(s)

	X	Y	Z	Description	Type d'éolienne			Puiss. nominale [kW]	Diamètre rotor [m]	Hauteur [m]	Données d'ombre	
					Données valides	Fabricant	Modèle				Portée de l'ombre [m]	t/mn [t/mn]
1	558 950	6 574 824	259,0	ENERCON E-141 EP4 ...Oui	ENERCON	E-141 EP4 (WPD)-4	200	4 200	141,0	109,5	1 905	0,0
2	559 202	6 574 596	255,5	ENERCON E-141 EP4 ...Oui	ENERCON	E-141 EP4 (WPD)-4	200	4 200	141,0	109,5	1 905	0,0
3	559 647	6 573 933	263,6	ENERCON E-141 EP4 ...Oui	ENERCON	E-141 EP4 (WPD)-4	200	4 200	141,0	109,5	1 905	0,0
4	559 804	6 573 581	263,5	ENERCON E-141 EP4 ...Oui	ENERCON	E-141 EP4 (WPD)-4	200	4 200	141,0	109,5	1 905	0,0

Récepteur-d'ombres-donnée(s) entrée(s)

N°	Nom	X	Y	Z	Largeur [m]	Hauteur [m]	Hauteur [m]	Deg./sud	sens hor.	Inclinaison fenêtr	Mode
A	A - Routes Départementales	558 458	6 574 840	263,6	1,0	1,0	1,0			90,0	Omnidirectionnel
B	B - Beaubatou	559 951	6 574 824	258,3	1,0	1,0	1,0			90,0	Omnidirectionnel
C	C - Arcoulant	561 151	6 573 477	260,2	1,0	1,0	1,0			90,0	Omnidirectionnel
D	D - Bernèze	560 212	6 572 857	242,6	1,0	1,0	1,0			90,0	Omnidirectionnel
E	E - La Gervaudie	558 561	6 572 674	231,3	1,0	1,0	1,0			90,0	Omnidirectionnel
F	F - Le Grand Monteil	559 040	6 573 728	260,4	1,0	1,0	1,0			90,0	Omnidirectionnel
G	G - Le Petit Monteil	558 505	6 573 854	245,7	1,0	1,0	1,0			90,0	Omnidirectionnel

Résultats des calculs

Récepteur-d'ombres

N°	Nom	Pire des cas		Durée probable	
		Heures de papillotement par an [h/an]	Jours d'ombre par an [jours/an]	Nb max d'heures de papillotement par jour [h/jour]	Heures de papillotement par an [h/an]
A	A - Routes Départementales	123:02	220	1:05	27:14
B	B - Beaubatou	45:21	97	0:42	10:04
C	C - Arcoulant	15:02	62	0:24	3:37
D	D - Bernèze	0:00	0	0:00	0:00

Suite à la page suivante...



Echelle 1:40 000
Nouvelle-éolienne Récepteur-d'ombres

Projet:
20161213 Magnac-Laval

Titulaire de la licence:
wpd AG
Stephanitorsbollwerk 3 (Haus LUV)
DE-28217 Bremen
+49 7142 77810
Bouchez / j.bouchez@wpd.fr
Calculé :
13/12/2016 14:29/3.0.654

Annexe 2
Carte des résultats

SHADOW - Principaux résultats

Calcul: 20161213 Etude ombres portées

...suite de la page précédente

N°	Nom	Pire des cas		Durée probable	
		Heures de papillotement par an	Jours d'ombre par an	Nb max d'heures de papillotement par jour	Heures de papillotement par an
		[h/an]	[jours/an]	[h/jour]	[h/an]
E E	- La Gervaudie	0:00	0	0:00	0:00
F F	- Le Grand Monteil	111:36	158	0:54	27:55
G G	- Le Petit Monteil	23:42	69	0:29	5:31

Contribution de chaque éolienne aux durées totales

N°	Nom	Pire des cas		Probable	
		[h/an]	[h/an]	[h/an]	[h/an]
1	ENERCON E-141 EP4 (WPD) 4200 141.0 !-! moyeu: 109,5 m (TOT: 180,0 m) (210)	92:36	22:29		
2	ENERCON E-141 EP4 (WPD) 4200 141.0 !-! moyeu: 109,5 m (TOT: 180,0 m) (211)	56:41	11:41		
3	ENERCON E-141 EP4 (WPD) 4200 141.0 !-! moyeu: 109,5 m (TOT: 180,0 m) (212)	116:32	29:09		
4	ENERCON E-141 EP4 (WPD) 4200 141.0 !-! moyeu: 109,5 m (TOT: 180,0 m) (213)	43:56	9:16		

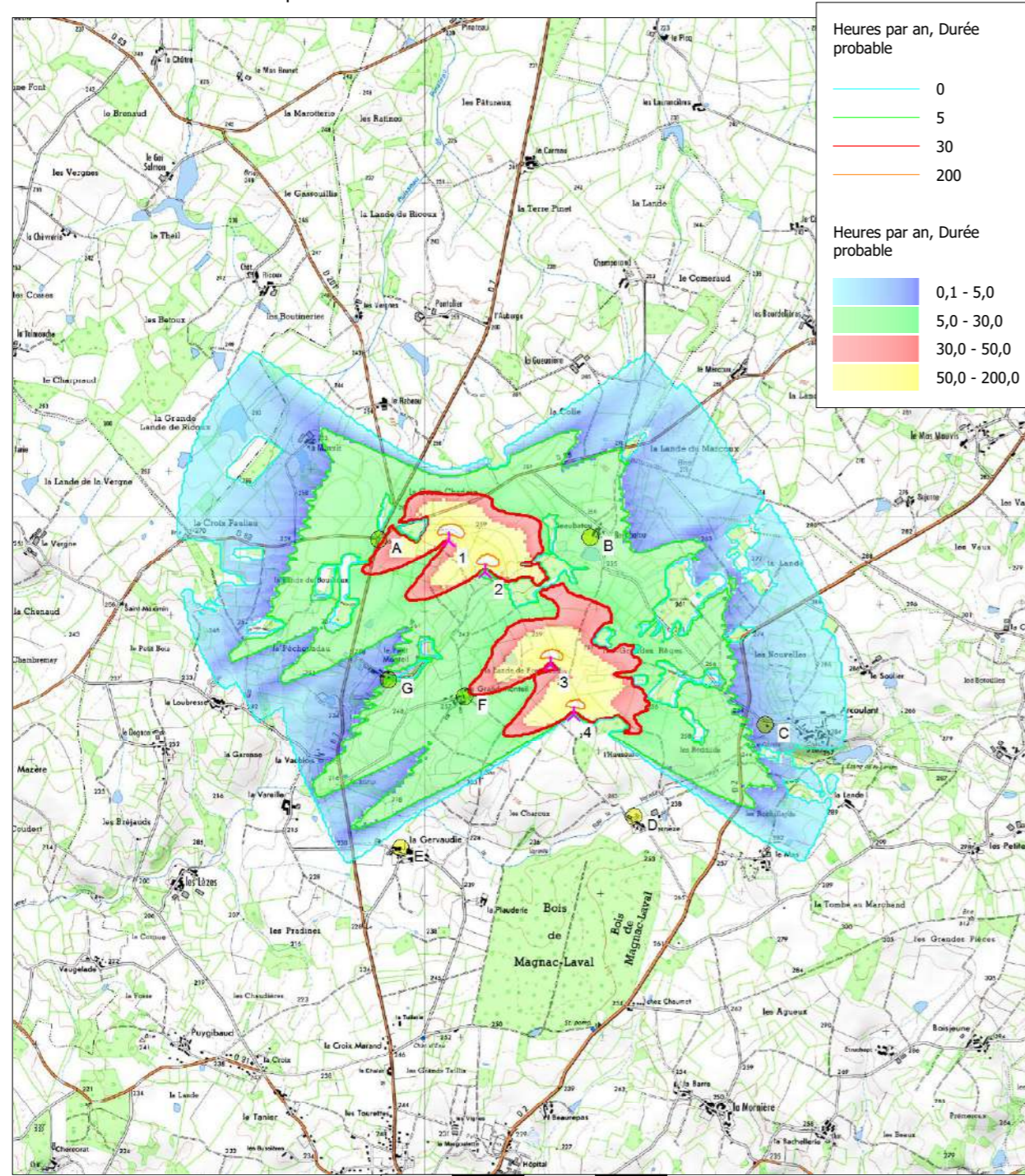
La carte produite à l'aide du module SHADOW du logiciel WindPRO représente sur fond IGN à l'échelle 25 000^e :

- l'implantation des éoliennes en projet
- l'implantation des récepteurs d'ombre
- les courbes de même durée de papillotement au cours d'une année (durées probables prenant en compte les statistiques d'ensoleillement et les données de vent)

Les secteurs en bleu clair ne sont pas susceptibles d'être concernés par le phénomène de papillotement.

SHADOW - Carte

Calcul: 20161213 Etude ombres portées



Carte : Scan25, Echelle d'impression 1:40 000, Centre de la carte French Lambert93-RGF93 (FR) Est: 559 540 Nord: 6 574 500
 Nouvelle-éolienne Récepteur-d'ombres
 Carte durée du papillotement: Courbes de niveau: mnt.wpo (1)

Pour chaque récepteur d'ombre, un calendrier est calculé et présente les informations suivantes :

- le nom du récepteur d'ombre concerné ;
- les paramètres utilisés pour le calcul de la projection d'ombre ;
- les heures de lever et de coucher du soleil pour chaque jour de l'année (en heure locale, c'est-à-dire en tenant compte des fuseaux horaires et de l'été) (1) ;
- les dates de début et de fin (2) ainsi que la durée de projection d'ombre **maximale** possible pour chaque jour de l'année (3) ;
- le numéro de l'éolienne qui projette de l'ombre sur le récepteur (4) ;
- la durée totale de la projection d'ombre maximale possible par mois ;
- les statistiques météorologiques du mois ;
- la durée probable de papillotement.

La présentation des résultats pour un mois et un récepteur donnés est la suivante :

Juillet			
1	06:12	16	06:38 (4)
	21:56		06:54 (4)
2	06:13		06:39 (4)
	21:56	16	06:55 (4)
3	06:14		06:39 (4)
	21:55	15	06:54 (4)
4	06:14		06:40 (4)
	21:55	15	06:55 (4)
5	06:15		06:40 (4)
	21:55	15	06:55 (4)
6	06:16		06:41 (4)
	21:55	14	06:55 (4)
7	06:16		06:42 (4)
	21:54	14	06:56 (4)
8	06:17		06:43 (4)
	21:54	13	06:56 (4)
9	06:18		06:43 (4)
	21:53	12	06:55 (4)
10	06:19		06:44 (4)
	21:53	12	06:56 (4)
11	06:19		06:45 (4)
	21:52	11	06:56 (4)
12	06:20		06:46 (4)
	21:52	10	06:56 (4)

Le 1^{er} juillet, le soleil s'est levé à 6h12 et couché à 21h56.
 La durée maximale de papillotement est de 16 minutes, entre 6h38 et 6h54.
 Le papillotement est ici créé par l'éolienne 4.

Heures de jour	477
Pire des cas	196
Probabilité de soleil	0,53
Prob. de fonctionnement.	0,81
Prob. dir. vent favorable.	0,73
Probabilité globale	0,31
Durée probable du papillotement	62

Statistiques du mois de juillet (62 minutes de durée probable de papillotement en juillet sur ce récepteur)

Projet: 20161213 Magnac-Laval

Titulaire de la licence: wpd AG Stephanitorsbollwerk 3 (Haus LUV) DE-28217 Bremen +49 7142 77810 Bouchez / j.bouchez@wpd.fr Calculé : 13/12/2016 14:29/3.0.654

SHADOW - Calendrier par récepteur

Calcul: 20161213 Etude ombres portées Récepteur-d'ombres: A - A - Routes Départementales Probabilité d'ensoleillement S (moyenne d'heures de soleil par jour) [LIMOGES] jan Fév mar Avr Mai Juin Aoû sep oct nov Déc 2,61 3,48 4,30 5,89 5,84 7,49 8,44 7,72 6,58 4,66 3,44 2,78

Heures/an de fonctionnement 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 Somme 526 613 701 508 262 228 289 359 464 455 490 482 499 517 368 272 307 385 7 725 Vit. vent démarrage: Vit. vent couplage de la courbe de puissance

Table with 13 columns (Janvier to Juin) and 31 rows of hourly data. Includes summary statistics at the bottom: Heures de jour, Somme mn papillotement possible, Probabilité de soleil, Prob. de fonctionnement, Prob. dir. vent favorable, Probabilité globale, Durée probable du papillotement.

Explication sur la disposition et la signification des données présentées dans le tableau ci-dessus

Day of month hh:mm lever du soleil hh:mm coucher du soleil mm d'ombre possible hh:mm début de l'ombre (Eolienne projetant la première ombre) hh:mm fin de l'ombre (Eolienne projetant la dernière ombre)



Projet: 20161213 Magnac-Laval

Titulaire de la licence: wpd AG Stephanitorsbollwerk 3 (Haus LUV) DE-28217 Bremen +49 7142 77810 Bouchez / j.bouchez@wpd.fr Calculé : 13/12/2016 14:29/3.0.654

SHADOW - Calendrier par récepteur

Calcul: 20161213 Etude ombres portées Récepteur-d'ombres: A - A - Routes Départementales Probabilité d'ensoleillement S (moyenne d'heures de soleil par jour) [LIMOGES] jan Fév mar Avr Mai Juin Aoû sep oct nov Déc 2,61 3,48 4,30 5,89 5,84 7,49 8,44 7,72 6,58 4,66 3,44 2,78

Heures/an de fonctionnement 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 Somme 526 613 701 508 262 228 289 359 464 455 490 482 499 517 368 272 307 385 7 725 Vit. vent démarrage: Vit. vent couplage de la courbe de puissance

Table with 13 columns (Juillet to Décembre) and 31 rows of hourly data. Includes summary statistics at the bottom: Heures de jour, Somme mn papillotement possible, Probabilité de soleil, Prob. de fonctionnement, Prob. dir. vent favorable, Probabilité globale, Durée probable du papillotement.

Explication sur la disposition et la signification des données présentées dans le tableau ci-dessus

Day of month hh:mm lever du soleil hh:mm coucher du soleil mm d'ombre possible hh:mm début de l'ombre (Eolienne projetant la première ombre) hh:mm fin de l'ombre (Eolienne projetant la dernière ombre)



Projet:
20161213 Magnac-Laval

Titulaire de la licence:
wpd AG
Stephanitorsbollwerk 3 (Haus LUV)
DE-28217 Bremen
+49 7142 77810
Bouchez / j.bouchez@wpd.fr
Calculé :
13/12/2016 14:29/3.0.654

SHADOW - Calendrier par récepteur

Calcul: 20161213 Etude ombres portées Récepteur-d'ombres: B - B - Beaubatou
Hypothèses de calcul
Probabilité d'ensoleillement S (moyenne d'heures de soleil par jour) [LIMOGES]
jan Fév mar Avr Mai Juin Juil Aoû sep oct nov Déc
2,61 3,48 4,30 5,89 5,84 7,49 8,44 7,72 6,58 4,66 3,44 2,78
Heures/an de fonctionnement
0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 Somme
526 613 701 508 262 228 289 359 464 455 490 482 499 517 368 272 307 385 7 725
Vit. vent démarrage: Vit. vent couplage de la courbe de puissance

	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin
1	08:39	08:20	07:37	17:33 (2) 07:37	19:23 (1) 06:44	06:08
	17:20	17:59	18:41	18:14 (2) 20:23	19:54 (1) 21:03	21:39
2	08:39	08:19	07:35	17:33 (2) 07:35	19:23 (1) 06:42	06:08
	17:20	18:01	18:42	18:14 (2) 20:25	19:54 (1) 21:05	21:40
3	08:39	08:18	07:33	17:33 (2) 07:34	19:23 (1) 06:41	06:07
	17:21	18:02	18:44	18:14 (2) 20:26	19:53 (1) 21:06	21:41
4	08:39	08:16	07:31	17:32 (2) 07:32	19:24 (1) 06:39	06:06
	17:22	18:04	18:45	18:14 (2) 20:27	19:51 (1) 21:07	21:42
5	08:39	08:15	07:29	17:32 (2) 07:30	19:25 (1) 06:38	06:06
	17:23	18:05	18:46	18:13 (2) 20:29	19:50 (1) 21:08	21:43
6	08:39	08:14	07:28	17:32 (2) 07:28	19:26 (1) 06:36	06:05
	17:24	18:07	18:48	18:13 (2) 20:30	19:48 (1) 21:10	21:44
7	08:38	08:12	07:26	17:32 (2) 07:26	19:27 (1) 06:35	06:05
	17:26	18:08	18:49	18:12 (2) 20:31	19:46 (1) 21:11	21:44
8	08:38	08:11	07:24	17:33 (2) 07:24	19:29 (1) 06:33	06:05
	17:27	18:10	18:51	18:11 (2) 20:33	19:43 (1) 21:12	21:45
9	08:38	08:09	07:22	17:33 (2) 07:22	19:34 (1) 06:32	06:04
	17:28	18:11	18:52	18:10 (2) 20:34	19:37 (1) 21:14	21:46
10	08:38	08:08	07:20	17:35 (2) 07:20	06:30	06:04
	17:29	18:13	18:53	18:10 (2) 20:35	21:15	21:46
11	08:37	08:07	07:18	17:36 (2) 07:18	06:29	06:04
	17:30	18:14	18:55	18:08 (2) 20:37	21:16	21:47
12	08:37	08:05	07:16	17:37 (2) 07:17	06:28	06:04
	17:31	18:16	18:56	18:07 (2) 20:38	21:17	21:48
13	08:36	08:04	07:14	17:38 (2) 07:15	06:26	06:03
	17:33	18:17	18:58	18:05 (2) 20:39	21:19	21:48
14	08:36	08:02	07:12	17:40 (2) 07:13	06:25	06:03
	17:34	18:19	18:59	18:02 (2) 20:41	21:20	21:49
15	08:35	08:00	07:10	17:42 (2) 07:11	06:24	06:03
	17:35	18:20	19:00	17:59 (2) 20:42	21:21	21:49
16	08:35	07:59	07:09	17:47 (2) 07:09	06:23	06:03
	17:36	18:22	19:02	17:54 (2) 20:43	21:22	21:50
17	08:34	07:57	07:07	07:07	06:22	06:03
	17:38	18:23	19:03	20:45	21:23	21:50
18	08:33	07:56	17:47 (2) 07:05	07:06	06:20	06:03
	17:39	18:25	18:00 (2) 19:04	20:46	21:25	21:50
19	08:33	07:54	17:44 (2) 07:03	07:04	06:19	06:03
	17:41	18:26	18:02 (2) 19:06	20:47	21:26	21:51
20	08:32	07:52	17:42 (2) 07:01	07:02	06:18	06:03
	17:42	18:28	18:04 (2) 19:07	8 18:44 (1) 20:49	21:27	21:51
21	08:31	07:51	17:40 (2) 06:59	07:00	06:17	06:04
	17:43	18:29	18:05 (2) 19:09	13 18:46 (1) 20:50	21:28	21:51
22	08:30	07:49	17:39 (2) 06:57	06:59	06:16	06:04
	17:45	18:31	18:07 (2) 19:10	17 18:47 (1) 20:51	21:29	21:51
23	08:29	07:47	17:37 (2) 06:55	06:57	06:15	06:04
	17:46	18:32	18:08 (2) 19:11	20 18:48 (1) 20:53	21:30	21:52
24	08:29	07:46	17:37 (2) 06:53	06:55	06:14	06:04
	17:48	18:34	18:10 (2) 19:13	23 18:50 (1) 20:54	21:31	21:52
25	08:28	07:44	17:36 (2) 06:51	06:53	06:13	06:05
	17:49	18:35	18:11 (2) 19:14	25 18:51 (1) 20:55	21:32	21:52
26	08:27	07:42	17:35 (2) 06:49	06:52	06:13	06:05
	17:50	18:36	18:13 (2) 19:15	27 18:52 (1) 20:57	21:33	21:52
27	08:26	07:40	17:34 (2) 06:47	06:50	06:12	06:05
	17:52	18:38	18:13 (2) 19:17	29 18:53 (1) 20:58	21:35	21:52
28	08:25	07:39	17:33 (2) 06:45	06:48	06:11	06:06
	17:53	18:39	18:13 (2) 19:18	32 18:55 (1) 20:59	21:36	21:52
29	08:23		07:43	19:23 (1) 06:47	06:10	06:06
	17:55		20:19	32 19:55 (1) 21:01	21:37	21:52
30	08:22		07:41	19:22 (1) 06:45	06:09	06:07
	17:56		20:21	33 19:55 (1) 21:02	21:37	21:52
31	08:21		07:39	19:23 (1)	06:09	
	17:58		20:22	32 19:55 (1)	21:38	
Heures de jour	281	289	369	406	464	472
Somme mn papillotement possible		322	823	202		
Probabilité de soleil		0,34	0,36	0,44		
Prob. de fonctionnement		0,88	0,88	0,88		
Prob. dir. vent favorable		0,62	0,61	0,58		
Probabilité globale		0,18	0,19	0,22		
Durée probable du papillotement		59	159	45		

Explication sur la disposition et la signification des données présentées dans le tableau ci-dessus

Jour du mois hh:mm lever du soleil hh:mm début de l'ombre (Eolienne projetant la première ombre)
hh:mm coucher du soleil mm d'ombre possible hh:mm fin de l'ombre (Eolienne projetant la dernière ombre)



Projet:
20161213 Magnac-Laval

Titulaire de la licence:
wpd AG
Stephanitorsbollwerk 3 (Haus LUV)
DE-28217 Bremen
+49 7142 77810
Bouchez / j.bouchez@wpd.fr
Calculé :
13/12/2016 14:29/3.0.654

SHADOW - Calendrier par récepteur

Calcul: 20161213 Etude ombres portées Récepteur-d'ombres: B - B - Beaubatou
Hypothèses de calcul
Probabilité d'ensoleillement S (moyenne d'heures de soleil par jour) [LIMOGES]
jan Fév mar Avr Mai Juin Juil Aoû sep oct nov Déc
2,61 3,48 4,30 5,89 5,84 7,49 8,44 7,72 6,58 4,66 3,44 2,78
Heures/an de fonctionnement
0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 Somme
526 613 701 508 262 228 289 359 464 455 490 482 499 517 368 272 307 385 7 725
Vit. vent démarrage: Vit. vent couplage de la courbe de puissance

	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
1	06:07	06:36	07:15	07:53	18:16 (2) 07:36	08:17
	21:51	21:27	20:36	19:38	29 18:45 (2) 17:43	17:12
2	06:08	06:37	07:16	07:54	18:14 (2) 07:37	08:18
	21:51	21:26	20:34	19:36	31 18:45 (2) 17:41	17:11
3	06:08	06:39	07:17	19:32 (1) 07:56	18:13 (2) 07:38	08:19
	21:51	21:25	20:33	3 19:35 (1) 19:34	34 18:47 (2) 17:40	17:11
4	06:09	06:40	07:19	19:26 (1) 07:57	18:11 (2) 07:40	08:21
	21:51	21:23	20:31	14 19:40 (1) 19:32	36 18:47 (2) 17:38	17:11
5	06:10	06:41	07:20	19:24 (1) 07:58	18:10 (2) 07:41	08:22
	21:50	21:22	20:29	19 19:43 (1) 19:30	37 18:47 (2) 17:37	17:10
6	06:10	06:42	07:21	19:22 (1) 08:00	18:09 (2) 07:43	08:23
	21:50	21:20	20:27	22 19:44 (1) 19:28	39 18:48 (2) 17:36	17:10
7	06:11	06:43	07:22	19:20 (1) 08:01	18:08 (2) 07:44	08:24
	21:50	21:19	20:25	25 19:45 (1) 19:26	40 18:48 (2) 17:34	17:10
8	06:12	06:45	07:24	19:18 (1) 08:02	18:07 (2) 07:46	08:25
	21:49	21:18	20:23	27 19:45 (1) 19:24	41 18:48 (2) 17:33	17:10
9	06:13	06:46	07:25	19:17 (1) 08:04	18:07 (2) 07:47	08:26
	21:49	21:16	20:21	29 19:46 (1) 19:22	41 18:48 (2) 17:32	17:10
10	06:13	06:47	07:26	19:16 (1) 08:05	18:07 (2) 07:49	08:27
	21:48	21:14	20:19	31 19:47 (1) 19:20	41 18:48 (2) 17:30	17:09
11	06:14	06:48	07:28	19:15 (1) 08:06	18:07 (2) 07:50	08:28
	21:48	21:13	20:17	32 19:47 (1) 19:19	41 18:48 (2) 17:29	17:09
12	06:15	06:50	07:29	19:14 (1) 08:08	18:06 (2) 07:51	08:29
	21:47	21:11	20:15	32 19:46 (1) 19:17	41 18:47 (2) 17:28	17:09
13	06:16	06:51	07:30	19:14 (1) 08:09	18:06 (2) 07:53	08:30
	21:46	21:10	20:13	32 19:46 (1) 19:15	41 18:47 (2) 17:27	17:10
14	06:17	06:52	07:31	19:14 (1) 08:10	18:06 (2) 07:54	08:30
	21:46	21:08	20:11	32 19:46 (1) 19:13	41 18:47 (2) 17:25	17:10
15	06:18	06:53	07:33	19:13 (1) 08:12	18:06 (2) 07:56	08:31
	21:45	21:07	20:09	32 19:45 (1) 19:11	40 18:46 (2) 17:24	17:10
16	06:19	06:55	07:34	19:13 (1) 08:13	18:07 (2) 07:57	08:32
	21:44	21:05	20:07	30 19:43 (1) 19:09	38 18:45 (2) 17:23	17:10
17	06:20	06:56	07:35	19:13 (1) 08:14	18:07 (2) 07:59	08:33
	21:43	21:03	20:05	28 19:41 (1) 19:08	35 18:42 (2) 17:22	17:10
18	06:21	06:57	07:36	19:14 (1) 08:16	18:08 (2) 08:00	08:33
	21:43	21:02	20:03	26 19:40 (1) 19:06	33 18:41 (2) 17:21	17:11
19	06:22	06:58	07:38	19:14 (1) 08:17	18:09 (2) 08:01	08:34
	21:42	21:00	20:01	23 19:37 (1) 19:04	30 18:39 (2) 17:20	17:11
20	06:23	07:00	07:39	19:14 (1) 08:19	18:09 (2) 08:03	08:35
	21:41	20:58	19:59	21 19:35 (1) 19:02	27 18:36 (2) 17:19	17:11
21	06:24	07:01	07:40	19:15 (1) 08:20	18:11 (2) 08:04	08:35
	21:40	20:56	19:57	18 19:33 (1) 19:01	24 18:35 (2) 17:18	17:12
22	06:25	07:02	07:41	19:17 (1) 08:21	18:13 (2) 08:05	08:36
	21:39	20:55	19:55	15 19:32 (1) 18:59	20 18:33 (2) 17:18	17:12
23	06:26	07:04	07:43	19:19 (1) 08:23	18:15 (2) 08:07	08:36
	21:38	20:53	19:53	10 19:29 (1) 18:57	17 18:32 (2) 17:17	17:13
24	06:27	07:05	07:44	19:24 (1) 08:24	18:18 (2) 08:08	08:37
	21:37	20:51	19:51	3 19:27 (1) 18:55	12 18:30 (2) 17:16	17:13
25	06:28	07:06	07:45	07:26	08:09	08:37
	21:36	20:49	19:49	17:54	17:15	17:14
26	06:29	07:07	07:47	07:27	08:11	08:38
	21:35	20:47	19:47	17:52	17:15	17:15
27	06:30	07:09	07:48	07:28	08:12	08:38
	21:33	20:46	19:45	17:50	17:14	17:15
28	06:32	07:10	07:49	18:24 (2) 07:30	08:13	08:38
	21:32	20:44	19:43	14 18:38 (2) 17:49	17:13	17:16
29	06:33	07:11	07:50	18:20 (2) 07:31	08:15	08:38

Projet:
20161213 Magnac-Laval

Titulaire de la licence:
wpd AG
Stephanitorsbollwerk 3 (Haus LUV)
DE-28217 Bremen
+49 7142 77810
Bouchez / j.bouchez@wpd.fr
Calculé :
13/12/2016 14:29/3.0.654

SHADOW - Calendrier par récepteur

Calcul: 20161213 Etude ombres portées Récepteur-d'ombres: C - C - Arcoulant
Hypothèses de calcul
Probabilité d'ensoleillement S (moyenne d'heures de soleil par jour) [LIMOGES]
jan Fév mar Avr Mai Juin Juil Aoû sep oct nov Déc
2,61 3,48 4,30 5,89 5,84 7,49 8,44 7,72 6,58 4,66 3,44 2,78

Heures/an de fonctionnement
0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 Somme
526 613 701 508 262 228 289 359 464 455 490 482 499 517 368 272 307 385 7 725
Vit. vent démarrage: Vit. vent couplage de la courbe de puissance

	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	
1	08:39	08:20	07:37	07:37	19:44 (4)	06:44	
	17:19	17:59	18:41	20:23	20:01 (4)	21:03	
2	08:39	08:19	07:35	07:35	19:43 (4)	06:42	
	17:20	18:01	18:42	20:25	20:02 (4)	21:04	
3	08:39	08:17	07:33	07:34	19:43 (4)	06:40	
	17:21	18:02	18:44	20:26	20:03 (4)	21:06	
4	08:39	08:16	07:31	07:32	19:42 (4)	06:39	
	17:22	18:04	18:45	20:27	20:04 (4)	21:07	
5	08:39	08:15	07:29	07:30	19:42 (4)	06:37	
	17:23	18:05	18:46	20:29	20:05 (4)	21:08	
6	08:38	08:14	07:27	07:28	19:42 (4)	06:36	
	17:24	18:07	18:48	20:30	20:05 (4)	21:10	
7	08:38	08:12	07:26	07:26	19:42 (4)	06:35	
	17:26	18:08	18:49	20:31	20:04 (4)	21:11	
8	08:38	08:11	07:24	07:24	19:43 (4)	06:33	
	17:27	18:10	18:51	20:33	20:03 (4)	21:12	
9	08:38	08:09	07:22	07:22	19:43 (4)	06:32	
	17:28	18:11	18:52	20:34	20:01 (4)	21:13	
10	08:37	08:08	07:20	07:20	19:45 (4)	06:30	
	17:29	18:13	18:53	20:35	19:59 (4)	21:15	
11	08:37	08:06	07:18	07:18	19:48 (4)	06:29	
	17:30	18:14	18:55	20:37	19:57 (4)	21:16	
12	08:37	08:05	07:16	07:16	18:56	06:28	
	17:31	18:16	18:56	20:38	21:17	21:47	
13	08:36	08:03	07:14	07:15	18:58	06:26	
	17:33	18:17	18:58	20:39	21:18	21:48	
14	08:36	08:02	07:12	07:13	18:59	06:25	
	17:34	18:19	18:59	20:41	21:20	21:48	
15	08:35	08:00	07:10	07:11	18:59	06:24	
	17:35	18:20	19:00	20:42	21:21	21:49	
16	08:35	07:59	07:08	07:09	18:59	06:23	
	17:36	18:22	19:02	20:43	21:22	21:49	
17	08:34	07:57	07:07	07:07	18:59	06:22	
	17:38	18:23	19:03	20:45	21:23	21:50	
18	08:33	07:56	07:05	07:06	18:59	06:20	
	17:39	18:25	19:04	20:46	21:25	21:50	
19	08:33	07:54	07:03	07:04	18:59	06:19	
	17:40	18:26	19:06	20:47	21:26	21:50	
20	08:32	07:52	07:01	07:02	20:22 (3)	06:18	
	17:42	18:28	19:07	20:49	3 20:25 (3)	21:27	
21	08:31	07:51	06:59	07:00	20:20 (3)	06:17	
	17:43	18:29	19:08	20:50	6 20:26 (3)	21:28	
22	08:30	07:49	06:57	06:58	20:19 (3)	06:16	
	17:45	18:31	19:10	20:51	8 20:27 (3)	21:29	
23	08:29	07:47	06:55	06:57	20:18 (3)	06:15	
	17:46	18:32	19:11	20:53	11 20:29 (3)	21:30	
24	08:28	07:45	06:53	06:55	20:17 (3)	06:14	
	17:47	18:33	19:13	20:54	12 20:29 (3)	21:31	
25	08:27	07:44	06:51	06:53	20:16 (3)	06:13	
	17:49	18:35	19:14	20:55	14 20:30 (3)	21:32	
26	08:27	07:42	06:49	06:52	20:16 (3)	06:13	
	17:50	18:36	19:15	20:57	16 20:32 (3)	21:33	
27	08:25	07:40	06:47	06:50	20:16 (3)	06:12	
	17:52	18:38	19:17	20:58	17 20:33 (3)	21:34	
28	08:24	07:38	06:45	18:50 (4)	06:48	20:15 (3)	06:11
	17:53	18:39	19:18	5 18:55 (4)	20:59	19 20:34 (3)	21:35
29	08:23	07:43	06:43	19:47 (4)	06:47	20:16 (3)	06:10
	17:55	18:41	19:20	9 19:56 (4)	21:01	20 20:36 (3)	21:36
30	08:22	07:41	06:41	19:46 (4)	06:45	20:16 (3)	06:09
	17:56	18:43	19:22	11 19:57 (4)	21:02	19 20:35 (3)	21:37
31	08:21	07:39	06:39	19:44 (4)	06:44	20:16 (3)	06:09
	17:58	18:45	19:24	14 19:58 (4)	21:03	20 20:36 (3)	21:38
Heures de jour	281	289	369	406	464	472	
Somme mn papillotement possible			39	352	57		
Probabilité de soleil			0,36	0,44	0,39		
Prob. de fonctionnement			0,88	0,88	0,88		
Prob. dir. vent favorable			0,58	0,57	0,57		
Probabilité globale			0,18	0,22	0,20		
Durée probable du papillotement			7	77	11		

Explication sur la disposition et la signification des données présentées dans le tableau ci-dessus

Jour du mois hh:mm lever du soleil hh:mm début de l'ombre (Eolienne projetant la première ombre)
hh:mm coucher du soleil mm d'ombre possible hh:mm fin de l'ombre (Eolienne projetant la dernière ombre)



Projet:
20161213 Magnac-Laval

Titulaire de la licence:
wpd AG
Stephanitorsbollwerk 3 (Haus LUV)
DE-28217 Bremen
+49 7142 77810
Bouchez / j.bouchez@wpd.fr
Calculé :
13/12/2016 14:29/3.0.654

SHADOW - Calendrier par récepteur

Calcul: 20161213 Etude ombres portées Récepteur-d'ombres: C - C - Arcoulant
Hypothèses de calcul
Probabilité d'ensoleillement S (moyenne d'heures de soleil par jour) [LIMOGES]
jan Fév mar Avr Mai Juin Juil Aoû sep oct nov Déc
2,61 3,48 4,30 5,89 5,84 7,49 8,44 7,72 6,58 4,66 3,44 2,78

Heures/an de fonctionnement
0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 Somme
526 613 701 508 262 228 289 359 464 455 490 482 499 517 368 272 307 385 7 725
Vit. vent démarrage: Vit. vent couplage de la courbe de puissance

	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre	
1	06:07	06:36	07:15	19:47 (4)	07:53	07:35	
	21:51	21:27	20:36	9 19:56 (4)	19:38	17:43	
2	06:08	06:37	07:16	19:44 (4)	07:54	07:37	
	21:51	21:26	20:34	14 19:58 (4)	19:36	17:41	
3	06:08	06:39	07:17	19:41 (4)	07:56	07:38	
	21:51	21:25	20:32	18 19:59 (4)	19:34	17:40	
4	06:09	06:40	07:19	19:40 (4)	07:57	07:40	
	21:51	21:23	20:31	20 20:00 (4)	19:32	17:38	
5	06:10	06:41	07:20	19:39 (4)	07:58	07:41	
	21:50	21:22	20:29	22 20:01 (4)	19:30	17:37	
6	06:10	06:42	07:21	19:38 (4)	07:59	07:43	
	21:50	21:20	20:27	23 20:01 (4)	19:28	17:35	
7	06:11	06:43	07:22	19:37 (4)	08:01	07:44	
	21:50	21:19	20:25	24 20:01 (4)	19:26	17:34	
8	06:12	06:45	20:32 (3)	19:36 (4)	08:02	07:46	
	21:49	21:17	6 20:38 (3)	20:23	23 19:59 (4)	19:24	17:33
9	06:13	06:46	20:29 (3)	07:25	19:36 (4)	08:03	07:47
	21:49	21:16	11 20:40 (3)	20:21	20 19:56 (4)	19:22	17:31
10	06:13	06:47	20:27 (3)	07:26	19:36 (4)	08:05	07:48
	21:48	21:14	14 20:41 (3)	20:19	19 19:55 (4)	19:20	17:30
11	06:14	06:48	20:27 (3)	07:27	19:36 (4)	08:06	07:50
	21:48	21:13	16 20:43 (3)	20:17	17 19:53 (4)	19:18	17:29
12	06:15	06:50	20:26 (3)	07:29	19:36 (4)	08:08	07:51
	21:47	21:11	18 20:44 (3)	20:15	15 19:51 (4)	19:17	17:28
13	06:16	06:51	20:25 (3)	07:30	19:37 (4)	08:09	07:53
	21:46	21:10	19 20:44 (3)	20:13	12 19:49 (4)	19:15	17:27
14	06:17	06:52	20:24 (3)	07:31	19:38 (4)	08:10	07:54
	21:46	21:08	19 20:43 (3)	20:11	9 19:47 (4)	19:13	17:25
15	06:18	06:53	20:23 (3)	07:32	19:40 (4)	08:12	07:56
	21:45	21:06	18 20:41 (3)	20:09	5 19:45 (4)	19:11	17:24
16	06:19	06:55	20:23 (3)	07:34	19:42 (4)	08:13	07:57
	21:44	21:05	16 20:39 (3)	20:07	1 19:43 (4)	19:09	17:23
17	06:20	06:56	20:23 (3)	07:35	19:44 (4)	08:14	07:58
	21:43	21:03	16 20:39 (3)	20:05	19:07	17:22	17:10
18	06:21	06:57	20:23 (3)	07:36	19:45 (4)	08:16	08:00
	21:42	21:01	14 20:37 (3)	20:03	19:06	17:21	17:11
19	06:22	06:58	20:23 (3)	07:38	19:46 (4)	08:17	08:01
	21:42	21:00	12 20:35 (3)	20:01	19:04	17:20	17:11
20	06:23	07:00	20:23 (3)	07:39	19:47 (4)	08:18	08:03
	21:41	20:58	10 20:33 (3)	19:59	19:02	17:19	17:11
21	06:24	07:01	20:23 (3)	07:40	19:48 (4)	08:20	08:04
	21:40	20:56	8 20:31 (3)	19:57	19:00	17:18	17:12
22	06:25	07:02	20:25 (3)	07:41	19:49 (4)	08:21	08:05
	21:39	20:54	5 20:30 (3)	19:55	18:59	17:18	17:12
23	06:26	07:03	20:27 (3)	07:43	19:50 (4)	08:23	08:07
	21:38	20:53	1 20:28 (3)	19:53	18:57	17:17	17:13
24	06:27	07:05	07:44	19:51	18:55	17:16	17:13
	21:37	20:51	07:45	19:52	18:56	17:17	17:14
25	06:28	07:06	07:46	19:53	18:57	17:18	17:14
	21:36	20:49	19:49	19:54	18:58	17:19	17:15
26	06:29	07:07	07:47	19:55	18:59	17:20	17:15
	21:35	20:47	19:47	19:56	18:60	17:21	17:16
27	06:30	07:09	07:48	19:57	18:61	17:22	17:17
	21:33	20:46	19:45	19:58	18:62	17:23	17:18
28	06:31	07:10	07:49	19:59	18:63	17:24	17:19
	21:32	20:44	19:43	19:59	18:64	17:25	17:20
29	06:33	07:11	07:50	20:01	18:65	17:26	17:21
	21:31	20:42	19:41	20:02	18:66	17:27	17:22
30	06:34	07:12	07:52	20:03	18:67	17:28	17:23
	21:30	20:40	19:40	20:04	18:68	17:29	17:24
31	06:35	07:14	07:54	20:05	18:69	17:30	17:25
	21:29	20:38	19:40	20:06	18:70	17:31	17:26
Heures de jour	477	439	377	251	285	269	
Somme mn papillotement possible		203	251				
Probabilité de soleil		0,55	0,52				
Prob. de fonctionnement		0,88	0,88				
Prob. dir. vent favorable		0,57	0,58				
Probabilité globale		0,27	0,27				
Durée probable du papillotement		55	67				

Explication sur la disposition et la signification des données présentées dans le tableau ci-dessus

Projet:
20161213 Magnac-Laval

Titulaire de la licence:
wpd AG
Stephanitorsbollwerk 3 (Haus LUV)
DE-28217 Bremen
+49 7142 77810
Bouchez / j.bouchez@wpd.fr
Calculé :
13/12/2016 14:29/3.0.654

SHADOW - Calendrier par récepteur

Calcul: 20161213 Etude ombres portées Récepteur-d'ombres: D - D - Bernèze
Probabilité d'ensoleillement S (moyenne d'heures de soleil par jour) [LIMOGES]
jan Fév mar Avr Mai Juin Juil Aoû sep oct nov Déc
2,61 3,48 4,30 5,89 5,84 7,49 8,44 7,72 6,58 4,66 3,44 2,78

Heures/an de fonctionnement
0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 Somme
526 613 701 508 262 228 289 359 464 455 490 482 499 517 368 272 307 385 7 725
Vit. vent démarrage: Vit. vent couplage de la courbe de puissance

	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembr	Octobre	Novembr	Décembre
1	08:39	08:20	07:37	07:37	06:44	06:08	06:07	06:36	07:15	07:53	07:35	08:17
2	08:39	08:15	07:35	07:35	06:42	06:08	06:08	06:37	07:16	07:54	07:37	08:18
3	08:39	08:17	07:33	07:34	06:41	06:07	06:08	06:39	07:17	07:56	07:38	08:19
4	08:39	08:16	07:31	07:32	06:39	06:06	06:09	06:40	07:19	07:57	07:40	08:20
5	08:39	08:15	07:29	07:30	06:38	06:06	06:10	06:41	07:20	07:58	07:41	08:22
6	08:39	08:14	07:28	07:28	06:36	06:06	06:10	06:42	07:21	08:00	07:43	08:23
7	08:38	08:12	07:26	07:26	06:35	06:05	06:11	06:44	07:22	08:01	07:44	08:24
8	08:38	08:11	07:24	07:24	06:33	06:05	06:12	06:45	07:24	08:02	07:46	08:25
9	08:38	08:09	07:22	07:22	06:32	06:04	06:13	06:46	07:25	08:04	07:47	08:26
10	08:37	08:08	07:20	07:20	06:30	06:04	06:13	06:47	07:26	08:05	07:48	08:27
11	08:37	08:07	07:18	07:18	06:29	06:04	06:14	06:48	07:28	08:06	07:50	08:28
12	08:37	08:05	07:16	07:17	06:28	06:04	06:15	06:50	07:29	08:08	07:51	08:29
13	08:36	08:04	07:14	07:15	06:27	06:04	06:16	06:51	07:30	08:09	07:53	08:30
14	08:36	08:02	07:12	07:13	06:25	06:03	06:17	06:52	07:31	08:10	07:54	08:30
15	08:35	08:00	07:10	07:11	06:24	06:03	06:18	06:53	07:33	08:12	07:56	08:31
16	08:35	07:59	07:09	07:09	06:23	06:03	06:19	06:55	07:34	08:13	07:57	08:32
17	08:34	07:57	07:07	07:07	06:22	06:03	06:20	06:56	07:35	08:14	07:58	08:33
18	08:33	07:56	07:05	07:06	06:21	06:03	06:21	06:57	07:36	08:16	08:00	08:33
19	08:33	07:54	07:03	07:04	06:19	06:03	06:22	06:58	07:38	08:17	08:01	08:34
20	08:32	07:52	07:01	07:02	06:18	06:04	06:23	07:00	07:39	08:18	08:03	08:35
21	08:31	07:51	06:59	07:00	06:17	06:04	06:24	07:01	07:40	08:20	08:04	08:35
22	08:30	07:49	06:57	06:59	06:16	06:04	06:25	07:02	07:41	08:21	08:05	08:36
23	08:29	07:47	06:55	06:57	06:15	06:04	06:26	07:04	07:43	08:23	08:07	08:36
24	08:28	07:46	06:53	06:55	06:14	06:04	06:27	07:05	07:44	08:24	08:08	08:37
25	08:28	07:44	06:51	06:53	06:13	06:05	06:28	07:06	07:45	08:25	08:09	08:37
26	08:27	07:42	06:49	06:52	06:13	06:05	06:29	07:07	07:47	08:27	08:11	08:37
27	08:26	07:40	06:47	06:50	06:12	06:05	06:30	07:09	07:48	08:28	08:12	08:38
28	08:24	07:38	06:45	06:48	06:11	06:06	06:32	07:10	07:49	08:30	08:13	08:38
29	08:23	07:37	06:43	06:47	06:10	06:06	06:33	07:11	07:50	08:31	08:15	08:38
30	08:22	07:35	06:41	06:45	06:10	06:07	06:34	07:12	07:52	08:33	08:16	08:38
31	08:21	07:33	06:39	06:43	06:09	06:09	06:35	07:14	07:54	08:34	08:17	08:39
Heures de jour	281	289	369	406	464	472	477	439	377	339	285	269
Somme mn papillotement possible												
Probabilité de soleil												
Prob. de fonctionnement												
Prob. dir. vent favorable												
Probabilité globale												
Durée probable du papillotement												

Explication sur la disposition et la signification des données présentées dans le tableau ci-dessus

Jour du mois hh:mm lever du soleil hh:mm début de l'ombre (Eolienne projetant la première ombre)
hh:mm coucher du soleil mm d'ombre possible hh:mm fin de l'ombre (Eolienne projetant la dernière ombre)



Projet:
20161213 Magnac-Laval

Titulaire de la licence:
wpd AG
Stephanitorsbollwerk 3 (Haus LUV)
DE-28217 Bremen
+49 7142 77810
Bouchez / j.bouchez@wpd.fr
Calculé :
13/12/2016 14:29/3.0.654

SHADOW - Calendrier par récepteur

Calcul: 20161213 Etude ombres portées Récepteur-d'ombres: E - E - La Gervaudie
Probabilité d'ensoleillement S (moyenne d'heures de soleil par jour) [LIMOGES]
jan Fév mar Avr Mai Juin Juil Aoû sep oct nov Déc
2,61 3,48 4,30 5,89 5,84 7,49 8,44 7,72 6,58 4,66 3,44 2,78

Heures/an de fonctionnement
0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 Somme
526 613 701 508 262 228 289 359 464 455 490 482 499 517 368 272 307 385 7 725
Vit. vent démarrage: Vit. vent couplage de la courbe de puissance

	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembr	Octobre	Novembr	Décembre
1	08:39	08:20	07:37	07:38	06:44	06:08	06:07	06:36	07:15	07:53	07:36	08:17
2	08:39	08:19	07:35	07:36	06:42	06:08	06:08	06:38	07:16	07:54	07:37	08:18
3	08:39	08:18	07:33	07:34	06:41	06:07	06:08	06:39	07:17	07:56	07:38	08:19
4	08:39	08:16	07:31	07:32	06:39	06:06	06:09	06:40	07:19	07:57	07:40	08:20
5	08:39	08:15	07:29	07:30	06:38	06:06	06:10	06:41	07:20	07:58	07:41	08:22
6	08:39	08:14	07:28	07:28	06:36	06:06	06:10	06:42	07:21	08:00	07:43	08:23
7	08:38	08:12	07:26	07:26	06:35	06:05	06:11	06:44	07:22	08:01	07:44	08:24
8	08:38	08:11	07:24	07:24	06:33	06:05	06:12	06:45	07:24	08:02	07:46	08:25
9	08:38	08:10	07:22	07:22	06:32	06:04	06:13	06:46	07:25	08:04	07:47	08:26
10	08:38	08:08	07:20	07:20	06:31	06:04	06:14	06:48	07:26	08:06	07:49	08:27
11	08:37	08:07	07:18	07:18	06:29	06:04	06:15	06:50	07:28	08:08	07:51	08:29
12	08:37	08:05	07:16	07:17	06:28	06:04	06:16	06:51	07:29	08:09	07:53	08:30
13	08:36	08:04	07:14	07:15	06:27	06:04	06:17	06:52	07:30	08:10	07:54	08:30
14	08:36	08:02	07:12	07:13	06:25	06:03	06:18	06:53	07:31	08:11	07:55	08:31
15	08:35	08:01	07:10	07:11	06:24	06:03	06:19	06:55	07:32	08:12	07:56	08:32
16	08:35	07:59	07:09	07:09	06:23	06:03	06:20	06:56	07:33	08:13	07:57	08:33
17	08:34	07:57	07:07	07:07	06:22	06:03	06:21	06:57	07:34	08:14	07:58	08:34
18	08:33	07:56	07:05	07:06	06:21	06:03	06:22	06:58	07:35	08:15	07:59	08:35
19	08:33	07:54	07:03	07:04	06:19	06:03	06:23	06:59	07:36	08:16	08:00	08:36
20	08:32	07:52	07:01	07:02	06:18	06:04	06:24	07:00	07:39	08:17	08:01	08:37
21	08:31	07:51	06:59	07:00	06:17	06:04	06:25	07:01	07:40	08:18	08:02	08:38
22	08:30	07:49	06:57	06:59	06:16	06:04	06:26	07:02	07:41	08:19	08:03	08:39
23	08:29	07:47	06:55	06:57	06:15	06:04	06:27	07:03	07:42	08:20	08:04	08:40
24	08:28	07:46	06:53	06:55	06:14	06:04	06:28	07:04	07:43	08:21	08:05	08:41
25	08:28	07:44	06:51	06:53	06:13	06:05	06:29	07:05	07:44	08:22	08:06	08:42
26	08:27	07:42	06:49	06:52	06:13	06:05	06:30	07:06	07:45	08:23	08:07	08:43
27	08:26	07:40	06:47	06:50	06:12	06:05	06:31	07:07	07:46	08:24	08:08	08:44
28	08:24	07:38	06:45	06:48	06:11	06:06	06:32	07:08	07:47	08:25	08:09	08:45
29	08:23	07:37	06:43	06:47	06:10	06:06	06:33	07:09	07:48	08:26	08:10	08:46
30	08:22	07:35	06:41	06:45	06:10	06:07	06:34	07:10	07:49	08:27	08:11	08:47
31	08:21	07:33	06:39	06:43	06:09	06:09	06:35	07:11	07:50	08:28	08:12	08:48
Heures de jour	281	289	369	406	464	472	477	439	377	339	285	269
Somme mn papillotement possible												
Probabilité de soleil												
Prob. de fonctionnement												
Prob. dir. vent favorable												
Probabilité globale												
Durée probable du papillotement												

Explication sur la disposition et la signification des données présentées dans le tableau ci-dessus

Jour du mois hh:mm lever du soleil hh:mm début de l'ombre (Eolienne projetant la première ombre)
hh:mm coucher du soleil mm d'ombre possible hh:mm fin de l'ombre (Eolienne projetant la dernière ombre)



Projet: **20161213 Magnac-Laval**

Titulaire de la licence: **wpd AG**
 Stephanitorsbollwerk 3 (Haus LUV)
 DE-28217 Bremen
 +49 7142 77810
 Bouchez / j.bouchez@wpd.fr
 Calculé :
 13/12/2016 14:29/3.0.654

SHADOW - Calendrier par récepteur

Calcul: 20161213 Etude ombres portées **Récepteur-d'ombres:** F - F - Le Grand Monteil
 Probabilité d'ensoleillement S (moyenne d'heures de soleil par jour) [LIMOGES]
Hypothèses de calcul
 jan Fév mar Avr Mai Juin Jul Aoû sep oct nov Déc
 2,61 3,48 4,30 5,89 5,84 7,49 8,44 7,72 6,58 4,66 3,44 2,78

Heures/an de fonctionnement
 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 Somme
 526 613 701 508 262 228 289 359 464 455 490 482 499 517 368 272 307 385 7 725
 Vit. vent démarrage: Vit. vent couplage de la courbe de puissance

	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Heures de jour
1	08:39	08:20	07:37	07:37	06:44	07:11 (3)	06:08
2	08:39	08:19	07:35	07:36	06:42	07:09 (3)	06:08
3	08:39	08:18	07:33	07:34	06:41	07:06 (3)	06:07
4	08:39	08:16	07:31	07:32	06:39	07:05 (3)	06:07
5	08:39	08:15	07:29	07:30	06:38	07:03 (3)	06:06
6	08:39	08:14	07:28	07:29	06:36	07:02 (3)	06:06
7	08:38	08:12	07:26	07:26	06:35	07:00 (3)	06:05
8	08:38	08:11	07:24	07:24	06:33	06:59 (3)	06:05
9	08:38	08:10	07:22	07:22	06:32	06:59 (3)	06:04
10	08:38	08:08	07:20	07:20	06:30	06:58 (3)	06:04
11	08:37	08:07	07:18	07:18	06:29	06:57 (3)	06:04
12	08:37	08:05	07:16	07:17	06:28	06:56 (3)	06:04
13	08:36	08:04	07:14	07:15	06:27	06:56 (3)	06:04
14	08:36	08:02	07:12	07:13	06:25	06:56 (3)	06:03
15	08:35	08:01	07:11	07:11	06:24	06:55 (3)	06:03
16	08:35	07:59	07:09	07:09	06:23	06:54 (3)	06:03
17	08:34	07:57	07:07	07:07	06:22	06:54 (3)	06:03
18	08:33	07:56	07:05	07:06	06:21	06:54 (3)	06:03
19	08:33	07:54	07:03	07:04	06:19	06:54 (3)	06:03
20	08:32	07:52	07:01	07:02	06:18	06:53 (3)	06:04
21	08:31	07:51	06:59	07:00	06:17	06:53 (3)	06:04
22	08:30	07:49	06:57	07:00	06:16	06:54 (3)	06:04
23	08:29	07:47	06:55	07:01	06:15	06:54 (3)	06:04
24	08:28	07:46	06:53	07:02	06:14	06:54 (3)	06:04
25	08:28	07:44	06:51	07:03	06:14	06:54 (3)	06:05
26	08:27	07:42	06:49	07:04	06:13	06:54 (3)	06:05
27	08:26	07:40	06:47	07:05	06:12	06:54 (3)	06:05
28	08:25	07:39	06:45	07:06	06:11	06:54 (3)	06:06
29	08:23	07:37	06:43	07:07	06:10	06:54 (3)	06:06
30	08:22	07:35	06:41	07:08	06:09	06:54 (3)	06:07
31	08:21	07:33	06:39	07:09	06:08	06:54 (3)	06:08
Heures de jour	281	289	369	406	464	472	
Somme mn papillotement possible			849	12	1434	1494	
Probabilité de soleil			0,36	0,44	0,39	0,48	
Prob. de fonctionnement			0,88	0,88	0,88	0,88	
Prob. dir. vent favorable			0,56	0,62	0,62	0,62	
Probabilité globale			0,18	0,24	0,21	0,26	
Durée probable du papillotement			152	3	306	389	

Explication sur la disposition et la signification des données présentées dans le tableau ci-dessus

Jour du mois hh:mm lever du soleil hh:mm début de l'ombre (Eolienne projetant la première ombre)
 hh:mm coucher du soleil mm d'ombre possible hh:mm fin de l'ombre (Eolienne projetant la dernière ombre)



Projet: **20161213 Magnac-Laval**

Titulaire de la licence: **wpd AG**
 Stephanitorsbollwerk 3 (Haus LUV)
 DE-28217 Bremen
 +49 7142 77810
 Bouchez / j.bouchez@wpd.fr
 Calculé :
 13/12/2016 14:29/3.0.654

SHADOW - Calendrier par récepteur

Calcul: 20161213 Etude ombres portées **Récepteur-d'ombres:** F - F - Le Grand Monteil
 Probabilité d'ensoleillement S (moyenne d'heures de soleil par jour) [LIMOGES]
Hypothèses de calcul
 jan Fév mar Avr Mai Juin Jul Aoû sep oct nov Déc
 2,61 3,48 4,30 5,89 5,84 7,49 8,44 7,72 6,58 4,66 3,44 2,78

Heures/an de fonctionnement
 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 Somme
 526 613 701 508 262 228 289 359 464 455 490 482 499 517 368 272 307 385 7 725
 Vit. vent démarrage: Vit. vent couplage de la courbe de puissance

	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
1	06:07	07:02 (3)	06:36	07:07 (3)	07:15	07:53	08:16 (4)	07:36	08:17			
2	06:08	07:03 (3)	06:37	07:07 (3)	07:16	07:54	08:16 (4)	07:37	08:18			
3	06:09	07:02 (3)	06:39	07:08 (3)	07:17	07:56	08:18 (4)	07:38	08:19			
4	06:09	07:03 (3)	06:40	07:08 (3)	07:19	07:57	08:19 (4)	07:40	08:21			
5	06:10	07:02 (3)	06:41	07:10 (3)	07:20	07:58	08:20 (4)	07:41	08:22			
6	06:10	07:03 (3)	06:42	07:11 (3)	07:21	07:59	08:22 (4)	07:43	08:23			
7	06:11	07:03 (3)	06:44	07:12 (3)	07:23	08:00	08:24 (4)	07:44	08:24			
8	06:12	07:03 (3)	06:45	07:13 (3)	07:24	08:01	08:25 (4)	07:46	08:25			
9	06:13	07:02 (3)	06:46	07:14 (3)	07:25	08:02	08:26 (4)	07:47	08:26			
10	06:14	07:03 (3)	06:47	07:15 (3)	07:26	08:03	08:27 (4)	07:49	08:27			
11	06:14	07:03 (3)	06:49	07:16 (3)	07:28	08:04	08:28 (4)	07:50	08:28			
12	06:15	07:03 (3)	06:50	07:17 (3)	07:29	08:05	08:29 (4)	07:51	08:29			
13	06:16	07:03 (3)	06:51	07:18 (3)	07:30	08:06	08:30 (4)	07:52	08:30			
14	06:17	07:03 (3)	06:52	07:19 (3)	07:31	08:07	08:31 (4)	07:53	08:31			
15	06:18	07:03 (3)	06:54	07:20 (3)	07:33	08:08	08:32 (4)	07:54	08:32			
16	06:19	07:03 (3)	06:55	07:21 (3)	07:34	08:09	08:33 (4)	07:55	08:33			
17	06:20	07:03 (3)	06:56	07:22 (3)	07:35	08:10	08:34 (4)	07:56	08:34			
18	06:21	07:03 (3)	06:57	07:23 (3)	07:36	08:11	08:35 (4)	07:57	08:35			
19	06:22	07:03 (3)	06:59	07:24 (3)	07:38	08:12	08:36 (4)	07:58	08:36			
20	06:23	07:03 (3)	07:00	07:25 (3)	07:39	08:13	08:37 (4)	07:59	08:37			
21	06:24	07:03 (3)	07:01	07:26 (3)	07:40	08:14	08:38 (4)	08:00	08:38			
22	06:25	07:04 (3)	07:02	07:27 (3)	07:41	08:15	08:39 (4)	08:01	08:39			
23	06:26	07:04 (3)	07:03	07:28 (3)	07:42	08:16	08:40 (4)	08:02	08:40			
24	06:27	07:04 (3)	07:05	07:29 (3)	07:43	08:17	08:41 (4)	08:03	08:41			
25	06:28	07:04 (3)	07:06	07:30 (3)	07:44	08:18	08:42 (4)	08:04	08:42			
26	06:29	07:04 (3)	07:07	07:31 (3)	07:45	08:19	08:43 (4)	08:05	08:43			
27	06:30	07:05 (3)	07:09	07:32 (3)	07:46	08:20	08:44 (4)	08:06	08:44			
28	06:32	07:05 (3)	07:10	07:33 (3)	07:47	08:21	08:45 (4)	08:07	08:45			
29	06:33	07:06 (3)	07:11	07:34 (3)	07:48	08:22	08:46 (4)	08:08	08:46			
30	06:34	07:06 (3)	07:12	07:35 (3)	07:49	08:23	08:47 (4)	08:09	08:47			
31	06:35	07:07 (3)	07:14	07:36 (3)	07:50	08:24	08:48 (4)	08:10	08:48			
Heures de jour	477	439	377	339	285	269						
Somme mn papillotement possible	1604	445	663	195								
Probabilité de soleil	0,55	0,55	0,52	0,43								
Prob. de fonctionnement	0,88	0,88	0,88	0,88								
Prob. dir. vent favorable	0,62	0,62	0,56	0,56								
Probabilité globale	0,30	0,30	0,26	0,21								
Durée probable du papillotement	481	133	171	41								

Explication sur la disposition et la signification des données présentées dans le tableau ci-dessus

Jour du mois hh:mm lever du soleil hh:mm début de l'ombre (Eolienne projetant la première ombre)
 hh:mm coucher du soleil mm d'ombre possible hh:mm fin de l'ombre (Eolienne projetant la dernière ombre)



Projet:
20161213 Magnac-Laval

Titulaire de la licence:
wpd AG
Stephanitorsbollwerk 3 (Haus LUV)
DE-28217 Bremen
+49 7142 77810
Bouchez / j.bouchez@wpd.fr
Calculé :
13/12/2016 14:29/3.0.654

SHADOW - Calendrier par récepteur

Calcul: 20161213 Etude ombres portées Récepteur-d'ombres: G - G - Le Petit Monteil
Hypothèses de calcul

Probabilité d'ensoleillement S (moyenne d'heures de soleil par jour) [LIMOGES]
jan Fév mar Avr Mai Juin Jul Aoû sep oct nov Déc
2,61 3,48 4,30 5,89 5,84 7,49 8,44 7,72 6,58 4,66 3,44 2,78
Heures/an de fonctionnement
0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 Somme
526 613 701 508 262 228 289 359 464 455 490 482 499 517 368 272 307 385 7 725
Vit. vent démarrage: Vit. vent couplage de la courbe de puissance

	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	
1	08:39	08:20	07:37	07:38	06:44	06:08	
	17:20	17:59	18:41	20:23	21:03	21:39	
2	08:39	08:19	07:35	07:36	07:56 (3)	06:42	06:08
	17:21	18:01	18:42	20:25	21:05	21:40	
3	08:39	08:18	07:33	07:34	07:54 (3)	06:41	06:07
	17:22	18:02	18:44	20:26	21:06	21:41	
4	08:39	08:16	07:31	07:32	07:52 (3)	06:39	06:07
	17:22	18:04	18:45	20:27	21:07	21:42	
5	08:39	08:15	07:29	07:30	07:50 (3)	06:38	06:06
	17:24	18:05	18:47	20:29	21:09	21:43	
6	08:39	08:14	07:28	07:48 (4)	07:28	06:36	06:06
	17:25	18:07	18:48	20:30	21:10	21:44	
7	08:38	08:12	07:26	07:46 (4)	07:26	06:35	06:05
	17:26	18:08	18:49	20:31	21:11	21:44	
8	08:38	08:11	07:24	07:44 (4)	07:24	06:33	06:05
	17:27	18:10	18:51	20:33	21:12	21:45	
9	08:38	08:10	07:22	07:43 (4)	07:22	06:32	06:05
	17:28	18:11	18:52	20:34	21:14	21:46	
10	08:38	08:08	07:20	07:41 (4)	07:20	06:31	06:04
	17:29	18:13	18:54	20:35	21:15	21:46	
11	08:37	08:07	07:18	07:39 (4)	07:18	06:29	06:04
	17:30	18:14	18:55	20:37	21:16	21:47	
12	08:37	08:05	07:16	07:39 (4)	07:17	06:28	06:04
	17:32	18:16	18:56	20:38	21:17	21:48	
13	08:36	08:04	07:14	07:39 (4)	07:15	06:27	06:04
	17:33	18:17	18:58	20:39	21:19	21:48	
14	08:36	08:02	07:12	07:39 (4)	07:13	06:25	06:03
	17:34	18:19	18:59	20:41	21:20	21:49	
15	08:35	08:01	07:11	07:39 (4)	07:11	06:24	06:03
	17:35	18:20	19:00	20:42	21:21	21:49	
16	08:35	07:59	07:09	07:39 (4)	07:09	06:23	06:03
	17:37	18:22	19:02	20:43	21:22	21:50	
17	08:34	07:57	07:07	07:40 (4)	07:07	06:22	06:03
	17:38	18:23	19:03	20:45	21:23	21:50	
18	08:33	07:56	07:05	07:41 (4)	07:06	06:21	06:03
	17:39	18:25	19:05	20:46	21:25	21:50	
19	08:33	07:54	07:03	07:43 (4)	07:04	06:19	06:03
	17:41	18:26	19:06	20:47	21:26	21:51	
20	08:32	07:52	07:01	07:43 (4)	07:02	06:18	06:04
	17:42	18:28	19:07	20:49	21:27	21:51	
21	08:31	07:51	06:59	07:00	06:17	06:04	
	17:43	18:29	19:09	20:50	21:28	21:51	
22	08:30	07:49	06:57	06:59	06:16	06:04	
	17:45	18:31	19:10	20:51	21:29	21:51	
23	08:29	07:47	06:55	06:57	06:15	06:04	
	17:46	18:32	19:11	20:53	21:30	21:52	
24	08:29	07:46	06:53	06:55	06:14	06:04	
	17:48	18:34	19:13	20:54	21:31	21:52	
25	08:28	07:44	06:51	06:53	06:14	06:05	
	17:49	18:35	19:14	20:55	21:32	21:52	
26	08:27	07:42	06:49	06:52	06:13	06:05	
	17:51	18:37	19:15	20:57	21:34	21:52	
27	08:26	07:40	06:47	06:50	06:12	06:05	
	17:52	18:38	19:17	20:58	21:35	21:52	
28	08:25	07:39	06:45	06:49	06:11	06:06	
	17:53	18:39	19:18	20:59	21:36	21:52	
29	08:23		07:43	06:47	06:10	06:06	
	17:55		20:19	21:01	21:37	21:52	
30	08:22		07:41	06:45	06:10	06:07	
	17:56		20:21	21:02	21:38	21:52	
31	08:21		07:39		06:09		
	17:58		20:22		21:38		
Heures de jour	281	289		406	464	472	
Somme mn papillotement possible			281	426			
Probabilité de soleil			0,36	0,44			
Prob. de fonctionnement			0,88	0,88			
Prob. dir. vent favorable			0,56	0,59			
Probabilité globale			0,18	0,23			
Durée probable du papillotement			50	96			

Explication sur la disposition et la signification des données présentées dans le tableau ci-dessus

Jour du mois hh:mm lever du soleil hh:mm début de l'ombre (Eolienne projetant la première ombre)
hh:mm coucher du soleil mm d'ombre possible hh:mm fin de l'ombre (Eolienne projetant la dernière ombre)



Projet:
20161213 Magnac-Laval

Titulaire de la licence:
wpd AG
Stephanitorsbollwerk 3 (Haus LUV)
DE-28217 Bremen
+49 7142 77810
Bouchez / j.bouchez@wpd.fr
Calculé :
13/12/2016 14:29/3.0.654

SHADOW - Calendrier par récepteur

Calcul: 20161213 Etude ombres portées Récepteur-d'ombres: G - G - Le Petit Monteil
Hypothèses de calcul

Probabilité d'ensoleillement S (moyenne d'heures de soleil par jour) [LIMOGES]
jan Fév mar Avr Mai Juin Jul Aoû sep oct nov Déc
2,61 3,48 4,30 5,89 5,84 7,49 8,44 7,72 6,58 4,66 3,44 2,78
Heures/an de fonctionnement
0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 Somme
526 613 701 508 262 228 289 359 464 455 490 482 499 517 368 272 307 385 7 725
Vit. vent démarrage: Vit. vent couplage de la courbe de puissance

	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre		
1	06:07	06:36	07:15	07:43 (3)	07:53	08:18 (4)	07:36	08:17
	21:51	21:27	20:36	19:38	19:38	18:42 (4)	17:43	17:12
2	06:08	06:38	07:16	07:43 (3)	07:54	08:17 (4)	07:37	08:18
	21:51	21:26	20:34	19:36	19:36	18:41 (4)	17:41	17:11
3	06:09	06:39	07:18	07:42 (3)	07:56	08:18 (4)	07:38	08:19
	21:51	21:25	20:33	19:34	19:34	18:41 (4)	17:40	17:11
4	06:09	06:40	07:19	07:43 (3)	07:57	08:19 (4)	07:40	08:21
	21:51	21:23	20:31	19:32	19:32	18:40 (4)	17:38	17:11
5	06:10	06:41	07:20	07:43 (3)	07:58	08:20 (4)	07:41	08:22
	21:50	21:22	20:29	19:30	19:30	18:39 (4)	17:37	17:10
6	06:11	06:42	07:21	07:44 (3)	08:00	08:22 (4)	07:43	08:23
	21:50	21:20	20:27	19:28	19:28	18:38 (4)	17:36	17:10
7	06:11	06:44	07:23	07:45 (3)	08:01	08:23 (4)	07:44	08:24
	21:50	21:19	20:25	19:26	19:26	18:36 (4)	17:34	17:10
8	06:12	06:45	07:24	07:46 (3)	08:02	08:25 (4)	07:46	08:25
	21:49	21:18	20:23	19:24	19:24	18:35 (4)	17:33	17:10
9	06:13	06:46	07:25	07:48 (3)	08:04	08:26 (4)	07:47	08:26
	21:49	21:16	20:21	19:22	19:22	18:31 (4)	17:32	17:10
10	06:14	06:47	07:26	07:49 (3)	08:05	07:49	07:49	08:27
	21:48	21:15	20:19	19:20	19:20	18:30	17:30	17:10
11	06:14	06:49	07:28	08:06	08:06	07:50	07:50	08:28
	21:48	21:13	20:17	19:19	19:19	18:29	17:29	17:10
12	06:15	06:50	07:29	08:08	08:08	07:51	07:51	08:29
	21:47	21:11	20:15	19:17	19:17	18:28	17:28	17:10
13	06:16	06:51	07:30	08:09	08:09	07:53	07:53	08:30
	21:46	21:10	20:13	19:15	19:15	18:27	17:27	17:10
14	06:17	06:52	07:31	08:10	08:10	07:54	07:54	08:30
	21:46	21:08	20:11	19:13	19:13	18:26	17:26	17:10
15	06:18	06:54	07:33	08:12	08:12	07:56	07:56	08:31
	21:45	21:07	20:09	19:11	19:11	18:24	17:24	17:10
16	06:19	06:55	07:34	08:13	08:13	07:57	07:57	08:32
	21:44	21:05	20:07	19:09	19:09	18:23	17:23	17:10
17	06:20	06:56	07:35	08:14	08:14	07:59	07:59	08:33
	21:43	21:03	20:05	19:08	19:08	18:22	17:22	17:10
18	06:21	06:57	07:36	08:16	08:16	08:00	08:00	08:33
	21:43	21:02	20:03	19:06	19:06	18:21	17:21	17:11
19	06:22	06:59	07:38	08:17	08:17	08:01	08:01	08:34
	21:42	21:00	20:01	19:04	19:04	18:20	17:20	17:11
20	06:23	07:00	07:39	08:19	08:19	08:03	08:03	08:35
	21:41	20:58	19:59	19:02	19:02	18:19	17:19	17:11
21	06:24	07:01	07:40	08:20	08:20	08:04	08:04	08:35
	21:40	20:56	19:57	19:01	19:01	18:19	17:19	17:12
22	06:25	07:02	07:41	08:21	08:21	08:05	08:05	08:36
	21:39	20:55	19:55	18:59	18:59	18:18	17:18	17:12
23	06:26	07:04	07:43	08:23	08:23	08:07	08:07	08:36
	21:38	20:53	19:53	18:57	18:57	18:17	17:17	17:13
24	06:27	07:05	07:44	08:24	08:24	08:08	08:08	08:37
	21:37	20:51	19:51	18:56	18:56	18:16	17:16	17:13
25	06:28	07:06	07:45	08:24 (4)	07:26	08:09	08:09	08:37
	21:36	20:49	19:49	18:54	18:54	18:15	17:15	17:14
26	06:29	07:07	07:46	08:23 (4)	07:27	08:11	08:11	08:38
	21:35	20:47	19:48	18:52	18:52	18:15	17:15	17:15
27	06:30	07:09	07:47	08:21 (4)	07:28	08:12	08:12	08:38
	21:34	20:46	19:46	18:51	18:51	18:14	17:14	17:15
28	06:32	07:10	07:48	08:20 (4)	07:30	08:13	08:13	08:38
	21:32	20:44	19:44	18:49	18:49	18:13	17:13	17:16
29	06:33	07:11	07:49	08:19 (4)	07:31	08:15	08:15	08:38
	21:31	20:42	19:42	18:48	18:48	18:13	17:13	17:17
30	06:34	07:12	07:50	08:18 (4)	07:33	08:16	08:16	08:39
	21:30	20:40	19:40	18:47	18:47	18:12	17:12	17:18
31	06:35	07:14	07:51	08:17 (4)	07:34	08:17	08:17	08:39

Annexe 4
Calendriers par éolienne

Ce calendrier repose sur le même principe que le précédent, avec une présentation des résultats du calcul éolienne par éolienne.

Projet:
20161213 Magnac-Laval

Titulaire de la licence:
wpd AG
Stephanitorsbollwerk 3 (Haus LUV)
DE-28217 Bremen
+49 7142 77810
Bouchez / j.bouchez@wpd.fr
Calculé :
13/12/2016 14:29/3.0.654

SHADOW - Calendrier par éolienne

Calcul: 20161213 Etude ombres portées **Eolienne(s): 1** - ENERCON E-141 EP4 (WPD) 4200 141.0 !-! moyen: 109,5 m (TOT: 180,0 m) (210)
Hypothèses de calcul Probabilité d'ensoleillement S (moyenne d'heures de soleil par jour) [LIMOGES]
jan Fév mar Avr Mai Juin Juil Aoû sep oct nov Déc

2,61 3,48 4,30 5,89 5,84 7,49 8,44 7,72 6,58 4,66 3,44 2,78

Heures/an de fonctionnement

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	Somme
526	613	701	508	262	228	289	359	464	455	490	482	499	517	368	272	307	385	7 725

Vit. vent démarrage: Vit. vent couplage de la courbe de puissance

	Janvier	Février	Mars		Avril	Mai		Juin	Juillet	Août		Septembre	Octobre	Novembre	Décembre		
1	08:39	08:20	07:37		07:37	08:05-09:03/58	06:44	08:09-08:40/31	06:08	06:07	06:36	07:15	07:57-09:02/65	07:53	07:36	08:17	
	17:20	17:59	18:41		20:23	19:23-19:54/31	21:03		21:39	21:51	21:27		20:36		19:38	17:43	17:12
2	08:39	08:19	07:35		07:36	08:04-09:04/60	06:42	08:12-08:38/26	06:08	06:08	06:37	07:16	07:57-09:02/65	07:54	07:37	08:18	
	17:20	18:01	18:42		20:25	19:23-19:54/31	21:05		21:40	21:51	21:26		20:34		19:36	17:41	17:11
3	08:39	08:18	07:33		07:34	08:03-09:04/61	06:41	08:14-08:35/21	06:07	06:08	06:39	07:17	07:56-09:01/65	07:56	07:38	08:19	
	17:21	18:02	18:44		20:26	19:23-19:53/30	21:06		21:41	21:51	21:25		20:33	19:32-19:35/3	19:34	17:40	17:11
4	08:39	08:16	07:31		07:32	08:02-09:04/62	06:39	08:18-08:31/13	06:06	06:09	06:40	07:19	07:57-09:01/64	07:57	07:40	08:21	
	17:22	18:04	18:45		20:27	19:24-19:51/27	21:07		21:42	21:51	21:23		20:31	19:26-19:40/14	19:32	17:38	17:11
5	08:39	08:15	07:29		07:30	08:01-09:04/63	06:38		06:06	06:10	06:41	07:20	07:56-09:01/65	07:58	07:41	08:22	
	17:23	18:05	18:46		20:29	19:25-19:50/25	21:09		21:43	21:50	21:22		20:29	19:24-19:43/19	19:30	17:37	17:10
6	08:39	08:14	07:28		07:28	08:00-09:04/64	06:36		06:06	06:10	06:42	07:21	07:56-09:00/64	08:00	07:43	08:23	
	17:25	18:07	18:48		20:30	19:26-19:48/22	21:10		21:44	21:50	21:20		20:27	19:22-19:44/22	19:28	17:36	17:10
7	08:38	08:12	07:26		07:26	07:59-09:04/65	06:35		06:05	06:11	06:44	07:23	07:56-08:59/63	08:01	07:44	08:24	
	17:26	18:08	18:49		20:31	19:27-19:46/19	21:11		21:44	21:50	21:19		20:25	19:20-19:45/25	19:26	17:34	17:10
8	08:38	08:11	07:24		07:24	07:59-09:03/64	06:33		06:05	06:12	06:45	07:24	07:56-08:58/62	08:02	07:46	08:25	
	17:27	18:10	18:51		20:33	19:29-19:43/14	21:12		21:45	21:49	21:18		20:23	19:18-19:45/27	19:34	17:33	17:10
9	08:38	08:10	07:22		07:22	07:58-09:03/65	06:32		06:04	06:13	06:46	08:25-08:41/16	07:25	07:57-08:58/61	08:04	07:47	08:26
	17:28	18:11	18:52		20:34	19:34-19:37/3	21:14		21:46	21:49	21:16		20:21	19:17-19:46/29	19:22	17:32	17:10
10	08:38	08:08	07:20		07:20	07:59-09:04/65	06:30		06:04	06:13	06:47	08:21-08:44/23	07:26	07:57-08:57/60	08:05	07:49	08:27
	17:29	18:13	18:54		20:35		21:15		21:46	21:48	21:15		20:19	19:16-19:47/31	19:20	17:30	17:10
11	08:37	08:07	07:18		07:18	07:58-09:03/65	06:29		06:04	06:14	06:48	08:19-08:48/29	07:28	07:57-08:56/59	08:06	07:50	08:28
	17:30	18:14	18:55		20:37		21:16		21:47	21:48	21:13		20:17	19:15-19:47/32	19:19	17:29	17:10
12	08:37	08:05	07:16		07:17	07:58-09:02/64	06:28		06:04	06:15	06:50	08:17-08:50/33	07:29	07:57-08:54/57	08:08	07:51	08:29
	17:31	18:16	18:56		20:38		21:17		21:48	21:47	21:11		20:15	19:14-19:46/32	19:17	17:28	17:10
13	08:36	08:04	07:14		07:15	07:57-09:02/65	06:27		06:04	06:16	06:51	08:15-08:51/36	07:30	07:58-08:53/55	08:09	07:53	08:30
	17:33	18:17	18:58		20:39		21:19		21:48	21:46	21:10		20:13	19:14-19:46/32	19:15	17:27	17:10
14	08:36	08:02	07:12		07:13	07:57-09:01/64	06:25		06:03	06:17	06:52	08:13-08:53/40	07:31	07:59-08:52/53	08:10	07:54	08:30
	17:34	18:19	18:59		20:41		21:20		21:49	21:46	21:08		20:11	19:14-19:46/32	19:13	17:26	17:10
15	08:35	08:01	07:11		07:11	07:57-09:00/63	06:24		06:03	06:18	06:53	08:11-08:54/43	07:33	08:00-08:50/50	08:12	07:56	08:31
	17:35	18:20	19:00		20:42		21:21		21:49	21:45	21:07		20:09	19:13-19:45/32	19:11	17:24	17:10
16	08:35	07:59	07:09		07:09	07:58-09:00/62	06:23		06:03	06:19	06:55	08:11-08:56/45	07:34	08:00-08:48/48	08:13	07:57	08:32
	17:37	18:22	19:02		20:43		21:22		21:50	21:44	21:05		20:07	19:13-19:43/30	19:09	17:23	17:10
17	08:34	07:57	07:07		07:07	07:58-08:59/61	06:22		06:03	06:20	06:56	08:09-08:57/48	07:35	08:01-08:46/45	08:14	07:59	08:33
	17:38	18:23	19:03		20:45		21:23		21:50	21:43	21:03		20:05	19:13-19:41/28	19:08	17:22	17:10
18	08:33	07:56	07:05		07:06	07:58-08:58/60	06:21		06:03	06:21	06:57	08:08-08:57/49	07:36	08:04-08:45/41	08:16	08:00	08:33
	17:39	18:25	19:05		20:46		21:25		21:50	21:43	21:02		20:03	19:14-19:40/26	19:06	17:21	17:11
19	08:33	07:54	07:03		07:04	07:58-08:57/59	06:19		06:03	06:22	06:59	08:06-08:58/52	07:38	08:05-08:42/37	08:17	08:01	08:34
	17:41	18:26	19:06		20:47		21:26		21:51	21:42	21:00		20:01	19:14-19:37/23	19:04	17:20	17:11
20	08:32	07:52	07:01	18:36-18:44/8	07:02	07:59-08:57/58	06:18		06:04	06:23	07:00	08:05-08:59/54	07:39	08:07-08:39/32	08:19	08:03	08:35
	17:42	18:28	19:07		20:49		21:27		21:51	21:41	20:58		20:00	19:14-19:35/21	19:02	17:19	17:11
21	08:31	07:51	06:59	07:31-07:44/13	07:00	07:59-08:56/57	06:17		06:04	06:24	07:01	08:05-09:00/55	07:40	08:09-08:35/26	08:20	08:04	08:35
	17:43	18:29	19:09	18:33-18:46/13	20:50		21:28		21:51	21:40	20:56		19:57	19:15-19:33/18	19:01	17:19	17:12
22	08:30	07:49	06:57	07:25-07:49/24	06:59	07:59-08:54/55	06:16		06:04	06:25	07:02	08:03-09:01/58	07:41	08:14-08:31/17	08:21	08:05	08:36
	17:45	18:31	19:10	18:30-18:47/17	20:51		21:29		21:51	21:39	20:55		19:55	19:17-19:32/15	18:59	17:18	17:12
23	08:29	07:47	06:55	07:21-07:52/31	06:57	08:00-08:54/54	06:15		06:04	06:26	07:04	08:02-09:01/59	07:43	19:19-19:29/10	08:23	08:07	08:36
	17:46	18:32	19:11	18:28-18:48/20	20:53		21:30		21:52	21:38	20:53		19:53		18:57	17:17	17:13
24	08:29	07:46	06:53	07:18-07:54/36	06:55	08:01-08:52/51	06:14		06:04	06:27	07:05	08:01-09:01/60	07:44	19:24-19:27/3	08:24	08:08	08:37
	17:48	18:34	19:13	18:27-18:50/23	20:54		21:31		21:52	21:37	20:51		19:51		18:55	17:16	17:13
25	08:28	07:44	06:51	07:16-07:56/40	06:53	08:01-08:51/50	06:13		06:05	06:28	07:06	08:00-09:01/61	07:45		07:26	08:10	08:37
	17:49	18:35	19:14	18:26-18:51/25	20:55		21:32		21:52	21:36	20:49		19:49		17:54	17:15	17:14
26	08:27	07:42	06:49	07:13-07:57/44	06:52	08:03-08:50/47	06:13		06:05	06:29	07:07	08:00-09:02/62	07:47		07:27	08:11	08:38
	17:50	18:36	19:15	18:25-18:52/27	20:57		21:34		21:52	21:35	20:47		19:47		17:52	17:15	17:15
27	08:26	07:40	06:47	07:11-07:59/48	06:50	08:03-08:48/45	06:12		06:05	06:30	07:09	08:00-09:02/62	07:48		07:28	08:12	08:38
	17:52	18:38	19:17	18:24-18:53/29	20:58		21:35		21:52	21:34	20:46		19:46		17:51	17:14	17:15
28	08:25	07:39	06:45	07:10-08:00/50	06:48	08:05-08:47/42	06:11		06:06	06:32	07:10	07:59-09:02/63	07:49		07:30	08:13	08:38
	17:53	18:39	19:18	18:23-18:55/32	20:59		21:36		21:52	21:32	20:44		19:44		17:49	17:13	17:16
29	08:24		07:43	08:09-09:02/53	06:47	08:06-08:45/39	06:10		06:06	06:33	07:11	07:58-09:02/64	07:50		07:31	08:15	08:38
	17:55		20:19	19:23-19:55/32	21:01		21:37		21:52	21:31	20:42		19:42		17:47	17:13	17:17
30	08:22		07:41	08:08-09:02/54	06:45	08:08-08:43/35	06:10		06:07	06:34	07:12	07:57-09:02/65	07:52		07:33	08:16	08:39
	17:56		20:21	19:22-19:55/33	21:02		21:38		21:52	21:40	20:40		19:40		17:46	17:12	17:18
31	08:21		07:39	08:06-09:03/57	06:09		06:09		06:09	06:35	07:14	07:58-09:02/64	07:50		07:34	08:19	08:39
	17:58																

Projet:
20161213 Magnac-Laval

Titulaire de la licence:
wpd AG
Stephanitorsbollwerk 3 (Haus LUV)
DE-28217 Bremen
+49 7142 77810
Bouchez / j.bouchez@wpd.fr
Calculé :
13/12/2016 14:29/3.0.654

SHADOW - Calendrier par éolienne

Calcul: 20161213 Etude ombres portées **Eolienne(s): 2** - ENERCON E-141 EP4 (WPD) 4200 141.0 !-! moyen: 109,5 m (TOT: 180,0 m) (211)
Probabilité d'ensoleillement S (moyenne d'heures de soleil par jour) [LIMOGES]
jan Fév mar Avr Mai Juin Juil Aoû sep oct nov Déc
2,61 3,48 4,30 5,89 5,84 7,49 8,44 7,72 6,58 4,66 3,44 2,78

Heures/an de fonctionnement
0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 Somme
526 613 701 508 262 228 289 359 464 455 490 482 499 517 368 272 307 385 7 725
Vit. vent démarrage: Vit. vent couplage de la courbe de puissance

	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre			
1	08:39	08:20	07:37	07:58-08:37/39	07:37	06:44	06:08	06:07	06:36	07:15	07:53	08:36-09:10/34	07:36	08:17	
2	17:20	17:59	18:41	17:33-18:14/41	20:23	21:03	21:39	21:51	21:27	20:36	19:38	18:16-18:45/29	17:43	17:12	
3	08:39	08:19	07:35	07:57-08:37/40	07:36	06:42	06:08	06:37	07:16	07:54	08:35-09:10/35	07:37	08:18		
4	17:20	18:01	18:42	17:33-18:14/41	20:25	21:05	21:40	21:51	21:26	20:34	19:36	18:14-18:45/31	17:41	17:11	
5	08:39	08:18	07:33	07:56-08:37/41	07:34	06:41	06:07	06:08	06:39	07:17	07:56	08:34-09:11/37	07:38	08:19	
6	17:21	18:02	18:44	17:33-18:14/41	20:26	21:06	21:41	21:51	21:25	20:33	19:34	18:13-18:47/34	17:40	17:11	
7	08:39	08:16	07:31	07:55-08:37/42	07:32	06:39	06:06	06:09	06:40	07:19	07:57	08:33-09:11/38	07:40	08:21	
8	17:22	18:04	18:45	17:32-18:14/42	20:27	21:07	21:42	21:51	21:23	20:31	19:32	18:11-18:47/36	17:38	17:11	
9	08:39	08:15	07:29	07:55-08:37/42	07:30	06:38	06:06	06:10	06:41	07:20	07:58	08:32-09:11/39	07:41	08:22	
10	17:23	18:05	18:46	17:32-18:13/41	20:29	21:08	21:43	21:50	21:22	20:29	19:30	18:10-18:47/37	17:37	17:10	
11	08:39	08:14	07:28	07:55-08:36/41	07:28	06:36	06:06	06:10	06:42	07:21	08:00	08:32-09:12/40	07:43	08:23	
12	17:25	18:07	18:48	17:32-18:13/41	20:30	21:10	21:44	21:50	21:20	20:27	19:28	18:09-18:48/39	17:36	17:10	
13	08:38	08:12	07:26	07:55-08:35/40	07:26	06:35	06:05	06:11	06:44	07:23	08:01	08:31-09:12/41	07:44	08:24	
14	17:26	18:08	18:49	17:32-18:12/40	20:31	21:11	21:44	21:50	21:19	20:25	19:26	18:08-18:48/40	17:34	17:10	
15	08:38	08:11	07:24	07:55-08:35/40	07:24	06:33	06:05	06:12	06:45	07:24	08:02	08:31-09:12/41	07:46	08:25	
16	17:27	18:10	18:51	17:33-18:11/38	20:33	21:12	21:45	21:49	21:18	20:23	19:24	18:07-18:48/41	17:33	17:10	
17	08:38	08:10	07:22	07:56-08:35/39	07:22	06:32	06:04	06:13	06:46	07:25	08:04	08:30-09:12/42	07:47	08:26	
18	17:28	18:11	18:52	17:33-18:10/37	20:34	21:14	21:46	21:49	21:16	20:21	19:22	18:07-18:48/41	17:32	17:10	
19	08:38	08:08	07:20	07:56-08:34/38	07:20	06:30	06:04	06:13	06:47	07:26	08:05	08:30-09:11/41	07:49	08:27	
20	17:29	18:13	18:53	17:35-18:10/35	20:35	21:15	21:46	21:48	21:15	20:19	19:20	18:07-18:48/41	17:30	17:10	
21	08:37	08:07	07:18	07:57-08:33/36	07:18	06:29	06:04	06:14	06:48	07:28	08:06	08:30-09:11/41	07:50	08:28	
22	17:30	18:14	18:55	17:36-18:08/32	20:37	21:16	21:47	21:48	21:13	20:17	19:19	18:07-18:48/41	17:29	17:10	
23	08:37	08:05	07:16	07:57-08:31/34	07:17	06:28	06:04	06:15	06:50	07:29	08:08	08:30-09:10/40	07:51	08:29	
24	17:31	18:16	18:56	17:37-18:07/30	20:38	21:17	21:48	21:47	21:11	20:15	19:17	18:06-18:47/41	17:28	17:10	
25	08:36	08:04	07:14	07:58-08:30/32	07:15	06:27	06:04	06:16	06:51	07:30	08:09	08:31-09:09/38	07:53	08:30	
26	17:33	18:17	18:58	17:38-18:05/27	20:39	21:19	21:48	21:46	21:10	20:13	19:15	18:06-18:47/41	17:27	17:10	
27	08:36	08:02	07:12	07:59-08:28/29	07:13	06:25	06:03	06:17	06:52	07:31	08:10	08:33-09:09/36	07:54	08:30	
28	17:34	18:19	18:59	17:40-18:02/22	20:41	21:20	21:49	21:46	21:08	20:11	19:13	18:06-18:47/41	17:26	17:10	
29	08:35	08:01	07:10	08:01-08:26/25	07:11	06:24	06:03	06:18	06:53	07:33	08:12	08:34-09:08/34	07:56	08:31	
30	17:35	18:20	19:00	17:42-17:59/17	20:42	21:21	21:49	21:45	21:07	20:09	19:11	18:06-18:46/40	17:24	17:10	
31	08:35	07:59	07:09	08:02-08:23/21	07:09	06:23	06:03	06:19	06:55	07:34	08:13	08:36-09:07/31	07:57	08:32	
32	17:37	18:22	19:02	17:47-17:54/7	20:43	21:22	21:50	21:44	21:05	20:07	19:09	18:07-18:45/38	17:23	17:10	
33	08:34	07:57	07:07	08:05-08:20/15	07:07	06:22	06:03	06:20	06:56	07:35	08:14	08:37-09:06/29	07:59	08:33	
34	17:38	18:23	19:03		20:45	21:23	21:50	21:43	21:03	20:05	19:08	18:07-18:42/35	17:22	17:10	
35	08:33	07:56	07:05	17:47-18:00/13	07:05	06:21	06:03	06:21	06:57	07:36	08:16	08:39-09:05/26	08:00	08:33	
36	17:39	18:25	19:05		20:46	21:25	21:50	21:43	21:02	20:03	19:06	18:08-18:41/33	17:21	17:11	
37	08:33	07:54	07:03	08:15-08:20/5	07:03	06:19	06:03	06:22	06:59	07:38	08:17	08:40-09:03/23	08:01	08:34	
38	17:41	18:26	19:06	17:44-18:02/18	19:06	20:47	21:26	21:51	21:42	21:00	19:04	18:09-18:39/30	17:20	17:11	
39	08:32	07:52	07:01	08:14-08:26/12	07:01	06:18	06:04	06:23	07:00	07:39	08:19	08:42-09:01/19	08:03	08:35	
40	17:42	18:28	19:07	17:42-18:04/22	19:07	20:49	21:27	21:51	21:41	20:58	19:02	18:09-18:36/27	17:19	17:11	
41	08:31	07:51	07:00	08:12-08:29/17	06:59	06:17	06:04	06:24	07:01	07:40	08:20	08:43-08:58/15	08:04	08:35	
42	17:43	18:29	19:09	17:40-18:05/25	19:09	20:50	21:28	21:51	21:40	20:56	19:01	18:11-18:35/24	17:19	17:12	
43	08:30	07:49	06:57	08:10-08:30/20	06:57	06:15	06:04	06:25	07:02	07:41	08:21	08:44-08:55/11	08:05	08:36	
44	17:45	18:31	19:10	17:39-18:07/28	19:10	20:51	21:29	21:51	21:39	20:55	18:59	18:13-18:33/20	17:18	17:12	
45	08:29	07:47	06:55	08:08-08:32/24	06:55	06:15	06:04	06:26	07:04	07:43	08:23	18:15-18:32/17	08:07	08:36	
46	17:46	18:32	19:11	17:37-18:08/31	19:11	20:53	21:30	21:52	21:38	20:53	18:57		17:17	17:13	
47	08:29	07:46	06:53	08:07-08:34/27	06:53	06:14	06:04	06:27	07:05	07:44	08:24	18:18-18:30/12	08:08	08:37	
48	17:48	18:34	19:13	17:37-18:10/33	19:13	20:54	21:31	21:52	21:37	20:51	18:55		17:16	17:13	
49	08:28	07:44	06:51	08:05-08:35/30	06:51	06:13	06:05	06:28	07:06	07:45	07:26		08:09	08:37	
50	17:49	18:35	19:14	17:36-18:11/35	19:14	20:55	21:32	21:52	21:36	20:49	18:25		17:15	17:14	
51	08:27	07:42	06:49	08:03-08:35/32	06:49	06:13	06:05	06:29	07:07	07:47	08:50-09:01/11	07:27	08:11	08:38	
52	17:50	18:36	19:15	17:35-18:13/38	19:15	20:57	21:34	21:52	21:35	20:47	17:52		17:15	17:15	
53	08:26	07:40	06:47	08:01-08:36/35	06:47	06:10	06:05	06:30	07:09	07:48	08:45-09:04/19	07:28	08:12	08:38	
54	17:52	18:38	19:17	17:34-18:13/39	19:17	20:58	21:35	21:52	21:34	20:46	17:51		17:14	17:15	
55	08:25	07:39	06:45	07:59-08:36/37	06:45	06:08	06:11	06:06	06:32	07:10	07:49	08:42-09:06/24	07:30	08:13	08:38
56	17:53	18:39	19:18	17:33-18:13/40	19:18	20:59	21:36	21:52	21:32	20:44	19:44	18:24-18:38/14	17:49	17:13	17:16
57	08:23		07:43		07:43	06:10	06:06	06:33	07:11	07:50	08:40-09:08/28	07:31	08:15	08:38	
58	17:55		19:01		20:19	21:01	21:37	21:52	21:31	20:42	19:42	18:20-18:41/21	17:47	17:13	17:17
59	08:22		07:41		07:41	06:45	06:10	06:07	06:34	07:12	07:52	08:38-09:09/31	07:33	08:16	08:39
60	17:56		19:02		20:21	21:02	21:38	21:52	21:30	20:40	19:40	18:18-18:44/26	17:46	17:12	17:18
61	08:21		07:39		07:39	06:09	06:09	06:11	06:35	07:14	07:53		08:39	08:39	08:39
62	17:58		19:03		20:22	21:03	21:38	21:52	21:29	20:38	17:44		17:18	17:18	17:18
63	Heures de jour	281	289	369	406	464	472	477	439	377	339	285	269	0	0
64	Somme mn papillotement possible	0	561	1126	0	0	0	0	174	1540	0	0	583	1491	1494

Explication sur la disposition et la signification des données présentées dans le tableau ci-dessus

Jour du mois hh:mm lever du soleil hh:mm début de l'ombre-hh:mm fin de l'ombre/mm d'ombre possible
hh:mm coucher du soleil hh:mm début de l'ombre-hh:mm fin de l'ombre/mm d'ombre possible



Projet:
20161213 Magnac-Laval

Titulaire de la licence:
wpd AG
Stephanitorsbollwerk 3 (Haus LUV)
DE-28217 Bremen
+49 7142 77810
Bouchez / j.bouchez@wpd.fr
Calculé :
13/12/2016 14:29/3.0.654

SHADOW - Calendrier par éolienne

Calcul: 20161213 Etude ombres portées **Eolienne(s): 3** - ENERCON E-141 EP4 (WPD) 4200 141.0 !-! moyen: 109,5 m (TOT: 180,0 m) (212)
Probabilité d'ensoleillement S (moyenne d'heures de soleil par jour) [LIMOGES]
jan Fév mar Avr Mai Juin Juil Aoû sep oct nov Déc
2,61 3,48 4,30 5,89 5,84 7,49 8,44 7,72 6,58 4,66 3,44 2,78

Heures/an de fonctionnement
0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 Somme
526 613 701 508 262 228 289 359 464 455 490 482 499 517 368 272 307 385 7 725
Vit. vent démarrage: Vit. vent couplage de la courbe de

Projet:
20161213 Magnac-Laval

Titulaire de la licence:
wpd AG
Stephanitorsbollwerk 3 (Haus LUV)
DE-28217 Bremen
+49 7142 77810
Bouchez / j.bouchez@wpd.fr
Calculé :
13/12/2016 14:29/3.0.654

SHADOW - Calendrier par éolienne

Calcul: 20161213 Etude ombres portées **Eolienne(s): 3** - ENERCON E-141 EP4 (WPD) 4200 141.0 !-! moyen: 109,5 m (TOT: 180,0 m) (212)
Probabilité d'ensoleillement S (moyenne d'heures de soleil par jour) [LIMOGES]
jan Fév mar Avr Mai Juin Juil Aoû sep oct nov Déc
2,61 3,48 4,30 5,89 5,84 7,49 8,44 7,72 6,58 4,66 3,44 2,78

Heures/an de fonctionnement
0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 Somme
526 613 701 508 262 228 289 359 464 455 490 482 499 517 368 272 307 385 7 725
Vit. vent démarrage: Vit. vent couplage de la courbe de puissance

	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
1	06:07 07:02-07:52/50	06:36 07:07-07:54/47	07:15 07:43-08:12/29	07:53	07:36	08:17 08:44-08:56/12
	21:51	21:27	20:36	19:38	17:43	17:12
2	06:08 07:03-07:53/50	06:37 07:07-07:54/47	07:16 07:43-08:11/28	07:54	07:37	08:18 08:45-08:56/11
	21:51	21:26	20:34	19:36	17:41	17:11
3	06:08 07:02-07:52/50	06:39 07:08-07:53/45	07:17 07:42-08:11/29	07:56	07:38	08:19 08:46-08:56/10
	21:51	21:25	20:33	19:34	17:40	17:11
4	06:09 07:03-07:53/50	06:40 07:08-07:52/44	07:19 07:43-08:11/28	07:57	07:40	08:21 08:48-08:57/9
	21:51	21:23	20:31	19:32	17:38	17:11
5	06:10 07:02-07:53/51	06:41 07:10-07:52/42	07:20 07:43-08:10/27	07:58	07:41	08:22 08:49-08:57/8
	21:50	21:22	20:29	19:30	17:37	17:10
6	06:10 07:03-07:53/50	06:42 07:11-07:50/39	07:21 07:44-08:08/24	08:00	07:43	08:23 08:50-08:57/7
	21:50	21:20	20:27	19:28	17:36	17:10
7	06:11 07:03-07:54/51	06:44 07:12-07:49/37	07:22 07:45-08:07/22	08:01	07:44	08:24 08:51-08:56/5
	21:50	21:19	20:25	19:26	17:34	17:10
8	06:12 07:03-07:55/52	06:45 07:13-07:47/34	07:24 07:46-08:05/19	08:02	07:46	08:25 08:52-08:56/4
	21:49	21:17	20:32-20:38/6	19:24	17:33	17:10
9	06:13 07:02-07:54/52	06:46 07:14-07:46/32	07:25 07:48-08:04/16	08:04	07:47	08:26 08:53-08:56/3
	21:49	21:16	20:29-20:40/11	19:22	17:32	17:10
10	06:13 07:03-07:55/52	06:47 07:15-07:43/28	07:26 07:49-08:00/11	08:05	07:49	08:27 08:54-08:56/2
	21:48	21:14	20:27-20:41/14	19:20	17:30	17:10
11	06:14 07:03-07:55/52	06:48 07:18-07:42/24	07:28	08:06	07:50	08:28 08:55-08:56/1
	21:48	21:13	20:27-20:43/16	19:19	17:29	17:09
12	06:15 07:03-07:56/53	06:50 07:21-07:39/18	07:29	08:08	07:51	08:29
	21:47	21:11	20:26-20:44/18	19:17	17:28	17:10
13	06:16 07:03-07:56/53	06:51 07:25-07:33/8	07:30	08:09	07:53	08:30
	21:46	21:10	20:25-20:44/19	19:15	17:27	17:10
14	06:17 07:03-07:55/52	06:52 20:24-20:43/19	07:31	08:10	07:54 08:37-08:46/9	08:30
	21:46	21:08	20:11	19:13	17:26	17:10
15	06:18 07:03-07:56/53	06:53 20:23-20:41/18	07:33	08:12	07:56 08:34-08:47/13	08:31
	21:45	21:07	20:09	19:11	17:24	17:10
16	06:19 07:03-07:56/53	06:55 20:23-20:39/16	07:34	08:13	07:57 08:34-08:49/15	08:32
	21:44	21:05	20:07	19:09	17:23	17:10
17	06:20 07:03-07:56/53	06:56 20:23-20:39/16	07:35	08:14	07:59 08:32-08:50/18	08:33
	21:43	21:03	20:05	19:08	17:22	17:10
18	06:21 07:03-07:56/53	06:57 20:23-20:37/14	07:36	08:16	08:00 08:32-08:52/20	08:33
	21:43	21:02	20:03	19:06	17:21	17:11
19	06:22 07:03-07:57/54	06:59 20:23-20:35/12	07:38	08:17	08:01 08:32-08:52/20	08:34
	21:42	21:00	20:01	19:04	17:20	17:11
20	06:23 07:03-07:57/54	07:00 20:23-20:33/10	07:39	08:19	08:03 08:32-08:53/21	08:35
	21:41	20:58	19:59	19:02	17:19	17:11
21	06:24 07:04-07:57/53	07:01 20:23-20:31/8	07:40	08:20	08:04 08:31-08:53/22	08:35
	21:40	20:56	19:57	19:01	17:19	17:12
22	06:25 07:04-07:57/53	07:02 20:25-20:30/5	07:41	08:21	08:05 08:32-08:54/22	08:36
	21:39	20:55	19:55	18:59	17:18	17:12
23	06:26 07:04-07:57/53	07:04 07:55-08:05/10	07:43	08:23	08:07 08:33-08:54/21	08:36
	21:38	20:53	20:27-20:28/1	18:57	17:17	17:13
24	06:27 07:04-07:57/53	07:05 07:52-08:07/15	07:44	08:24	08:08 08:35-08:55/20	08:37
	21:37	20:51	19:51	18:55	17:16	17:13
25	06:28 07:04-07:56/52	07:06 07:49-08:09/20	07:45	07:26	08:09 08:36-08:55/19	08:37
	21:36	20:49	19:49	17:54	17:15	17:14
26	06:29 07:04-07:56/52	07:07 07:49-08:10/21	07:47	07:27	08:11 08:37-08:55/18	08:38
	21:35	20:47	19:47	17:52	17:15	17:15
27	06:30 07:05-07:56/51	07:09 07:47-08:11/24	07:48	07:28	08:12 08:39-08:56/17	08:38
	21:33	20:46	19:45	17:51	17:14	17:15
28	06:32 07:05-07:56/51	07:10 07:46-08:11/25	07:49	07:30	08:13 08:40-08:56/16	08:38
	21:32	20:44	19:44	17:49	17:13	17:16
29	06:33 07:06-07:56/50	07:11 07:45-08:11/26	07:50	07:31	08:15 08:41-08:56/15	08:38
	21:31	20:42	19:42	17:47	17:13	17:17
30	06:34 07:06-07:56/50	07:12 07:44-08:11/27	07:52	07:33	08:16 08:43-08:57/14	08:39
	21:30	20:40	19:40	17:46	17:12	17:18
31	06:35 07:07-07:55/48	07:14 07:44-08:12/28	07:53	07:34	08:17	08:39
	21:29	20:38	19:39	17:44	17:11	17:18
Heures de jour	477	439	377	339	285	269
Somme mn papillotement possible	1604	844	233	0	300	72

Explication sur la disposition et la signification des données présentées dans le tableau ci-dessus

Jour du mois hh:mm lever du soleil hh:mm début de l'ombre-hh:mm fin de l'ombre/mm d'ombre possible
hh:mm coucher du soleil hh:mm début de l'ombre-hh:mm fin de l'ombre/mm d'ombre possible



Projet:
20161213 Magnac-Laval

Titulaire de la licence:
wpd AG
Stephanitorsbollwerk 3 (Haus LUV)
DE-28217 Bremen
+49 7142 77810
Bouchez / j.bouchez@wpd.fr
Calculé :
13/12/2016 14:29/3.0.654

SHADOW - Calendrier par éolienne

Calcul: 20161213 Etude ombres portées **Eolienne(s): 4** - ENERCON E-141 EP4 (WPD) 4200 141.0 !-! moyen: 109,5 m (TOT: 180,0 m) (213)
Probabilité d'ensoleillement S (moyenne d'heures de soleil par jour) [LIMOGES]
jan Fév mar Avr Mai Juin Juil Aoû sep oct nov Déc
2,61 3,48 4,30 5,89 5,84 7,49 8,44 7,72 6,58 4,66 3,44 2,78

Heures/an de fonctionnement
0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 Somme
526 613 701 508 262 228 289 359 464 455 490 482 499 517 368 272 307 385 7 725
Vit. vent démarrage: Vit. vent couplage de la courbe de puissance

	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin
1	08:39 09:12-09:24/12	08:20	07:37	07:37 19:44-20:01/17	06:44	06:08
	17:20	17:59	18:41	20:23	21:03	21:39
2	08:39 09:13-09:24/11	08:19	07:35	07:36 19:43-20:02/19	06:42	06:08
	17:20	18:01	18:42	20:25	21:05	21:40
3	08:39 09:13-09:23/10	08:18	07:33	07:34 19:43-20:03/20	06:41	06:07
	17:21	18:02	18:44	20:26	21:06	21:41
4	08:39 09:14-09:23/9	08:16	07:31	07:32 19:42-20:04/22	06:39	06:06
	17:22	18:04	18:45	20:27	21:07	21:42
5	08:39 09:16-09:23/7	08:15	07:29 07:50-07:58/8	07:30 19:42-20:05/23	06:38	06:06
	17:23	18:05	18:46	20:29	21:08	21:43
6	08:39 09:18-09:21/3	08:14	07:28 07:48-08:01/13	07:28 19:42-20:05/23	06:36	06:06
	17:25	18:07	18:48 08:01-08:02/1	20:30	21:10	21:43
7	08:38	08:12	07:26 07:46-08:02/16	07:26 19:42-20:04/22	06:35	06:05
	17:26	18:08	18:49 08:02-08:06/4	20:31	21:11	21:44
8	08:38	08:11	07:24 07:44-08:03/19	07:24 19:43-20:03/20	06:33	06:05
	17:27	18:10	18:51 08:03-08:08/5	20:33	21:12	21:45
9	08:38	08:09	07:22 07:42-08:04/22	07:22 19:43-20:01/18	06:32	06:04
	17:28	18:11	18:52 08:04-08:10/6	20:34	21:14	21:46
10	08:38	08:08	07:20 07:41-08:05/24	07:20 19:45-19:59/14	06:30	06:04
	17:29	18:13	18:53 08:05-08:12/7	20:35	21:15	21:46
11	08:37	08:07	07:18 07:39-08:05/26	07:18 19:48-19:57/9	06:29	06:04
	17:30	18:14	18:55 08:05-08:13/8	20:37	21:16	21:47
12	08:37	08:05	07:16 07:38-08:04/26	07:17	06:28	06:04
	17:31	18:16	18:56 08:04-08:13/9	20:38	21:17	21:47
13	08:36	08:04	07:14 07:37-08:04/27	07:15	06:27	06:04
	17:33	18:17	18:58 08:04-08:14/10	20:39	21:19	21:48
14	08:36	08:02	07:12 07:36-08:03/27	07:13	06:25	06:03
	17:34	18:19	18:59 08:03-08:14/11	20:41	21:20	21:49
15	08:35	08:00	07:10 07:35-08:02/27	07:11	06:24	06:03
	17:35	18:20	19:00 08:02-08:14/12	20:42	21:21	21:49
16	08:35	07:59	07:09 07:34-08:01/27	07:09	06:23	06:03
	17:37	18:22	19:02 08:01-08:15/14	20:43	21:22	21:49
17	08:34	07:57	07:07 07:33-08:00/27	07:07	06:22	06:03
	17:38	18:23	19:03 08:00-08:14/14	20:45	21:23	21:50
18	08:33	07:56	07:05 07:33-07:58/25	07:06	06:21	06:03
	17:39	18:25	19:04 07:58-08:14/16	20:46	21:25	21:50
19	08:33	07:54	07:03 07:33-07:55/22	07:04	06:19	06:03
	17:41	18:26	19:06 07:55-08:14/19	20:47	21:26	21:51
20	08:32	07:52	07:01 07:32-08:13/41	07:02	06:18	06:04
	17:42	18:28	19:07	20:49	21:27	21:51
21	08:31	07:51	06:59 07:32-08:13/41	07:00	06:17	06:04
	17:43	18:29	19:09	20:50	21:28	21:51
22	08:30	07:49	06:57 07:32-08:12/40	06:59	06:16	06:04
	17:45	18:31	19:10	20:51	21:29	21:51
23	08:29	07:47	06:55 07:32-08:11/39	06:57	06:15	06:04
	17:46	18:32	19:11	20:53	21:30	21:51
24	08:28	07:46	06:53 07:33-08:10/37	06:55	06:14	06:04
	17:48	18:34	19:13	20:54	21:31	21:52
25	08:28	07:44	06:51 07:33-08:09/36	06:53	06:13	06:05
	17:49	18:35	19:14	20:55	21:32	21:52
26	08:27	07:42	06:49 07:34-08:08/34	06:52	06:13	06:05
	17:50	18:36	19:15	20:57	21:33	21:52
27	08:26	07:40	06:			

SHADOW - Calendrier par éolienne

Calcul: 20161213 Etude ombres portées **Eolienne(s):** 4 - ENERCON E-141 EP4 (WPD) 4200 141.0 !-! moyen: 109,5 m (TOT: 180,0 m) (213)
Hypothèses de calcul Probabilité d'ensoleillement S (moyenne d'heures de soleil par jour) [LIMOGES]

jan	Fév	mar	Avr	Mai	Juin	Juil	Aoû	sep	oct	nov	Déc
2,61	3,48	4,30	5,89	5,84	7,49	8,44	7,72	6,58	4,66	3,44	2,78

Heures/an de fonctionnement

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	Somme
526	613	701	508	262	228	289	359	464	455	490	482	499	517	368	272	307	385	7 725

Vit. vent démarrage: Vit. vent couplage de la courbe de puissance

	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
1	06:07	06:36	07:15 19:47-19:56/9	07:53 08:16-08:43/27	07:36	08:17
	21:51	21:27	20:36	19:38 08:43-08:52/9	17:43	17:12
2	06:08	06:37	07:16 19:44-19:58/14	07:54 08:16-08:42/26	07:37	08:18
	21:51	21:26	20:34	19:36 08:42-08:51/9	17:41	17:11
3	06:08	06:39	07:17 19:41-19:59/18	07:56 08:18-08:42/24	07:38	08:19
	21:51	21:25	20:32	19:34 08:42-08:50/8	17:40	17:11
4	06:09	06:40	07:19 19:40-20:00/20	07:57 08:19-08:41/22	07:40	08:21
	21:51	21:23	20:31	19:32 08:41-08:48/7	17:38	17:11
5	06:10	06:41	07:20 19:39-20:01/22	07:58 08:20-08:40/20	07:41	08:22
	21:50	21:22	20:29	19:30 08:40-08:46/6	17:37	17:10
6	06:10	06:42	07:21 19:38-20:01/23	08:00 08:22-08:39/17	07:43	08:23 09:05-09:07/2
	21:50	21:20	20:27	19:28 08:39-08:44/5	17:36	17:10
7	06:11	06:44	07:22 19:37-20:01/24	08:01 08:23-08:37/14	07:44	08:24 09:03-09:10/7
	21:50	21:19	20:25	19:26 08:37-08:40/3	17:34	17:10
8	06:12	06:45	07:24 19:36-19:59/23	08:02 08:25-08:35/10	07:46	08:25 09:02-09:11/9
	21:49	21:17	20:23	19:24	17:33	17:10
9	06:13	06:46	07:25 19:36-19:56/20	08:04 08:26-08:31/5	07:47	08:26 09:02-09:12/10
	21:49	21:16	20:21	19:22	17:32	17:10
10	06:13	06:47	07:26 19:36-19:55/19	08:05	07:49	08:27 09:02-09:13/11
	21:48	21:14	20:19	19:20	17:30	17:10
11	06:14	06:48	07:28 19:36-19:53/17	08:06	07:50	08:28 09:02-09:14/12
	21:48	21:13	20:17	19:19	17:29	17:10
12	06:15	06:50	07:29 08:34-08:47/13	08:08	07:51	08:29 09:02-09:15/13
	21:47	21:11	20:15 19:36-19:51/15	19:17	17:28	17:10
13	06:16	06:51	07:30 08:30-08:50/20	08:09	07:53	08:30 09:02-09:16/14
	21:46	21:10	20:13 19:37-19:49/12	19:15	17:27	17:10
14	06:17	06:52	07:31 08:28-08:53/25	08:10	07:54	08:30 09:03-09:17/14
	21:46	21:08	20:11 19:38-19:47/9	19:13	17:26	17:10
15	06:18	06:53	07:33 08:26-08:54/28	08:12	07:56	08:31 09:02-09:17/15
	21:45	21:07	20:09 19:40-19:45/5	19:11	17:24	17:10
16	06:19	06:55	07:34 08:24-08:55/31	08:13	07:57	08:32 09:02-09:18/16
	21:44	21:05	20:07 19:42-19:43/1	19:09	17:23	17:10
17	06:20	06:56	07:35 08:22-08:56/34	08:14	07:58	08:33 09:03-09:19/16
	21:43	21:03	20:05	19:08	17:22	17:10
18	06:21	06:57	07:36 08:22-08:57/35	08:16	08:00	08:33 09:03-09:18/15
	21:43	21:01	20:03	19:06	17:21	17:11
19	06:22	06:58	07:38 08:20-08:57/37	08:17	08:01	08:34 09:04-09:19/15
	21:42	21:00	20:01	19:04	17:20	17:11
20	06:23	07:00	07:39 08:19-08:57/38	08:19	08:03	08:35 09:04-09:20/16
	21:41	20:58	19:59	19:02	17:19	17:11
21	06:24	07:01	07:40 08:18-08:57/39	08:20	08:04	08:35 09:04-09:20/16
	21:40	20:56	19:57	19:01	17:19	17:12
22	06:25	07:02	07:41 08:18-08:58/40	08:21	08:05	08:36 09:05-09:21/16
	21:39	20:55	19:55	18:59	17:18	17:12
23	06:26	07:04	07:43 08:17-08:58/41	08:23	08:07	08:36 09:05-09:21/16
	21:38	20:53	19:53	18:57	17:17	17:13
24	06:27	07:05	07:44 08:16-08:37/21	08:24	08:08	08:37 09:06-09:21/15
	21:37	20:51	19:51 08:37-08:57/20	18:55	17:16	17:13
25	06:28	07:06	07:45 08:15-08:40/25	07:26	08:09	08:37 09:07-09:22/15
	21:36	20:49	19:49 08:40-08:57/17	17:54	17:15	17:14
26	06:29	07:07	07:47 08:16-08:42/26	07:27	08:11	08:38 09:07-09:22/15
	21:35	20:47	19:47 08:42-08:57/15	17:52	17:15	17:15
27	06:30	07:09	07:48 08:15-08:42/27	07:28	08:12	08:38 09:07-09:23/16
	21:33	20:46	19:45 08:42-08:56/14	17:51	17:14	17:15
28	06:32	07:10	07:49 08:15-08:43/28	07:30	08:13	08:38 09:08-09:23/15
	21:32	20:44	19:44 08:43-08:55/12	17:49	17:13	17:16
29	06:33	07:11	07:50 08:16-08:44/28	07:31	08:15	08:38 09:09-09:24/15
	21:31	20:42	19:42 08:44-08:55/11	17:47	17:13	17:17
30	06:34	07:12	07:52 08:16-08:43/27	07:33	08:16	08:39 09:10-09:24/14
	21:30	20:40	19:40 08:43-08:54/11	17:46	17:12	17:18
31	06:35	07:14		07:34		08:39 09:11-09:24/13
	21:29	20:38		17:44		17:18
Heures de jour	477	439	377	339	285	269
Somme mn papillotement possible	0	0	914	212	0	351

Explication sur la disposition et la signification des données présentées dans le tableau ci-dessus

Jour du mois hh:mm lever du soleil hh:mm début de l'ombre-hh:mm fin de l'ombre/mm d'ombre possible
hh:mm coucher du soleil hh:mm début de l'ombre-hh:mm fin de l'ombre/mm d'ombre possible

Pour chaque récepteur d'ombre, un graphique est créé avec les jours de l'année sur l'axe des abscisses (x) et les heures de la journée sur l'axe des ordonnées (y).

Les plages horaires durant lesquelles les éoliennes produisent de l'ombre sur le récepteur sont représentées en couleur sur le graphique, avec une couleur différente par éolienne. L'heure du lever et coucher du soleil est également représentée par un trait continu.

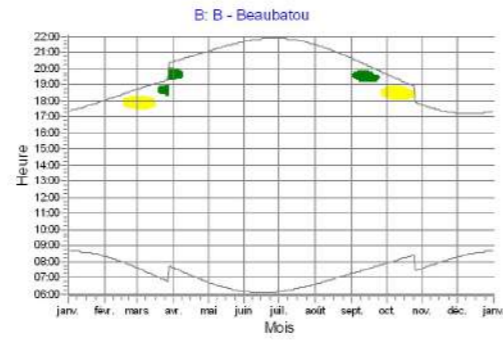
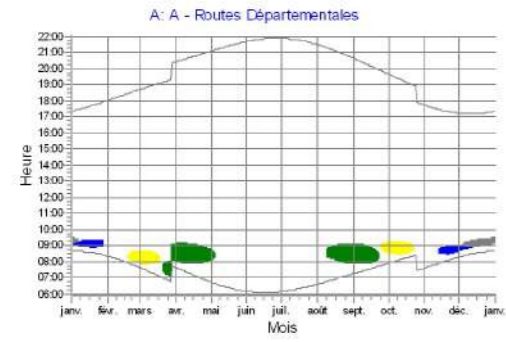
Le calendrier graphique permet de visualiser les ombres portées de chacune des éoliennes, qui apparaissent sous forme de taches plus ou moins grandes. Il est donc aisé de vérifier à quelle période de l'année et à quelle heure de la journée les projections d'ombres sont susceptibles de se produire.

Projet:
20161213 Magnac-Laval

Titulaire de la licence:
wpd AG
Stephanitorsbollwerk 3 (Haus LUV)
DE-28217 Bremen
+49 7142 77810
Bouchez / j.bouchez@wpd.fr
Calculé :
13/12/2016 14:29/3.0.654

SHADOW - Calendrier graphique par récepteur

Calcul: 20161213 Etude ombres portées

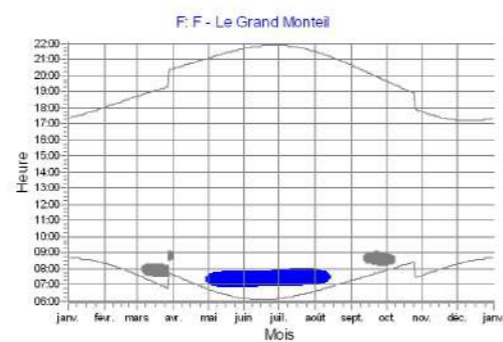
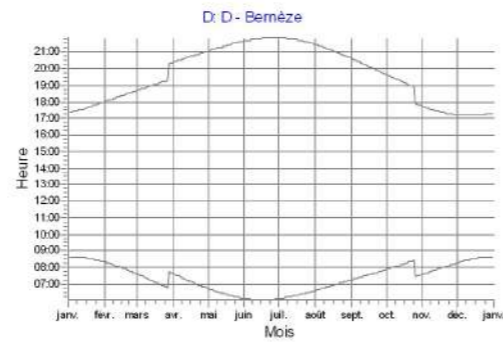
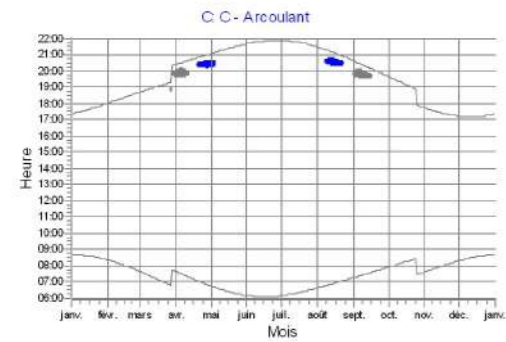
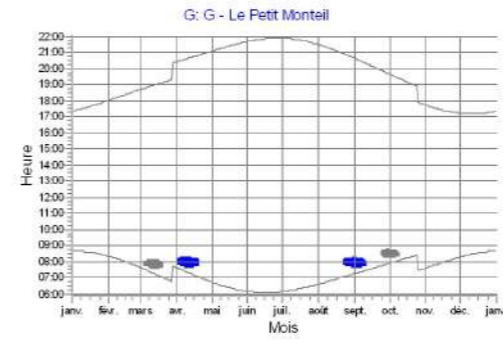


Projet:
20161213 Magnac-Laval

Titulaire de la licence:
wpd AG
Stephanitorsbollwerk 3 (Haus LUV)
DE-28217 Bremen
+49 7142 77810
Bouchez / j.bouchez@wpd.fr
Calculé :
13/12/2016 14:29/3.0.654

SHADOW - Calendrier graphique par récepteur

Calcul: 20161213 Etude ombres portées



Eolienne(s)

- 1: ENERCON E-141 EP4 (WPD) 4200 141.0 !-! moyeu: 109,5 m (TOT: 180,0 m) (210)
- 2: ENERCON E-141 EP4 (WPD) 4200 141.0 !-! moyeu: 109,5 m (TOT: 180,0 m) (211)
- 3: ENERCON E-141 EP4 (WPD) 4200 141.0 !-! moyeu: 109,5 m (TOT: 180,0 m) (212)
- 4: ENERCON E-141 EP4 (WPD) 4200 141.0 !-! moyeu: 109,5 m (TOT: 180,0 m) (213)

Eolienne(s)

- 3: ENERCON E-141 EP4 (WPD) 4200 141.0 !-! moyeu: 109,5 m (TOT: 180,0 m) (212)
- 4: ENERCON E-141 EP4 (WPD) 4200 141.0 !-! moyeu: 109,5 m (TOT: 180,0 m) (213)

Annexe 6
Calendriers graphiques par éolienne

Ce calendrier repose sur le même principe que le précédent, avec une présentation des résultats du calcul éolienne par éolienne.

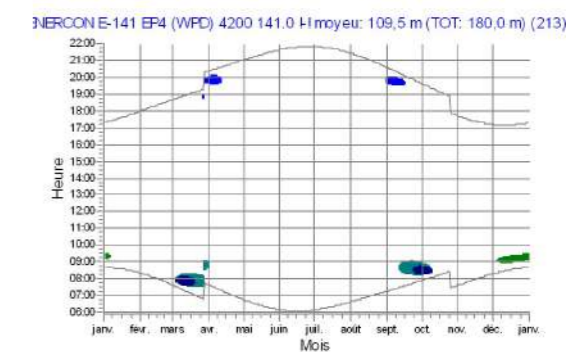
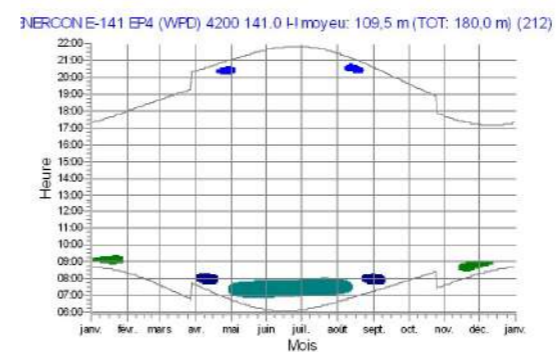
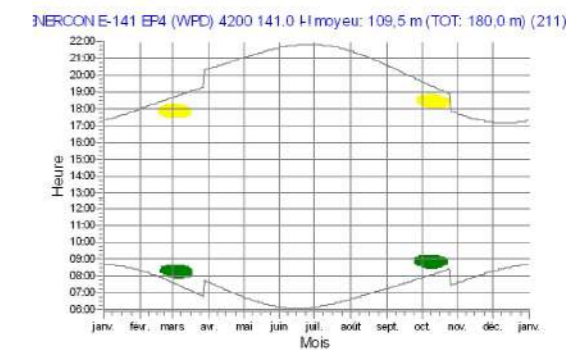
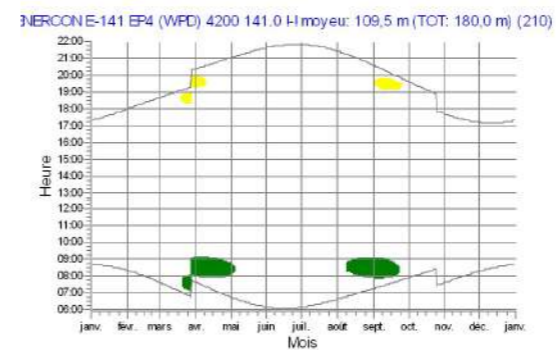
Les plages horaires durant lesquelles l'éolienne concernée produit de l'ombre sur les récepteurs sont représentées en couleur sur le graphique, avec une couleur différente par récepteur.

Projet:
20161213 Magnac-Laval

Titulaire de la licence:
wpd AG
Stephanitorsbollwerk 3 (Haus LUV)
DE-28217 Bremen
+49 7142 77810
Bouchez / j.bouchez@wpd.fr
Calculé :
13/12/2016 14:29/3.0.654

SHADOW - Calendrier graphique par éolienne

Calcul: 20161213 Etude ombres portées



Récepteurs-d'ombre

- | | | |
|--|---|---|
| A: A - Routes Départementales | C: C - Arcoulant | G: G - Le Petit Monteil |
| B: B - Beaubatou | F: F - Le Grand Monteil | |



Approbation du projet d'ouvrage



SOMMAIRE

SOMMAIRE	3
CONTEXTE REGLEMENTAIRE	4
CARACTERISTIQUES TECHNIQUES DE L'INSTALLATION	5
1 - Nature du projet	5
2 - Informations générales sur l'ouvrage	6
3 - Détails techniques des ouvrages	6
4 - Résistance mécanique des ouvrages	10
5 - Voisinage des lignes téléphoniques et des autres réseaux	10
6 - Planning indicatif des opérations envisagées	11
CONCLUSION	12
ANNEXES	13
1 - Voies publiques et parcelles privées concernées par l'ouvrage	14
2 - Liaison électrique – Description des éléments de l'ouvrage	14
3 - Documentation technique des câbles électriques	15
4 - Plan de localisation	19
5 - Carte de situation	20
6 - Carte de situation avec les liaisons électriques	21
7 - Schéma unifilaire	22
Plan de masse	Joint au présent dossier



CONTEXTE REGLEMENTAIRE

La construction des réseaux privés de transport d'électricité assimilés aux ouvrages des réseaux publics est soumise à l'obtention d'une approbation préalable d'ouvrage (APO) conformément aux dispositions de l'article R. 323-40 du Code de l'énergie :

« Les ouvrages situés en amont du point d'injection par les producteurs sur le réseau public d'électricité et ceux qui sont situés en aval du point de raccordement des consommateurs au réseau public, qui sont sous tension et qui empruntent ou surplombent le domaine public ou des terrains privés, sont soumis aux dispositions des articles R. 323-26 et R. 323-27, même si leur niveau de tension est inférieur à 50 kilovolts, et à celles des articles R. 323-28, R. 323-30 à R. 323-35, R. 323-38, R. 323-39 et R. 323-43 à R. 323-48.

Toutefois, le préfet peut refuser d'approuver un projet d'un tel ouvrage en application de l'article R. 323-26 si ce projet lui apparaît incompatible ou redondant avec les missions confiées aux gestionnaires de réseaux publics d'électricité en application du livre III. Préalablement à sa décision, le préfet consulte, dans les conditions de l'article R. 323-27, les gestionnaires des réseaux publics concernés, qui disposent d'un mois pour se prononcer. Passé ce délai, leur avis est réputé donné. En outre, le bénéficiaire de l'approbation communique au gestionnaire de réseau public d'électricité concerné les informations nécessaires à l'opération d'enregistrement prévue à l'article R. 323-29.

Un arrêté du ministre chargé de l'énergie précise les ouvrages qui ne sont pas soumis à tout ou partie des dispositions mentionnées au présent article en raison de la simplicité de leurs caractéristiques, de la modicité des risques présentés ou du fait qu'ils sont soumis à d'autres réglementations visant à réduire leurs risques. »

Le présent projet de raccordement électrique interne du parc éolien de Magnac-Laval (entre les installations de production d'électricité et les postes de livraison) entre donc dans le champ d'application des dispositions de l'article R. 323-40 du Code de l'énergie.

Aux termes de l'article R. 323-27 du Code de l'énergie, en vue de l'obtention d'une APO, le maître d'ouvrage adresse au préfet une demande d'approbation accompagnée d'un dossier qui comprend :

- une note de présentation décrivant les caractéristiques principales du projet ;
- une carte à une échelle appropriée sur laquelle figure le tracé de détail des canalisations électriques et l'emplacement des autres ouvrages électriques projetés ;
- une étude d'impact, lorsqu'elle est requise par le Code de l'environnement et qu'elle n'a pas été produite en application des articles R. 323-5 et R. 323-6 ou d'une autre procédure ;
- tous documents aptes à justifier la conformité du projet avec la réglementation technique en vigueur.

Conformément au dernier alinéa de l'article R. 323-27 du Code de l'énergie, lorsque les ouvrages projetés concernent plusieurs départements, la demande d'approbation est adressée à chaque préfet concerné et la décision est prise par arrêté conjoint des préfets des départements concernés.

Dans le cadre de l'expérimentation de la procédure d'Autorisation Unique, cette demande d'approbation du projet d'ouvrage est effectuée conjointement avec les autres demandes d'autorisation. Conformément à l'article 6 II du décret n° 2014-450 du 2 mai 2014 relatif à l'expérimentation d'une autorisation unique en matière d'installations classées pour la protection de l'environnement, le dossier de demande d'autorisation unique (DDAU) doit ainsi présenter les éléments justifiant de la conformité des liaisons électriques intérieures avec la réglementation technique en vigueur. Le présent dossier répond donc à cette obligation.



CARACTERISTIQUES TECHNIQUES DE L'INSTALLATION

1 - Nature du projet

A - Localisation du projet

Le projet consiste en l'établissement de canalisations électriques souterraines destinées à acheminer l'énergie électrique produite par les quatre éoliennes du parc de Magnac-Laval vers les deux postes de livraison raccordés au réseau public de distribution d'électricité.

Commune Magnac-Laval
 Département Haute-Vienne (87)
 Région Nouvelle-Aquitaine

Le projet de Magnac-Laval est situé dans le Nord du département de la Haute-Vienne, sur la commune de Magnac-Laval, appartenant à la Communauté de Communes de Brame-Benaize.

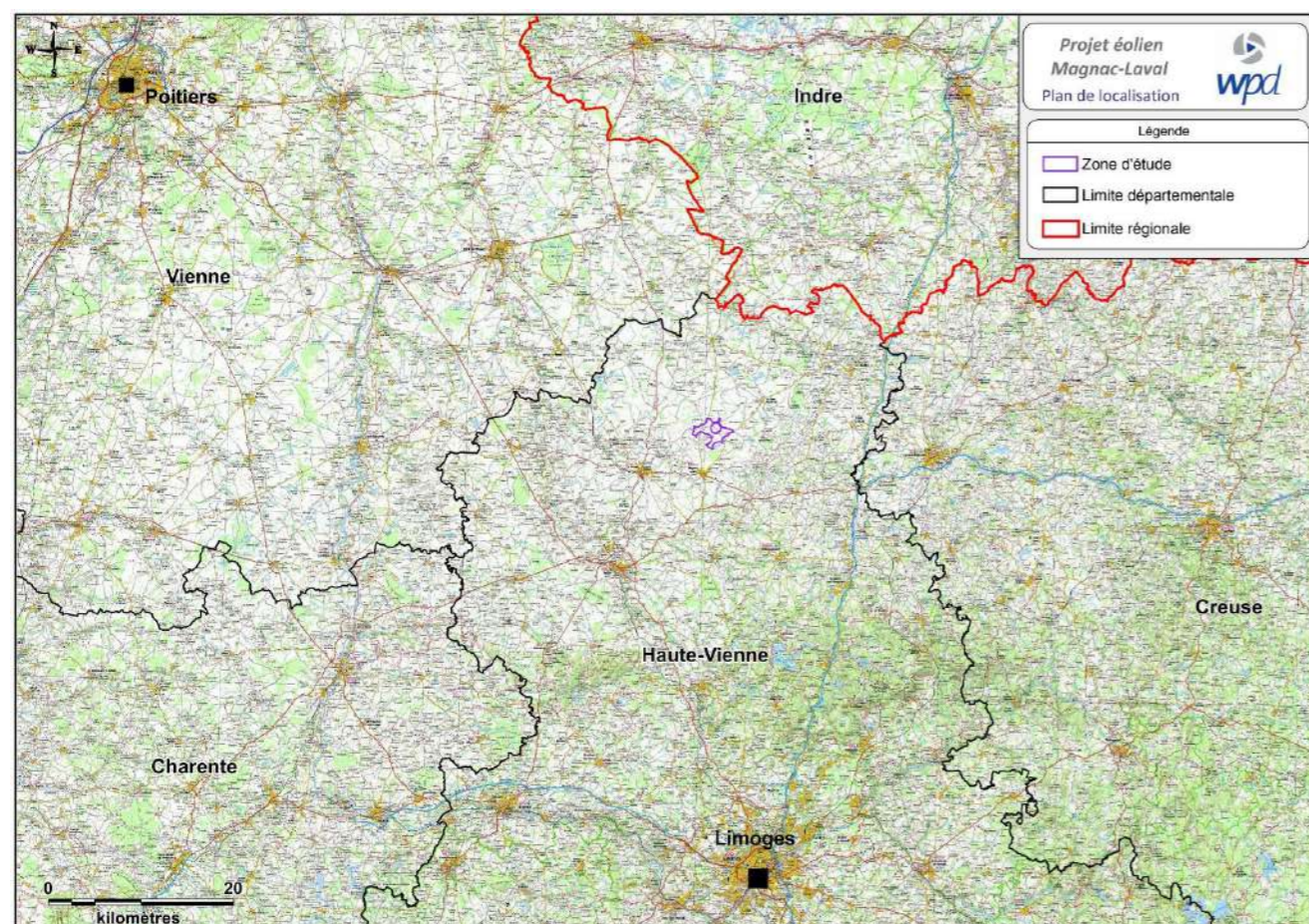


Figure 1 : Plan de localisation à l'échelle des départements (Source : wpd)

Les principaux centres urbains situés à proximité du projet sont les villes de La Souterraine (25 km), Limoges (43 km), Bellac (14 km) et Poitiers (75 km). Les villes et villages qui entourent le site d'implantation sont Magnac-Laval, Tersannes, Saint-Léger-Magnazeix et Dinsac.



B - Identification du maître d'ouvrage

Dénomination ou raison sociale	ENERGIE HAUTE VIENNE
Forme juridique	Société par actions simplifiée à associé unique
Adresse du siège social	98 Rue du Château 92100 Boulogne-Billancourt
Numéro de SIREN	823 754 544
RCS	Nanterre
Numéro de SIRET	823 754 544 00018
Téléphone	+33 (0) 1 41 31 09 02

Figure 2 : Tableau d'identification du maître d'ouvrage

C - Présentation de l'installation raccordée au réseau public

L'installation projetée compte quatre éoliennes, d'une puissance maximale unitaire de 4,2 MW, raccordées à deux postes de livraison. Les coordonnées des éoliennes et des deux postes de livraison sont répertoriées ci-dessous :

	X	Y
E 01	558950	6574824
E 02	559202	6574596
E 03	559647	6573933
E 04	559804	6573581
PL1	558801	6574908
PL2	559416	6573885

Figure 3 : Coordonnées en Lambert 93

Le poste de livraison PL1 est situé au lieu-dit Les Goreu La Caudie et le poste de livraison PL2 est situé au lieu-dit Lande de Fonteraud sur la commune de Magnac-Laval.

2 - Informations générales sur l'ouvrage

Nature des ouvrages	Câbles HTA
Nature des canalisations	Canalisations HTA souterraines
Tension de service	20 kV
Longueur des canalisations souterraines	1257,2 m (tous dans le domaine privé)
Longueur de câbles HTA souterrains (de 3x240 mm ² Alu à 3x150 mm ² Alu)	1257,2 m
Longueur de fibre optique	1257,2 m

L'emplacement des tracés prévus pour le raccordement entre les éoliennes et les postes de livraison est décrit plus précisément par la suite ainsi que dans le tableau figurant en annexe du présent dossier. Ces tracés ont été établis en tenant compte des ouvrages existants et des particularités du terrain.

3 - Détails techniques des ouvrages

Les ouvrages seront établis suivant les prescriptions de l'arrêté du 17 mai 2001 fixant les conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les réseaux de distribution d'énergie électrique (NOR: ECOI0100130A).

Les ouvrages seront conçus et réalisés suivant l'état de l'art, la réglementation et les normes en vigueur, notamment les normes NF C 15-100 (installations électriques basse tension), NF C 13-100 (postes de livraison), NF C 13-200 (installations électriques haute tension), NF C 33-226 (conception des câbles) et NF C 20-030 (protection contre les chocs électriques).

Par ailleurs, le maître d'ouvrage s'engage à :



- diligenter des contrôles techniques lors de la mise en service des ouvrages puis au moins une fois tous les vingt ans conformément aux dispositions de l'article R. 323-30 du Code de l'énergie ainsi que de l'arrêté du 14 janvier 2013 relatif aux modalités de ces contrôles (NOR: DEVR1301339A) ;
- transmettre au gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité les informations permettant à ce dernier d'enregistrer la présence du réseau inter-éolien dans son système d'information géographique des ouvrages mentionné à l'article R. 323-29 du Code de l'énergie conformément aux dispositions de l'article R. 323-40 du même code ;
- se faire connaître auprès de l'INERIS qui gère le « guichet unique » (www.reseaux-etcanalisations.gouv.fr) en application des dispositions des articles L. 554-1 à L. 554-4 et R. 554-1 et suivants du Code de l'environnement qui sont relatives à la sécurité des réseaux souterrains, aériens et subaquatiques de transport ou de distribution.

A - Supports

1) Nature et type des supports.....	Néant
2) Nature et type des armements	Néant
3) Distance maximale entre 2 supports consécutifs.....	Néant
4) Distance moyenne entre 2 supports consécutifs.....	Néant

B - Isolateurs

1) Nature des isolateurs	Néant
2) Type.....	Néant

C - Conducteurs aériens

1) Nature du métal.....	Néant
2) Section des conducteurs en mm ²	Néant
3) Section et nature des conducteurs de terre	Néant

D - Conducteurs souterrains

1) Type de câble	HTA NFC 33-226 (cf. documentation technique ci-jointe)
2) Nature de l'âme des conducteurs	Aluminium
3) Nombre, disposition et section des conducteurs.....	3 conducteurs par câble, disposés en trèfle, section de 150 et 240 mm ²
4) Nature des couches isolantes.....	Polyéthylène
5) Caractéristiques du câble.....	Caractéristiques UTE
6) Profondeur du câble	
- sous accotement.....	90 cm
- sous terrain vierge	115 cm
- sous chaussée (pose sous fourreaux).....	Suivant recommandation des gestionnaires
7) Protection.....	Grillage avertisseur placé de 25 à 30 cm au-dessus du câble
8) Tranchées.....	Un faisceau de fibres optiques ainsi qu'une réglette de terre sont posés avec les câbles HTA (cf. coupes schématiques ci-dessous)

La documentation technique d'un type de câble pouvant être utilisé pour le raccordement électrique du parc éolien de Magnac-Laval est fourni en annexe du présent dossier.

Un schéma unifilaire est joint au présent dossier.



Les coupes schématiques présentées ci-dessous permettent de comprendre la mise en place du réseau électrique souterrain, ainsi que les dispositifs de protection de ces câbles (rebouchage rapide de la tranchée et grillage avertisseur).

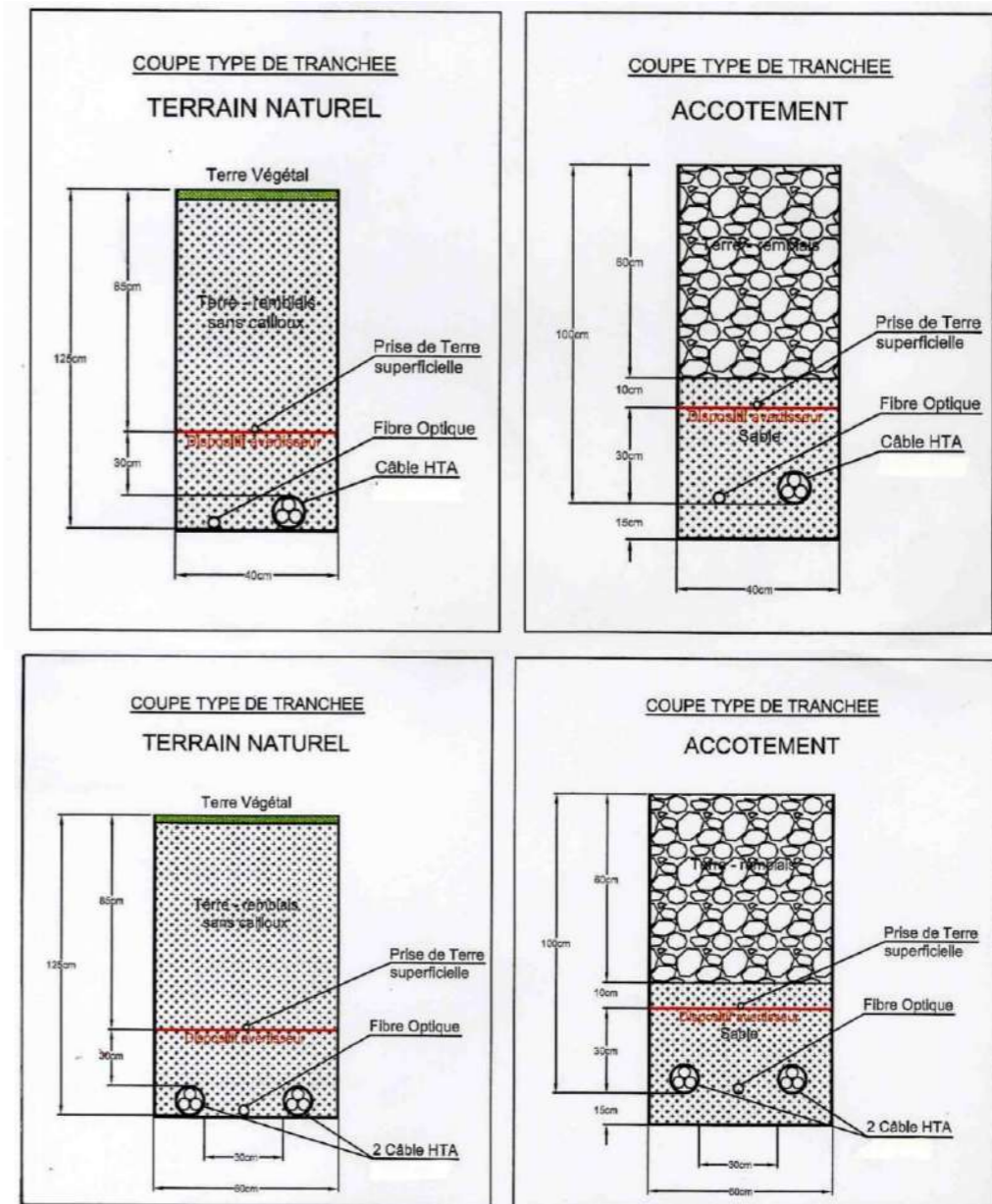


Figure 4 : Coupes types de tranchées dans le cas 1) d'un seul câble, 2) de deux câbles qui se croisent



Figure 5 : Pose d'un grillage avertisseur en plastique rouge au-dessus du câble (Source : wpd)



Figure 6 : Réalisation d'une tranchée dans un chemin d'exploitation agricole (Source : wpd)



Figure 7 : Remise en état du chemin après rebouchage de la tranchée (Source : wpd)

L'enfouissement des câbles ne demande que quelques jours, grâce à un matériel approprié (trancheuse). Dans le contexte agricole du projet éolien de Magnac-Laval, la « cicatrisation » du tracé est assez rapide suite au rebouchage immédiat de la tranchée. Pour les tranchées réalisées dans les chemins d'exploitation, la remise en état est faite immédiatement pour qu'ils puissent être rapidement utilisables par les engins de chantier du parc éolien. L'évaluation détaillée des effets du projet d'ouvrage sont présentés dans l'étude d'impact sur l'environnement.

E - Postes de livraison

1) Type de poste.....	Postes de livraison respectant les normes NF C 15-100 et NF C 13-100
2) Nature des matériaux.....	Béton armé, bardage bois
3) Alignement.....	Néant
4) Protection contre l'incendie.....	Respect de la norme NF C 13-100 (§742) – Classe FO/F1

Les deux postes de livraison du parc éolien de Magnac-Laval seront constitués de béton, recouvert d'un bardage bois. Les dimensions prévues pour ces postes sont les suivantes :

- Longueur 9 m
- Largeur 2,65 m



- Hauteur 3,4 m
- Sur les 3,4 m de hauteur, environ 80 cm seront enterrés ; 2,6 m seront donc hors-sol, en comptant la hauteur du toit.

Un plan de façade des postes de livraison est présenté ci-dessous :

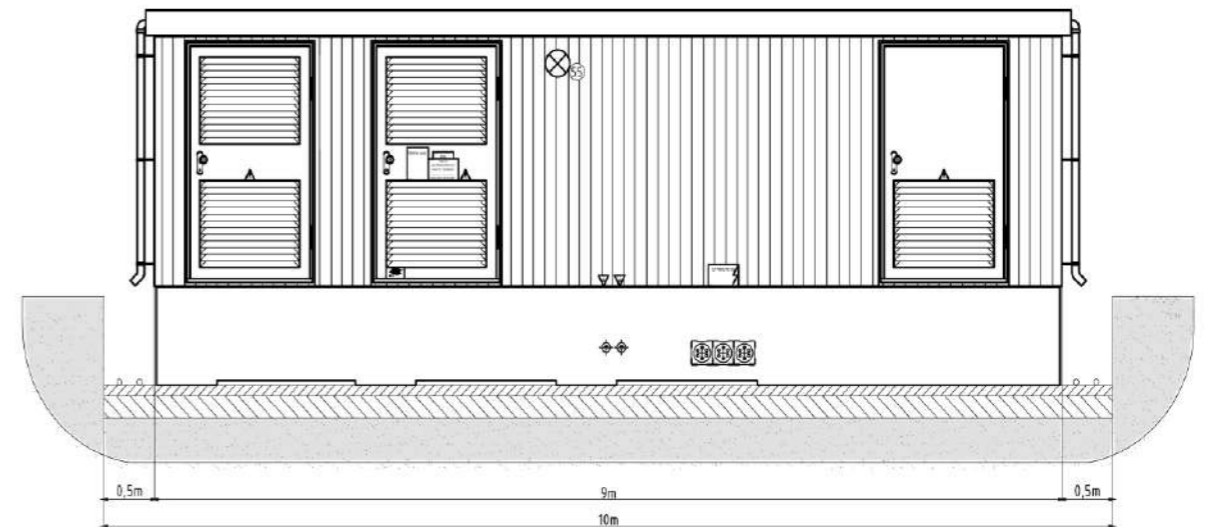


Figure 8 : Plan de façade des postes de livraison

Un plan détaillé du projet sur fond IGN, indiquant l'emplacement des éoliennes, la localisation des postes de livraison et le tracé du réseau prévu est joint au présent dossier.

Un tableau détaillé présentant l'ensemble des parcelles privées empruntées par le tracé de raccordement électrique souterrain, ainsi que les caractéristiques des canalisations correspondantes (localisation, longueur, etc.), figure en annexe du présent dossier.

4 - Résistance mécanique des ouvrages

Dans le cas du projet de raccordement électrique interne du parc éolien de Magnac-Laval, la nature des sols et la faible sismicité du site (zone de sismicité 2 « Faible » d'après l'annexe des articles R. 563-1 à R. 563-8 du Code de l'environnement) n'appellent pas à mettre en œuvre des prescriptions particulières quant à la conception et la pose des canalisations électriques souterraines.

Dans le cas des traversées de route et chemins d'exploitation, les canalisations seront protégées contre l'écrasement à l'aide de fourreaux PEHD.

5 - Voisinage des lignes téléphoniques et des autres réseaux

Dans le cas du projet de raccordement électrique interne du parc éolien de Magnac-Laval, les seules interactions entre les réseaux et ledit ouvrage concernent les réseaux souterrains.

Une canalisation d'eau souterraine d'AGUR est située près de la zone d'étude du projet éolien de Magnac-Laval, le long de la route départementale D7 et D201 mais aussi à travers les lieux-dits La Vaublois, le Grand Monteil, le Petit Monteil et la Monerie sur les sections cadastrales B et D de la commune de Magnac-Laval. De plus, deux lignes du réseau souterrain basse tension d'ENEDIS sont présentes dans le hameau le Grand Monteil sur la commune de Magnac-Laval.

Cependant, le tracé du réseau de raccordement interne de Magnac-Laval ne traverse pas ces réseaux souterrains.



Ces réseaux ont été pris en compte dans la réalisation du tracé. Toutes les recommandations techniques et de sécurité prescrites par ENEDIS et AGUR seront respectées par le maître d'ouvrage lors des travaux pour le réseau électrique interne du projet éolien de Magnac-Laval.

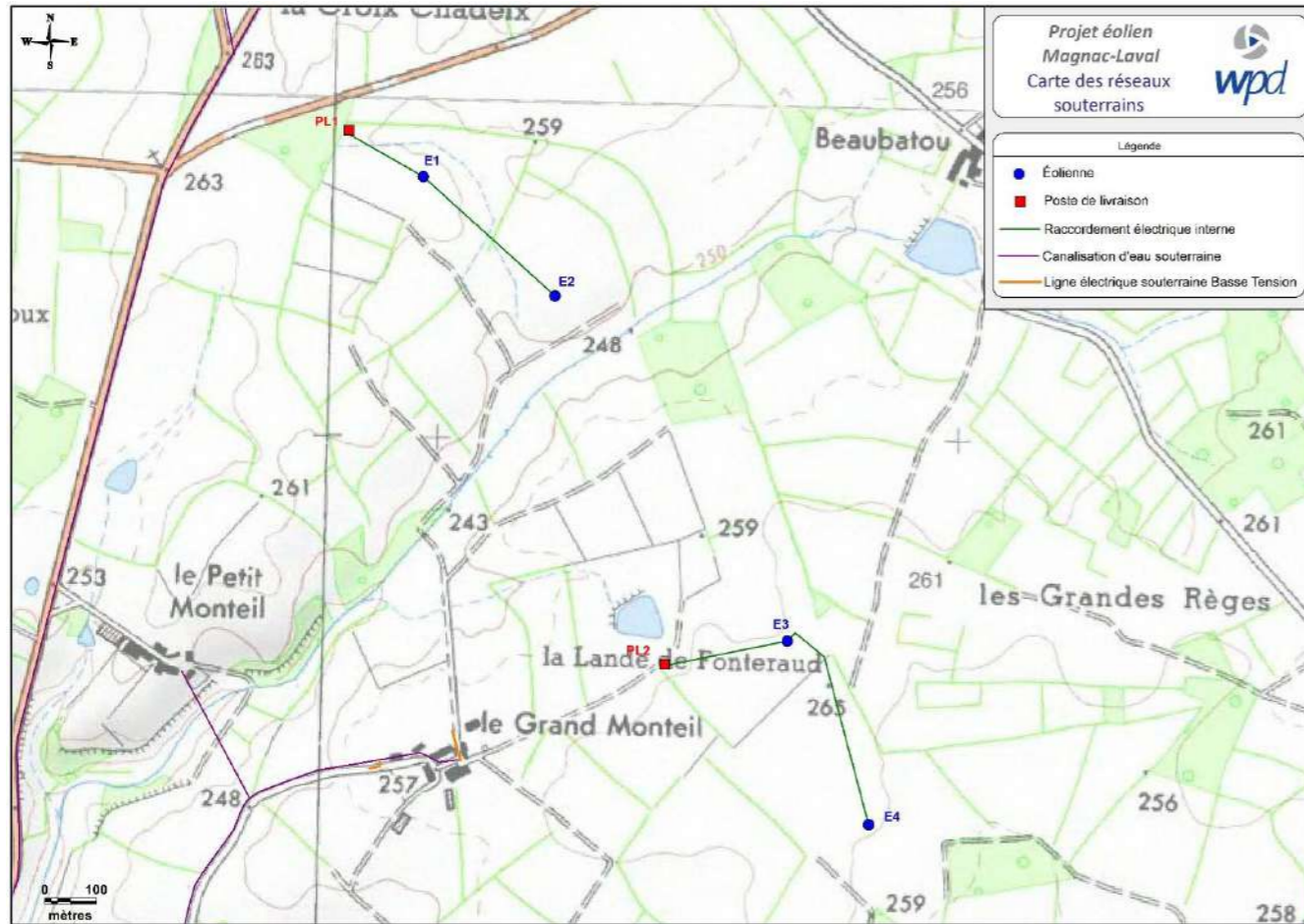


Figure 9 : Carte des réseaux souterrains

Le porteur de projet transmettra au gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité les informations permettant à ce dernier d'enregistrer la présence de réseau inter-éolien dans son SIG des ouvrages, conformément à l'article 7 du décret n°2011-1697.

D'autre part, il se fera connaître auprès de l'INERIS qui gère le « guichet unique », en application des dispositions des articles L. 554-1 à L. 554-4 et R. 554-1 et suivants du Code de l'environnement qui sont relatives à la sécurité des réseaux souterrains, aériens et subaquatiques de transport ou de distribution.

6 - Planning indicatif des opérations envisagées

Le tableau suivant récapitule le planning indicatif des opérations de raccordement pour le projet éolien de Magnac-Laval.

Planning	Opération
Janvier 2019	Appel d'offre
Du 1 ^{er} juillet 2019 au 15 août 2019	Travaux d'enfouissements des câbles HTA et fibres optiques (ouverture puis fermeture des tranchées, remise en état des terres végétales)
Septembre 2019	Mise en place des postes de livraison
Fin 2019	Mise en service du parc



CONCLUSION

Le raccordement électrique interne du parc éolien de Magnac-Laval, entre les quatre éoliennes et les deux postes de livraison, sera réalisé en souterrain dans les parcelles agricoles. Le choix du tracé permet de limiter au maximum les impacts sur l'environnement.

Au vu des évaluations menées sur le site et de la nature des travaux, on peut donc en conclure que l'impact d'un tel raccordement sera très limité, à la fois dans le temps (période de travaux principalement) et en termes d'intensité (effets négatifs très faibles).



ANNEXES



1 - Voies publiques et parcelles privées concernées par l'ouvrage

Commune	Parcelle ou voie concernée	Statut	Nature	Longueur de câbles HTA et Fibre Optique (en m)
Magnac-Laval	B218	Domaine privé	Parcelle agricole	166,5
Magnac-Laval	B239	Domaine privé	Parcelle agricole	201,3
Magnac-Laval	B238	Domaine privé	Parcelle agricole	174,8
Magnac-Laval	B260	Domaine privé	Parcelle agricole	117,6
Magnac-Laval	B259	Domaine privé	Parcelle agricole	255
Magnac-Laval	B348	Domaine privé	Parcelle agricole	342
TOTAL				1257,2
Sous-total public				0
Sous-total privé				1257,2

Tous les accords avec les propriétaires privés ont été obtenus.

2 - Liaison électrique – Description des éléments de l'ouvrage

Tronçon	Type d'ouvrage	Tension	Conducteur	Longueur en domaine public	Longueur en terrains privés
PL1 -> E1	Souterrain	20 kV	1 X 3 X 240 mm ² Aluminium	0	182,8 m
E1 -> E2	Souterrain	20 kV	1 X 3 X 150 mm ² Aluminium	0	359,8 m
PL2 -> E3	Souterrain	20 kV	1 X 3 X 240 mm ² Aluminium	0	243,9 m
E3 -> E4	Souterrain	20 kV	1 X 3 X 150 mm ² Aluminium	0	470,7



3 - Documentation technique des câbles électriques

ENERGIE MOYENNE TENSION - HTA

CABLE TYPE C 33-226

Documents de normalisation :
C 33-226

Tension nominale

Tension assignée : 12/20 (24) kV

Construction du câble

- 1 - Âme
- 2 - Ecran semi-conducteur interne
- 3 - Isolant PR
- 4 - Ecran semi-conducteur sur isolant, cannelé et pelable
- 5 - Poudre d'étanchéité dans les cannelures
- 6 - Ecran aluminium posé en long et collé à la gaine
- 7 - Gaine Polyéthylène (*)
- 8 - Assemblage possible sous forme de torsade à pas long

(*) La gaine est de couleur rouge pour les liaisons souterraines et de couleur grise pour les liaisons en galerie technique, aériennes ou aéro-souterraines

Utilisation

Câbles destinés aux équipements de réseaux de distribution HTA.

Très bon			*	*			
Bon		*	*	*	*	*	
Moyen	*						*(**)

(**) seule le câble à gaine grise est non propagateur de la flamme et répond à la catégorie C2 de la norme NFC 32-070

- Ces câbles conviennent à toutes les utilisations, en particulier pour la réalisation de :
- liaisons dans les postes de transformation des centrales
 - liaisons entre lignes aériennes et postes de transformation
 - liaisons aéro-souterraines

Ils sont particulièrement adaptés aux liaisons devant fonctionner dans une température ambiante élevée, ou à proximité de sources de chaleur, ou susceptibles d'être soumises à des surcharges fréquentes ou à des courants de court-circuit élevés.

Mise en œuvre

- le rayon minimal de courbure lors de la pose est égal à 26 fois le diamètre de la corde unipolaire
- le rayon minimal de courbure après pose est égal à 13 fois le diamètre de la corde unipolaire.
- préparation du câble (extrémités, jonctions) :
- ce câble doit être préparé selon le mode opératoire POPY



SILEC CABLE
Tél. +33 1 60 57 30 00 Fax +33 1 60 57 30 15 www.sileccable.com
Rue de Varennes prolongée - 77876 MONTEREAU CEDEX - FRANCE
SAS au capital de 60 037 000 € - 484 920 194



MOYENNE TENSION - HTA **ENERGIE**

C 33-226 (suite)

Températures maximales admissibles

- en permanence: 90 °C
- en court-circuit dans l'âme: 250 °C

Marquage extérieur

SILEC Jour Année C 33 226 Section AL 12/20 (24) kV

SIPRELEC 23 POPY (1) G X (2) SC 0,7 AT T -10/50 (3) PHASE 1 (ou 2 ou 3)

- (1) Code de préparation de câbles
- (2) X : épaisseur de gaine
- (3) T 0/35 pour les versions à gaine grise

Ce marquage peut être complété par des éléments de traçabilité. En particulier, un marquage métrique est prévu sur l'une des phases.

Caractéristiques dimensionnelles

MODELES	Diamètre externe approximatif, mm	Masse linéique, kg/km	Effort maximal de tirage, daN
1x50 mm ²	29,0	700	150
1x95 mm ²	32,0	950	285
1x150 mm ²	32,0	1000	450
1x240 mm ²	36,5	1400	720
1x240 mm ² CUIVRE	36,5	2900	1200
3x50 mm ²	62,5	2100	450
3x95 mm ²	69,0	2800	855
3x150 mm ²	69,0	3050	1350
3x240 mm ²	78,5	4150	2160
3x240 mm ² CUIVRE	78,5	9000	3600
1x400 mm ²	42,0	1950	1200
3x400 mm ²	90	5800	3600
1x630 mm ²	52,5	3100	1890
1x1200 mm ²	66,0	5200	3600

SILEC CABLE
Tél. +33 1 60 57 30 00 Fax +33 1 60 57 30 15 www.sileccable.com
Rue de Varennes prolongée - 77876 MONTEREAU CEDEX - FRANCE
SAS au capital de 60 037 000 € - 484 920 194





ENERGIE MOYENNE TENSION - HTA

C 33-226 (suite)

Caractéristiques électriques

Caractéristiques	Section, mm ²							
	50	95	150	240	240 CU.	400	630	1200
Résistance maximale d'un conducteur en courant continu à 20 °C, Ω / km	0,641	0,320	0,206	0,125	0,075	0,078	0,047	0,025
Résistance apparente d'un conducteur en courant alternatif 50 Hz et à 90 °C, Ω / km	0,820	0,410	0,265	0,160	0,088	0,102	0,063	0,038
Coefficient de self induction apparente d'un conducteur, mH / km (2)	0,440	0,400	0,350	0,330	0,330	0,320	0,295	0,280
Capacité apparente d'un conducteur, µF / km	0,180	0,220	0,300	0,360	0,360	0,400	0,470	0,620

(2) Les valeurs correspondent à un faisceau ou à trois câbles disposés en triangle jointifs.

Pour d'autres sections, nous consulter.

Intensités admissibles en régime permanent

Section, mm ²	Câbles enterrés	
	Hiver	Été
50	205	170
95	300	245
150	385	310
240	505	410
240 CUIVRE	640	515
400	645	520
630	825	665
1200 (*)	1130	910

(*) Les écrans métalliques sont mis à la terre en un point de la liaison

Les intensités sont exprimées en ampères et correspondent à une liaison triphasée fonctionnant dans les environnements thermiques décrits ci-dessous sans parallèles électriques ni proximités thermiques:

REGIME ETE:

- température du sol : 20 °C
- résistivité thermique du sol : 1,2 K m / W

REGIME HIVER:

- température du sol : 10 °C
- résistivité thermique du sol : 0,85 K m / W

Pour d'autres sections, nous consulter.

SILEC CABLE
 Tél. +33 1 60 57 30 00 Fax +33 1 60 57 30 15 www.sileccable.com
 Rue de Varennes prolongée - 77876 MONTEREAU CEDEX - FRANCE
 SAS au capital de 60 037 000 € - 484 920 194



ENERGIE MOYENNE TENSION - HTA

Intensités admissibles dans l'écran en régime court - circuit

Section, mm ²	Icc, A pendant 1 seconde
50	2500
95	2700
150	2700
240	3200
240 CUIVRE	3200
400	3800
630	4600
1200	4670

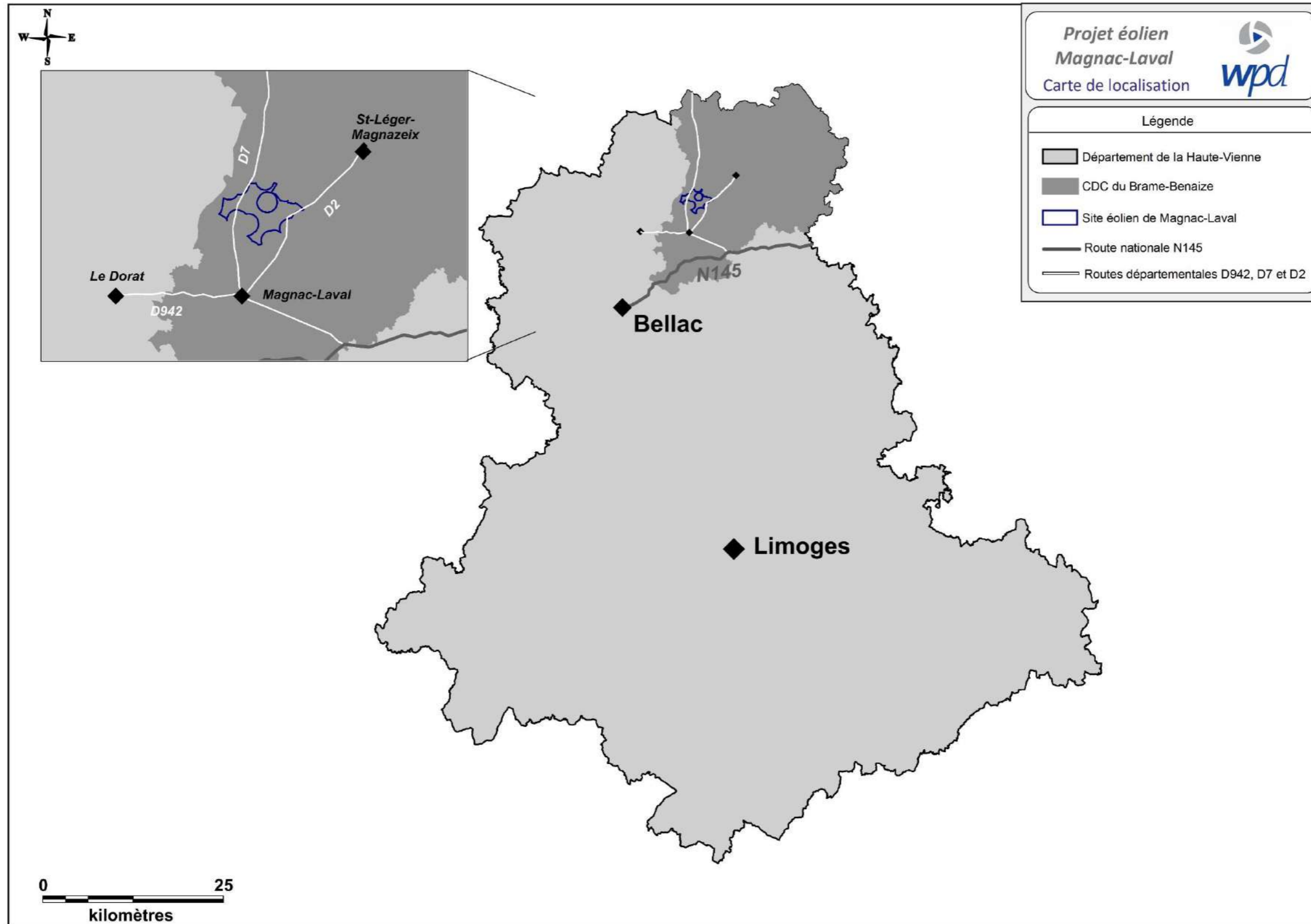
Pour d'autres sections, nous consulter.

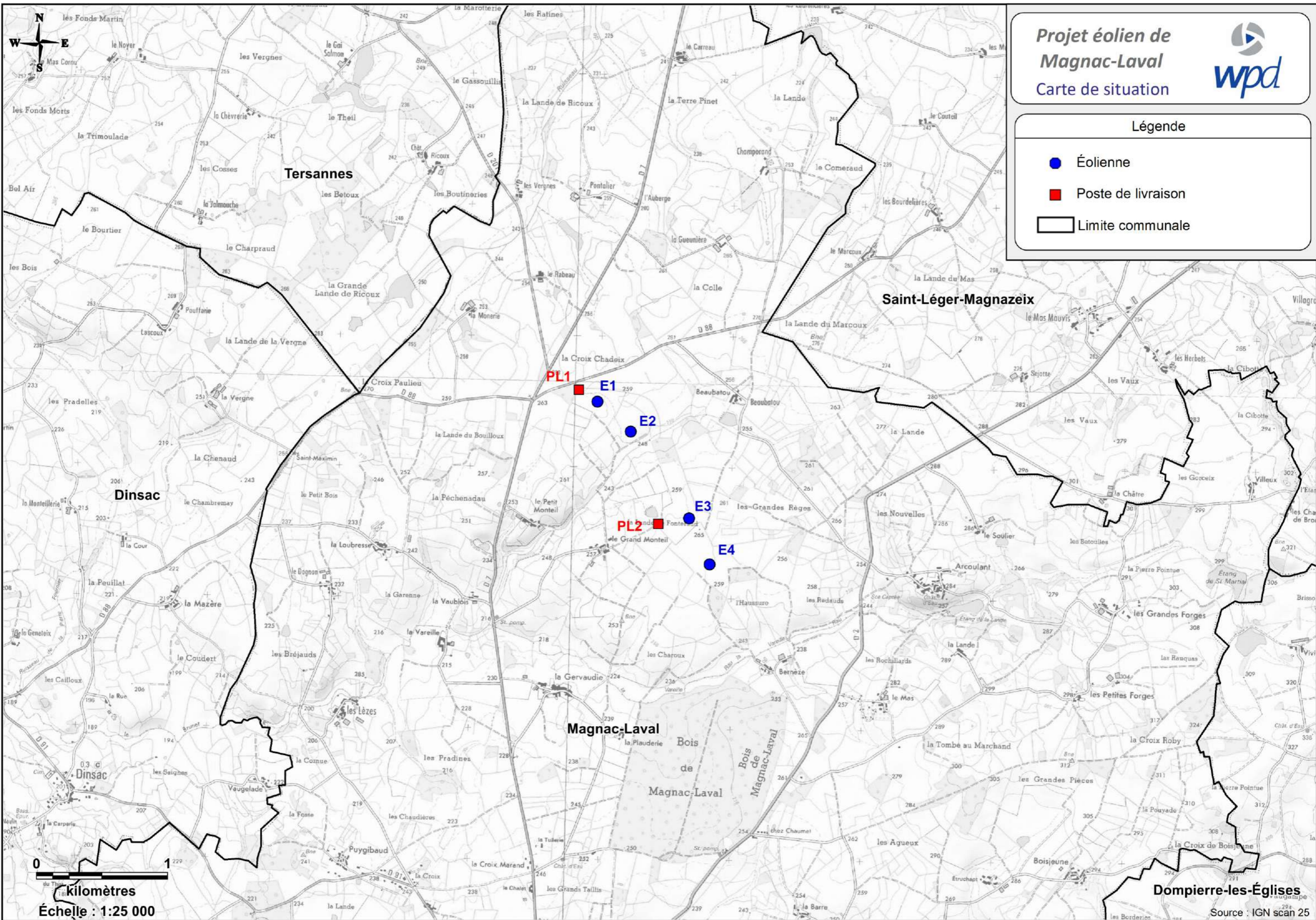
SILEC CABLE
 Tél. +33 1 60 57 30 00 Fax +33 1 60 57 30 15 www.sileccable.com
 Rue de Varennes prolongée - 77876 MONTEREAU CEDEX - FRANCE
 SAS au capital de 60 037 000 € - 484 920 194





4 - Plan de localisation





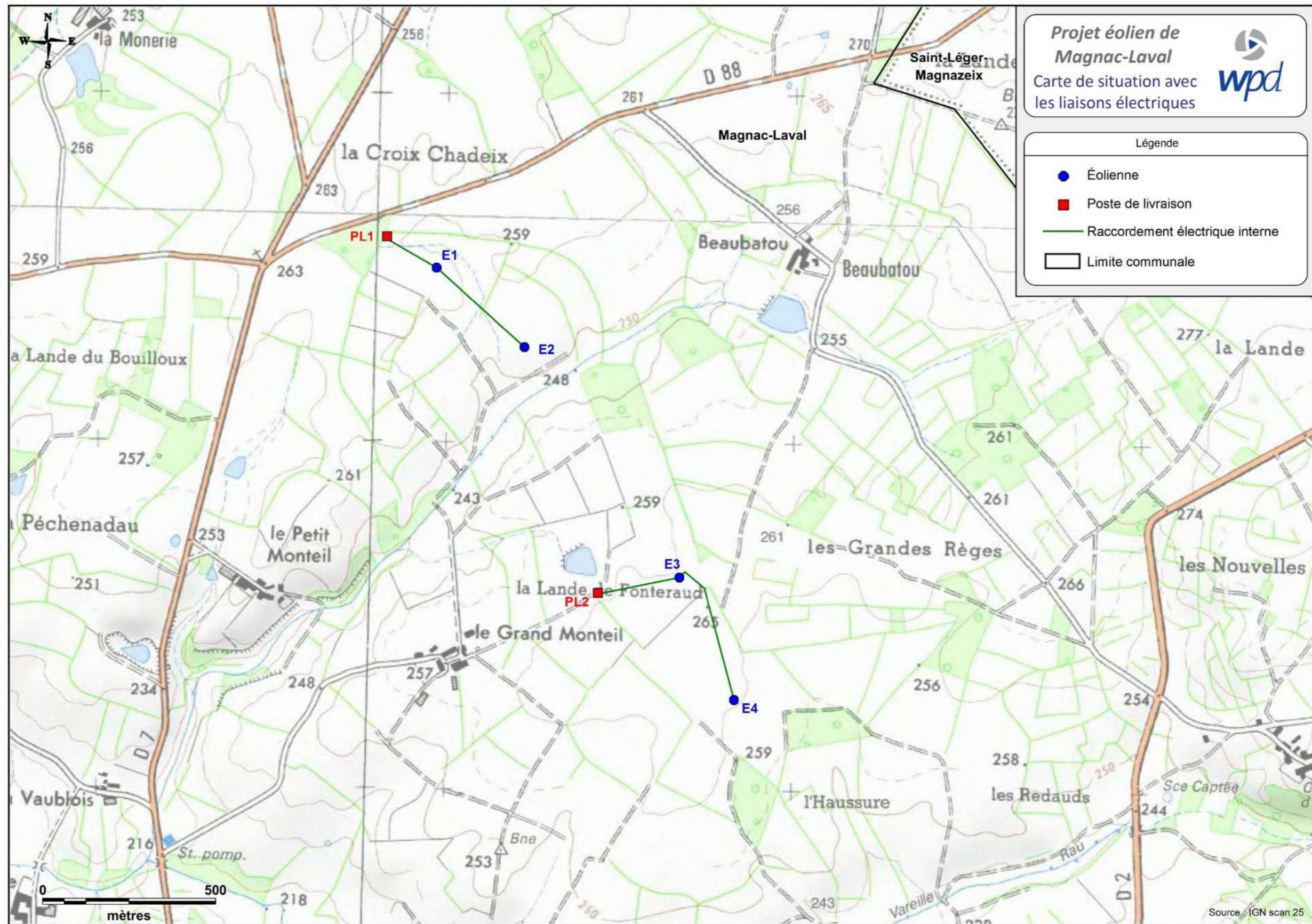
Légende

- Éolienne
- Poste de livraison
- Limite communale

0 1
kilomètres
Échelle : 1:25 000



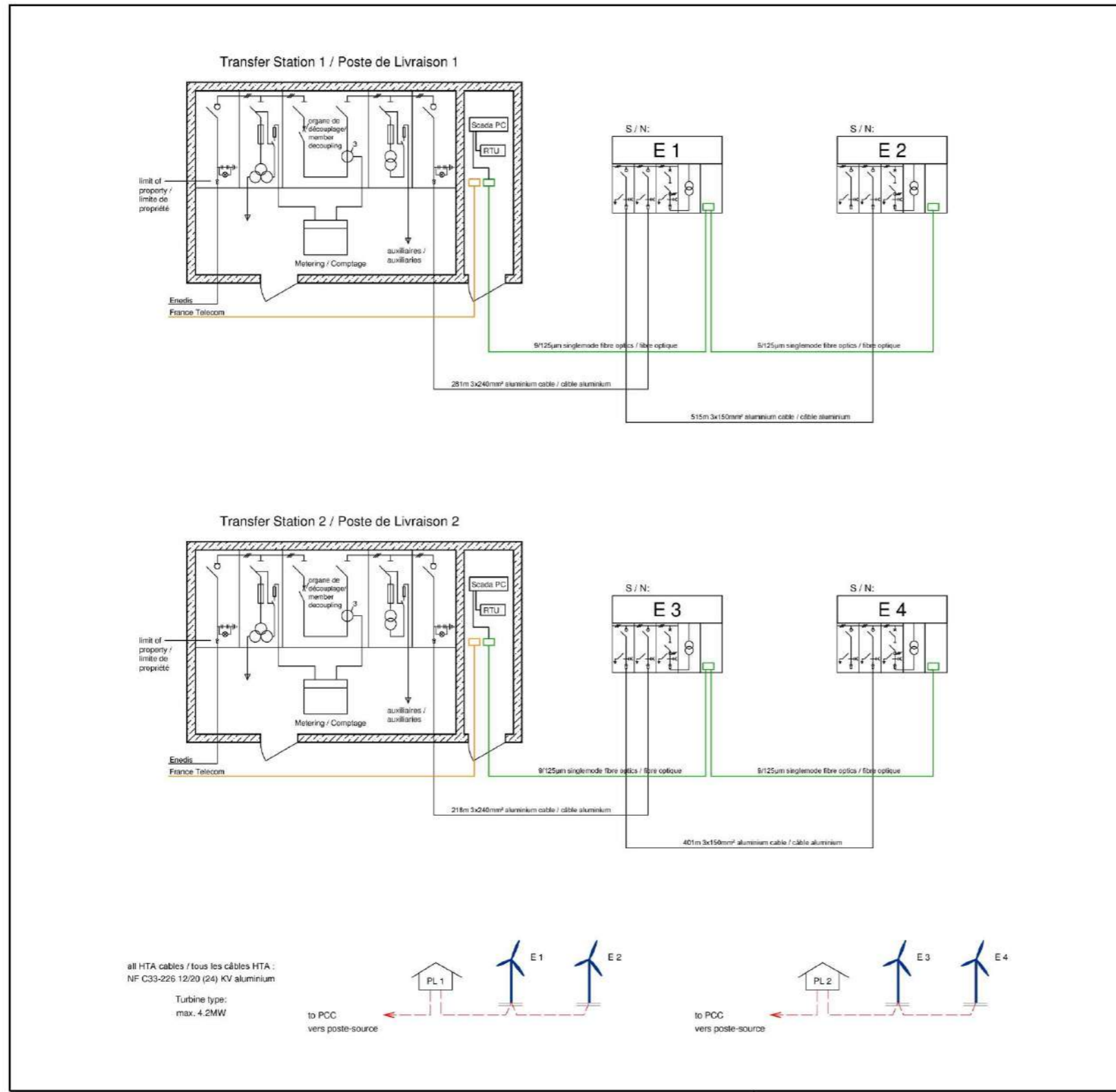
6 - Carte de situation avec les liaisons électriques



Approbation du projet d'ouvrage



7 - Schéma unifilaire



9			
8			
7			
6			
5			
4			
3			
2			
1			
Revision	Modifications	Date	Name

**WIND FARM
MAGNAC-LAVAL**

**PROJET ÉOLIEN
DE MAGNAC-LAVAL**

concept:

**Wiring Diagram
Schéma unifilaire**

	Date	Name	File name:
drawn by:	05.12.2016	KeRb/ JuGe	MAGN_Cable-wiring-diagram_V00
verified by:	05.12.2016	SeKü	Substitute for:
issued by:	05.12.2016	SeKü	



Energie Haute Vienne SAS
98 rue du Château
F-92100 Boulogne Billancourt

Date: 05.12.2016

Signature:

Scale:	Content of the table:
not to scale	Wiring Diagram



Documentations techniques Vestas, Nordex et Enercon



3 MW PLATFORM

Wind. It means the world to us.™

Are you looking for the maximum return on **your investment** in wind energy?

Wind energy means the world to us. And we want it to mean the world to our customers, too, by maximising your profits and strengthening the certainty of your investment in wind power.

That's why, together with our partners, we always strive to deliver cost-effective wind technologies, high quality products and first class services throughout the entire value chain. And it's why we put so much emphasis on the reliability, consistency and predictability of our technology.

We have more than 30 years' experience in wind energy. During that time, we've delivered more than 70 GW of installed capacity in 74 countries. That is more than 15 per cent of total wind turbine capacity installed globally – and over 15 GW more than our closest competitor. We currently monitor over 27,000 wind turbines across the globe. All tangible proof that Vestas is the right partner to help you realise the full potential of your wind site.

What is the 3 MW Platform today?

The 3 MW platform was introduced in 2010 with the launch of the V112-3.0 MW*. Over 7 GW of the 3 MW platform has been installed all over the world onshore and offshore making it the obvious choice for customers looking for highly flexible and trustworthy turbines.

Since then the 3 MW platform was upgraded and new variants were introduced utilising untapped potential of the platform. All variants carry the same nacelle design and the hub design has been re-used to the largest extent possible. In addition, our engineers have increased the nominal power across the entire platform improving your energy production significantly.

With this expansion, the 3 MW platform covers all IEC wind classes with a variety of rotor sizes and a higher rated output power of 3.45 MW.

You can choose from the following turbines on the 3 MW platform:

- V105-3.45 MW™ – IEC IA
- V112-3.45 MW™ – IEC IA
- V117-3.45 MW™ – IEC IB/IEC IIA
- V126-3.45 MW™ – IEC IIB
- V126-3.45 MW™ – IEC IIA
- V136-3.45 MW™ – IEC IIIA

All variants of the 3 MW platform are based on the proven technology of the V112-3.0 MW* with a full-scale converter, providing you with superior grid performance.

Our 3 MW platform is designed for a broad range of wind and site conditions, enabling you to mix turbines across your site or portfolio of sites, delivering industry-leading reliability, serviceability and exceptional energy capture optimising your business case.

All turbine variants are equipped with the same ergonomically designed and very spacious nacelle which makes it easier for maintenance crews to gain access, so they can reduce the time spent on service while maximizing the uptime without compromising safety. All turbines can be installed and maintained using standard installation and servicing tools and equipment further reducing the operation and maintenance costs by minimising your stock level of spare parts.



+55,000

The V112-3.45 MW[®] and the other 3 MW variants advance the already proven technology powering over 55,000 installed Vestas turbines worldwide - more than any other supplier.

How does our technology generate **more energy?**

More power for every wind site

V112-3.45 MW[™], V117-3.45 MW[™], V126-3.45 MW[™] and V136-3.45 MW[™] are available with several noise modes to meet sound level restrictions with an optimised production. The power system enables superior grid support and it is capable of maintaining production across severe drops in grid voltage, while simultaneously minimising tower and foundation loads. It also allows rapid down-rating of production to 10 per cent nominal power.

Proven technologies - from the company that invented them

The 3 MW platform is a low-risk choice. It is based on the proven technologies that underpin more than 55,000 Vestas turbines installed around the world. Using the best features from across the range, as well as some of the industry's most stringently tested components and systems, the platform's reliable design minimises downtime – helping to give you the best possible return on your investment.

With an operating range that covers all wind classes, our 3 MW platform delivers unrivalled energy production. The proven blade technology from the V112-3.0 MW[®] is used on the V105-3.45 MW[™], the V112-3.45 MW[™] and on the V117-3.45 MW[™]. The industry known structural shell blades are used on the V126-3.45 MW[™] and V136-3.45 MW[™] - a technology which is also used on the 2 MW V110-2.0 MW[™] variant.

Reliable and robust

The Vestas Test Centre is unrivalled in the wind industry. We test most nacelle components using Highly Accelerated Life Testing (HALT) to ensure reliability. For critical components, HALT identifies potential failure modes and mechanisms. Specialised test rigs ensure strength and robustness for the gearbox, generator, yaw and pitch system, lubrication system and accumulators. Our quality-control system ensures that each component is manufactured to design specifications and performs at site. We systematically monitor measurement trends that are critical to quality, locating defects before they occur.

The 3 MW platform covers all wind segments enabling you to find the best turbine for your specific site.

WINDCLASSES - IEC

TURBINE TYPE	IEC III (6.0 - 7.5 m/s)	IEC II (7.5 - 8.5 m/s)	IEC I (8.5 - 10.0 m/s)
3 MW TURBINES			
V105-3.45 MW™ IEC IA			■
V112-3.45 MW™ IEC IA			■
V117-3.45 MW™ IEC IB/IEC IIA		■	■
V126-3.45 MW™ IEC IIA		■	■
V126-3.45 MW™ IEC IIB	■	■	
V136-3.45 MW™ IEC IIIA	■	■	

■ Standard IEC conditions ■ Site dependent

Options available for the 3 MW platform

An option is an extra feature that can be added to the turbine to suit a project's specific needs. By adding options to the standard turbine, we can enhance the performance and adaptability of the wind power project and facilitate a shorter permitting cycle at restricted sites. The options can even be a decisive factor in realising your specific project, and the business case certainty of the investment.

Here is a list of the options available for the 3 MW platform:

- Power Mode (site specific)
- Condition Monitoring System
- Service Personnel Lift
- Vestas Ice Detection
- Vestas De-Icing
- Low Temperature Operation to - 30°C
- Fire Suppression
- Shadow detection
- Increased Cut-In
- Nacelle Hatch for Air Inlet
- Aviation Lights
- Aviation Markings on the Blades
- Obstacle Collision Avoidance System (OCAS™)

Life testing

The Vestas Test Centre has the unique ability to test complete nacelles using technologies like Highly Accelerated Life Testing (HALT). This rigorous testing of new components ensures the reliability of the 3 MW platform.



Is the 3 MW platform the optimal choice for your specific site?

One common nacelle – five different rotor sizes

The wind conditions on a wind project site are often not identical. The 3 MW platform features a range of turbines that cover all wind classes and combined across your site they can maximise the energy output of your wind power plant.

excellent turbine choices. A combination of the variants can optimise your site layout and improve your production significantly on complex sites.

Tip-height restrictions and strict grid requirements

With a rotor size of 105 m, the V105-3.45 MW™ IEC IA is the turbine that fits the most severe wind conditions. It has an extremely robust design for tough site conditions and is especially suited for markets with tip-height restrictions and high grid requirements.

Low-wind sites

Built on the same proven technology as the V112-3.0 MW®, the V136-3.45 MW™ IEC IIIA is our best performer on low-wind sites. The larger rotor enable greater wind capture, which in turn produces more energy to reduce levelised cost of energy (LCOE). The result is exceptional profitability in areas with low wind, and new frontiers for wind energy investment.

Like all the other 3 MW turbines, the V105-3.45 MW™ is equipped with a full-scale converter ensuring full compliance with the challenging grid codes in countries like the UK and Ireland.

Large Diameter Steel Towers (LDST) support the added rotor size and rating of Vestas turbines to increase Annual Energy Production on low-wind sites.

LDST is specially designed with a larger diameter in the bottom section that allows for optimal strength at high hub heights.

Cold climates

The V112-3.45 MW™, V117-3.45 MW™, V126-3.45 MW™ and V136-3.45 MW™ can be combined with Vestas De-Icing and Vestas Ice Detection ensuring optimum production in cold climates.

Maximising old permits

Although the V136-3.45 MW™ is one of the highest producing low wind turbine available, some old permits may simply be too tight to accept it. Although the V117-3.45 MW™ and V126-3.45 MW™ are medium-wind turbines, they still deliver an excellent business case on low-wind sites.

The Vestas De-Icing System is fully SCADA integrated and can be triggered automatically or manually depending on your de-icing strategy. Automatic control protects your investment, optimising the trigger point so the turbine only stops to de-ice when there is an expected net power production gain.

Due to the similar electrical properties and nacelle design, it is easy to mix and match the turbines from the 3 MW platform to maximise production on heavily constrained sites.

High- and medium-wind sites

The V112-3.45 MW™ IEC IA is a high-wind turbine and has a very high capacity factor. Similar to the other 3 MW turbines, the V112-3.45 MW™ IEC IA turbine makes efficient use of its grid compatibility and is an optimal choice for sites with MW constraints.

On medium wind-sites the V117-3.45 MW™ IEC IB/IEC IIA, V126-3.45 MW™ IEC IIA and V126-3.45 MW™ IEC IIB are



Would you **benefit** from uninterrupted control of wind energy production?

Knowledge about wind project planning is key

Getting your wind energy project up and operating as quickly as possible is fundamental to its long-term success. One of the first and most important steps is to identify the most suitable location for your wind power plant. Vestas' SiteHunt® is an advanced analytical tool that examines a broad spectrum of wind and weather data to evaluate potential sites and establish which of them can provide optimum conditions for your project.

In addition, SiteDesign® optimises the layout of your wind power plant. SiteDesign® runs Computational Fluid Dynamics (CFD) software on our powerful in-house supercomputer Firestorm to perform simulations of the conditions on site and analyse their effects over the whole operating life of the plant. Put simply, it finds the optimal balance between the estimated ratio of annual revenue to operating costs over the lifetime of your plant, to determine your project's true potential and provide a firm basis for your investment decision.

The complexity and specific requirements of grid connections vary considerably across the globe, making the optimal design of electrical components for your wind power plant essential. By identifying grid codes early in the project phase and simulating extreme operating conditions, Electrical PreDesign provides you with an ideal way to build a grid compliant, productive and highly profitable wind power plant. It allows customised collector network cabling, substation protection and reactive power compensation, which boost the cost efficiency of your business.

Advanced monitoring and real-time plant control

All our wind turbines can benefit from VestasOnline® Business, the latest Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) system for modern wind power plants.

This flexible system includes an extensive range of monitoring and management functions to control your wind power plant. VestasOnline® Business enables you to optimise production levels,

+27,000

The Vestas Performance and Diagnostics Centre monitors more than 27,000 turbines worldwide. We use this information to continually develop and improve our products and services.

monitor performance and produce detailed, tailored reports from anywhere in the world. The VestasOnline® Power Plant Controller offers scalability and fast, reliable real-time control and features customisable configuration, allowing you to implement any control concept needed to meet local grid requirements.

Surveillance, maintenance and service

Operating a large wind power plant calls for efficient management strategies to ensure uninterrupted power production and to control operational expenses. We offer 24/7 monitoring, performance reporting and predictive maintenance systems to improve turbine performance and availability. Predicting faults in advance is essential, helping to avoid costly emergency repairs and unscheduled interruptions to energy production.

Our Condition Monitoring System (CMS) assesses the status of the turbines by analysing vibration signals. For example, by measuring the vibration of the drive train, it can detect faults at

an early stage and monitor any damage. This information allows pre-emptive maintenance to be carried out before the component fails, reducing repair costs and production loss.

Additionally, our Active Output Management® (AOM) concept provides detailed plans and long term agreements for service and maintenance, online monitoring, optimisation and troubleshooting. It is possible to get a full scope contract, combining your turbines' state-of-the-art technology with guaranteed time or energy-based availability performance targets, thereby creating a solid base for your power plant investment. The Active Output Management® agreement provides you with long term and financial operational peace of mind for your business case.

V105-3.45 MW™ IEC IA Facts & figures

POWER REGULATION Pitch regulated with variable speed

OPERATING DATA

Rated power	3,450 kW
Cut-in wind speed	3 m/s
Cut-out wind speed	25 m/s
Re cut-in wind speed	23 m/s
Wind class	IEC IA
Standard operating temperature range from -20°C to +45°C with de-rating above 30°C	

*subject to different temperature options

SOUND POWER
(Noise modes dependent on site and country)

ROTOR

Rotor diameter	105 m
Swept area	8,659 m²
Air brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders

ELECTRICAL

Frequency	50/60 Hz
Converter	full scale

GEARBOX

Type	two planetary stages and one helical stage
------	--

TOWER

Hub height	72.5 m (IEC IA)
------------	-----------------

NACELLE DIMENSIONS

Height for transport	3.4 m
Height installed (incl. CoolerTop®)	6.9 m
Length	12.8 m
Width	4.2 m

HUB DIMENSIONS

Max. transport height	3.8 m
Max. transport width	3.8 m
Max. transport length	5.5 m

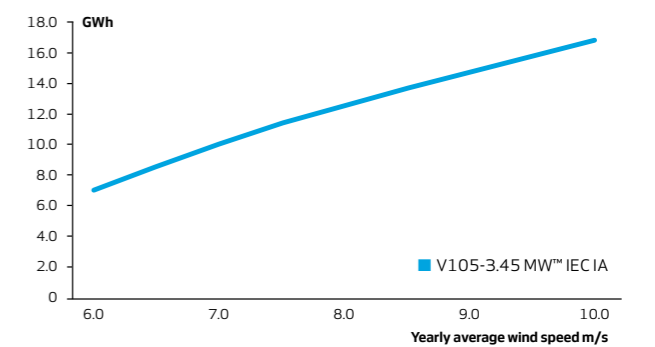
BLADE DIMENSIONS

Length	51.2 m
Max. chord	4 m

Max. weight per unit for transportation 70 metric tonnes

- TURBINE OPTIONS**
- Power Mode (site specific)
 - Condition Monitoring System
 - Service Personnel Lift
 - Vestas Ice Detection
 - Low Temperature Operation to -30°C
 - Fire Suppression
 - Shadow Detection
 - Increased Cut-In
 - Nacelle Hatch for Air Inlet
 - Aviation Lights
 - Aviation Markings on the Blades
 - Obstacle Collision Avoidance System (OCAS™)

ANNUAL ENERGY PRODUCTION



Assumptions
One wind turbine, 100% availability, 0% losses, k factor = 2, Standard air density = 1.225, wind speed at hub height

V112-3.45 MW™

IEC IA

Facts & figures

POWER REGULATION Pitch regulated with variable speed

OPERATING DATA

Rated power 3,450 kW
 Cut-in wind speed 3 m/s
 Cut-out wind speed 25 m/s
 Re cut-in wind speed 23 m/s
 Wind class IEC IA
 Standard operating temperature range from -20°C to +45°C with de-rating above 30°C

*subject to different temperature options

SOUND POWER

(Noise modes dependent on site and country)

ROTOR

Rotor diameter 112 m
 Swept area 9,852 m²
 Air brake full blade feathering with 3 pitch cylinders

ELECTRICAL

Frequency 50/60 Hz
 Converter full scale

GEARBOX

Type two planetary stages and one helical stage

TOWER

Hub height 69 m (IEC IA) and 94 m (IEC IA)

NACELLE DIMENSIONS

Height for transport 3.4 m
 Height installed (incl. CoolerTop*) 6.9 m
 Length 12.8 m
 Width 4.2 m

HUB DIMENSIONS

Max. transport height 3.8 m
 Max. transport width 3.8 m
 Max. transport length 5.5 m

BLADE DIMENSIONS

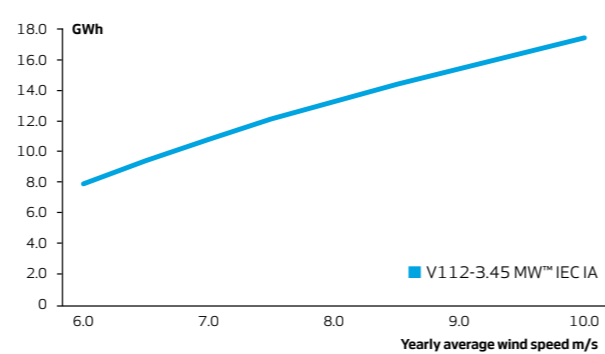
Length 54.7 m
 Max. chord 4 m

Max. weight per unit for transportation 70 metric tonnes

TURBINE OPTIONS

- Power Mode (site specific)
- Condition Monitoring System
- Service Personnel Lift
- Vestas Ice Detection
- Vestas De-Icing
- Low Temperature Operation to - 30°C
- Fire Suppression
- Shadow detection
- Increased Cut-In
- Nacelle Hatch for Air Inlet
- Aviation Lights
- Aviation Markings on the Blades
- Obstacle Collision Avoidance System (OCAS™)

ANNUAL ENERGY PRODUCTION



Assumptions
 One wind turbine, 100% availability, 0% losses, k factor =2,
 Standard air density = 1.225, wind speed at hub height

V117-3.45 MW™

IEC IB/IEC IIA

Facts & figures

POWER REGULATION Pitch regulated with variable speed

OPERATING DATA

Rated power 3,450 kW
 Cut-in wind speed 3 m/s
 Cut-out wind speed 25 m/s
 Re cut-in wind speed 23 m/s
 Wind class IEC IB/IEC IIA
 Standard operating temperature range from -20°C to +45°C with de-rating above 30°C

*subject to different temperature options

SOUND POWER

(Noise modes dependent on site and country)

ROTOR

Rotor diameter 117 m
 Swept area 10,751 m²
 Air brake full blade feathering with 3 pitch cylinders

ELECTRICAL

Frequency 50/60 Hz
 Converter full scale

GEARBOX

Type two planetary stages and one helical stage

TOWER

Hub heights 80 m (IEC IB), 91.5 m (IEC IB) and 116.5 m (IEC IB/IEC IIA/DIBtS)

NACELLE DIMENSIONS

Height for transport 3.4 m
 Height installed (incl. CoolerTop*) 6.9 m
 Length 12.8 m
 Width 4.2 m

HUB DIMENSIONS

Max. transport height 3.8 m
 Max. transport width 3.8 m
 Max. transport length 5.5 m

BLADE DIMENSIONS

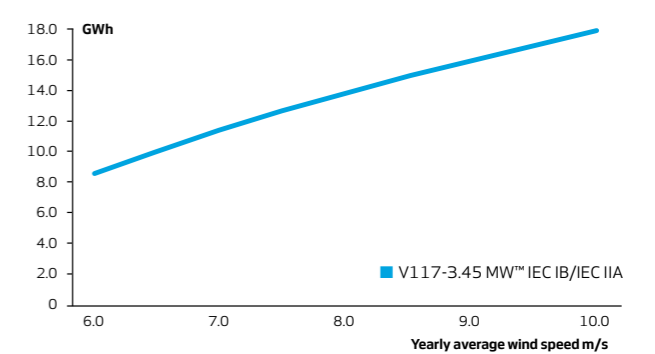
Length 57.2 m
 Max. chord 4 m

Max. weight per unit for transportation 70 metric tonnes

TURBINE OPTIONS

- Power Mode (site specific)
- Condition Monitoring System
- Service Personnel Lift
- Vestas Ice Detection
- Vestas De-Icing
- Low Temperature Operation to - 30°C
- Fire Suppression
- Shadow detection
- Increased Cut-In
- Nacelle Hatch for Air Inlet
- Aviation Lights
- Aviation Markings on the Blades
- Obstacle Collision Avoidance System (OCAS™)

ANNUAL ENERGY PRODUCTION



Assumptions
 One wind turbine, 100% availability, 0% losses, k factor =2,
 Standard air density = 1.225, wind speed at hub height

V126-3.45 MW™

IEC IIB

Facts & figures

POWER REGULATION Pitch regulated with variable speed

OPERATING DATA

Rated power	3,450 kW
Cut-in wind speed	3 m/s
Cut-out wind speed	22.5 m/s
Re cut-in wind speed	20 m/s
Wind class	IEC IIB

Standard operating temperature range from -20°C* to +45°C with de-rating above 30°C

*subject to different temperature options

SOUND POWER
(Noise modes dependent on site and country)

ROTOR

Rotor diameter	126 m
Swept area	12,469 m²
Air brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders

ELECTRICAL

Frequency	50/60 Hz
Converter	full scale

GEARBOX

Type	two planetary stages and one helical stage
------	--

TOWER

Hub heights	87 m (IEC IIB), 117 m (IEC IIB), 137 m (IEC IIIA/DIBtS), 147 m (IEC IIIA), 149 m (DIBtS) and 166 m (DIBtS)
-------------	--

NACELLE DIMENSIONS

Height for transport	3.4 m
Height installed (incl. CoolerTop®)	6.9 m
Length	12.8 m
Width	4.2 m

HUB DIMENSIONS

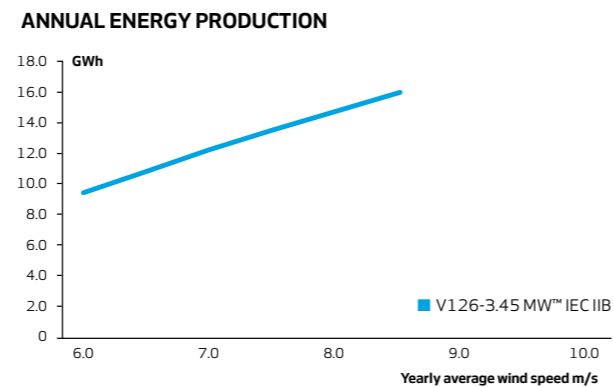
Max. transport height	3.8 m
Max. transport width	3.8 m
Max. transport length	5.5 m

BLADE DIMENSIONS

Length	61.7 m
Max. chord	4 m

Max. weight per unit for transportation 70 metric tonnes

- TURBINE OPTIONS**
- Power Mode (site specific)
 - Condition Monitoring System
 - Service Personnel Lift
 - Vestas Ice Detection
 - Vestas De-Icing
 - Low Temperature Operation to -30°C
 - Fire Suppression
 - Shadow detection
 - Increased Cut-In
 - Nacelle Hatch for Air Inlet
 - Aviation Lights
 - Aviation Markings on the Blades
 - Obstacle Collision Avoidance System (OCAS™)



Assumptions
One wind turbine, 100% availability, 0% losses, k factor = 2, Standard air density = 1.225, wind speed at hub height

V126-3.45 MW™

IEC IIA

Facts & figures

POWER REGULATION Pitch regulated with variable speed

OPERATING DATA

Rated power	3,450 kW
Cut-in wind speed	3 m/s
Cut-out wind speed	22.5 m/s
Re cut-in wind speed	20 m/s
Wind class	IEC IIA

Standard operating temperature range from -20°C* to +45°C with de-rating above 30°C

*subject to different temperature options

SOUND POWER
(Noise modes dependent on site and country)

ROTOR

Rotor diameter	126 m
Swept area	12,469 m²
Air brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders

ELECTRICAL

Frequency	50/60 Hz
Converter	full scale

GEARBOX

Type	two planetary stages and one helical stage
------	--

TOWER

Hub heights	87 m (IEC IIA), 117 m (IEC IIA/DIBtS), 137 m (IEC IIIA/DIBtS), 147 m (IEC IIIA), 149 m (DIBtS) and 166 m (DIBtS)
-------------	--

NACELLE DIMENSIONS

Height for transport	3.4 m
Height installed (incl. CoolerTop®)	6.9 m
Length	12.8 m
Width	4.2 m

HUB DIMENSIONS

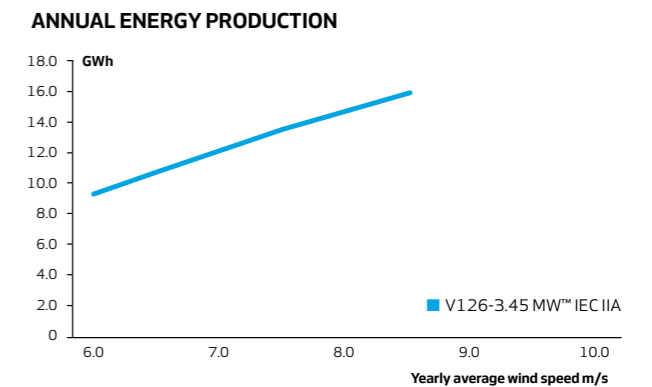
Max. transport height	3.8 m
Max. transport width	3.8 m
Max. transport length	5.5 m

BLADE DIMENSIONS

Length	61.7 m
Max. chord	4 m

Max. weight per unit for transportation 70 metric tonnes

- TURBINE OPTIONS**
- Power Mode (site specific)
 - Condition Monitoring System
 - Service Personnel Lift
 - Vestas Ice Detection
 - Vestas De-Icing
 - Low Temperature Operation to -30°C
 - Fire Suppression
 - Shadow detection
 - Increased Cut-In
 - Nacelle Hatch for Air Inlet
 - Aviation Lights
 - Aviation Markings on the Blades
 - Obstacle Collision Avoidance System (OCAS™)



Assumptions
One wind turbine, 100% availability, 0% losses, k factor = 2, Standard air density = 1.225, wind speed at hub height

V136-3.45 MW™

IEC IIIA

Facts & figures

Vestas Wind Systems A/S
 Hedeager 42 · 8200 Aarhus N · Denmark
 Tel: +45 9730 0000 · Fax: +45 9730 0001
 vestas@vestas.com · vestas.com

POWER REGULATION Pitch regulated with variable speed

OPERATING DATA
 Rated power 3,450 kW
 Cut-in wind speed 3 m/s
 Cut-out wind speed 22.5 m/s
 Re cut-in wind speed 20 m/s
 Wind class IEC IIIA
 Standard operating temperature range from -20°C* to +45°C with de-rating above 30°C

*subject to different temperature options

SOUND POWER
 (Noise modes dependent on site and country)

ROTOR
 Rotor diameter 136 m
 Swept area 14,527 m²
 Air brake full blade feathering with 3 pitch cylinders

ELECTRICAL
 Frequency 50/60 Hz
 Converter full scale

GEARBOX
 Type two planetary stages and one helical stage

TOWER
 Hub heights 82 m (IEC IIIA), 112 m (IEC IIIA), 132 m (IEC IIIA/DIBt2) and 149 m (DIBtS)

NACELLE DIMENSIONS
 Height for transport 3.4 m
 Height installed (incl. CoolerTop*) 6.9 m
 Length 12.8 m
 Width 4.2 m

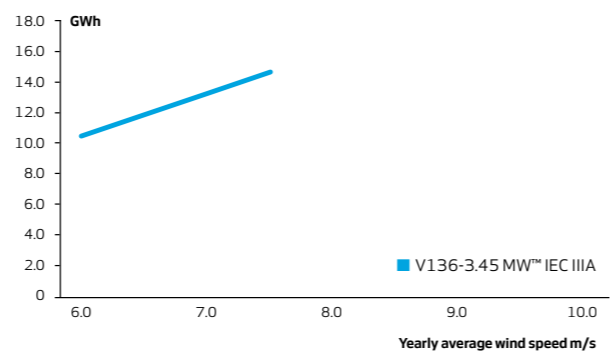
HUB DIMENSIONS
 Max. transport height 3.8 m
 Max. transport width 3.8 m
 Max. transport length 5.5 m

BLADE DIMENSIONS
 Length 66.7 m
 Max. chord 4.1 m

Max. weight per unit for transportation 70 metric tonnes

- TURBINE OPTIONS**
- Power Mode (site specific)
 - Condition Monitoring System
 - Service Personnel Lift
 - Vestas Ice Detection
 - Vestas De-Icing
 - Low Temperature Operation to - 30°C
 - Fire Suppression
 - Shadow detection
 - Increased Cut-In
 - Nacelle Hatch for Air Inlet
 - Aviation Lights
 - Aviation Markings on the Blades
 - Obstacle Collision Avoidance System (OCAS™)

ANNUAL ENERGY PRODUCTION



Assumptions
 One wind turbine, 100% availability, 0% losses, k factor = 2,
 Standard air density = 1.225, wind speed at hub height

© 2015 Vestas Wind Systems A/S. All rights reserved.
 This document was created by Vestas Wind Systems A/S on behalf of the Vestas Group and contains copyrighted material, trademarks and other proprietary information. This document or parts thereof may not be reproduced, altered or copied in any form or by any means without the prior written permission of Vestas Wind Systems A/S. All specifications are for information only and are subject to change without notice. Vestas Wind Systems A/S does not make any representations or extend any warranties, expressed or implied, as to the adequacy or accuracy of this information. This document may exist in multiple language versions. In case of inconsistencies between language versions the English version shall prevail. Certain technical options, services and wind turbine models may not be available in all locations/countries.

Document no.: 0053-3713 V00
 2015-08-28

Performance Specification

V136-3.45 MW 50/60 Hz



Table of contents

1	General Description	4
2	Type Approvals and Available Hub Heights	4
3	Operational Envelope and Performance Guidelines	4
3.1	Climate and Site Conditions	4
3.1.1	Complex Terrain	5
3.1.2	Altitude	5
3.1.3	Wind Power Plant Layout	5
3.2	Operational Envelope – Wind	5
3.3	Operational Envelope – Conditions for Power Curve and Ct Values (at Hub Height)	5
3.4	Noise Modes	6
4	Drawings	7
4.1	Structural Design – Illustration of Outer Dimensions	7
5	General Reservations, Notes and Disclaimers	8
6	Power Curves, Ct Values and Noise Modes	9
6.1	Mode 0	9
6.1.1	Power Curves, Noise Mode 0	9
6.1.2	Ct Values, Noise Mode 0	10
6.1.3	Noise Curves, Noise Mode 0	11

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. 8) to this Performance Specification.

1 General Description

The Vestas V136-3.45 MW wind turbine is a pitch regulated upwind turbine with active yaw and a three-blade rotor. The Vestas V136-3.45 MW turbine has a rotor diameter of 136 m and a rated output power of 3.45 MW.

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
IEC61400-22	IEC IIIA	82 m / 112 m / 132 m
DIBt 2012	WZ2, GK2	132 m
	WZ2(S), GK2	149 m

Table 2-1: Type approval data and available hub heights

The turbine can potentially operate outside the climate classes tabulated in Table 2-1, dependent on analysis of site specific climate conditions.

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

Values refer to hub height.

Wind Climate	IEC IIIA
Extreme Wind Speed (10 Minute Average)	37.5 m/s
Survival Wind Speed (3 Second Gust)	52.5 m/s

Table 3-1: Extreme design parameters

Wind Climate	IEC IIIA
Wind Speed	7.5 m/s
A-Factor	8.5 m/s
Form Factor, c	2.0
Turbulence Intensity According to IEC 61400-1, Including Wind Farm Turbulence (@15 m/s – 90% quartile)	18%
Wind Shear	0.20
Inflow Angle (vertical)	8°

Table 3-2: Average design parameters

3.1.1 Complex Terrain

Classification of complex terrain according to IEC 61400-1:2005 Chapter 11.2.

For sites classified as complex, appropriate measures are to be included in site assessment. Positioning of each turbine must be verified via the Vestas Site Check programme.

3.1.2 Altitude

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.

3.1.3 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.

Operational Envelope – Wind	
Cut-In	3 m/s
Cut-Out (10 Minute Exponential Average)	22.5 m/s
Re-Cut In (10 Minute Exponential Average)	20 m/s

Table 3-3: Operational envelope – wind

3.3 Operational Envelope – Conditions for Power Curve and Ct Values (at Hub Height)

Consult Section 6, p. 9 for power curves and C_t values.

Conditions for Power Curve and C_t Values (at Hub Height)	
Wind Shear	0.00-0.30 (10 minute average)
Turbulence Intensity	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 Frequency	Nominal Frequency ±0.5 Hz

Table 3-4: Conditions for power curve and C_t values

3.4 Noise Modes

The noise/power modes listed below are available for the turbine.

Available Noise Modes – 3.45 MW		
Mode No.	Maximum Noise Level	Standard/Option
0	108.2 dB	Option
	105.5 dB	Standard
1	104.0 dB	Standard
2	102.5 dB	Standard
3	101.0 dB	Standard

Table 3-5: Available noise modes

NOTE All standard noise configuration noise modes utilises blade configuration with serrated trailing edge. As an option, mode 0 can be provided without blade serrated trailing edge at a noise penalty.

The noise modes are available for the hub heights listed in Table 2-1 in Section 2, p. 4. For further details on noise modes, contact Vestas Wind Systems A/S.

4 Drawings

4.1 Structural Design – Illustration of Outer Dimensions

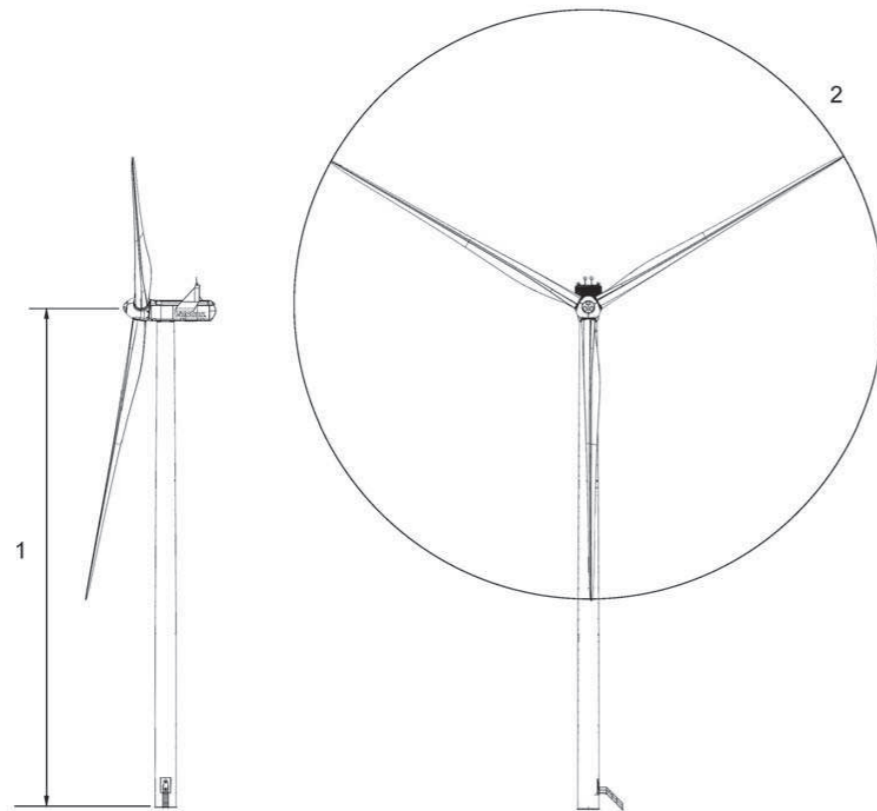


Figure 4-1: Illustration of outer dimensions – structure

1 Hub height 82/112/132/149 m

2 Diameter: 136 m

5 General Reservations, Notes and Disclaimers

- © 2015 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 V136-3.45 MW wind turbine. Updated versions of the V136-3.45 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 V136-3.45 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 noise (including, without limitation, the power curve and noise verification method). Any guarantee, warranty and/or verification of the power curve and noise (including, without limitation, the power curve and noise verification method) must be agreed to separately in writing.

6 Power Curves, Ct Values and Noise Modes

6.1 Mode 0

NOTE The power curves and Ct values presented in Table 6-1 and Table 6-2 respectively are not valid for hub heights below 112 m. For hub heights below 112 m, Vestas must be consulted for project specific evaluation.

6.1.1 Power Curves, Noise Mode 0

Wind speed [m/s]	Air density [kg/m ³]													
	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	35	16	18	19	21	22	24	26	28	30	31	33	37	39
3.5	113	74	78	81	85	88	92	96	99	103	106	110	117	120
4.0	212	151	156	162	167	173	178	184	189	195	201	206	217	223
4.5	330	242	250	258	266	274	283	291	299	307	314	322	338	345
5.0	473	353	364	375	386	397	408	419	430	441	451	462	483	494
5.5	644	485	500	515	530	544	559	573	588	602	616	630	658	672
6.0	851	646	665	684	703	722	740	759	778	796	814	833	869	887
6.5	1095	834	858	882	906	931	954	978	1001	1025	1048	1071	1117	1140
7.0	1377	1054	1084	1115	1145	1175	1204	1233	1262	1291	1320	1349	1405	1433
7.5	1699	1304	1341	1377	1414	1451	1487	1522	1558	1594	1629	1664	1734	1769
8.0	2058	1588	1632	1677	1721	1766	1808	1851	1893	1936	1976	2017	2099	2139
8.5	2450	1907	1958	2010	2062	2114	2163	2211	2260	2309	2356	2403	2495	2540
9.0	2853	2253	2312	2370	2429	2487	2541	2595	2649	2703	2753	2803	2898	2943
9.5	3194	2615	2676	2738	2800	2861	2913	2965	3017	3068	3110	3152	3228	3262
10.0	3415	2971	3026	3081	3136	3191	3229	3267	3305	3343	3367	3391	3430	3445
10.5	3450	3261	3297	3334	3370	3406	3423	3440	3450	3450	3450	3450	3450	3450
11.0	3450	3435	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450
11.5	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450
12.0	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450
12.5	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450
13.0	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450
13.5	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450
14.0	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450
14.5	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450
15.0	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450
15.5	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450
16.0	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450
16.5	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450
17.0	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450
17.5	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450
18.0	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450
18.5	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450
19.0	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450
19.5	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450
20.0	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450
20.5	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450
21.0	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450
21.5	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450
22.0	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450
22.5	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450

Table 6-1: Power curve (Noise Mode 0)

6.1.2 Ct Values, Noise Mode 0

Wind speed [m/s]	Air density kg/m ³													
	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	0.875	0.883	0.882	0.882	0.881	0.880	0.879	0.879	0.878	0.877	0.876	0.876	0.874	0.874
3.5	0.847	0.854	0.853	0.853	0.852	0.851	0.851	0.850	0.849	0.848	0.848	0.847	0.846	0.846
4.0	0.826	0.824	0.823	0.821	0.819	0.818	0.818	0.818	0.819	0.819	0.821	0.824	0.830	0.834
4.5	0.840	0.781	0.787	0.793	0.798	0.804	0.810	0.815	0.821	0.826	0.831	0.835	0.844	0.848
5.0	0.838	0.787	0.792	0.798	0.803	0.809	0.813	0.818	0.822	0.827	0.831	0.834	0.842	0.845
5.5	0.833	0.786	0.791	0.796	0.800	0.805	0.809	0.814	0.818	0.822	0.826	0.829	0.836	0.839
6.0	0.832	0.788	0.792	0.797	0.802	0.806	0.810	0.814	0.818	0.822	0.825	0.828	0.835	0.838
6.5	0.823	0.783	0.787	0.792	0.796	0.800	0.804	0.807	0.811	0.814	0.817	0.820	0.825	0.826
7.0	0.806	0.777	0.780	0.784	0.788	0.792	0.794	0.796	0.798	0.800	0.802	0.804	0.808	0.810
7.5	0.795	0.766	0.769	0.772	0.775	0.778	0.781	0.783	0.786	0.789	0.791	0.793	0.798	0.801
8.0	0.787	0.757	0.760	0.764	0.767	0.771	0.774	0.777	0.780	0.783	0.784	0.785	0.788	0.789
8.5	0.765	0.752	0.755	0.759	0.762	0.765	0.765	0.766	0.766	0.767	0.768	0.766	0.764	0.763
9.0	0.726	0.742	0.743	0.744	0.745	0.746	0.744	0.741	0.739	0.737	0.733	0.730	0.720	0.714
9.5	0.658	0.718	0.715	0.712	0.709	0.707	0.701	0.695	0.689	0.683	0.674	0.666	0.648	0.639
10.0	0.574	0.680	0.672	0.664	0.657	0.649	0.639	0.628	0.618	0.608	0.596	0.585	0.562	0.550
10.5	0.485	0.620	0.608	0.596	0.585	0.573	0.560	0.547	0.534	0.521	0.509	0.497	0.474	0.463
11.0	0.410	0.547	0.533	0.519	0.505	0.491	0.479	0.466	0.454	0.441	0.431	0.420	0.400	0.391
11.5	0.350	0.470	0.456	0.443	0.430	0.417	0.406	0.396	0.386	0.375	0.367	0.358	0.342	0.335
12.0	0.302	0.402	0.391	0.380	0.369	0.358	0.349	0.341	0.332	0.323	0.316	0.309	0.296	0.290
12.5	0.264	0.347	0.338	0.329	0.320	0.311	0.304	0.296	0.289	0.282	0.276	0.270	0.259	0.254
13.0	0.233	0.304	0.296	0.288	0.280	0.273	0.267	0.261	0.254	0.248	0.243	0.238	0.229	0.224
13.5	0.208	0.269	0.263	0.256	0.249	0.243	0.237	0.232	0.227	0.221	0.217	0.212	0.204	0.200
14.0	0.186	0.239	0.234	0.228	0.222	0.216	0.211	0.207	0.202	0.198	0.194	0.190	0.182	0.179
14.5	0.167	0.214	0.209	0.204	0.199	0.194	0.190	0.186	0.181	0.177	0.174	0.170	0.164	0.161
15.0	0.150	0.192	0.187	0.183	0.178	0.174	0.170	0.167	0.163	0.159	0.156	0.153	0.147	0.145
15.5	0.136	0.173	0.169	0.165	0.161	0.157	0.154	0.151	0.148	0.144	0.142	0.139	0.134	0.131
16.0	0.124	0.157	0.154	0.150	0.147	0.143	0.140	0.137	0.134	0.131	0.129	0.127	0.122	0.120
16.5	0.114	0.143	0.140	0.137	0.134	0.131	0.128	0.125	0.123	0.120	0.118	0.116	0.112	0.110
17.0	0.104	0.131	0.128	0.125	0.123	0.120	0.117	0.115	0.113	0.110	0.108	0.106	0.102	0.101
17.5	0.096	0.120	0.118	0.115	0.112	0.110	0.108	0.106	0.103	0.101	0.099	0.098	0.094	0.093
18.0	0.089	0.111	0.108	0.106	0.104	0.101	0.099	0.097	0.095	0.093	0.092	0.090	0.087	0.086
18.5	0.082	0.102	0.100	0.098	0.096	0.094	0.092	0.090	0.088	0.087	0.085	0.084	0.081	0.079
19.0	0.076	0.094	0.092	0.090	0.088	0.086	0.085	0.083	0.082	0.080	0.079	0.077	0.075	0.073
19.5	0.071	0.088	0.086	0.084	0.082	0.080	0.079	0.077	0.076	0.074	0.073	0.072	0.070	0.068
20.0	0.066	0.082	0.080	0.078	0.077	0.075	0.074	0.072	0.071	0.069	0.068	0.067	0.065	0.064
20.5	0.062	0.076	0.075	0.073	0.072	0.070	0.069	0.068	0.066	0.065	0.064	0.063	0.061	0.060</

6.1.3 Noise Curves, Noise Mode 0

Sound Power Level at Hub Height, Noise Mode 0		
Conditions for Sound Power Level:	Measurement standard IEC 61400-11 ed. 3 Maximum turbulence at 10 metre height: 16% 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] (Blades without serrated trailing edge)	Sound Power Level at Hub Height [dBA] (Blades with serrated trailing edge)
3	95.4	95.4
4	96.0	95.6
5	96.8	95.7
6	99.7	97.8
7	102.9	100.5
8	105.9	103.2
9	108.0	105.3
10	108.2	105.5
11	108.2	105.5
12	108.2	105.5
13	108.2	105.5
14	108.2	105.5
15	108.2	105.5
16	108.2	105.5
17	108.2	105.5
18	108.2	105.5
19	108.2	105.5
20	108.2	105.5

Table 6-3: Noise curves (Noise Mode 0)



DELTA GENERATION

**PROVEN TECHNOLOGY –
AT A NEW STAGE OF EVOLUTION**



N100/3300
N117/3000
N131/3000



CONTENTS

- 03 TECHNICAL DEVELOPMENT AT NORDEX
Experience keeps us one step ahead
- 04 MATURE TECHNOLOGY
Proven concepts ensure a secure investment
- 06 ECONOMIC EFFICIENCY
Higher yields reduce the cost of energy
- 08 QUALITY AND RELIABILITY
A focus on high availability
- 10 SERVICE AND HSE
Fast and safe turbine O&M
- 12 DELTA GENERATION IN THE FIELD
First turbines installed and certified
- 14 SOLUTION FOR STRONG WIND
High yields in a rough climate
- 16 SOLUTION FOR MODERATE WIND
Economical at a wide range of sites
- 18 SOLUTION FOR LIGHT WIND
Maximum efficiency in the 3 MW segment



TECHNICAL DEVELOPMENT AT NORDEX

Experience keeps us one step ahead

As one of the pioneers in the modern use of wind energy, Nordex has been developing increasingly efficient wind turbines for use onshore since 1985. Since then, we have always remained true to proven principles, using tried-and-tested series engineering and giving top priority to the reliability of all system components.

In 2000, Nordex installed the first 2.5 megawatt series turbine in the world. Since then, the company has connected more than 4,000 machines from this platform to the grid at a wide range of locations around the world. We know what we're talking about when we claim that our wind turbine generators offer quality, mature technology and dependable performance, even in extreme locations.

With Delta Generation, we are now offering the fourth turbine generation of our proven multi-megawatt platform. Thanks to its larger rotors, greater nominal capacity and optimised technical systems, Delta Generation sets new standards for economic efficiency, reliability and service- and HSE-friendliness.



MATURE TECHNOLOGY

Proven concepts ensure a secure investment

With the new Delta Generation, Nordex customers benefit from the know-how we have gathered in the multi-megawatt range over many years. Mature technical solutions that have proven their worth thousands of times form a sound basis for the new generation.

Continuity: The electrical system

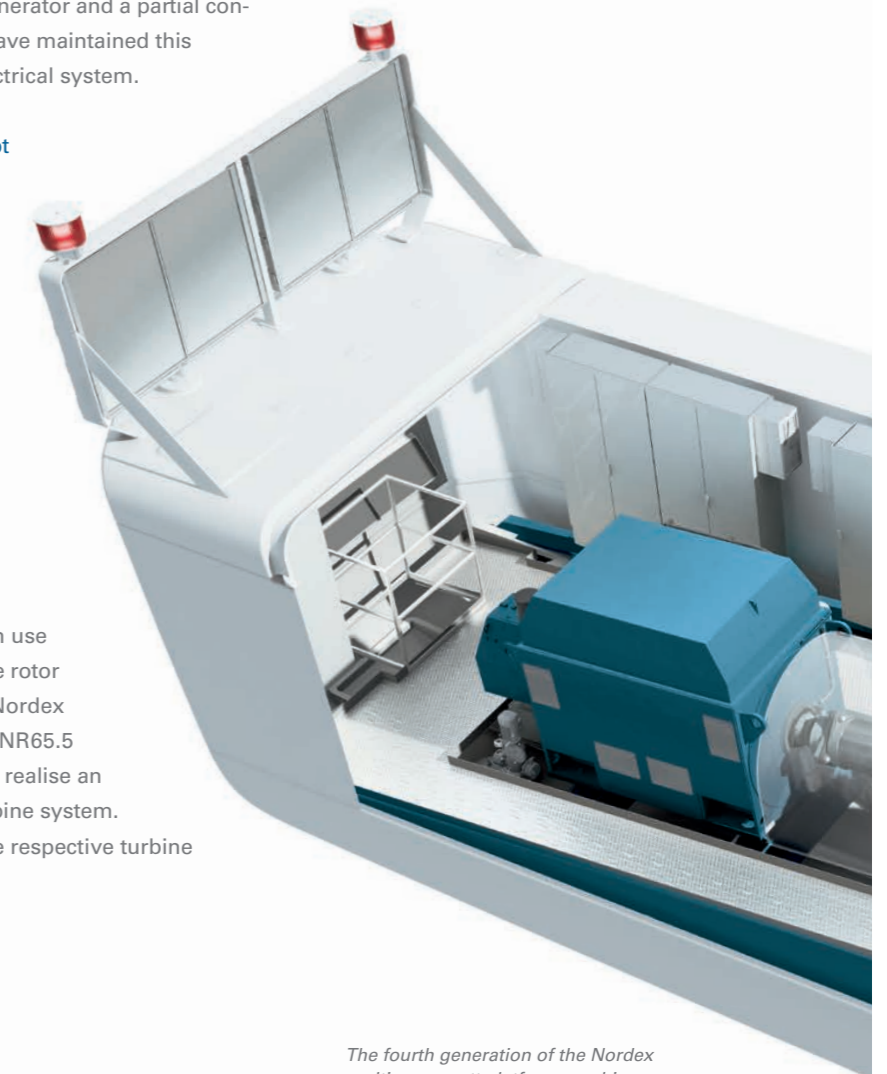
Even the first Nordex multi-megawatt turbine was equipped with a doubly fed asynchronous generator and a partial converter. With Delta Generation, we have maintained this proven and highly economical electrical system.

Tried-and-tested drive train concept

The drive train system is based on a modular drive train layout with a three-point suspension. We have used this system successfully from the outset. Together with our qualified suppliers, we work on continuously improving our drive train components. This delivers the output required while maintaining availability at a high level.

Proven rotor blade designs

The turbines of the new generation use proven aerodynamic designs for the rotor diameters of 100 and 117 metres. Nordex developed the NR50, NR58.5 and NR65.5 blades in-house. This allowed us to realise an optimal concept for the overall turbine system. The efficient rotor blades match the respective turbine technology perfectly.



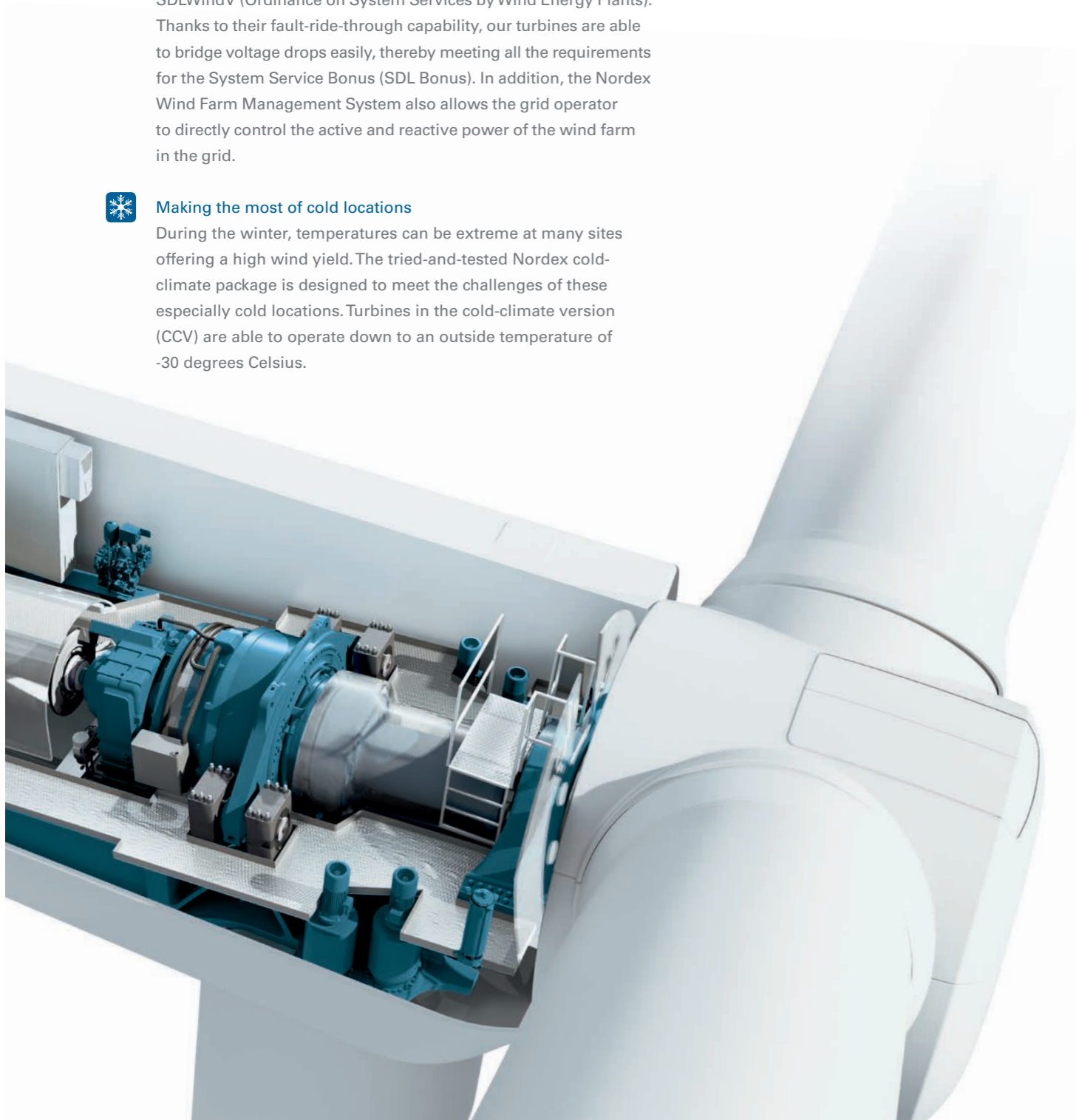
The fourth generation of the Nordex multi-megawatt platform combines proven, dependable technology with targeted improvements for enhanced performance.

Grid compatibility ensured

Like the previous generations, the turbines of Delta Generation meet the grid requirements of international markets. One of the most demanding grid connection directives in Europe is the German SDLWindV (Ordinance on System Services by Wind Energy Plants). Thanks to their fault-ride-through capability, our turbines are able to bridge voltage drops easily, thereby meeting all the requirements for the System Service Bonus (SDL Bonus). In addition, the Nordex Wind Farm Management System also allows the grid operator to directly control the active and reactive power of the wind farm in the grid.

**Making the most of cold locations**

During the winter, temperatures can be extreme at many sites offering a high wind yield. The tried-and-tested Nordex cold-climate package is designed to meet the challenges of these especially cold locations. Turbines in the cold-climate version (CCV) are able to operate down to an outside temperature of -30 degrees Celsius.

**ECONOMIC EFFICIENCY***Higher yields reduce the cost of energy*

In developing Delta Generation, we have met our main target – to cut the cost of energy. These Nordex multi-megawatt turbines deliver up to 31 per cent more yield from the sites, making Delta Generation turbines a particularly worthwhile investment.

Larger: Rotors

Nordex has designed the turbines to use a much larger rotor for each wind class. This produces higher yields. For example, the rotor diameter for machines for strong-wind locations was increased by ten metres compared to the previous model, resulting in a 23 per cent increase in swept area. The rotor for sites with moderate wind speeds is 17 metres larger: a 37 per cent increase in rotor sweep. With its 14 metre larger diameter, the rotor for light-wind sites offers a 25 per cent increase in swept area.



Stronger: Rated Output

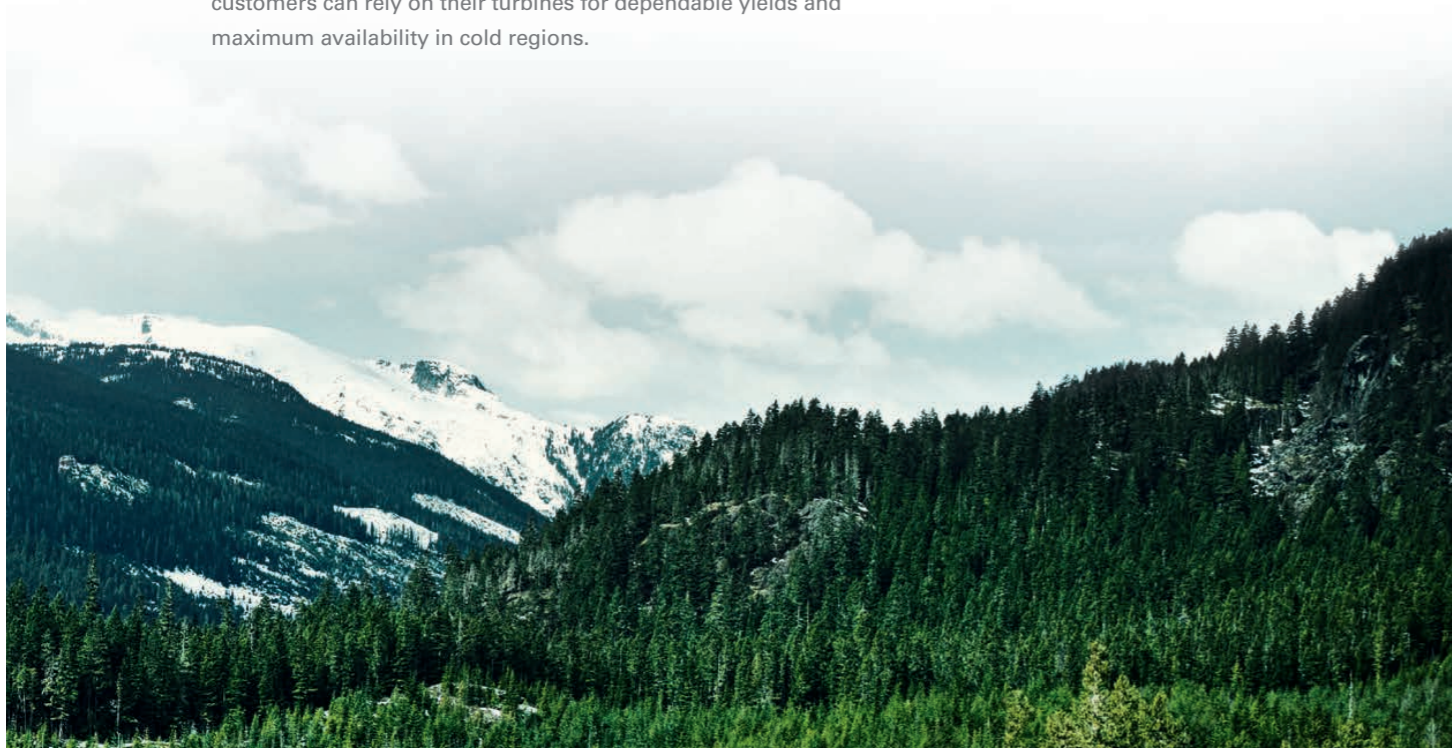
With the N100/3300, Nordex has raised the rated output of the strong wind turbine by more than 30 per cent. The N117/3000 is designed for moderate wind speeds and has a 20 per cent higher rated output than the previous model. The increase in rated output amounts to 25 per cent for the N131/3000 light-wind turbine. This has a positive effect on the energy yields of the Delta turbines. In spite of the considerable increase in output, the sound power levels remain stable for each class. With the N131/3000, Nordex has further reduced the sound power level of the turbine for light-wind sites.

Higher: Towers

New and higher hub heights produce even greater yield increases and make siting possible, even in wooded areas or locations with complex topography. For the first time, Nordex is offering a tubular steel tower with a hub height of 100 metres for strong wind locations and one with a hub height of 120 metres for sites with moderate wind speeds.

**Smarter: Anti-Icing Systems**

Particularly in frost regions, ice forms on rotor blades in the winter months. Icing can reduce the efficiency of a wind turbine generator as well as lowering its availability. The proven Nordex anti-icing system heats the most aerodynamically important areas of the rotor blades and efficiently reduces icing levels. Nordex customers can rely on their turbines for dependable yields and maximum availability in cold regions.



QUALITY AND RELIABILITY

A focus on high availability

To ensure that our turbines perform reliably, we conduct exhaustive tests. We certify the quality of all components and manufacture in a modern line production. The average availability of all turbines covered by Nordex Service stands at 98 per cent. We ensure this high level of availability by consistently further developing the vital important systems. This contributes to a further reduction in the cost of energy.

Extreme tests for hardware and software

In the Nordex Test Centre, engineers test the components and systems of the new turbine generation under simulated wind and weather conditions. By subjecting them to strains in excess of the usual specifications, Nordex ensures that the design meets all criteria, delivering a high-quality, mature product for serial production.

Highest industrial standards

Nordex continues to meet high industrial standards, manufacturing the nacelle and hub modules in a continuous flow process. Many of the steps needed for assembly and commissioning are performed in the protected factory hall before the equipment is shipped to the site.

In the Nordex Test Centre engineers ensure the quality of components.



Advanced control infrastructure

Nordex has equipped the new turbine generation with the Profinet communication system. Its ethernet-based fieldbus transfers turbine data rapidly, reliably and by priority. All actuators and sensors in the turbine control systems, as well as the different module options, are directly integrated into the network. This ensures improved diagnostics and the reliability of the system.

Optimised drive train

The drive train design of Delta Generation reduces the forces acting on the individual components, taking greater strain off the robust rotor bearing. Innovations in the cooling system of the drive train ensure constant temperatures over a wide operating range – with lower internal energy consumption.



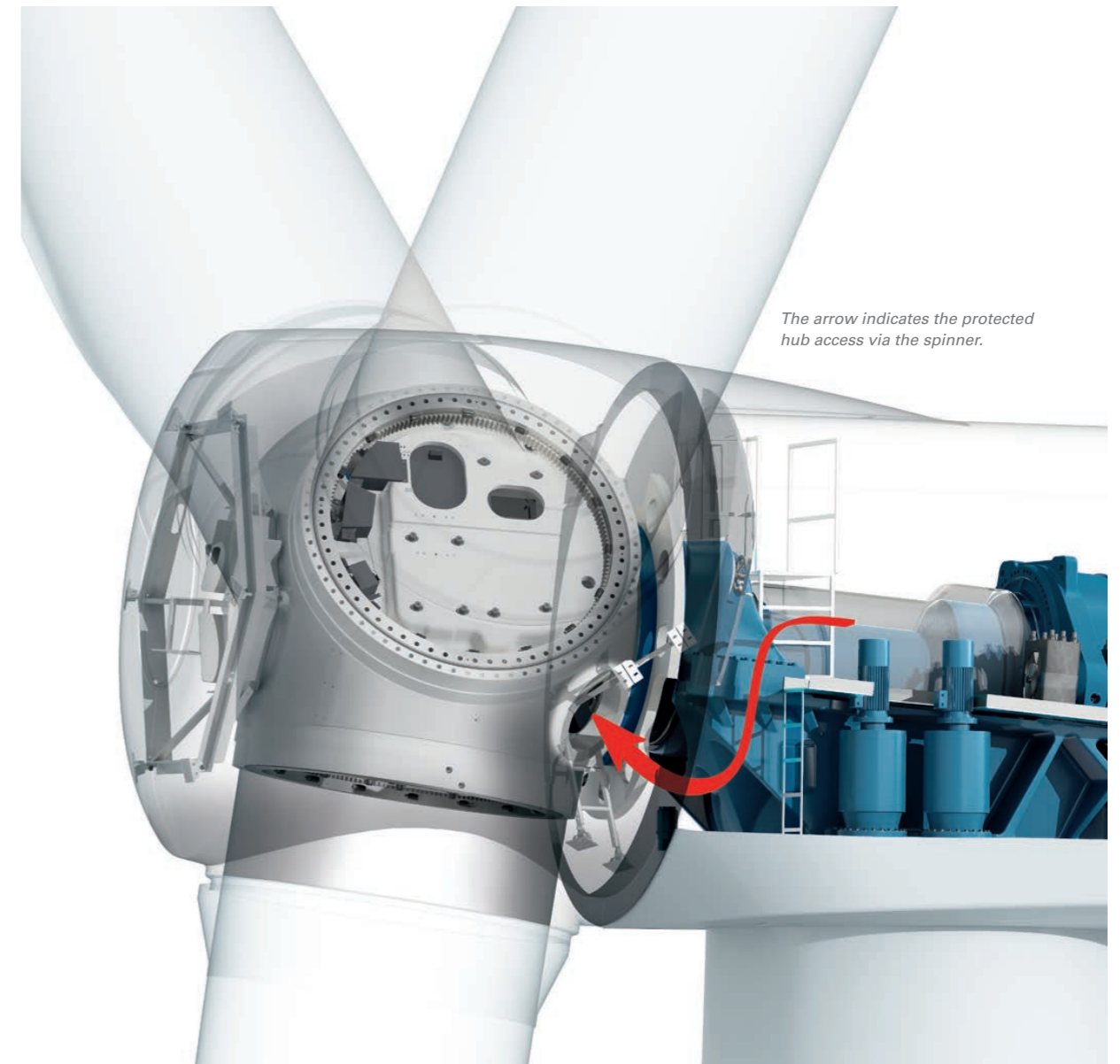
SERVICE AND HSE

Fast and safe turbine O&M

Delta Generation is designed so that service operations can be conducted rapidly and safely. This reduces ongoing operational costs. We make no compromise when it comes to HSE – the turbines of the new generation meet the most stringent requirements.

**Protected hub access**

The new spinner, a complete housing for the rotor hub, provides rapid and protected access to the hub. This means that service work can be carried out in a wider range of wind and weather conditions. This is of particular advantage in cold regions – making it possible to reduce downtimes for service purposes.



The arrow indicates the protected hub access via the spinner.

Ergonomics and safety

When we were developing the new multi-megawatt generation, we gave high priority to designing the turbines as a particularly safe and spacious workplace. In case of an emergency, the platform also offers extended escape and rescue routes. All systems are easily accessible for maintenance. Nacelle components weighing less than one tonne can be reached with the onboard crane and, if necessary, can be exchanged without additional equipment.

Annual service interval

The technical design of Delta Generation allows for an annual service interval. Automatic lubrication of the bearings in the pitch system replaces manual processes. These bearings, as well as the main bearing and the generator bearings, are supplied automatically with lubricant, making them less susceptible to wear. This minimises the service requirements and reduces the O&M expenses.

Yaw n-1 concept

The yaw system runs with four drives in standard operation. However, should one drive break down, the turbine can continue to run temporarily on three drives, making it possible to plan any needed service work. This concept increases turbine availability and reduces service costs.



DELTA GENERATION IN THE FIELD
Tried-and-tested performance

In mid-2013, Nordex installed the first Delta Generation turbines for high and medium wind speeds in the Janneby wind farm in Germany. By now, the family has a new member – the light wind model N131/3000 has been installed and commissioned in the same wind farm.

Certification and field validation are running on schedule: all DIBt type approvals and the International IEC Design Evaluation Conformity Statements (DECS) have been obtained for the Delta Generation turbines. The IEC Type Certificate (TC) has been awarded for N100/3300 and N117/3000.

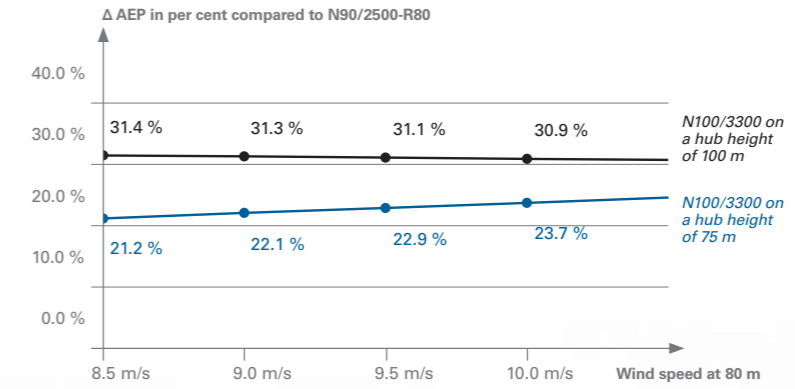
The principal measurement results for all types were recorded at the Janneby site. Particularly important: the sound power levels of the three turbines were confirmed by external measurements. The German unit certificates as well as the power curves have already been issued for the N117/3000 and the N100/3300.



SOLUTION FOR STRONG WIND *High yields in rough climates*

Wind sites with a rough environment call for mature, robust technology. With the turbines of Delta Generation, Nordex offers the proven 100-metre rotor, now also for IEC 1 locations. Thanks to the large rotor diameter and the higher rated output, the N100/3300 obtains much higher energy yields at sites with strong winds compared to the previous model. This turbine is available with hub heights of 75, 85 and 100 metres.

The N100/3300 generates between 21.2 and 31.4 per cent more AEP compared to the preceding IEC 1 model.



Calculation of AEP based on air density of 1.225 kg/m³, wind shear of 0.2 and Weibull shape parameter of k = 2.0



TECHNICAL DATA

N100/3300	
Operating data	
Rated power	3,300 kW
Cut-in wind speed	3.5 m/s
Cut-out wind speed	25 m/s
Rotor	
Diameter	99.8 m
Swept area	7823 m ²
Operating range rotational speed	9.0–16.1 rpm
Rated rotational speed	14.3 rpm
Tip speed	75 m/s
Speed control	Variable via microprocessor
Overspeed control	Pitch angle
Gearbox	
Type	3-stage gearbox (planetary-planetary-spur gear)
Generator	
Construction	Doubly-fed asynchronous generator
Cooling system	Liquid/air cooling
Voltage	660 V
Grid frequency	50 / 60 Hz
Brake system	
Main brake	Aerodynamic brake (Pitch)
Holding brake	Disk brake
Lightning protection	
	Fully compliant with IEC 61400-24
Tower	
Construction	Tubular steel tower
Hub height/Certification	75 m / IEC 1a, DIBt 3 85 m / IEC 1a 100 m / IEC 1a, DIBt 3

The powerful N100/3300 is the first choice for strong wind sites.

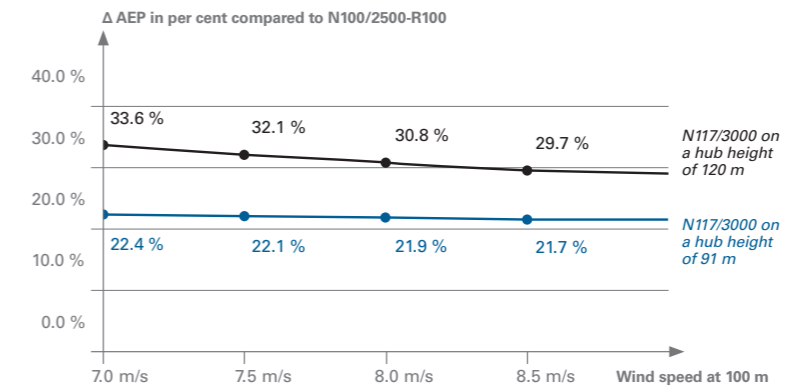


SOLUTION FOR MODERATE WIND *Economical at a wide range of sites*

With the N117/3000, Nordex now offers an even more economical turbine for IEC 2 locations. The enlarged rotor sweep and higher rated output deliver much higher yields. The N117/3000 is available on tubular steel towers of 91 or 120 metres, as well as on a hybrid tower of 141 metres. Therefore, it is suitable for challenging sites as well.

To ensure high yields at sites in cold climates, Nordex equips the N117/3000 with the efficient anti-icing system as an option.

The N117/3000 generates between 21.7 and 33.6 per cent more AEP compared to the preceding IEC 2 model.



Calculation of AEP based on air density of 1.225 kg/m³, wind shear of 0.2 and Weibull shape parameter of k = 2.0



TECHNICAL DATA

N117/3000	
Operating data	
Rated power	3,000 kW
Cut-in wind speed	3.0 m/s
Cut-out wind speed	25 m/s
Rotor	
Diameter	116.8 m
Swept area	10,715 m ²
Operating range rotational speed	79–14.1 rpm
Rated rotational speed	12.6 rpm
Tip speed	77 m/s
Speed control	Variable via microprocessor
Overspeed control	Pitch angle
Gearbox	
Type	3-stage gearbox (planetary-planetary-spur gear)
Generator	
Construction	Doubly-fed asynchronous generator
Cooling system	Liquid/air cooling
Voltage	660 V
Grid frequency	50/60 Hz
Brake system	
Main brake	Aerodynamic brake (Pitch)
Holding brake	Disk brake
Lightning protection	
	Fully compliant with IEC 61400-24
Tower	
Construction	Tubular steel tower Hybridtower
Hub height/Certification	91 m/IEC 2a, DIBt 3 120 m/IEC 2a, DIBt 2 141 m, DIBt 2



The N117/3000 – economical at a wide range of sites.



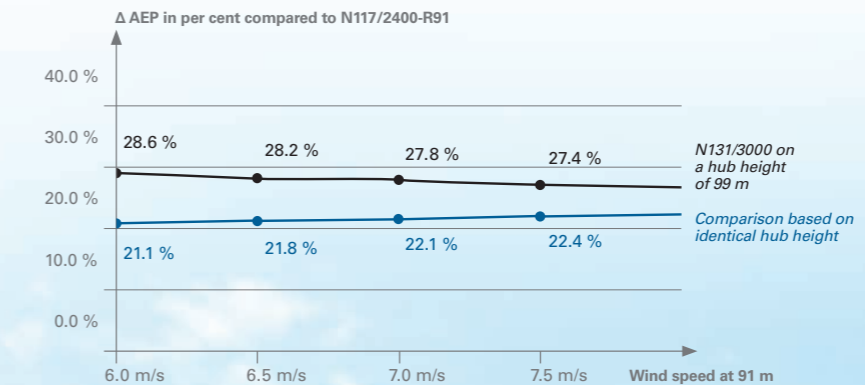
SOLUTION FOR LIGHT WIND Maximum efficiency in the 3 MW segment

High yield even in regions with light wind: thanks to its enlarged rotor sweep and higher rated output, the N131/3000 generates a much higher yield at light-wind locations. The turbine is available on tubular steel towers with hub heights of 99 or 114 metres.

Nordex limits the sound power level of the light-wind turbine to max. 104.5 dB(A) – a crucial factor for optimising wind farms and facilitating permitting.

To ensure high yields at sites in cold climates, Nordex equips the N131/3000 with the efficient anti-icing system as an option.

The N131/3000 generates between 27.4 and 28.6 per cent more AEP compared to the preceding IEC3 model.



Calculation of AEP based on air density of 1.225 kg/m³, wind shear of 0.2 and Weibull shape parameter of k = 2.0



TECHNICAL DATA

N131/3000	
Operating data	
Rated power	3,000 kW
Cut-in wind speed	3.0 m/s
Cut-out wind speed	20 m/s
Rotor	
Diameter	131.0 m
Swept area	13,478 m ²
Operating range rotational speed	6.5–11.6 rpm
Rated rotational speed	10.3 rpm
Tip speed	70.5 m/s
Speed control	Variable via microprocessor
Overspeed control	Pitch angle
Gearbox	
Type	3-stage gearbox (planetary-planetary-spur gear)
Generator	
Construction	Doubly-fed asynchronous generator
Cooling system	Liquid/air cooling
Voltage	660 V
Grid frequency	50 / 60 Hz
Brake system	
Main brake	Aerodynamic brake (Pitch)
Holding brake	Disk brake
Lightning protection	
	Fully compliant with IEC 61400-24
Tower	
Construction	Tubular steel tower
Hub height/Certification	99 m/IEC 3a, DIBt 2 114 m/IEC 3a, DIBt 2

Strong, efficient and quiet:
the N131/3000.

WORLDWIDE OFFICES
and subsidiaries:**Nordex SE**

Langenhorner Chaussee 600
22419 Hamburg, Germany
Phone: +49 40 30030 1000
Email: info@nordex-online.com

Service Area Germany

Nordex Energy GmbH
Langenhorner Chaussee 600
22419 Hamburg, Germany
Phone: +49 40 30030 1000
Email: info@nordex-online.com

Asia

Nordex China
Room 808, First Shanghai Center, No. 39
Liangmaqiao Road, Chaoyang District
Beijing 100125, China
Phone: +86 10 84 53 51 88
Email: SalesChina@nordex-online.com

Benelux

Nordex Energy GmbH
Marconiweg 14
8501 XM Joure, the Netherlands
Phone: +31 513 41 23 54
Email: SalesBenelux@nordex-online.com

Chile

Nordex Chile SpA
Av. Presidente Riesco 5335, Piso 9,
Las Condes, Santiago, Chile
Phone: +56 2 2714 3866
Email: Saleslatam@nordex-online.com

Denmark, Baltic countries

Nordex Energy GmbH
Niels Bohrs Vej 12 b
6000 Kolding, Denmark
Phone: +45 75 73 44 00
Email: SalesDenmark@nordex-online.com

Finland

Nordex Energy GmbH
Hiilikatu 3
00180 Helsinki, Finland
Phone: +358 10 323 0060
Email: SalesFinland@nordex-online.com

France

Nordex France S.A.S.
1, Rue de la Procession
93217 La Plaine Saint-Denis, France
Phone: +33 1 55 93 43 43
Email: SalesFrance@nordex-online.com

Germany

Nordex Energy GmbH
Centroallee 263 a
46047 Oberhausen, Germany
Phone: +49 208 8241 120
Email: SalesGermany@nordex-online.com

Ireland

Nordex Energy Ireland Ltd.
Clonmel House, Forster Way
Swords, Co. Dublin, Ireland
Phone: +353 1 897 0260
Email: SalesIreland@nordex-online.com

Italy

Nordex Italia S.r.l.
Viale Città d'Europa 679
00144 Rome, Italy
Phone: +39 06 83 46 30 1
Email: SalesItaly@nordex-online.com

Norway

Nordex Energy GmbH
Regus Business Centre
Karenslyst Allé 8b, 3rd floor
0278 Oslo, Norway
Phone: +47 96 62 30 43
Email: SalesNorway@nordex-online.com

Pakistan

Nordex Pakistan Private Ltd.
187 Gomal Road, E-7
Islamabad 44000, Pakistan
Phone: +92 51 844 1101
Email: SalesPakistan@nordex-online.com

Poland

Nordex Polska Sp. z o.o.
Ul. Puławska 182, 6th floor
02-670 Warszawa, Poland
Phone: +48 22 20 30 140
Email: SalesPoland@nordex-online.com

Portugal

Nordex Energy GmbH Sucursal em Portugal
Rua Eng.ª Ferreira Dias, n.º 728
Edifício ANF Porto, Fracção 2.10
4100-246 Porto, Portugal
Phone: +351 229388972
Email: SalesPortugal@nordex-online.com

Romania

Nordex Energy Romania S.R.L.
Strada CA Rosetti nr 17
Etaj 7, birou 703, sector 2
020011 Bukarest, Romania
Phone: +40 21 527 0556
Email: SalesRomania@nordex-online.com

Spain

Nordex Energy Ibérica S.A.
Pso. de la Castellana, 23 2º-a
28046 Madrid, Spain
Phone: +34 91 7000356
Email: SalesSpain@nordex-online.com

South Africa

Nordex Energy South Africa (RF) (Pty) Ltd.
Wembley Square 3, 2nd Floor
80 McKenzie Street Gardens,
Cape Town 8001, South Africa
Phone: +27 21 464 0200
Email: SalesSA@nordex-online.com

Sweden

Nordex Sverige AB
Kungsängsvägen 25 b
75323 Uppsala, Sweden
Phone: +46 18 185 900
Email: SalesSweden@nordex-online.com

Turkey

Nordex Enerji A.Ş.
Havaalanı Kavşağı EGS Business Park Blokları
B1 Blok Kat: 15 No: 451-452-453
34149 Yeşilköy, İstanbul, Turkey
Phone: +90 212 468 37 37
Email: SalesTurkey@nordex-online.com

UK

Nordex UK Ltd.
Suite 4, Egerton House
The Towers Business Park, Wilmslow Road
Didsbury M20 2DX, UK
Phone: +44 161 445 99 00
Email: SalesUK@nordex-online.com

Uruguay

Nordex Energy Uruguay S.A.
Rizal 3555, Piso 2
CP 11300 Montevideo, Uruguay
Phone: +598 26245570
Email: saleslatam@nordex-online.com

USA, North America

Nordex USA, Inc.
300 South Wacker Drive, Suite 1500
Chicago, Illinois 60606, USA
Phone: +1 312 386 4100
Email: SalesUSA@nordex-online.com

Rest of the World

Nordex Energy GmbH
Langenhorner Chaussee 600
22419 Hamburg, Germany
Phone: +49 40 30030 1000
Email: info@nordex-online.com

© Nordex 2014. All rights reserved. The contents of this document are for informational purposes only and may be subject to change without notice. No representation or warranty, whether expressed or implied, is given or should be relied upon as to the adequacy and accuracy of the information contained herein.

Reproduction, use or disclosure to third parties, without our written consent, is not permitted.

As of: 09/2015





Sales document

Wind turbine class K08 delta

Type: N131/3000

Technical description



K0801_053970_EN

Revision 01 / 2014-07-30

- Translation of the original document -
Document is published in electronic form.
Signed original at Nordex Energy GmbH, Engineering.

Technical modifications

This document was created with utmost care, taking into account the currently applicable standards.

However, due to continuous development, the figures, functional steps and technical data are subject to change without prior notice.

Copyright

Copyright 2014 by Nordex Energy GmbH.

This document including its presentation and content is the intellectual property of Nordex Energy GmbH.

Any disclosure, duplication or translation of this document or parts thereof in printed, handwritten or electronic form without the explicit approval of Nordex Energy GmbH is explicitly prohibited.

All rights reserved.

Contact details

For questions relating to this documentation please contact:

Nordex Energy GmbH

Langenhorner Chaussee 600

22419 Hamburg

Germany

<http://www.nordex-online.com>

info@nordex-online.com

1. Structure

The wind turbine (WT) Nordex N131/3000 is a speed-variable wind turbine with a rotor diameter of 131.0 m and a rated power of 3000 kW. The wind turbine is designed for 50 Hz or 60 Hz. The wind turbine is designed for class 3a in accordance with IEC 61400-1.

The wind turbine Nordex N131/3000 consists of the following main components:

- Rotor, consisting of rotor hub, three rotor blades and the pitch system
- Nacelle with drive train, generator and yaw system
- Tubular tower with foundation or hybrid tower
- Medium-voltage transformer (MV transformer) and medium-voltage switchgear (MV switchgear)

1.1 Tower

The Nordex N131/3000 is erected on tubular steel towers or hybrid towers for different rotor hub heights.

The tubular steel tower is a cylindrical tower. The top section is conical. Depending on the hub height the tower is composed of four or five sections.

Corrosion protection of the tubular steel tower is ensured by a tower surface coating system according to ISO 12944.

A service lift, the vertical ladder with fall protection system as well as resting and working platforms inside the tower allow for a weather-protected ascent to the nacelle.

The Nordex N131/3000 turbine can also be erected on a hybrid tower. The bottom part of the hybrid tower consists of a concrete tower and the top part of a tubular steel tower with two sections.

The size and the design of the foundation depends on the ground conditions at the intended site. The tubular steel tower is bolted to the anchor cage embedded in the foundation.

A switch cabinet is integrated into the tower base that contains important components of the electronic controls, turbine PC, frequency converter, main switch, fuses and outputs to the transformer and to the generator.

The frequency converter is equipped with a water cooling system. The water heated in the frequency converter is cooled in a water/air heat exchanger. It is located outside above the tower door.

The MV transformer and MV switchgear may be located in a separate transformer substation near the wind turbine. An oil transformer is generally used in this variant with external transformer (TAT).

For the variant transformer inside tower (TIT) the MV transformer and MV switchgear can also be installed in the tower base. In this case, the components in the tower base of the tubular steel tower are arranged on three different levels:

- The MV transformer on the foundation
- The MV switchgear on the first tower platform
- The switch cabinet with frequency converter on the second tower platform

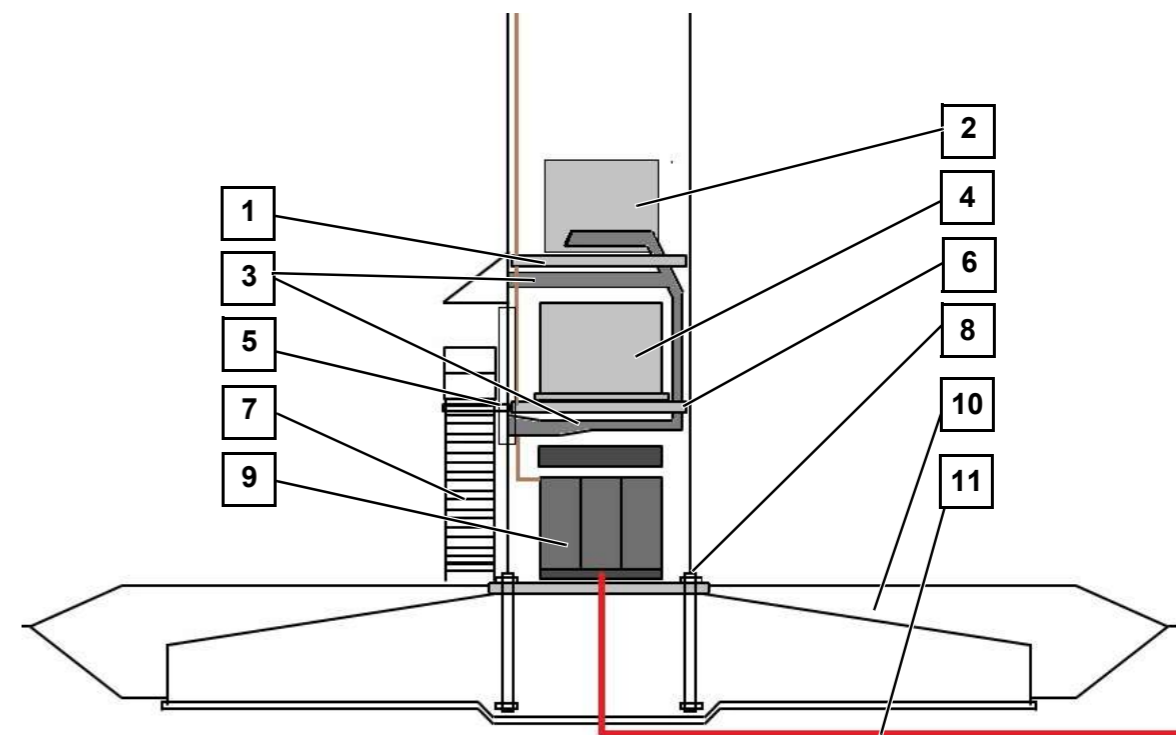


Fig. 1 Sectional view of the tower base, variant with transformer inside tower (TIT)

- | | |
|-----------------------------|----------------------------|
| 1 Second tower platform | 2 Switch cabinet/converter |
| 3 Ventilation/cooling | 4 MV switchgear |
| 5 Tower door | 6 First tower platform |
| 7 Tower stairs | 8 Anchor bolt |
| 9 Transformer | 10 Soil backfill |
| 11 Power cables in conduits | |

A dry-type transformer is used for the variant transformer inside tower.

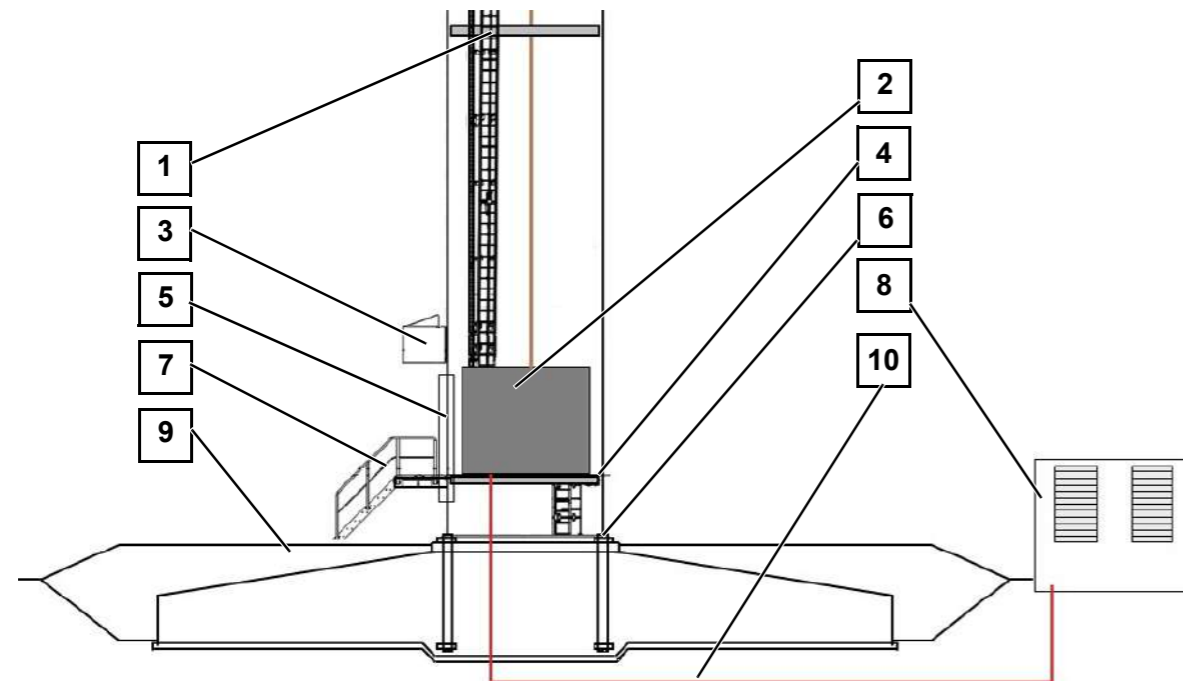


Fig. 2 Sectional view of the tower base, variant with transformer outside tower (TAT)

- | | |
|-------------------------|---|
| 1 Second tower platform | 2 Switch cabinet/converter |
| 3 Ventilation/cooling | 4 First tower platform |
| 5 Tower door | 6 Anchor bolt |
| 7 Tower stairs | 8 Transformer substation with MV switchgear |
| 9 Soil backfill | 10 Power cables in conduits |

All tower base interiors of the hybrid tower are installed on one level.

1.2 Rotor

The rotor consists of the rotor hub with three pitch bearings and three pitch drives for blade adjustment as well as three rotor blades.

The **rotor hub** consists of the base element, support structure and spinner. The base element of the rotor hub is made up of a stiff cast structure. Onto this element, pitch bearing and rotor blade are mounted. The rotor hub is covered with the spinner which enables the direct access from the nacelle into the rotor hub.

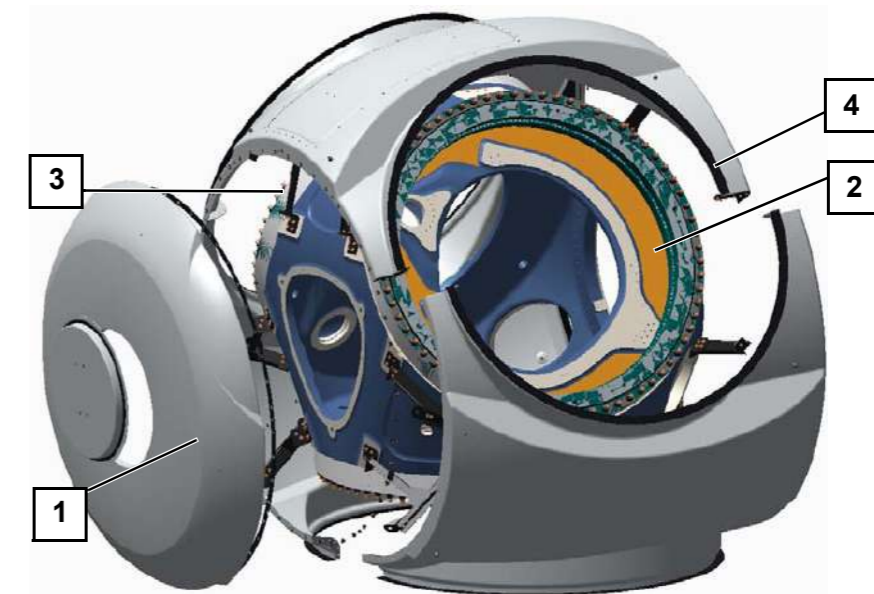


Fig. 3 Hub and spinner of Nordex generation delta WTs

- | |
|-----------------------------|
| 1 Spinner segment |
| 2 Rotor hub |
| 3 Spinner support structure |
| 4 Sealings |

The **rotor blades** are made of high-quality glass-reinforced and carbon-fiber reinforced plastics. The rotor blade is statically and dynamically tested in accordance with the guidelines IEC 61400-23 and GL IV-1 (2010).

The **pitch system** serves to adjust the pitch angle of the rotor blades set by the control system. For each individual rotor blade the pitch system comprises an electromechanical drive with 3-phase motor, planetary gear and drive pinion, as well as a control unit with frequency converter and emergency power supply. Power supply and signal transfer are realized through a slip ring in the nacelle.

1.3 Nacelle

The nacelle contains essential mechanical and electronic components of the wind turbine. The nacelle is mounted on the tower in rotating bearings.

The **rotor shaft** is mounted in the rotor bearing in the nacelle. A mechanical rotor lock is integrated in the rotor bearing, used to securely lock the rotor.

The **gearbox** increases the rotor speed until it reaches the speed required for the generator.

The bearings and gearings are continuously lubricated with oil. A 2-stage pump enables the oil circulation. A combined filter element with integrated coarse and fine filter removes solids. The control system monitors the level of contamination of the filter elements. An additional offline filtration with a super fine filter can be installed as an option.

The gear oil used for lubrication also cools the gearbox. The temperatures of the gearbox bearings and the oil are continuously monitored. If the optimum operating temperature is not yet reached, a thermal bypass directs the gear oil directly back to the gearbox. If the operating temperature of the gear oil is exceeded it is cooled down.

The gearbox cooling is realized with an oil/water cooler that is installed directly at the gearbox. The heated cooling water is cooled together with the cooling water of the generator in a passive cooler on the roof of the nacelle.

The **generator** is a 6-pole doubly-fed induction machine. An air/water heat exchanger is mounted on the generator. The cooling water is recooled together with the cooling water of the gearbox heat exchanger in a passive cooler on the nacelle roof.

The mechanical **rotor brake** supports the aerodynamic braking effect of the rotor blades as soon as the rotor speed falls below a defined value and finally stops the rotor. The aerodynamic braking effect of the rotor is achieved by adjusting the rotor blades perpendicular to the rotation direction. The rotor brake consists of a brake caliper which acts on the brake disk mounted behind the gearbox.

The **yaw drives** optimally rotate the nacelle into the wind. The four yaw drives are located on the machine frame in the nacelle. A yaw drive consists of an electric motor, multi-stage planetary gear, and a drive pinion. The drive pinions mesh with the external teeth of the yaw bearing.

When the nacelle is positioned properly it is locked by means of a hydraulic and an electric brake system. It consists of several brake calipers that are fastened to the machine frame and act on a brake disk. In addition, the electric motors of the yaw drives are equipped with an electrically actuated holding brake.

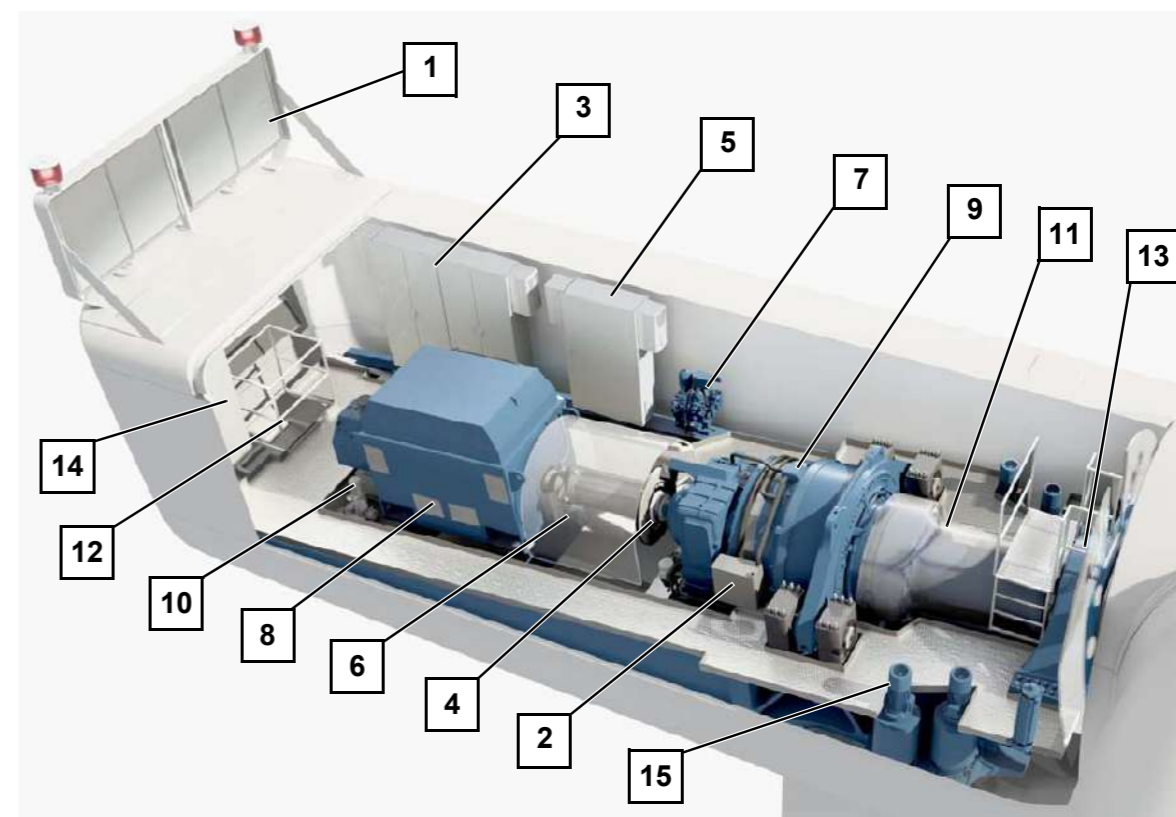


Fig. 4 Nacelle layout drawing

1	Heat exchanger	2	Gear oil cooler
3	Switch cabinet 2	4	Rotor brake
5	Switch cabinet 1	6	Coupling
7	Hydraulic unit	8	Generator
9	Gearbox	10	Cooling water pump
11	Rotor shaft	12	Hatch for on-board crane
13	Rotor bearing	14	Switch cabinet 3
15	Yaw drive		

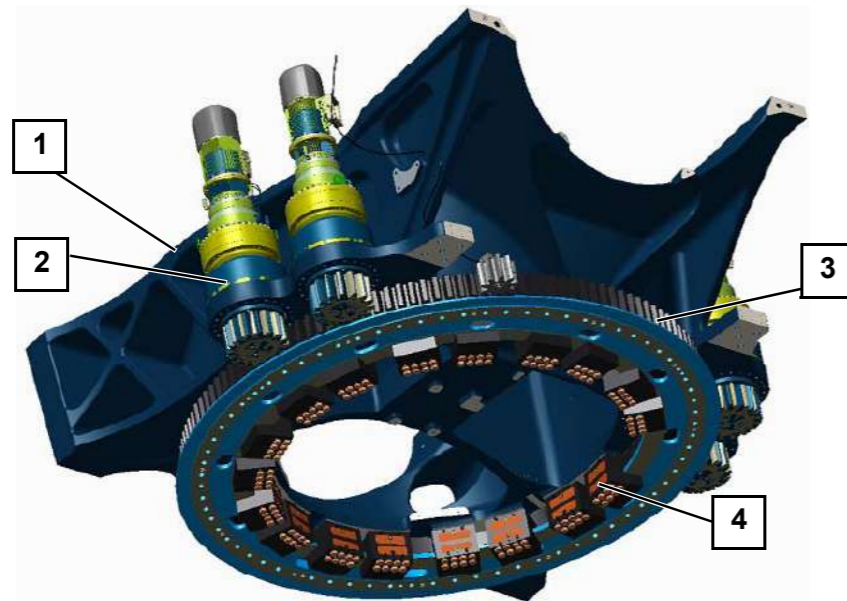


Fig. 5 Components of the yaw system

- 1 Machine frame
- 2 Yaw drives meshing with yaw bearing teeth
- 3 Yaw bearing
- 4 Brake caliper

The **hydraulic unit** provides the oil pressure required for the operation of the rotor brake and the yaw brakes.

1.4 Auxiliary systems

The rotor bearing, generator bearing, pitch gearing, pitch races and yaw gearing are each equipped with an **automatic lubrication unit**.

The switch cabinets in the nacelle and in the tower base of the wind turbine are equipped with **air conditioning units**.

Gearbox, generator, hydraulic unit and all switch cabinets are equipped with **heaters**.

An electric **chain hoist** is installed in the nacelle which is used for lifting tools, components and other work materials from the ground into the nacelle. A second, movable **overhead crane** is used for carrying the materials within the nacelle.

Various options of additional equipment are available for the wind turbine.

Cooling system

Gearbox and generator are cooled by a coupled oil/water circulation. At startup the lightly heated gear oil is directly fed back into the gearbox via a thermal

bypass and only directed into the plate-type heat exchanger after reaching operating temperature.

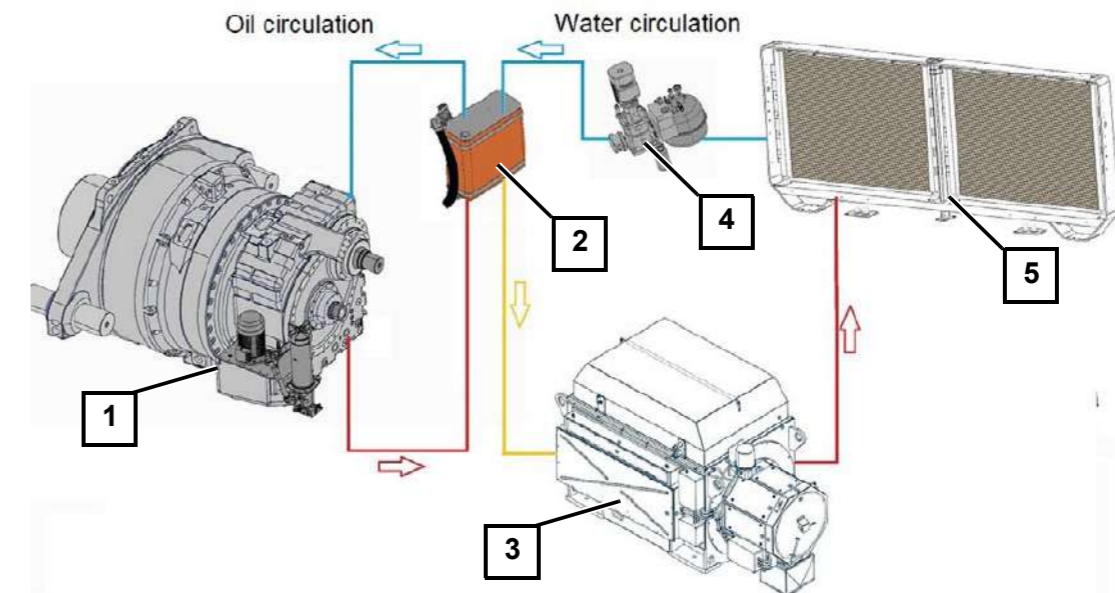


Fig. 6 Schematic diagram of gearbox cooling and generator cooling

- 1 Gearbox with oil pump
- 2 Plate-type heat exchanger
- 3 Generator
- 4 Water pump
- 5 Passive cooler

The converter in the tower base is cooled by a water/glycol mixture. A pump conveys the mixture through main converter and heat exchanger. The heat exchanger is equipped with a 2-stage fan that is operated depending on the water temperature.

2. Functionality

The turbine operates automatically. A programmable logic controller (PLC) continuously monitors the operating parameters using various sensors, compares the actual values with the corresponding setpoints and issues the required control signals to the WT components. The operating parameters are specified by Nordex and are adapted to the individual location.

When there is no wind the WT remains in idle mode. Only various auxiliary systems are operational or activated as required: e.g., heating, gear lubrication or PLC, which monitors the data from the wind measuring system. All other systems are switched off and do not use any power. The rotor idles.

When the cut-in wind speed is reached, the wind turbine will change to the mode 'Ready for operation'. Now all systems are tested, the nacelle turns into the wind and the rotor blades turn into the wind. When a certain speed is reached, the generator is connected to the grid and the WT produces electricity.

At low wind speeds the WT operates in part-load operation. During this the rotor blades remain fully turned into the wind (pitch angle 0°). The power produced by the WT depends on the wind speed.

When the nominal wind speed is reached, the WT switches over to the nominal load range. If the wind speed continues to increase, the speed control changes the rotor blade angle so that the rotor speed and thus the power output of the WT remain constant.

The yaw system ensures that the nacelle is always optimally aligned to the wind. To this end, two separate wind measuring systems located at the height of the hub measure the wind direction. Only one wind measuring system is used for the control system, while the second system monitors the first and takes over in case the first system fails. If the measured wind direction deviates too greatly from the alignment of the nacelle, the nacelle is yawed into the wind.

The wind energy absorbed from the rotor is converted into electrical energy using a doubly-fed induction machine with slip ring rotor. Its stator is directly connected to the MV transformer, and its rotor via a specially controlled frequency converter. This offers a significant advantage enabling the generator to be operated in a defined speed range near its synchronous speed.

Safety systems

Nordex wind turbines are equipped with extensive equipment and accessories to provide for personal and turbine safety and ensure stable operation. The entire turbine is designed in accordance with the machinery directive 2006/42/EC and certified as per IEC 61400. For details on the safety devices refer to the current safety manual.

If certain parameters concerning turbine safety are exceeded, the WT will cut out immediately and is put into a safe state. Depending on the cut-out cause, different brake programs are triggered. In case of external causes such as excessive wind speeds or if the operating temperature is too low, the rotor is softly braked by means of rotor blade adjustment.

Lightning protection

The lightning and overvoltage protection of the wind turbine is based on the EMC-compliant lightning protection zone concept and meets the IEC 61400-24 standard. The lightning protection system meets the requirements of lightning protection class I.

The interdisciplinary EMC and lightning protection concept of the wind turbine is based on a basic concept of EMC and lightning protection zones and the resulting three subconcepts:

- External lightning protection
- Internal lightning protection
- EMC (electromagnetic compatibility)

Grid type

The 660-V network of the wind turbine is an IT system with insulation monitor. The transformer's neutral point is not grounded.

Using a 660-V/400-V auxiliary transformer, a grid to supply the auxiliary drives, lighting, heating and control unit is created. The 400-V network is available as a TN-S system and is operated with residual-current monitor.

Auxiliary power of the wind turbine

The power required by the wind turbine in 'stand-by mode' calculates from the individual consumption of the following components:

- Control system (operation control computer and converter)
- Yaw system
- Pitch system
- Hydraulic unit
- Circulation pumps of the cooling systems
- Heaters and fans
- Auxiliary systems (service lift, obstacle lights, options, etc.)

Based on the existing operating experience, a coincidence factor of 0.5 and a power factor (cos phi) of 0.85 can be assumed. The connection power under consideration of the factors mentioned above is located at a maximum value of 55 kW. The annual energy consumption (power supply from the grid) at locations with average wind speeds amounts to approx. 15000 kWh/year. However, the annual energy consumption highly depends on the location and should be determined specifically. The "anti-icing" option is not included in this consideration.

3. Technical data

Climatic design data of the standard version	
Design temperature	Standard -20 °C...+50 °C CCV -40 °C...+50 °C HCV -20 °C...+50 °C
Standard operating temperature range	-20 °C...+40 °C
Operating temperature range CCV	-30 °C...+40 °C
Operating temperature range HCV	-20 °C...+45 °C*
Stop	Standard: -20 °C, restart at -18 °C CCV: -30 °C, restart at -28 °C HCV: -20 °C, restart at -18 °C
Max. height above MSL	2000 m**
Certificate	According to IEC 61400-1

*At ambient temperatures between 40 °C and 45 °C the performance of the WT might be reduced to max. 70 %.

** At installation altitudes above 1000 m, the nominal power can be achieved up to the defined temperature ranges.

Design	
Type	3-blade rotor with horizontal axis Up-wind turbine
Power control	Active single blade adjustment
Nominal power	3000 kW
Nominal power starting at wind speeds of (at air density of 1.225 kg/m ³)	Approx. 11.1 m/s
Operating speed range of the rotor	6.5...11.6 rpm
Nominal speed	10.3 rpm
Cut-in wind speed	Approx. 3 m/s
Cut-out wind speed	20 m/s
Cut-back-in wind speed	18 m/s
Calculated service life	20 years

Towers			
Hub height	99 m	114 m	134 m
Designation	R99	R114	PH134
Wind class	DIBt 2/IEC 3a	DIBt 2/IEC 3a	DIBt 2
Number of tower sections	4	5	2

Rotor	
Rotor diameter	131.0 m
Swept area	13,478 m ²
Nominal power/area	222.6 W/m ²
Rotor shaft inclination angle	5°
Blade cone angle	4.5°

Rotor blade	
Material	Glass-reinforced and carbon-fiber reinforced plastics
Total length	64.4 m
Total weight per blade	Approx. 14.4 t

Rotor shaft/rotor bearing	
Type	Forged hollow shaft
Material	42CrMo4 or 34CrNiMo6
Bearing type	Spherical roller bearing
Lubrication	Continuous and automatic with lubricating grease
Rotor bearing housing material	EN-GJS-400-18U-LT

Mechanical brake	
Type	Actively actuated disk brake
Location	On the high-speed shaft
Disk diameter	920 mm
Number of brake calipers	1
Brake pad material	Sintered metal

Gearbox	
Type	Multi-stage planetary gear + spur gear
Gear ratio	50 Hz: $i = 113.0$ 60 Hz: $i = 135.5$
Lubrication	Forced-feed lubrication
Oil type	VG 320
Max. oil temperature	75 °C
Oil change	Change, if required

Electrical system	
Nominal power P_{nG}	3000 kW
Nominal voltage	3 x AC 660 V \pm 10%
Nominal current I_{nG} at S_{nG}	2916 A
Nominal apparent power S_{nG} at P_{nG}	3333 kVA
Power factor at P_{nG}	1.00 as default setting 0.9 underexcited (inductive) up to 0.9 overexcited (capacitive) possible
Frequency	50 or 60 Hz

**NOTE**

The nominal power is subject to system-specific tolerances. At nominal power, they are ± 100 kW. Practice has shown that negative deviations occur rarely and in most cases are < 25 kW. For precisely complying with external power specifications the nominal power of the individual wind turbine can be parameterized accordingly. Alternatively, the wind farm can be parameterized accordingly using the Wind Farm Portal®.

Generator	
Degree of protection	IP 54 (slip ring box IP 23)
Nominal voltage	660 V
Frequency	50 or 60 Hz
Speed range	50 Hz: 730... 1315 rpm 60 Hz: 876... 1578 rpm
Poles	6
Weight	approx. 10.6 t

Gearbox cooling and filtration	
Type	1st cooling circuit: Oil circuit with oil/water heat exchanger and thermal bypass 2nd cooling circuit: Water/air together with generator cooling
Filter	Coarse filter 50 μ m Fine filter 10 μ m
Flow rate	Stage 1: Approx. 75 l/min Stage 2: Approx. 150 l/min
Offline filter (optional)	5 μ m

Generator cooling	
Type	Water circuit with water/air heat exchanger
Flow rate	Approx. 160 l/min
Coolant	Water/glycol-based coolant

Converter cooling	
Type	Water circuit with water/air heat exchanger and thermal bypass
Coolant	Water/glycol-based coolant

Pitch system	
Pitch bearing	Double-row four-point contact bearing
Lubrication of gearing and race	Automatic lubrication unit with grease
Drive system	3-phase motor incl. spring-actuated brake and multi-stage planetary gear
Emergency power supply	VRLA batteries

Hydraulic system	
Hydraulic oil	VG 32
Oil quantity	Approx. 25 L
Thermal protection	Integrated PT100

Yaw drive	
Motor	Asynchronous motor
Gearbox	4-stage planetary gear



Yaw drive	
Number of drives	4
Lubrication	Oil, ISO VG 150
Yaw speed	Approx. 0.5 °/s

Yaw brake	
1st type	Disk brake with hydraulic brake calipers
Brake pad material	Organic
Number of brake calipers	18
2nd type	Electric spring-actuated brake on every driving motor

Nordex Energy GmbH
Langenhorner Chaussee 600
22419 Hamburg
Germany
<http://www.nordex-online.com>
info@nordex-online.com



THE ENERCON 4 MW PLATFORM
E-141 EP4_4.2 MW

Smart. Efficient. Silent.



enercon.de/e141-ep4

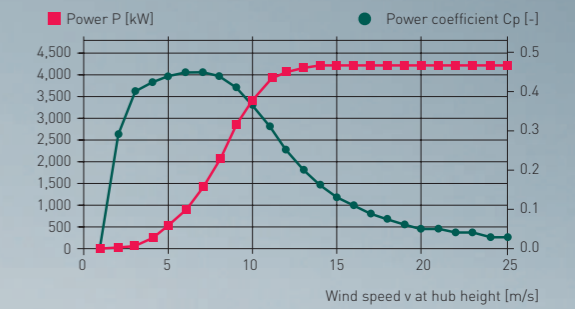


E-141 EP4_4.2 MW

New ENERCON specialist in 4 MW platform for inland sites

With their new E-141 EP4 / 4 200 kW turbine, ENERCON is offering a customized solution in the 4 MW segment for low wind inland sites. Tall towers and a larger rotor diameter allow for increased annual revenue and low sound power levels.

Calculated power curve E-141 EP4 / 4.2 MW



Technical details

- Rated power: 4 200 kW
- Rotor diameter: 141 m
- Hub height: 129 / 159 m
- Wind class (IEC): IEC/EN IIIA
- Rotational speed: variable, 4 - 10.6 rpm
- Cut-out wind speed: 28 - 34 m/s

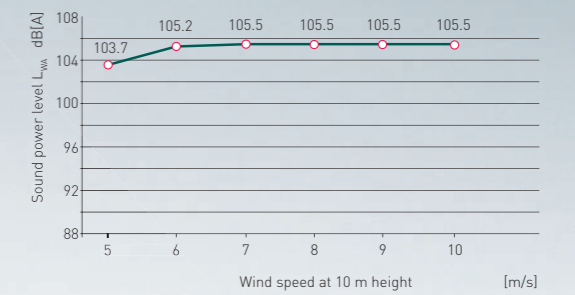
Nacelle

- Modular nacelle design to reduce production, transport and assembly time
- Use of premium quality cast components
- Simplified logistics due to the use of standard containers

Generator

- Maximum running smoothness, minimised sound emission and maximum efficiency
- 2-part generator design optimized for production and logistics
- Advanced cooling concept with 35% less energy loss in cooling system
- No use of rare earth elements

Sound power level E-141 EP4 / 4.2 MW - 129 m hub height



Rotor blade

- Innovative aerodynamic design for maximum yield in the low wind range
- Significant reduction of sound emissions by using Trailing Edge Serrations (TES)
 - 2-part blade design optimized for production and logistics
 - Significant increase in yield at cold climate sites
 - Excellent lightning protection system
 - Yield optimized flat-back profile
 - Minimal structural loads

4 MW PLATFORM



E-141 EP4
 Ø 141 m
 IEC IIIa



E-126 EP4
 Ø 127 m
 IEC IIa





LEGENDE / LEGEND

Chantier / Construction Site

éolienne et fondation (— partie enterrée de la fondation) / WTG and foundation (— buried part of the foundation)

Eolienne 1 numéro d'éolienne / WTG number

transformateur intégré dans l'éolienne / transformer inside the wind turbine

poste de livraison / electrical substation

aire de montage / assembly area

chemins à créer / access roads to be built

chemins existants à renforcer / existing roads to reinforce

position estimative des chemins existants déterminée par vue aérienne / estimated position of the existing roads determined by air image

câblage électrique souterrain / underground electrical cabling

Coordonnées géographiques des éoliennes

Lambert 93

Eolienne	X	Y	Z (en mètre de la parcelle)	Z (au passage le plus élevé de la parcelle)
E 01	558950	6574824	259,97	440,27
E 02	559202	6574596	256,63	436,93
E 03	559647	6573933	263,5	443,8
E 04	559824	6573681	261,27	441,57

WGS 84

Eolienne	X	Y	Z (en mètre de la parcelle)	Z (au passage le plus élevé de la parcelle)
E 01	1°10'07,37"	46°15'30,85"	259,97	440,27
E 02	1°10'19,39"	46°15'23,65"	256,63	436,93
E 03	1°10'40,90"	46°15'02,50"	263,5	443,8
E 04	1°10'48,61"	46°14'51,21"	261,27	441,57

Coordonnées géographiques des postes de livraison

Lambert 93

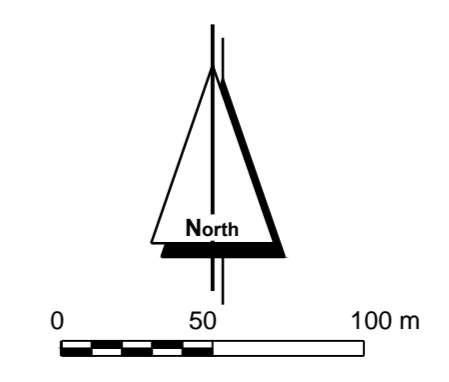
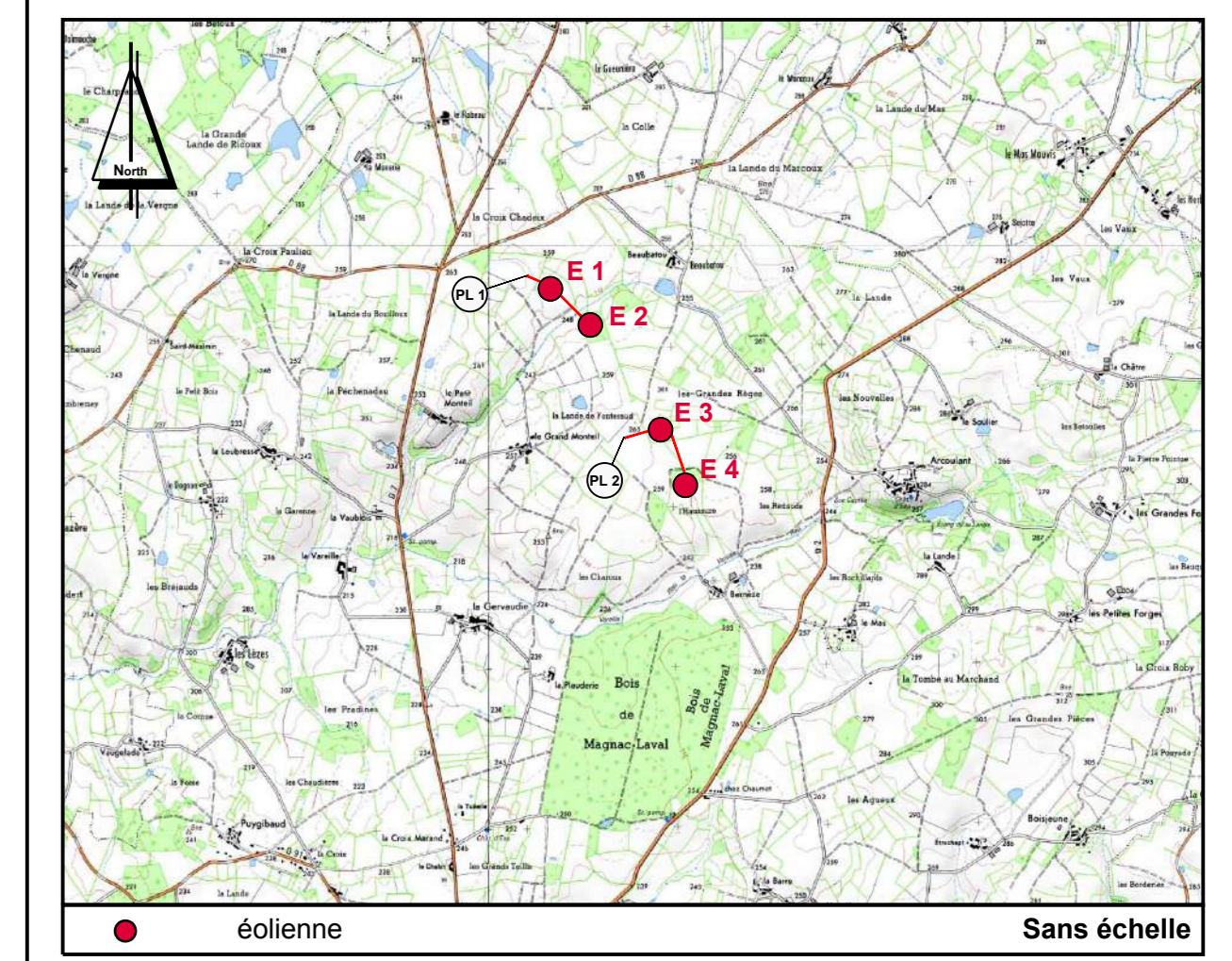
PL	X	Y	Z (en mètre de la parcelle)	Z (en haut des poteaux de livraison)
PL 1	558801	6574908	261,12	263,72
PL 2	559416	6573885	262,13	264,73

WGS 84

PL	X	Y	Z (en mètre de la parcelle)	Z (en haut des poteaux de livraison)
PL 1	1°10'00,32"	46°15'33,46"	261,12	263,72
PL 2	1°10'30,16"	46°15'00,77"	262,13	264,73

PROJET ÉOLIEN DE MAGNAC-LAVAL

Plan d'approbation du projet d'ouvrage (APO)



Date: 06.12.2016 Architecte:

Échelle: 1 : 2 500

Format: A0

Réalisation: Elise Desprez
Maude Stamer
Jutta Gentner

Demandeur: Energie Haute Vienne
98 rue du Château
92100 Boulogne-Billancourt