

TRACTEBEL ENGINEERING

Avenue Ariane, 7 – 1200 Brussels - BELGIUM
tel. +32 2 773 99 11 - fax +32 2 773 99 00
engineering@gdfsuez.com
www.tractebel-engineering-gdfsuez.com

TECHNICAL NOTE



Our ref.: P&G-AI/4NT/0231762/002/07

TS:

Imputation: G.000065/0009

INTERNAL

Client :

Project : P&G OVH - 74.E12 - Renewable

Subject : Méthodologie - Evaluation du potentiel venteux (P50)

Comments:

07	16/02/15	FIN	*R. Prétat	*O. de Caritat	*T. Boon
06	14/08/25	FIN	*O. de Caritat	*D. Alen	*O. Moreau
00	14/04/24	CAN	*O. de Caritat	*D. Alen	*O. Moreau

REV.	YY/MM/DD	STAT.	WRITTEN	VERIFIED	APPROVED	VALIDATED
------	----------	-------	---------	----------	----------	-----------

* This document is fully electronically signed on 15/02/2016.

TABLE DES MATIERES

1. INTRODUCTION	5
2. CLIMAT DE VENT	5
2.1. Approche générale	5
2.1.1. Données de base.....	5
2.1.2. Climat de vent local	5
2.2. Approche en Belgique	5
2.2.1. Données de base : Atlas des Vents pour la Belgique (TE).....	5
2.2.2. Climat de vent local	6
3. CALCUL DE PRODUCTION.....	8
3.1. Production brute	8
3.2. Production nette	9
4. CERTIFICATION DES TURBINES	12
4.1. Norme IEC et certification des éoliennes	12
4.2. Détermination de la classe de l'éolienne	13
4.3. Détermination de la classe de turbulence	15
4.3.1. Turbulences ambiantes en Belgique.....	16
5. REFERENCES.....	17

1. INTRODUCTION

Ce rapport présente l'ensemble des informations nécessaires à la bonne compréhension des hypothèses et de la méthodologie utilisée par TRACTEBEL ENGINEERING (TE) lors d'études du potentiel venteux de projets éoliens.

2. CLIMAT DE VENT

2.1. Approche générale

Afin de déterminer le climat de vent local pour une zone étudiée, des données météorologiques de mesures de vent sont utilisées. Différents types de données de base peuvent servir à définir le climat de vent. La corrélation de mesures long terme et de mesures locales résultent dans le climat de vent local.

2.1.1. Données de base

La première étape est de collecter les données de base. Les types de données les plus communs sont :

- Atlas des vents ;
- Mesures aux stations météorologiques ;
- Mesures satellites au niveau mésoscale ;
- Mesures sur site par un mât de mesure, LIDAR, SODAR ;
- Mesures de vents via le système SCADA des parcs éoliens existants (collection des données par les équipements de mesure de vents installés sur les éoliennes).

2.1.2. Climat de vent local

Sur base des données de base, la deuxième phase est de construire le climat de vent local. Selon la méthodologie exposée dans l'Atlas des Vents Européen (1), les atlas de vents, les données des stations météorologiques ou données mésoscale (souvent long terme) peuvent être corrélées avec les données locales (souvent court terme) afin d'établir le climat de vent local long terme.

2.2. Approche en Belgique

2.2.1. Données de base : Atlas des Vents pour la Belgique (TE)

Afin de déterminer le climat de vent local pour les zones étudiées, les données météorologiques de l'Atlas des Vents pour la Belgique développé par TE sont utilisées.

L'Atlas de Vents pour la Belgique est basé sur des données mesurées à 10 mètres de hauteur sur une période de 1985 à 1996, au niveau de 7 stations météorologiques couvrant minimum 10 années de mesures : Zaventem, Koksijde, Oosterschelde (NL), Bierset, Elsenborn, Saint-Hubert et Florennes. A partir de ces données, un climat de vent est déterminé pour 375 zones de 10 x 10 km de côté grâce au logiciel WAsP (2) selon la méthodologie exposée dans l'Atlas des Vents Européen (1). Le climat de vent régional pour la zone de 10 x 10 km considérée est basé sur les données interpolées de 3 stations météorologiques avec un facteur de pondération dépendant de la distance entre le site à l'étude et les stations météorologiques.

Les données digitales orographiques utilisées proviennent de l'Institut National Géographique (IGN) et celles de rugosité proviennent de la base de données Corine (Programme européen de COoRdination d'INformation sur l'Environnement). L'impact des obstacles présents autour des stations météorologiques a été pris en compte.

L'Atlas de Vents pour la Belgique est continuellement mis à jour par l'analyse de nouvelles mesures de vent ou de résultats opérationnels de parcs éoliens existants.

La mise à jour de la période de référence consiste à adapter le climat de l'Atlas des Vents, établi pour la période 1985-1996 à une nouvelle période de référence utilisée dans l'étude : 1994-2014. Elle se fait en comparant les climats de vents observés sur ces deux périodes.

L'Atlas de Vent est également mis à jour à l'aide de données de parcs en opération. Un climat de vent local est établi au niveau d'un parc en opération sur base des données mises à disposition par son exploitant. Ces données sont des séries chronologiques reprenant les mesures des différents instruments des éoliennes et de leur production. Ces climats de vent locaux sont ensuite intégrés dans l'Atlas des Vents.

2.2.2. Climat de vent local

Sur base de l'Atlas des Vents de la Belgique, un climat de vent local au niveau du site faisant l'objet de l'étude est déterminé en suivant la méthodologie de la Figure 1 à l'aide du logiciel Wasp (2).

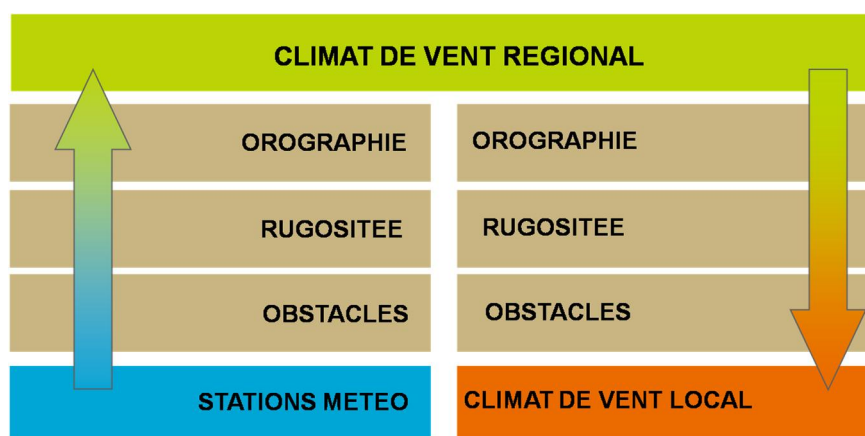


Figure 1: Méthodologie pour la réalisation de climats de vent régionaux et locaux à partir de données de mesures de vent

Pour cela, les quatre plus proches points de l'Atlas des Vents de la Belgique sont utilisés avec une pondération dépendant de leur distance au site. De plus, les modèles de terrain utilisés pour l'établissement de l'Atlas des Vents de Belgique sont réutilisés pour la détermination du potentiel éolien du site avec les limitations géographiques suivantes :

- pour le relief : modèle numérique de terrain de l'IGN, au moins ± 15 km autour du site ;
- pour la rugosité : carte numérique de rugosité issue de la base de donnée CORINE, au moins ± 20 km autour du site ;
- pour les obstacles locaux : modélisation au cas par cas (par exemple sur la base d'une visite de site).

Le résultat est une table de fréquences et de paramètres de Weibull (A et k) secteur par secteur. À partir de cette table, il est possible de déterminer la vitesse moyenne du vent par secteur.

La puissance du vent dans le secteur i (P_i) est en première approximation proportionnelle au cube de la vitesse moyenne v_{moy} dans ce secteur :

$$P_i = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 v_{\text{moy}_i}^3$$

Où

- ρ est la masse volumique de l'air ;
- R le rayon du rotor de l'éolienne.

3. CALCUL DE PRODUCTION

3.1. Production brute

Sur la base d'un climat de vent local (sections 2.1.2 et 2.2.2), il est possible de calculer la production électrique attendue.

L'estimation de la production électrique générée pour un parc éolien porte également le nom de production P50, c'est-à-dire la production qui sera dépassée avec une probabilité de 50% ou encore de production qui sera dépassée 50% du temps sur la période considérée. Cette production est la production la plus probable sur base des données disponibles, des hypothèses et du retour d'expérience de parcs éoliens en opération. C'est donc cette meilleure estimation de la production du parc sur l'ensemble de sa durée de fonctionnement qui doit être prise comme référence dans une comparaison entre différents projets éoliens, différents types d'éolienne, différentes périodes d'exploitation etc. Sauf mention contraire, les résultats de production présentés correspondent à des productions P50.

Pour une éolienne seule, il suffit de comparer sa courbe de puissance à la distribution statistique du vent secteur par secteur.

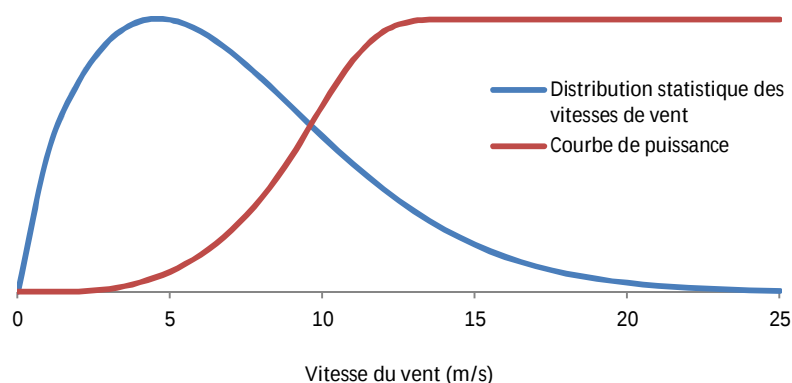


Figure 2 : Exemple d'une distribution statistique de vitesse de vent et d'une courbe de puissance

Comme on voit sur la Figure 2, la production est d'autant plus grande que l'aire à la fois sous la courbe de puissance et sous la courbe de distribution statistique des vitesses de vent est grande.

Comme cela est visible dans l'équation de la puissance du vent en section 2.2.2, la production dépend de la masse volumique de l'air. Cette dernière est considérée fonction de l'altitude et de la température moyenne annuelle. Une valeur de référence est choisie au niveau de la station météorologique la plus proche ou la plus pertinente dans la base de données de stations météorologiques présente dans le logiciel WindPRO (3). Cette valeur est ensuite adaptée à l'altitude et à la position de chaque moyeu de chaque éolienne considérée pour le calcul de production.

Le productible brut, également appelé production P50 brute, est une valeur « best-estimate » calculée sur base de 100% de la courbe de puissance et d'une disponibilité de 100%, sans tenir compte de pertes électriques du réseau interne.

Le calcul de la production pour un parc en entier est complexe à évaluer avec précision, d'une part parce que le climat de vent doit être évalué en lieu et place de chaque éolienne, d'autre part parce que les éoliennes interagissent entre-elles. Le logiciel WindPRO 2.9 (3), couplé à WAsP (2), permet de déterminer le climat de vent au niveau de chaque éolienne, le productible ainsi que les pertes de sillage et l'intensité de turbulence qui résultent des effets de parc sur la base du climat de vent local et du modèle de terrain environnant.

La présence d'une éolienne diminue la vitesse du vent en son aval. C'est ce que l'on appelle les pertes de sillage. Les pertes de sillages sont calculées suivant le modèle de N.O. Jensen (RISØ) (4). La principale équation de ce dernier permet de modéliser la vitesse $v(x)$ à une distance x derrière le rotor de la façon suivante :

$$v(x) = u \left(1 - C_t(u) \left(\frac{1}{1 + \alpha \frac{x}{R}} \right)^2 \right)$$

Où :

- u est la vitesse incidente du vent, juste avant le rotor ;
- $C_t(u)$ la courbe de poussée du rotor, fonction de la vitesse incidente u ;
- R le rayon du rotor ;
- α la constante de sillage, fonction de la rugosité du terrain environnant.

3.2. Production nette

Afin de déterminer la production nette, également appelée production P50 nette, des pertes doivent être prises en compte par rapport à la production P50 brute. Celles-ci sont de plusieurs catégories (5) :

1. Disponibilité
2. Pertes de sillage
3. Performance de l'éolienne
4. Electrique
5. Environnementale
6. Bridage
7. Autre

Chaque catégorie est décomposée en sous-catégories qui sont utilisées pour mieux détailler les pertes. Les catégories et sous-catégories sont définies dans le Tableau 1 ci-dessous :

Catégories standards	#	Sous-catégories	Définition	Valeur
1. Disponibilité	1a	Eolienne	Maintenance de routine planifiée, défaillances sur la durée de vie du projet.	1 - 6.7 %
	1b	Balance of plant	Pertes dues aux pannes de composants entre le disjoncteur principal de la turbine et le transformateur de la sous-station et la ligne de transmission spécifique au projet.	0 - 0.3 %
	1c	Réseau électrique	Pertes dues à l'indisponibilité du réseau électrique externe.	0.1 - 0.5 %
	1d	Autre	Autres pertes de disponibilité qui ne sont pas reprises ci-dessus (e.g. indisponibilité due aux vitesses de vent élevées, indisponibilité du réseau télécom).	0.1 - 0.5 %
2. Pertes de sillage	2a	Effets de sillage internes	Pertes de sillage au sein du parc éolien qui fait l'objet de l'étude de production.	0 - 15 %

3. Performance de l'éolienne	2b	Effets de sillage externes	Pertes de sillage sur les éoliennes faisant l'objet de l'étude de production dues à des éoliennes identifiées ne faisant pas l'objet de l'étude de production qui sont déjà en opération ou qui devraient fonctionner à la mise en service des éoliennes étudiées.	0 - 5 %
	2c	Effets de sillage futurs	Pertes de sillage dues au développement d'éoliennes supplémentaires dans le voisinage des éoliennes étudiées, mais qui fonctionneraient après la mise en service des éoliennes étudiées.	0 - 5 %
	3a	Courbe de puissance	Pertes dues à une puissance inférieure à la puissance de référence avec les spécifications de test (pour lesquelles la production de l'éolienne est généralement plus favorable).	0 - 5 %
	3b	Wind flow ¹	Pertes dues aux turbulences, à des vents hors axe vertical (yaw axis), flux incliné, fort cisaillement, etc. Il s'agit de pertes dues aux différences entre la courbe de puissance dans les conditions de test et dans les conditions réelles du site.	0 - 2 %
	3c	Hystérésis	Pertes dues à l'arrêt depuis la vitesse de vent de coupure (cut-out) jusqu'à la vitesse de vent de reprise (cut-back).	0 - 0.25 %
4. Electrique	3d	Autre	Autres pertes de performance non reprises ci-dessus.	0%
	4a	Pertes électriques	Pertes au compteur, y compris le cas échéant, les transformateurs, câbles intra-parc, sous-station et transmission.	0.5 - 4 %
	4b	Consommation parasite	Pertes dues à la consommation parasite (appareils de chauffage, transformateur à vide, etc.) dans l'installation. Ce facteur n'est pas destiné à couvrir les coûts d'achat d'électricité de l'installation, mais il comprend la réduction de l'énergie vendue en raison de la consommation en amont du compteur.	0.2 - 0.8 %
	5a	Dégradation de la performance (sauf glace)	Pertes dues à la dégradation des pales dans le temps (qui s'aggrave généralement avec le temps mais qui peut être réparée régulièrement), salissure des pales (qui peut être atténuée par les précipitations ou du nettoyage).	0 - 1 %
	5b	Dégradation de la performance due à la glace	Pertes dues à l'accumulation de glace sur les pales réduisant leur rendement aérodynamique.	0 - 1 %
5. Environnement	5c	Arrêt dû à la glace, à un impact de la foudre, à la grêle, etc.	Pertes dues aux arrêts de l'éolienne (que ce soit par le contrôleur, le système de contrôle du projet ou par un opérateur) en raison de l'accumulation de glace sur les pales, de la foudre, de la grêle et d'autres événements similaires.	0.1 - 4.4 %
	5d	Température haute et basse	Pertes dues aux températures ambiantes en dehors de la plage de fonctionnement de l'éolienne. (Les défaillances dues à une surchauffe des composants qui surviennent alors que les conditions ambiantes sont dans l'enveloppe de la conception de l'éolienne seraient couvertes par la catégorie "Disponibilité").	0 - 5 %
	5e	Accès au site et autre événements de force majeure	Pertes dues à la difficulté d'accès au site (e.g. neige, glace, distance du projet). Ces pertes environnementales sont destinées à couvrir les facteurs hors du contrôle des fabricants d'éoliennes.	0 - 1 %
	5f	Croissance et abattage des forêts	Pertes dues à la croissance des arbres dans les environs des éoliennes. Cette perte peut être un gain si l'on prévoit d'abattre des arbres.	0 - 1 %
	6a	Wind sector management (WSM) ²	Pertes dues à l'arrêt commandé d'éoliennes rapprochées pour réduire les charges physiques.	0 - 5 %
6. Restriction	6b	Réseau et taux de rampe	Pertes dues aux limitations du réseau électrique externe, à la fois en raison des limitations sur la quantité de puissance délivrée à un instant donné, ainsi que des limitations sur le taux de variation de la puissance délivrée. Il peut s'agir d'un contrôle permanent de la production durant la durée de vie du projet ou une réduction temporaire jusqu'à un renforcement du réseau électrique.	0 - 2 %

¹ "Flux de vent"

² "Gestion des secteurs de vent" : arrêt commandé lorsque le vent vient d'un secteur défini.

	6c	Offtaker curtailment ³	Pertes dues à l'acheteur de l'énergie choisissant de ne pas prendre l'électricité produite par l'installation.	0 %
	6d	Environnemental (bruit, visuel, avifaune, etc.)	Pertes dues à des arrêts ou des fonctionnements altérés pour réduire les impacts sonores et d'ombre et pour atténuer l'impact sur l'avifaune et la chiroptérofaune. Cela comprend l'utilisation périodique d'une courbe de puissance à faible bruit par rapport à une courbe standard.	spécifique au site/implantation
7. Autre	7a	Relation entre vitesse de vent et énergie	Toute perte en raison de la relation non linéaire entre la vitesse de vent et l'énergie.	0 - 1 %
	7b	Densité d'air	Correction de la densité d'air si elle est traitée en aval du calcul de l'énergie brute.	0 - 2 %
	7c	Autre	Perte couvrant tout ce qui ne rentre pas dans les six catégories de pertes ci-dessus.	0 %

Tableau 1 : Pertes sur la production brute prises en compte en moyenne sur la durée d'exploitation

Dans le Tableau 1 ci-dessus, une valeur indicative est donnée pour chaque perte. Ces valeurs correspondent aux pertes généralement considérées pour les projets éoliens. Des pertes spécifiques pourront être considérées pour chaque projet dans leur étude respective.

On peut faire quelques remarques concernant les pertes considérées :

- Pour modéliser les indisponibilités dues aux défaillances internes des éoliennes (1a), TE se réfère au modèle WindGuard (6) qui décrit, sur la base du retour d'expérience de l'exploitation de parcs existants, l'indisponibilité d'une éolienne, année après année, pendant la durée d'exploitation. Ces pertes sont donc les seules modélisées par TE comme non constantes dans le temps.
- Pour la Belgique par exemple, vu la distribution statistique des vitesses de vent, les pertes dites « hystérésis » (3c) peuvent être considérées négligeables.
- Les pertes électriques (4a et 4b) sont considérées constantes durant la durée de vie des éoliennes.
- L'impact de foudre (5c) : La valeur utilisée ici est une représentation statistique. En effet, un impact de foudre sur une éolienne est en réalité peu fréquent, mais cause des dégâts longs à réparer (délais de l'ordre de plusieurs mois).

³ "Coupure de l'acheteur"

4. CERTIFICATION DES TURBINES

4.1. Norme IEC et certification des éoliennes

La norme IEC 61400-1 (7) classe les éoliennes en fonction de leur résistance à des climats de vent caractérisés par deux paramètres :

- La vitesse de référence V_{ref} égale au maximum de la moyenne, sur une durée de 10 minutes, de la vitesse de vent pendant un temps de retour de 50 ans ;
- L'intensité de turbulence de référence I_{ref} égale à l'intensité de turbulence moyenne pour une vitesse de vent de 15 m/s.

Le Tableau 2 précise les trois niveaux absolus de vitesse (V_{ref}) et d'intensité (I_{ref}) par classe I, II et III pour la vitesse et A, B et C pour l'intensité de turbulence.

Classe de Vitesse de Vent	I	II	III
V_{ref} (m/s)	50	42.5	37.5
Classe de Turbulence	A	B	C
I_{ref}	0.16	0.14	0.12

Tableau 2 : Classes de la norme IEC 61400-1 (7)

Les paramètres V_{ref} et I_{ref} permettent de déduire deux autres paramètres plus adaptés aux particularités des climats de vent modérés et plus simple à évaluer. Ces approximations ne sont pas valables pour des climats de vent extrême, c'est-à-dire avec un paramètre de Weibull $k < 1.8$ ou $k > 2.5$.

Le premier paramètre est la vitesse moyenne (notée V_{moy}) qui est liée à V_{ref} par la relation :

$$V_{moy} = \frac{1}{5} V_{ref}$$

Par ailleurs, le niveau représentatif de turbulences I est lié à I_{ref} en fonction de la vitesse de vent V :

$$I(V) = I_{ref} \frac{3/4 V + 5.6}{V}$$

Pour une vitesse de 15 m/s, il est possible de calculer $I(15)$ baptisé I_{15} par la suite.

On en déduit le Tableau 3 représentant la norme IEC (7) déclinée selon les critères V_{moy} et I_{15} .

Classe de Vitesse de Vent	I	II	III
V_{moy} (m/s)	10	8.5	7.5
Classe de Turbulence	A	B	C
I_{15} (%)	0.18	0.16	0.13

Tableau 3: Classes de la norme IEC 61400-1 déclinée selon V_{moy} et I_{15}

Il est utile par ailleurs de préciser qu'à chaque valeur de V_{ref} correspond une valeur de V_{50} , maximum de la moyenne, sur une durée de 3 secondes, de la vitesse de vent pendant un temps de retour de 50 ans. V_{50} est en effet plus intelligible que V_{ref} puisque 3 secondes est la durée caractéristique d'une bourrasque de vent. C'est pourquoi V_{50} est aussi baptisé *vitesse de vent extrême pour un temps de retour de 50 ans*. V_{50} et V_{ref} sont liés, à hauteur de nacelle et selon la norme IEC 61400-1 (7), par la relation : $V_{50} = 1.4V_{\text{ref}}$.

4.2. Détermination de la classe de l'éolienne

Quand des données d'une campagne de mesure (ou d'autres séries de données) sont disponibles, les vitesses de vents extrêmes et l'intensité des turbulences ambiantes peuvent être déduites de la série de données. Si l'on dispose d'un atlas des vents (comme celui dont dispose TE pour la Belgique), celui-ci est utilisé pour déterminer le climat de vent local pour chaque projet et non pas une campagne de mesure. Dès lors, les vitesses de vents extrêmes et l'intensité des turbulences ambiantes ne peuvent être déduites d'une analyse statistique de mesures de vents. Ces valeurs seront évaluées à partir de la distribution de Weibull du climat de vent local.

La validité de la relation entre V_{ref} et V_{moy} de la norme IEC pour un climat de vent spécifique peut être vérifiée en comparant la valeur de V_{ref} pour une distribution de vitesses extrêmes (appelée distribution de Gumbel) correspondante à la distribution de Weibull du climat de vent étudié. V_{ref} sera alors interprété comme la valeur extrême, en moyenne sur 10 minutes, d'un vent d'une probabilité annuelle de 2%.

La courbe dans Figure 3 ci-dessous montre le rapport $V_{\text{ref}}/V_{\text{moy}}$ en fonction du paramètre de Weibull k (avec V_{ref} calculé pour une distribution de Gumbel).

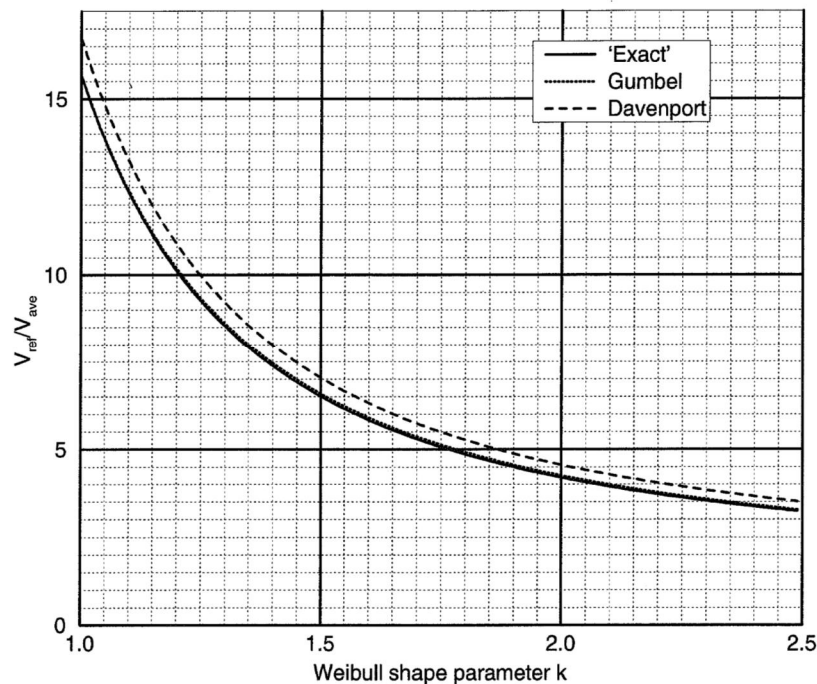


Figure 3 : Rapport V_{ref}/V_{moy} en fonction du paramètre de Weibull k

On voit que pour une valeur de $k > 1.8$, le rapport V_{ref}/V_{moy} est toujours inférieur à 5 (qui est la valeur du rapport selon la norme IEC, voir plus haut). En d'autres termes, si l'on est en présence d'un climat de vents dont la distribution de Weibull est caractérisée par un paramètre $k > 1.8$, on peut déterminer la classe de la turbine en comparant la vitesse moyenne calculée avec $V_{ref}/5$.

Il reste toutefois à vérifier si la vitesse de vent extrême instantanée V_{e50} est plus grande que la vitesse de vent extrême supposée du modèle de la norme IEC. Dans l'hypothèse où les vitesses moyennes sur 3 secondes sont réparties de façon normale autour des moyennes sur 10 minutes utilisées pour déterminer la distribution de Weibull, on peut déduire la distribution des vitesses extrêmes moyennes sur 3 secondes de la distribution de Weibull. V_{e50} peut dès lors être interprétée comme « valeur extrême annuelle de la vitesse de vent moyenne sur 3 secondes avec une probabilité d'occurrence de 2% ». Dans la figure ci-dessous, la relation entre V_{e50} et le facteur de forme k de la distribution de Weibull est représenté pour différentes valeurs de vitesses de vents moyens. Les critères de la norme IEC pour les 4 classes de turbines sont également représentés.

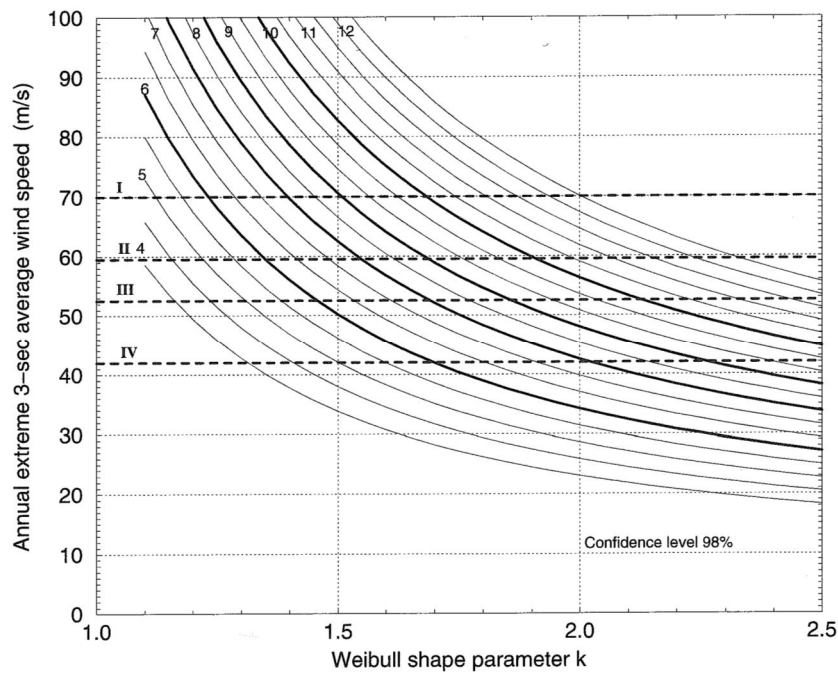


Figure 4 : V_{e50} en fonction du paramètre de Weibull k pour plusieurs vitesses moyennes

On peut déduire de la Figure 4 que pour des vitesses moyennes inférieures à $V_{ref}/5 = 7.5$ m/s (8.5 m/s ; 10 m/s) une turbine de classe III (II ; I) suffit à condition que $k > 1.7$. On en déduit également qu'il est inutile de vérifier ce critère si $k > 1.8$.

4.3. Détermination de la classe de turbulence

Si la valeur de la vitesse moyenne est facilement déductible du climat de vent calculé selon la méthodologie de la section 2, la valeur de I_{15} ne peut être déterminée aussi aisément. I_{15} est en fait la conjonction des turbulences provenant de deux sources :

- les turbulences ambiantes ($I_{ambiante}$) ;
- les turbulences induites par les effets de parc ($I_{induites}$), que TE évalue en utilisant le logiciel WindPRO (3) et le modèle de G.C. Larsen G.C. Larsen / EWTS II (European Wind Turbine Standards II) datant de 1999 et exposé plus en avant dans (9) et (10) ;

La turbulence I_{15} est alors calculée par WindPRO (3) comme suivant :

$$I_{15} = \sqrt{I_{ambiante}^2 + I_{induite}^2}$$

La turbulence induite est calculée en accord avec la norme IEC pour des vitesses de vents entre $0.2 \cdot V_{ref}$ et $0.4 \cdot V_{ref}$ (et donc dépendant de la classe de turbine). La valeur maximale doit satisfaire le critère de la norme. De petits dépassements peuvent éventuellement être recalculés suivant d'autres modèles et/ou un avis peut être demandé au constructeur de l'éolienne.

4.3.1. Turbulences ambiantes en Belgique

La norme NBN B03-002-1 (8) classe les terrains suivant leurs caractéristiques physiques (principalement la nature de l'occupation des sols) et en déduit les valeurs typiques de vitesses maximales et de niveaux de turbulences que l'on y rencontre. Cette norme est adaptée aux particularités des climats de vent belges.

Pour la Wallonie, TE utilise la classification NBN (8) uniquement dans le but de déterminer les niveaux de turbulences ambiantes. Elle permet ainsi de vérifier que le niveau de turbulences auquel on peut s'attendre est inférieur à la limite fixée par la norme IEC 61400-1 (7).

Les terrains sont classés en 4 catégories pour lesquelles la norme NBN (8) fixe la valeur des deux paramètres z_0 (correspondant à la longueur de rugosité suivant le modèle logarithmique présenté ci-dessous) et β . A partir de ceux-ci, on trouve l'intensité de turbulence I_{ambiante} à l'altitude h suivant la loi :

$$I_{\text{ambiante}}(h) = \frac{\beta}{\ln(h/z_0)}$$

Classe	I	II	III	IV
Type de terrain	Zone côtière	Paysage avec des habitation et/ou des bois isolés	Zones d'habitat, industrielles ou boisées	Zones urbaines (construction d'au moins 10 m de hauteur sur au moins 1/4 de la surface)
z_0	0.005	0.07	0.3	1
β	1	1	0.91	0.88

Tableau 4: Classes de la norme NBN B03-002-1 (8)

En effet, selon, la loi logarithmique, si on connaît la vitesse du vent v_{ref} à l'altitude z_{ref} , on peut extrapoler la vitesse du vent v à l'altitude z en faisant l'hypothèse d'une classe de terrain de longueur z_0 :

$$\frac{v(z)}{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)} = \frac{v_{\text{ref}}}{\ln\left(\frac{z_{\text{ref}}}{z_0}\right)}$$

En prenant h égal à la hauteur de nacelle, on peut calculer l'intensité de turbulences ambiantes à hauteur de nacelles. Ce calcul est effectué indépendamment de la vitesse du vent mais aussi de la distribution spatiale de la rugosité autour du parc. Si une analyse plus fine est nécessaire, il est possible de déterminer une rose des rugosités qui définira secteur par secteur la rugosité autour du site.

5. REFERENCES

1. **Troen, I et Mortensen, E.** *European Wind Atlas*. Roskilde (Denmark) : RISØ National Laboratory, 1989.
2. **Mortensen, et al., et al.** *Wind Atlas Analysis and Application Program (WAsP) – version 8.03.0037*. Roskilde, Danemark : Risø National Laboratory, 1993.
3. **EMD International A/S.** *WindPRO – version 2.9*. Aalborg, Danemark : EMD International A/S.
4. **Katic, I., Hojstrup, J. et Jensen, N.O.** *A Simple Model for Cluster Efficiency*. Rome (Italie) : European Wind Energy Association (EWEA), Conference and Exhibition, 7-9 Octobre 1986.
5. **DNV KEMA Energy & Sustainability.** *Framework for the Categorisation of Losses and Uncertainty for Wind Energy Assessment*. 2013.
6. **Albers, A.** *O&M Cost Modeling, Technical Losses and Associated Uncertainties*. Varel (Germany) : Deutsche WindGuard Consulting GmbH, 2009.
7. **Norme IEC 61400-1.** *Wind turbines - Part 1 : Design requirements*. 3ième édition. 2005.
8. **Norme NBN B03-002-1.** *Actions du vent sur les constructions - Généralités - Pression du vent sur une paroi et effets d'ensemble du vent sur une construction*. 1988.
9. **Larsen, G.C, Hojstrup, J et Madsen, H.A.** *Wind Fields in Wakes*. Gothenburg (Sweden) : EUWEC (European Union Wind Energy Conference) '96, 1996.
10. *European Wind Turbine Standard II*. 1999. ECN-C-99-073.

TRACTEBEL ENGINEERING

Avenue Ariane, 7 – 1200 Brussels - BELGIUM
tel. +32 2 773 99 11 - fax +32 2 773 99 00
engineering@tractebel-engie.com
tractebel-engie.com



Our ref.: WINDDEV/4NT/0172588/001/00

TS:

Imputation: P.000882/0122

TECHNICAL NOTE

INTERNAL

Client:

Project: WIND ASSISTANCE EBL RGB

Subject: Estimation du productible, Soignies/Braine-le-Comte: 6 turbines

Comments:

00	2016 05 18	FIN	*F. Van Quickelberghe	*R. Pr��at	*T. Boon	*O. de Caritat
REV.	YY/MM/DD	STAT.	WRITTEN	VERIFIED	APPROVED	VALIDATED

* This document is fully electronically signed on 2016 05 19.

Estimation du productible avec bridages sonore, chiroptérologique et d'ombre stroboscopique pour divers types d'éoliennes

TABLE DES MATIÈRES

1. INTRODUCTION.....	5
2. CONCLUSION	6
3. IMPLANTATION.....	7
4. CLIMAT DE VENT.....	9
4.1. Données de base	9
4.2. Climat de vent local.....	9
5. PRODUCTION SANS BRIDAGE	12
5.1. Choix des éoliennes.....	12
5.2. Scénarios considérés	12
5.3. Certification des turbines	13
5.4. Production brute.....	14
5.5. Production nette	15
6. BRIDAGE ET PRODUCTION AVEC BRIDAGE	16
6.1. Bridage chiroptérologique.....	16
6.2. Bridage dû à l'ombre stroboscopique.....	19

6.3.	Bridage Sonore	21
6.3.1.	Conditions sectorielles éoliennes 2014	21
6.3.2.	Conditions générales 2002.....	24
6.4.	Production avec bridage cumulé.....	26
6.4.1.	Bridage cumulé - Conditions sectorielles éoliennes 2014.....	27
6.4.2.	Bridage cumulé - Conditions générales 2002	29
7.	BIBLIOGRAPHIE.....	31

1. INTRODUCTION

Ce rapport présente les résultats de l'étude du potentiel éolien pour le site de Soignies/Braine-le-Comte. Il s'agit d'évaluer le potentiel de production d'énergie avec bridages sonore, chiroptérologique et d'ombre stroboscopique pour des éoliennes de type MM92 et E82E2. Cette étude a été rédigée dans le cadre du complément à l'étude d'incidence sur l'environnement demandé lors d'une procédure de recours.

La démarche suivie par TRACTEBEL ENGINEERING (TE) pour déterminer la production nette d'énergie attendue pour le parc est détaillée dans la suite de ce rapport et dans la note méthodologique (1).

L'évaluation du potentiel venteux permet d'évaluer la production d'énergie d'un site éolien. Il est principalement caractérisé par la vitesse et la direction du vent à la hauteur de moyeu de l'éolienne considérée. Connaissant ce climat de vent, l'énergie électrique générée pour un type d'éolienne peut être calculée en utilisant la courbe de puissance de l'éolienne ajustée pour la densité d'air du site.

L'estimation de la production électrique générée pour un parc éolien porte également le nom de production P50, c'est-à-dire la production qui sera dépassée avec une probabilité de 50% sur la période considérée. Cette production est la production moyenne la plus probable sur base des données disponibles, des hypothèses et du retour d'expérience de parcs éoliens en opération. C'est donc cette meilleure estimation de la production du parc sur l'ensemble de sa durée de fonctionnement qui doit être prise comme référence dans une comparaison entre différents projets éoliens, différents types d'éolienne, différentes périodes d'exploitation etc. Sauf mention contraire, les résultats de production présentés dans ce rapport correspondent à des productions P50.

L'ensemble des informations qui ne sont pas propres à ce projet mais concernant la méthodologie de TE sont présentées dans (1).

2. CONCLUSION

La vitesse moyenne dans le parc est de 6,1m/s à 75 m. La production P50 brute, P50 nette du parc avec bridages sonore, chiroptérologique et d'ombre stroboscopique et des autres paramètres importants sont reprises dans les tableaux ci-dessous. Ces valeurs prennent en compte la mise à jour de la période de référence et le retour d'expérience provenant de parcs existants, comme décrit dans (1).

Productions et pertes
Bridage cumulé - CS 2014

	Unité	MM92-68m	MM92-75m	E82E2-78m
P50 brut	MWh/an	29 595	30 945	29 532
Perte de sillage	%	3,6%	3,6%	3,4%
Bridage chiroptérologique	%	-2,3%	-2,3%	-2,2%
Bridage sonore	%	-0,8%	-1,1%	-0,9%
Bridage du à l'ombre stroboscopique	%	-1,2%	-1,2%	-1,2%
Bridage cumulé	%	-4,3%	-4,5%	-4,3%
P50 nette	MWh/an	25 812	26 925	25 759

TABLEAU 1: TABLEAU RÉCAPITULATIVE DES PARAMÈTRES IMPORTANTS ET PRODUCTION NETTE AVEC BRIDAGE CUMULÉ – CONDITIONS SECTORIELLES 2014

Productions et pertes
Bridage cumulé - CG 2002

	Unité	MM92-68m	MM92-75m	E82E2-78m
P50 brut	MWh/an	29 595	30 945	29 532
Perte de sillage	%	3,6%	3,6%	3,4%
Bridage chiroptérologique	%	-2,3%	-2,3%	-2,2%
Bridage sonore	%	-4,9%	-6,1%	-4,4%
Bridage du à l'ombre stroboscopique	%	-1,2%	-1,2%	-1,2%
Bridage cumulé	%	-8,2%	-9,3%	-7,7%
P50 nette	MWh/an	24 751	25 579	24 851

TABLEAU 2: TABLEAU RÉCAPITULATIVE DES PARAMÈTRES IMPORTANTS ET PRODUCTION NETTE AVEC BRIDAGE CUMULÉ – CONDITIONS GÉNÉRALES 2002

Dans le cadre d'une analyse financière, la variation d'indisponibilité, et donc de production, au fil des ans doit être considérée.

3. IMPLANTATION

Les coordonnées des turbines considérées sont présentées dans le tableau suivant :

Éolienne	Coordonnées (Lambert 72)	
	x	y
1	129 066	142 727
2	128 912	143 059
3	128 671	143 602
4	128 717	143 938
5	128 765	144 354
6	128 962	144 746

TABLEAU 3: COORDONNÉES LAMBERT 72 DES ÉOLIENNES

al

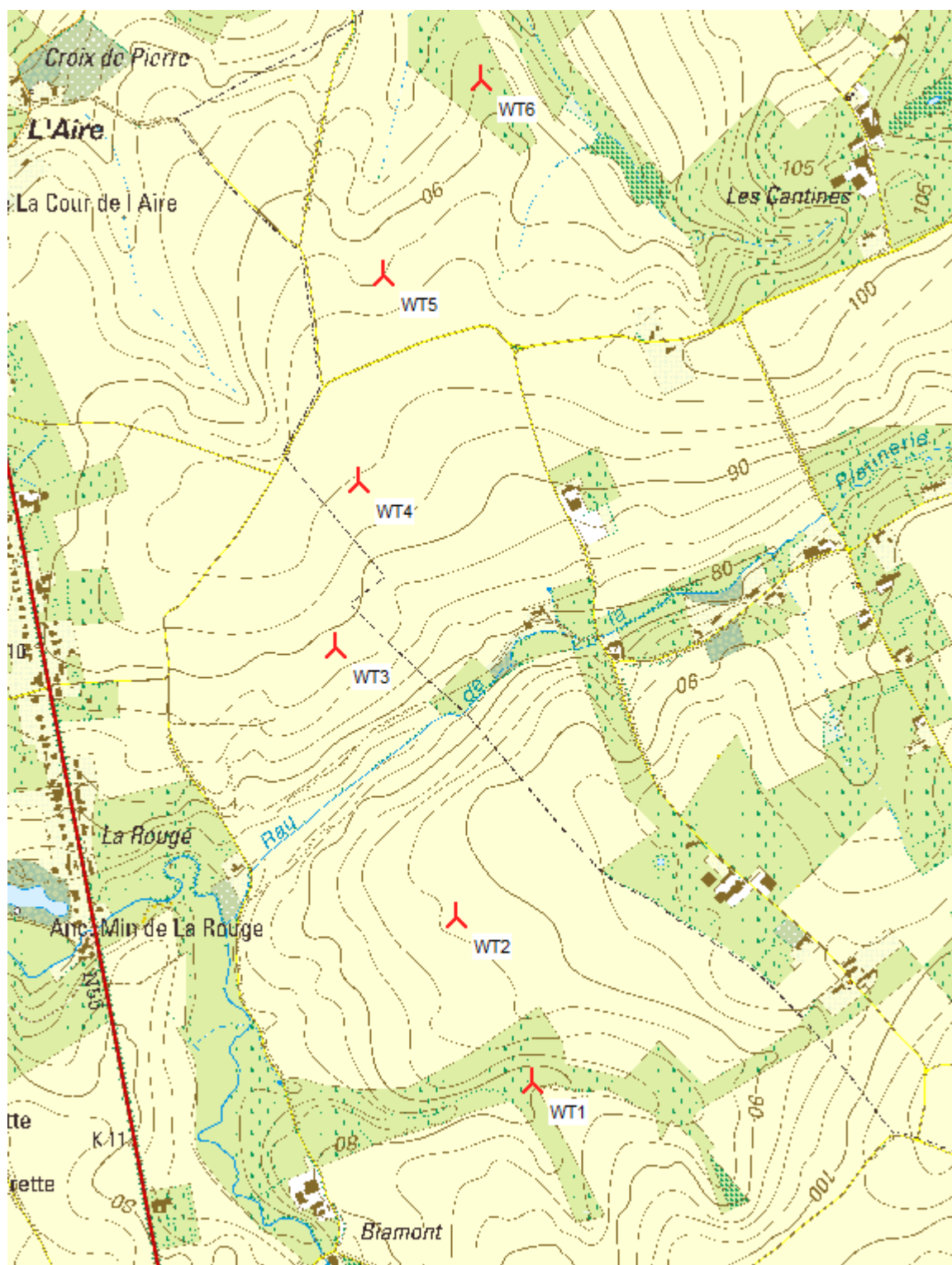


FIGURE 1: SCHÉMA DU PARC ÉOLIEN

4. CLIMAT DE VENT

4.1. Données de base

Pour ce site, les stations météorologiques prises en considération pour l'obtention du climat de vent local sont Zaventem et Florennes. Pour permettre une comparaison avec l'étude jointe au dossier de demande de permis, les données de bases utilisées pour cette étude sont celles reprises de l'étude mentionnée en (2). Pour cette raison, et par dérogation à ce qui est précisé en (1), les années de référence considérées pour la présente étude sont 1990-2010.

4.2. Climat de vent local

Sur base de la méthodologie exposée dans (1), le climat de vent local du site est calculé à différentes hauteurs correspondant aux hauteurs de moyeu des éoliennes considérées.

Le climat de vent local à hauteur de moyeu pour les éoliennes considérées est caractérisé par les paramètres de Weibull présentés ci-dessous. La distribution de Weibull, les répartitions de fréquence par secteur (rose des vents) et de l'énergie par secteur (rose d'énergie) sont présentées aux figures suivantes.

Altitude au-dessus du sol	A	k	Vitesse moyenne du vent
m	[m/s]	[-]	[m/s]
68.5	6,72	1,896	5,96
75.5	6,78	1,936	6,02
78.3	6,94	1,932	6,16

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

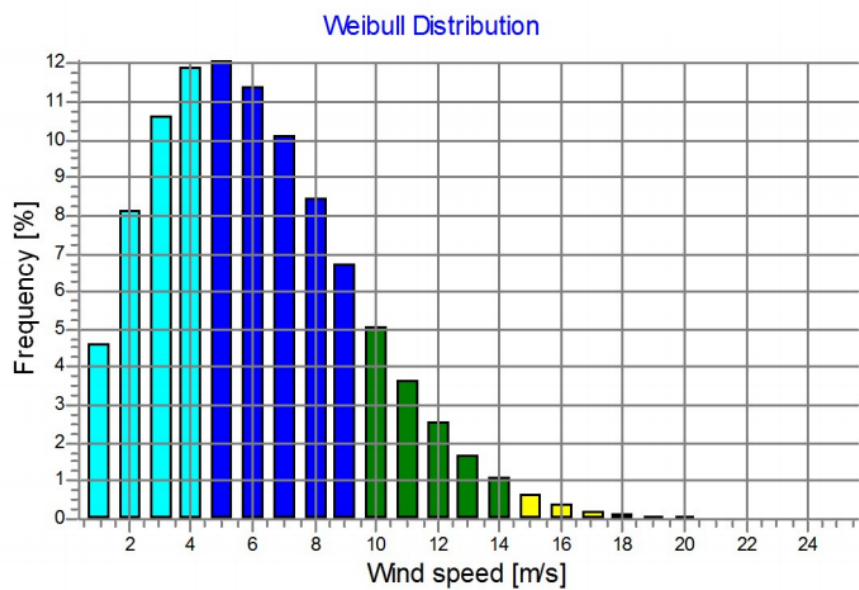


FIGURE 2: CLIMAT DE VENT LOCAL À 75.5 M - DISTRIBUTION WEIBULL

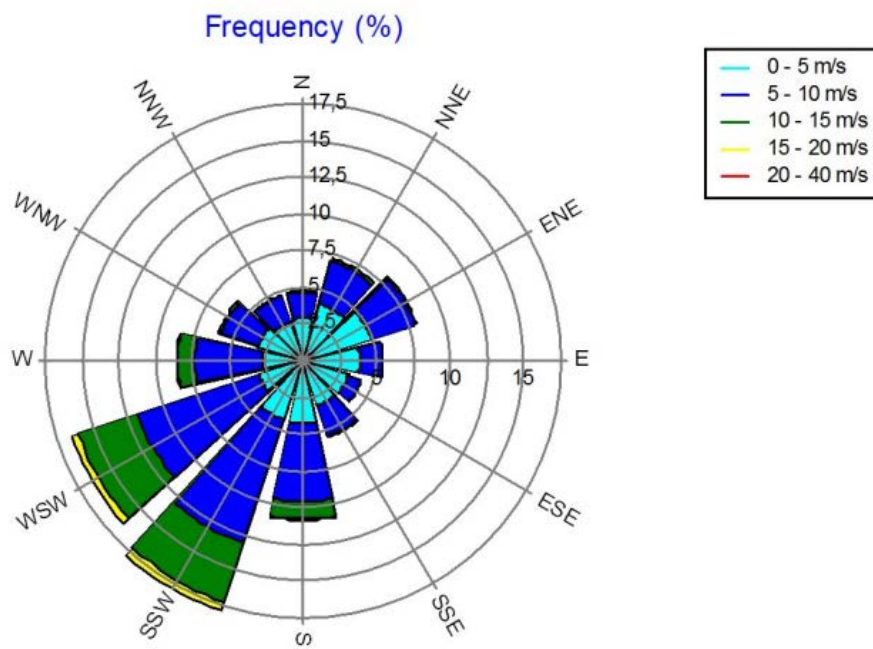


FIGURE 3: CLIMAT DE VENT LOCAL À 75.5M – ROSE DES VENTS

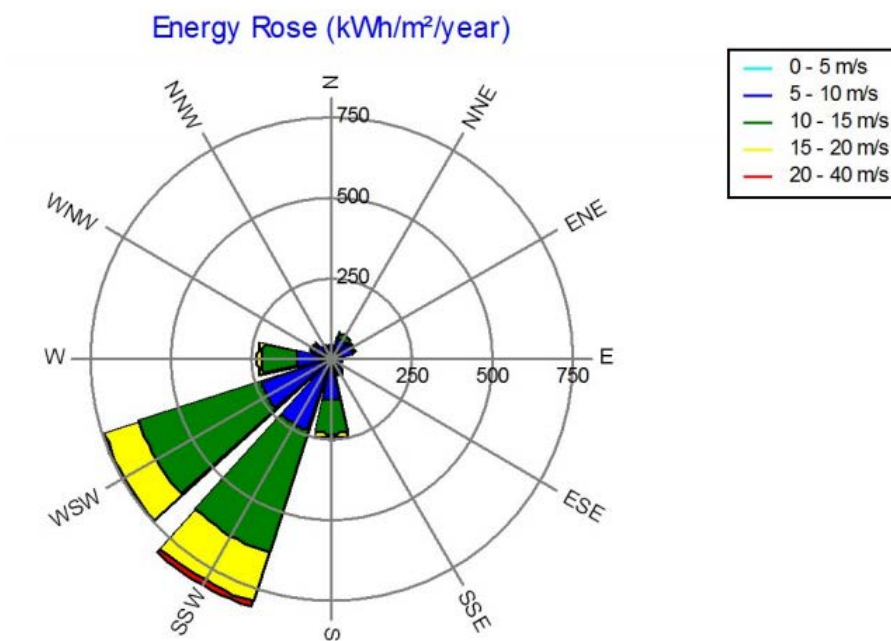


FIGURE 4: CLIMAT DE VENT LOCAL À 75.5 M – ROSE D'ÉNERGIE

al

5. PRODUCTION SANS BRIDAGE

5.1. Choix des éoliennes

La présente étude est réalisée pour les éoliennes suivantes :

	Type		
Nom dans l'étude	MM92-68	MM92-75	E82E2-78
Constructeur	Senvion	Senvion	Enercon
Type	MM92	MM92	E82E2
Puissance de l'éolienne (MW)	2.05	2.05	2.35
Diamètre du rotor (m)	92	92	82
Hauteur de nacelles (m)	68.5	75.5	78.3
Classe IEC	IIa	IIa	IIa

TABLEAU 5 : TYPES D'ÉOLIENNES CONSIDÉRÉES DANS CETTE ÉTUDE

Les courbes de puissance sont données en **Annexe 1** sous forme de tableau en fonction de la vitesse du vent.

5.2. Scénarios considérés

Dans cette étude, les scénarios suivant sont étudiés :

Éoliennes	Scenarii de layouts		
	MM92-68	MM92-75	E82E2-78
1	MM92-68	MM92-75	E82E2-78
2	MM92-68	MM92-75	E82E2-78
3	MM92-68	MM92-75	E82E2-78
4	MM92-68	MM92-75	E82E2-78
5	MM92-68	MM92-75	E82E2-78
6	MM92-68	MM92-75	E82E2-78

TABLEAU 6: SCÉNARIOS

5.3. Certification des turbines

Puisque le paramètre k de Weibull est effectivement supérieur à 1,8 d'après la vitesse moyenne obtenue à partir du climat de vent local (Tableau 4), les relations supposées dans la norme IEC 61400-1 (3) entre la vitesse de vent moyenne, vitesse de vent de référence¹ et la vitesse de vent extrême² peuvent théoriquement être considérées valable. De ce fait, la vitesse de vent moyenne détermine la classe d'éolienne selon la norme IEC 61400-1.

La vitesse moyenne calculée montre que les éoliennes doivent être certifiées au minimum suivant la classe III de la norme IEC 61400-1. La vitesse de vent extrême pour laquelle les turbines sont certifiées est alors de 52,5 m/s maximum, ce qui correspond à une vitesse de vent de référence de 37,5 m/s.

Suivant la norme NBN B03-002-1 (4) l'intensité des turbulences ambiantes est supposée indépendante de la direction et de la vitesse de vent. Toujours suivant la même norme, la classe des terrains environnants est III et les intensités des turbulences ambiante à hauteur d'axe des machines étudiées (68.5 m, 75.5 m et 78.3 m) sont respectivement de 14.5%, 14.3% et 14.1%. En sommant les turbulences induites, calculées suivant la méthodologie de (1), avec ces turbulences ambiantes, on obtient l'intensité de turbulence totale. La valeur maximale de turbulence attendue pour chaque type de turbine pour trois vitesses de vent dans l'intervalle $[0,2v_{ref}; 0,4v_{ref}]$ est reportée au tableau ci-dessous.

MM92-68m		Vitesse de vent	
Niveau de turbulences	8 m/s	12 m/s	15 m/s
Ambient		14.5%	
Total	21,0%	16,7%	15,5%
Critère IEC - Classe A	23.2%	19.5%	18.0%
Acceptabilité	OK	OK	OK
MM92-75m		Vitesse de vent	
Niveau de turbulences	8 m/s	12 m/s	15 m/s
Ambient		14.3%	
Total	21,0%	16,7%	15,5%
Critère IEC - Classe A	23.2%	19.5%	18.0%
Acceptabilité	OK	OK	OK
E82E2		Vitesse de vent	
Niveau de turbulences	8 m/s	12 m/s	15 m/s
Ambient		14.2%	
Total	21,6%	18,9%	16,3%
Critère IEC - Classe A	23.2%	19.5%	18.0%
Acceptabilité	OK	OK	OK

¹ v_{ref} = valeur extrême de la vitesse de vent moyenne sur 10 min, avec une période de retour de 50 ans

² v_{e50} = vitesse de vent extrême (moyenne sur 3 secondes) avec une période de retour de 50 ans

TABLEAU 7: VÉRIFICATION DES NIVEAUX DE TURBULENCES

On voit que les éoliennes doivent être certifiées au minimum suivant la classe IEC A de la norme internationale IEC 61400 – 1 (3).

Les éoliennes considérées répondent à ces exigences.

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

5.4. Production brute

Les productions brutes (pertes de sillage incluses) pour chaque éolienne et pour l'ensemble du site, calculées selon la méthodologie exposée dans (1), se trouvent dans le tableau ci-dessous. Elles sont le résultat de l'application du Belgian Wind Atlas. Elles sont présentées en MWh/an.

Éolienne	Production brute (MWh/an)		
	MM92-68m	MM92-75m	E82E2-78m
1	4 957	5 193	4 950
2	4 920	5 157	4 930
3	5 111	5 328	5 109
4	4 868	5 087	4 853
5	4 911	5 126	4 903
6	4 829	5 055	4 787
Moyenne	4 933	5 158	4 922
Total	29 595	30 945	29 532

TABLEAU 8: PRODUCTION BRUTE

Éolienne	Rendement (%)		
	MM92-68m	MM92-75m	E82E2-78m
1	99,0%	98,9%	99,2%
2	97,9%	97,9%	98,3%
3	98,1%	98,1%	98,5%
4	94,2%	94,3%	94,5%
5	95,0%	95,1%	95,5%
6	94,1%	94,3%	93,8%

Moyenne	96,4 %	96,4 %	96,6 %
Minimum	94,1 %	94,3 %	93,8 %
Perte de sillage	3,6 %	3,6 %	3,4 %

TABLEAU 9: RENDEMENT

Cette production est calculée pour une masse volumique moyenne de l'air de 1.223 à 1.225 kg/m³ sur l'ensemble du parc, pour des machines non bridées et fonctionnant à 100% de leur courbe de puissance. Le rendement du parc est défini comme étant le rapport entre la production brute calculée en tenant compte des pertes de sillages et la production brute calculée sur base du climat de vent à l'emplacement de la turbine.

5.5. Production nette

Afin de déterminer la production nette, les pertes suivantes, détaillées dans la note méthodologique (1), sont prises en compte :

Pertes	Valeur
Pertes électriques	2.00%
Maintenance des éoliennes	0.50%
Maintenance de la sous-station	0.10%
Indisponibilité du réseau électrique	0.30%
Indisponibilité du réseau télécom	0.30%
Pertes dues à un impact d'éclair	0.20%
Consommation propre des éoliennes, inspections réglementaires, visites	0.40%
Pertes d'hystérésis	0.00%
Pertes dues à la glace	2.00%
Indisponibilité moyenne sur 20 ans	3.38%
Pertes totales	8.86%

TABLEAU 10 : PERTES SUR LA PRODUCTION BRUTE PRISES EN COMPTE

La production nette résultante (moyenne sur 20ans) est de :

Éolienne	Production nette (MWh/an)		
	MM92-68m	MM92-75m	E82E2-78m
1	4 518	4 733	4 511
2	4 484	4 700	4 493
3	4 659	4 856	4 657
4	4 437	4 636	4 423
5	4 476	4 672	4 469
6	4 401	4 607	4 363
Moyenne	4 496	4 701	4 486
Total	26 974	28 205	26 917

TABLEAU 11: PRODUCTION NETTE

Les tableaux ci-dessus présentent une moyenne de la production sur 20 ans. Dans le cadre d'une analyse financière, la variation d'indisponibilité, et donc de production, au fil des ans doit être considérée.

6. BRIDAGE ET PRODUCTION AVEC BRIDAGE

6.1. Bridage chiroptérologique

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

Sur base des recommandations mentionnées dans l'étude d'incidence environnementale, toutes les éoliennes devront être arrêtées lorsque les conditions cumulatives suivantes sont remplies :

- du 01 avril au 31 octobre ;
- pendant 6h après le coucher du soleil
- température de l'air supérieure à 10°C ;
- vitesse de vent à hauteur de la nacelle inférieure à 7 m/s ;
- en absence de pluie ;

Pour estimer les pertes dues à ce type de bridage, les hypothèses suivantes ont été prises :

- Les courbes de puissance de chaque type d'éolienne ont été tronquées et rendues nulles en dessous de 7 m/s
- Il n'y a pas de précipitations pendant les périodes définies ci-dessus ;
- Le climat de vent est uniformément réparti entre les périodes estivales et hivernales ainsi qu'entre le jour et la nuit ;

À l'aide de ces courbes de puissance adaptées, on peut calculer la production annuelle d'une éolienne sous ces conditions. Les courbes de puissance utilisées en cas de bridage chiroptérologique ne sont pas certifiées telles quelles et devront être validées par le fabricant.

La démarche décrite ci-dessous est conservative au niveau de la période considérée vu qu'il est peu probable que les conditions de précipitations soient réellement remplies tous les jours d'avril à octobre.

Deux séries de scénarios de bridage supplémentaires ont été établis : un pour la période de migration et un autre hors périodes de migration. La répartition entre ces scénarios au cours de l'année est reprise dans le tableau suivant :

Scénario	Poids
Pas d'activité chiroptérologique	88,6%
Activité chiroptérologique	11,4%

TABLEAU 12: RÉPARTITION DES SCÉNARIOS DE BRIDAGE CHIROPTÉROLOGIQUE PENDANT L'ANNÉE

Les **résultats du calcul de production**, en appliquant les scénarios mentionnés dans le tableau ci-dessus sont repris ci-dessous.

Éolienne	Production nette (MWh/an) Bridage chiroptérologique		
	MM92-68m	MM92-75m	E82E2-78m
1	4 410	4 625	4 409
2	4 377	4 593	4 392
3	4 554	4 751	4 557
4	4 332	4 531	4 325
5	4 374	4 570	4 372
6	4 294	4 500	4 264
Moyenne	4 390	4 595	4 387
Total	26 341	27 569	26 319

TABLEAU 13: PRODUCTION NETTE AVEC BRIDAGE CHIROPTÉROLOGIQUE

La perte de production par rapport à la production sans bridage est reprise dans le tableau suivant.

Éolienne	Pertes de production (%) Bridage chiroptérologique		
	MM92-68m	MM92-75m	E82E2-78m
1	-2,4%	-2,3%	-2,3%
2	-2,4%	-2,3%	-2,3%
3	-2,2%	-2,2%	-2,1%
4	-2,4%	-2,3%	-2,2%
5	-2,3%	-2,2%	-2,2%
6	-2,4%	-2,3%	-2,3%
Parc	-2,3 %	-2,3 %	-2,2 %

TABLEAU 14: PERTE DE PRODUCTION DUE AU BRIDAGE CHIROPTÉROLOGIQUE

21

6.2. Bridage dû à l'ombre stroboscopique

L'impact de l'ombre stroboscopique des éoliennes sur les alentours du projet a été calculé par le bureau d'étude Sertius, coordinateur du complément à l'étude d'incidence environnementale. Le nombre d'heures d'ombre stroboscopiques provoquées par les éoliennes a été calculé et est donné dans le tableau ci-dessous. Le « pire cas » a été considéré. Pour le détail des hypothèses, nous renvoyons au complément de l'étude d'incidence sur l'environnement.

Éolienne	Durée de la mise à l'arrêt (Pire cas) [heures]
1	127:30
2	139:31
3	214:16
4	116:43
5	46:01
6	1:30

TABLEAU 15: CONTRIBUTION DES ÉOLIENNES AUX DURÉES D'OMBRE TOTALES

Les éoliennes seront équipées d'un *shadow module* et, selon les recommandations de Sertius, on considère, pour le calcul des pertes associées, que ces turbines seront arrêtées dès que celles-ci provoquent de l'ombre dans le « pire cas ». Les pertes associées à ces arrêts sont donnés dans le tableau ci-dessous. Sertius a considéré des pertes similaires pour les différents types de machine considérés.

Éolienne	Durée de la mise à l'arrêt (Pire Cas) [heures]	Indisponibilité [% annuel]	Indisponibilité [% des périodes Journée/Transition]
1	127:30	1.5%	2.2%
2	139:31	1.6%	2.4%
3	214:16	2.4%	3.7%
4	116:43	1.3%	2.0%
5	46:01	0.5%	0.8%
6	1:30	0.0%	0.0%
Parc		1.2 %	1.8 %

TABLEAU 16: INDISPONIBILITÉ ASSOCIÉE AUX ARRÊTS DES ÉOLIENNES À CAUSE DE L'OMBRE STROBOSCOPIQUE

On considère dans cette analyse que les pertes d'ombre interviennent durant la journée et la période de transition.

6.3. Bridage Sonore

6.3.1. Conditions sectorielles éoliennes 2014

Le seuil de bruit maximal au niveau des habitations est fixé dans les conditions sectorielles pour les parcs éoliens (5), et dépendent de l'affectation au plan de secteur de la zone où se trouve le récepteur considéré. Les valeurs limites sont définies comme suit :

Période	Valeur limite [dB(A)]			
	Zone d'habitat	Zone agricole	Zone d'activité économique et industrielle	Zone de loisirs, de services publics et d'équipements communautaires
Jour (7h-19h)	45	45	55	55
Transition (6h-7h et 19h-22h, et dimanches et jours fériés)	45	45	50	50
Nuit hors période estivale* (22h-6h)	43	43	45	45
Nuit en période estivale* (22h-6h)	40	43	45	45

* la période est définie comme estivale si la température à la station météorologique de l'IRM la plus proche de la zone de projet est supérieure à 16°C à 22h

TABLEAU 17: VALEURS LIMITE D'IMMISSION SONORE – CS 2014

La production est ensuite estimée sur base des hypothèses suivantes :

- Le climat de vent le jour est identique au climat de vent la nuit ;

- Les limites acoustiques de la période de transition sont d'application les dimanches et jours fériés³ de 6h à 22h, et les autres jours de 6h à 7h et de 19h à 22h;
- Les limites acoustiques de nuit sont d'application pendant un tiers de la journée (càd de 22h à 6h) ;
- Les limites acoustiques de jour sont d'application le reste du temps.
- Pour les nuits où les conditions estivales sont remplies, le scénario à 40/43dB(A) est utilisé. Le scénario à 43dB(A) est quant à lui utilisé lorsque les conditions estivales ne sont pas remplies.
- Les températures de la période 1990-2010 sont représentatives des 20 années à venir.

Sur base des données de températures IRM, pour les stations météorologiques de Zaventem et Florennes, la pondération des scénarios a été adaptée, et est reprise dans le tableau suivant :

Poids des modes de bridage sonore	
Journée	41,7%
Transition	25,0%
Nuit – non-estivale	27,2%
Nuit - estival	6,2%

TABEAU 18: RÉPARTITION DES SCÉNARIOS DE BRIDAGE SONORE

Les **scénarios de bridage** pour respecter ces niveaux de bruit ont été fournis par le bureau d'étude Sertius, coordinateur de l'étude d'incidence environnementale.

Ils sont repris dans les tableaux ci-dessous. Les vitesses de vent indiquées sont les vitesses de vent standardisées et mesurées à 10 m de hauteur selon la norme IEC 61400-1.

Scénario	MM92-68
Journée	Pas de bridage
Transition	Pas de bridage
Nuit – estivale et non-estivale	WT3 : bridage à 100.5 dB(A) WT4 : bridage à 102 dB(A)

Scénario	MM92-75
Journée	Pas de bridage
Transition	Pas de bridage

³ Il y a dix jours fériés par an en Belgique. Trois n'ont par définition jamais lieu un dimanche (Lundi de Pâques et Lundi de Pentecôte et Ascension). Les sept jours restants ont été supposés avoir lieu un dimanche une fois sur sept.

Nuit – estivale et non-estivale | WT 3 & 4 : Bridage à 100.5 dB(A)

Scénario	E82E2-78
Journée	Pas de bridage
Transition	Pas de bridage
Nuit – estivale et non-estivale	WT 3 : Bridage à 99dB(A)

TABLEAU 19: SCÉNARIOS DE BRIDAGES SONORES - CONDITIONS SECTORIELLES 2014

Les **résultats du calcul de production** sont repris dans les tableaux suivants :

Éolienne	Production nette (MWh/an) Bridage sonore - CS 2014		
	MM92-68m	MM92-75m	E82E2-78m
1	4 518	4 734	4 511
2	4 484	4 700	4 494
3	4 501	4 688	4 402
4	4 381	4 484	4 432
5	4 477	4 674	4 470
6	4 402	4 608	4 364
Moyenne	4 460	4 648	4 445
Total	26 762	27 889	26 673

TABLEAU 20: PRODUCTION NETTE AVEC BRIDAGE SONORE – CONDITIONS SECTORIELLES 2014

La perte de production par rapport à la production sans bridage est reprise dans le tableau suivant.

Éolienne	Pertes de production (%) Bridage sonore - CS 2014		
	MM92-68m	MM92-75m	E82E2-78m
1	0,0%	0,0%	0,0%
2	0,0%	0,0%	0,0%
3	-3,4%	-3,5%	-5,5%
4	-1,3%	-3,3%	0,2%
5	0,0%	0,0%	0,0%
6	0,0%	0,0%	0,0%
Parc	-0,8 %	-1,1 %	-0,9 %

TABLEAU 21: PERTES DE PRODUCTION DUE AU BRIDAGE SONORE – CONDITIONS SECTORIELLES 2014

Un bridage a pour effet indirect de diminuer les turbulences induites par l'éolienne. Les turbines se situant dans le sillage d'une turbine bridée peuvent, dans certains cas, avoir une production légèrement supérieure à celle qu'elles auraient si la turbine en amont n'était pas bridée.

6.3.2. Conditions générales 2002

L'impact sonore des parcs éoliens par rapport aux habitations proches doit être limité, comme spécifié dans l'arrêté du Gouvernement wallon du 4 juillet 2002 (6), qui fixe les conditions générales d'exploitation des établissements visés par le décret du 11 mars 1999 relatif au permis d'environnement. Dans ce cas les alentours du projet sont caractérisés par des zones d'habitat et d'habitat à caractère rural. Les seuils d'impact sonore sont définis comme suit :

- 50 dB(A) en période de journée ;
- 45 dB(A) en période de transition ;
- 40 dB(A) en période de nuit.

La production est ensuite estimée sur base des hypothèses suivantes :

- Le climat de vent le jour est identique au climat de vent la nuit ;
- Les limites acoustiques de la période de transition sont d'application les dimanches et jours fériés⁴ de 6h à 22h, et les autres jours de 6h à 7h et de 19h à 22h;
- Les limites acoustiques de nuit sont d'application pendant un tiers de la journée (càd de 22h à 6h) ;
- Les limites acoustiques de jour sont d'application le reste du temps.
-

La production est donc calculée sur base de la pondération suivante :

Scénario	Poids
Journée	41.7%
Transition	25%
Nuit	33.3%

TABLEAU 22: RÉPARTITION DES SCÉNARIOS DE BRIDAGE SONORE – CONDITIONS GÉNÉRALES 2002

Les **scénarios de bridage** pour respecter ces niveaux de bruit ont été fournis par le bureau d'étude Sertius, auteur du complément.

Ils sont repris dans les tableaux ci-dessous.

Scénario	MM92-68
Journée	Pas de bridage

⁴ Il y a dix jours fériés par an en Belgique. Trois n'ont par définition jamais lieu un dimanche (Lundi de Pâques et Lundi de Pentecôte et Ascension). Les sept jours restants ont été supposés avoir lieu un dimanche une fois sur sept.

Transition	Pas de bridage
Nuit	WT1 : bridage à 100.5 dB(A) WT 2 à 5 : bridage à 98.5 dB(A)

Scénario	MM92-75
Journée	Pas de bridage
Transition	Pas de bridage
Nuit	WT1 à 5 : Bridage à 98.5 dB(A) WT 6 : Bridage à 100.5 dB(A)

Scénario	E82E2-78
Journée	Pas de bridage
Transition	Pas de bridage
Nuit	WT2 : Bridage à 99 dB(A) WT 3 & 4 : Bridage à 96 dB(A)

TABLEAU 23: SCÉNARIO DE BRIDAGE – CONDITIONS GÉNÉRALES 2002

Les **résultats du calcul de production**, en appliquant les scénarios mentionnés dans le

scénario	mm92-68
journée	pas de bridage
transition	pas de bridage
nuit	wt1 : bridage à 100.5 db(a) wt 2 à 5 : bridage à 98.5 db(a)

scénario	mm92-75
journée	pas de bridage
transition	pas de bridage
nuit	wt1 à 5 : bridage à 98.5 db(a) wt 6 : bridage à 100.5 db(a)

scénario	e82e2-78
journée	pas de bridage
transition	pas de bridage
nuit	wt2 : bridage à 99 db(a) wt 3 & 4 : bridage à 96 db(a)

tableau 23, pondérés suivant les critères définis dans le tableau 22 sont repris ci-dessous.

	Production nette (MWh/an) Bridage sonore - CG 2002		
	MM92-68m	MM92-75m	E82E2-78m
1	4 371	4 416	4 512

2	4 190	4 386	4 256
3	4 344	4 523	4 149
4	4 153	4 334	3 963
5	4 185	4 364	4 479
6	4 419	4 471	4 368
Moyenne	4 277	4 416	4 288
Total	25 661	26 494	25 727

TABLEAU 24: PRODUCTION NETTE AVEC BRIDAGE SONORE – CONDITIONS GÉNÉRALES 2002

La perte de production par rapport à la production sans bridage est reprise dans le tableau suivant.

Éolienne	Pertes de production (%) Bridage sonore - CG 2002		
	MM92-68m	MM92-75m	E82E2-78m
1	-3,2%	-6,7%	0,0%
2	-6,6%	-6,7%	-5,3%
3	-6,8%	-6,9%	-10,9%
4	-6,4%	-6,5%	-10,4%
5	-6,5%	-6,6%	0,2%
6	0,4%	-3,0%	0,1%
Parc	-4,9 %	-6,1 %	-4,4 %

TABLEAU 25: PERTE DE PRODUCTION DUE AU BRIDAGE SONORE – CONDITIONS GÉNÉRALES 2002

Un bridage a pour effet indirect de diminuer les turbulences induites par l'éolienne. Les turbines se situant dans le sillage d'une turbine bridée peuvent, dans certains cas, avoir une production légèrement supérieure à celle qu'elles auraient si la turbine en amont n'était pas bridée.

6.4. Production avec bridage cumulé

Afin de calculer les effets cumulés des bridages sonores, des bridages dus aux chauves-souris et du à l'ombre stroboscopique, il s'agit de prendre en considération les périodes de l'année où il faut activer les trois modes de bridages simultanément. À cela s'ajoute les pertes d'ombres appliquées lors des périodes de journée et transition.

Les hypothèses pour les bridages sonores, chiroptérologiques et d'ombre stroboscopique sont identiques à celles énumérées dans les sections 6.1, 6.2 et 6.3.

Le climat de vent étant supposé identique tout au long de l'année la production nette annuelle est estimée à partir d'une somme pondérée des valeurs de production annuelle pour chaque type de bridage.

6.4.1. Bridage cumulé - Conditions sectorielles éoliennes 2014

Sur base du tableau des éphémérides moyens et des heures où des bridages sonores doivent être appliqués, la pondération des différents types de bridages est établie comme suit :

Poids des modes de bridages cumulés		
	Pas d'activité chiroptérologique	Activité chiroptérologique
Journée	41.6%	0.0%
Transition	23.5%	1.5%
Nuit –Non- estivale	21.3%	4.8%
Nuit - Estivale	2.1%	5.1%

TABLEAU 26: RÉPARTITION DES SCÉNARIOS DE BRIDAGE SONORE ET CHIROPTÉROLOGIQUE - CONDITIONS SECTORIELLES 2014

La courbe de puissance pour le bridage cumulé est la courbe de puissance du mode de bridage sonore considéré, où la valeur de production a été rendue nulle pour les vitesses de vent où il y a activité chiroptérologique.

Les **résultats du calcul de production** suite au bridage sonore, chiroptérologique et d'ombre stroboscopique sont repris dans les tableaux suivants :

Éolienne	Production nette (MWh/an) Bridage cumulé - CS 2014		
	MM92-68m	MM92-75m	E82E2-78m
1	4 346	4 558	4 345
2	4 308	4 520	4 322
3	4 292	4 475	4 203
4	4 220	4 324	4 276
5	4 352	4 548	4 350
6	4 294	4 500	4 264
Moyenne	4 302	4 487	4 293
Total	25 812	26 925	25 759

TABLEAU 27: PRODUCTION NETTE AVEC BRIDAGE CUMULÉ – CONDITIONS SECTORIELLES 2014

La perte de production par rapport à la production sans bridage est reprise dans le tableau suivant.

Éolienne	Pertes de production (%) Bridage cumulé - CS 2014		
	MM92-68m	MM92-75m	E82E2-78m
1	-3,8%	-3,7%	-3,7%
2	-3,9%	-3,8%	-3,8%
3	-7,9%	-7,8%	-9,7%
4	-4,9%	-6,7%	-3,3%
5	-2,8%	-2,7%	-2,7%
6	-2,4%	-2,3%	-2,3%
Parc	-4,3 %	-4,5 %	-4,3 %

TABLEAU 28: PERTE DE PRODUCTION DUE AU BRIDAGE CUMULÉ – CONDITIONS SECTORIELLES 2014

6.4.2. Bridage cumulé - Conditions générales 2002

Sur base du tableau des éphémérides moyens et des heures où des bridages sonores doivent être appliqués, la pondération des différents types de bridages est établie comme suit :

Poids des modes de bridages cumulés		
	Pas d'activité chiroptérologique	Activité chiroptérologique
Journée	41.6%	0.0%
Transition	23.5%	1.5%
Nuit	23.4%	9.9%

TABLEAU 29: RÉPARTITION DES SCÉNARIOS DE BRIDAGE SONORE ET CHIROPTÉROLOGIQUE – CONDITIONS GÉNÉRALES 2002

La courbe de puissance pour le bridage cumulé est la courbe de puissance du mode de bridage sonore considéré, où la valeur de production a été rendue nulle pour les vitesses de vent où il y a une activité chiroptérologique.

Les **résultats du calcul de production** suite au bridage sonore, chiroptérologique et d'ombre stroboscopique sont repris dans les tableaux suivants :

Éolienne	Production nette (MWh/an) Bridage cumulé - CG 2002		
	MM92-68m	MM92-75m	E82E2-78m
1	4 205	4 253	4 346
2	4 025	4 218	4 094
3	4 143	4 317	3 961
4	4 000	4 179	3 824
5	4 068	4 246	4 359
6	4 311	4 366	4 268
Moyenne	4 125	4 263	4 142
Total	24 751	25 579	24 851

TABLEAU 30: PRODUCTION NETTE AVEC BRIDAGE CUMULÉ – CONDITIONS GÉNÉRALES 2002

La perte de production par rapport à la production sans bridage est reprise dans le tableau suivant.

Éolienne	Pertes de production (%) Bridage cumulé - CG 2002		
	MM92-68m	MM92-75m	E82E2-78m
1	-6.9%	-10.2%	-3.7%
2	-10.2%	-10.3%	-8.9%
3	-11.1%	-11.1%	-14.9%
4	-9.8%	-9.9%	-13.6%
5	-9.1%	-9.1%	-2.5%
6	-2.1%	-5.2%	-2.2%
Parc	-8.2%	-9.3%	-7.7%

TABLEAU 31: PERTE DE PRODUCTION DUE AU BRIDAGE CUMULÉ – CONDITIONS GÉNÉRALES 2002

21

7. BIBLIOGRAPHIE

1. **Tractebel (Engie).** *Méthodologie - Evaluation du potentiel venteux.* Bruxelles (Belgique) : Power & Gas - Tractebel (Engie), 2016. PG-AI/4NT/231762/002/07.
2. —. *Estimation du productible, Soignies - Braine-Le-Comte : 6 éoliennes.* Bruxelles : Tractebel (Engie), 2011. WINDDEV/4NT/172588/000/01.
3. **Norme IEC 61400-1.** *Wind turbines - Part 1 : Design requirements.* 3ième édition. 3ième édition. 2005.
4. **Norme NBN B03-002-1.** *Actions du vent sur les constructions - Généralités - Pression du vent sur une paroi et effets d'ensemble du vent sur une construction.* 1988.
5. Arrêté du Gouvernement wallon portant conditions sectorielles relatives aux parcs d'éoliennes d'une puissance totale supérieure ou égale à 0,5 MW. *Le Moniteur Belge.* 07 mars 2014.
6. **Le Gouvernement Wallon.** *Arrêté du Gouvernement wallon fixant les conditions générales d'exploitation des établissements visés par le décret du 11 mars 1999 relatif au permis d'environnement (M.B. 21.09.2002 - err. 01.10.2002).* 2002.

ai

ANNEXES

ANNEXE 1 : COURBES DE PUISSANCE

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

MM92	Pleine puissance	SMI-C 102dB(A)	SMI-B 100.5dB(A)	SMI-A 98.5dB(A)
Vitesse de vent [m/s]	Puissance [kW]	Puissance [kW]	Puissance [kW]	Puissance [kW]
0	0	0	0	0
1	0	0	0	0
2	0	0	0	0
3	20	20	20	20
4	94	94	94	94
5	205	205	205	205
6	391	391	391	391
7	645	634	634	607
8	979	957	947	881
9	1375	1332	1291	1132
10	1795	1710	1582	1288
11	2000	1880	1620	1330
12	2040	1880	1620	1330
13	2050	1880	1620	1330
14	2050	1880	1620	1330
15	2050	1880	1620	1330
16	2050	1880	1620	1330
17	2050	1880	1620	1330
18	2050	1880	1620	1330
19	2050	1880	1620	1330
20	2050	1880	1620	1330
21	2050	1880	1620	1330
22	2050	1880	1620	1330
23	2050	1880	1620	1330
24	2050	1880	1620	1330
25	0	0	0	0

E82E2	Pleine puissance	Mod 1 2000kW	SPL2 1600kW	SPL3 1400kW	SPL4 1200kW	SPL5 1000kW
Vitesse de vent [m/s]	Puissance [kW]	Puissance [kW]	Puissance [kW]	Puissance [kW]	Puissance [kW]	Puissance [kW]
1	0	0	0	0	0	0
2	3	3	3	3	3	3
3	25	25	25	25	25	25
4	82	82	82	82	82	82
5	174	174	174	174	174	174
6	321	321	321	321	321	321
7	532	532	532	532	532	532
8	815	815	815	780	750	730
9	1180	1180	1090	1000	930	890
10	1580	1612	1300	1180	1070	960
11	1890	1890	1450	1300	1150	980
12	2100	2000	1540	1370	1180	1000
13	2250	2050	1580	1400	1200	1000
14	2350	2050	1600	1400	1200	1000
15	2350	2050	1600	1400	1200	1000
16	2350	2050	1600	1400	1200	1000
17	2350	2050	1600	1400	1200	1000
18	2350	2050	1600	1400	1200	1000
19	2350	2050	1600	1400	1200	1000
20	2350	2050	1600	1400	1200	1000
21	2350	2050	1600	1400	1200	1000
22	2350	2050	1600	1400	1200	1000
23	2350	2050	1600	1400	1200	1000
24	2350	2050	1600	1400	1200	1000
25	2350	2050	1600	1400	1200	1000
26	0	0	0	0	0	0

al

ESTIMATION DU PRODUCTIBLE

SOIGNIES – BRAINE-LE-COMTE : 6 ÉOLIENNES



Soignies – Braine-le-Comte | Belgique

Electrabel S.A.

Janvier 2011

TRACTEBEL ENGINEERING

Avenue Ariane, 7 – 1200 Brussels - BELGIUM
tel. +32 2 773 99 11 - fax +32 2 773 99 00
engineering@gdfsuez.com
www.tractebel-engineering-gdfsuez.com

TECHNICAL NOTE



Our ref.: WINDFAR/4NT/0172588/000/01

TS:

Imputation: P.001960/0004

Client :

Project : EBL - WIND FARM SOIGNIES

Subject : Estimation du productible – Soignies/Braine-le-Comte: 6 turbines

Comments:

01	11/02/01	FIN	*V. Goublomme	*M. Cornet	*S. Bosso
				*O. Moreau	

REV.	YY/MM/DD	STAT.	WRITTEN	VERIFIED	APPROVED	VALIDATED
------	----------	-------	---------	----------	----------	-----------

* This document is fully electronically signed on 03/02/2011.

TABLE DES MATIÈRES

1. INTRODUCTION	5
2. CONCLUSION	5
3. PROPOSITION D'IMPLANTATION	5
4. CLIMAT DE VENT	6
4.1. Données de base : atlas des vents	6
4.2. Méthode de calcul	6
4.3. Climat de vent local.....	7
5. PRODUCTION.....	9
5.1. Choix des éoliennes.....	9
5.2. Production brute	9
5.3. Production nette	10
6. ANALYSE D'INCERTITUDES	11
7. BIBLIOGRAPHIE	12

1. INTRODUCTION

Ce rapport présente les résultats de l'étude de productible pour l'implantation de 6 éoliennes sur les communes de Soignies et Braine-le-Comte. Le calcul de production est réalisé pour quatre turbines différentes. Il s'agit des machines suivantes :

- Repower MM92, d'une puissance de 2.05MW et une hauteur de mât de 68.5 m ;
- Repower MM92, d'une puissance de 2.05MW et une hauteur de mât de 75.5 m ;
- Enercon E82, d'une puissance de 2MW et une hauteur de mât de 78.3 m ;
- Enercon E82, d'une puissance de 2.35MW et une hauteur de mât de 78.3m.

2. CONCLUSION

Les coordonnées des 6 éoliennes sont reprises dans le tableau en §3. La production P50 nette du parc et le nombre d'heures équivalentes par éolienne sont repris dans le tableau ci dessous.

	Eolienne			
	Repower MM92	Repower MM92	Enercon E82	Enercon E82
	2.05MW - 75.5m	2.05MW - 68.5m	2MW - 78.3m	2.35MW - 78.3m
Production nette (MWh/an)	28 429	27 196	26 019	26 665
FLOH net (h)	2 311	2 211	2 168	1 891

TABEAU 1: PRODUCTION NETTE DU PARC ET HEURES ÉQUIVALENTES

3. IMPLANTATION

Compte tenu des restrictions locales et réglementaires et des directions principales du vent (section 4), l'implantation suivante est proposée :

Eolienne	Coordonnées (Belgian Lambert 72)		
	x	y	z
1	129 066	142 727	80
2	128 912	143 059	88
3	128 671	143 602	89
4	128 717	143 938	95
5	128 765	144 354	92
6	128 962	144 746	87

TABEAU 2: COORDONNÉES BELGIAN LAMBERT 72

4. CLIMAT DE VENT

4.1. Données de base : atlas des vents

Etant donné qu'aucune campagne de mesures de vent n'est généralement disponible pour les zones de projets étudiés, les données météorologiques de l'Atlas des Vents pour la Belgique (1) développé par TE sont utilisées pour déterminer le climat de vent local.

L'Atlas de Vents pour la Belgique (1) est basé sur des données mesurées à 10 mètres de hauteur au niveau de 7 stations météorologiques couvrant minimum 10 années de mesures : Zaventem, Koksijde, Oosterschelde (NL), Bierset, Elsenborn, Saint-Hubert et Florennes. A partir de ces données, un climat de vent est déterminé pour 375 zones de 10 x 10 km de côté grâce au logiciel WASP (2) selon la méthodologie de la Figure 1 exposée dans l'Atlas des Vents Européen (3). Le climat de vent régional pour la zone de 10 x 10 km considérée est basé sur les données interpolées de 3 stations météorologiques avec un facteur de pondération dépendant de la distance entre le site à l'étude et les stations météorologiques.

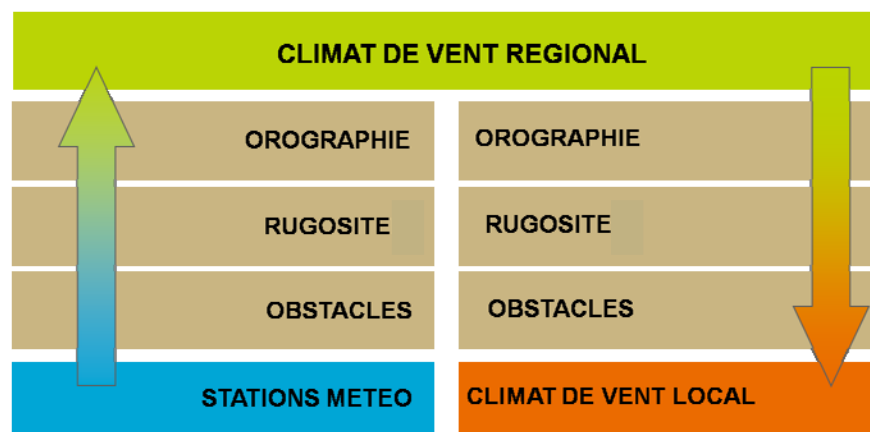


Figure 1: Méthodologie pour la réalisation de climats de vent régionaux et locaux à partir de données de mesures de vent

Les données digitales orographiques utilisées proviennent de l'Institut National Géographique (IGN) et celles de rugosité proviennent de la base de données Corine (Programme européen de COordination d'INformation sur l'Environnement). L'impact des obstacles présents autour des stations météorologiques a été pris en compte.

4.2. Méthode de calcul

Sur base de l'Atlas des Vents de la Belgique (1), un climat de vent local au niveau du site faisant l'objet de l'étude est déterminé en suivant la méthodologie de la Figure 1 à l'aide du logiciel Wasp (2).

Pour cela, les quatre plus proches points de l'Atlas des Vents de la Belgique (1) sont utilisés avec une pondération dépendant de leur distance au site. De plus, les modèles de terrain utilisés pour l'établissement de l'Atlas des Vents de Belgique (1) sont réutilisés pour la détermination du potentiel éolien du site avec les limitations géographiques suivantes :

- pour le relief : modèle numérique de terrain de l'IGN, au moins ± 15 km autour du site ;
- pour la rugosité : carte numérique de rugosité issue de la base de donnée CORINE, au moins ± 20 km autour du site ;
- pour les obstacles locaux : modélisation au cas par cas sur la base d'une visite de site.

4.3. Climat de vent local

Le climat de vent local du site est calculé à différentes hauteurs correspondant aux hauteurs de moyeu des éoliennes considérées (section 5.1). A une hauteur de 68.5m, 75.5 m et 78.3 m, le climat de vent local est caractérisé les paramètres de Weibull présentés au Tableau 3. La distribution de Weibull, les répartitions de fréquences par secteur (rose des vents) et de l'énergie par secteur (rose d'énergie) sont présentées aux figures suivantes.

Hauteur	A	k	Vitesse moyenne
m	m/s	x	m/s
68.5	6.79	1.89	6.03
75.5	6.94	1.91	6.16
78.3	7.00	1.92	6.21

TABEAU 3: CLIMAT DE VENT LOCAL – PARAMÈTRES DE WEIBULL ET VITESSE MOYENNE

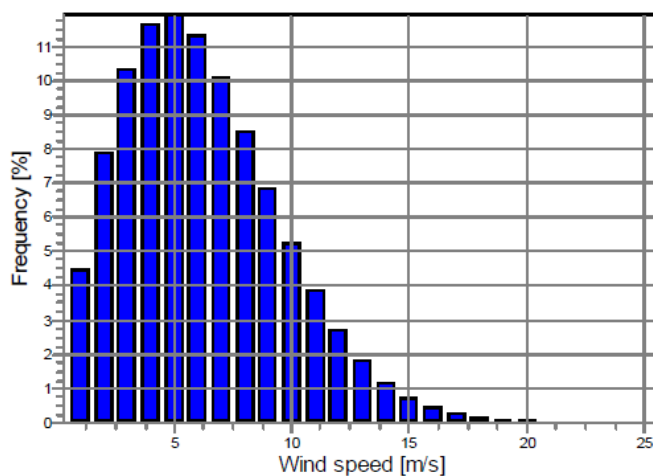


FIGURE 2: CLIMAT DE VENT LOCAL - DISTRIBUTION WEIBULL À 78.3M

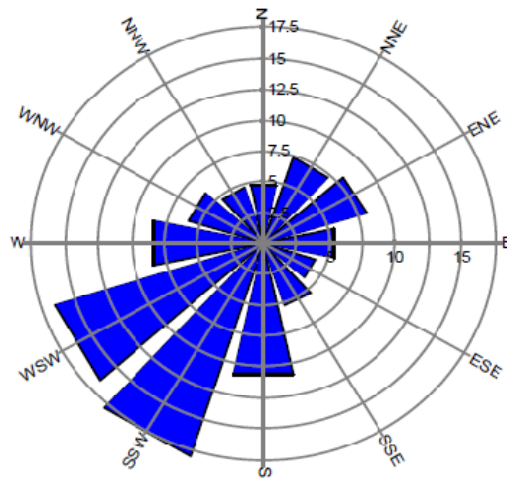


FIGURE 3: CLIMAT DE VENT LOCAL – ROSE DES VENTS À 78.3M

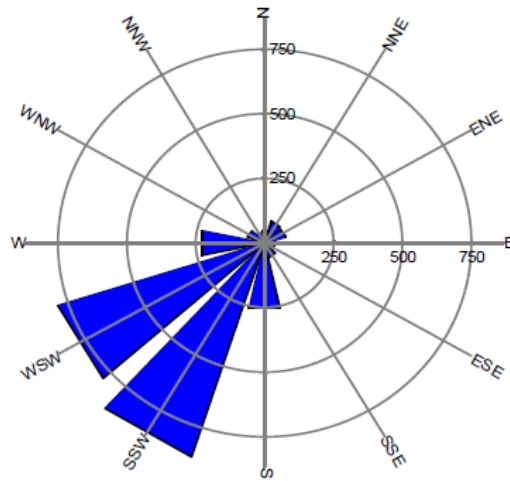


FIGURE 4: CLIMAT DE VENT LOCAL – ROSE D'ÉNERGIE À 78.3M

5. PRODUCTION

5.1. Choix des éoliennes

Tenu compte du climat de vent local calculé, des restrictions locales (notamment celle imposée par l'aviation), l'implantation des éoliennes et la rugosité de l'environnement, la présente étude est réalisée pour les éoliennes suivantes :

Constructeur	Type	Puissance Nominale	Hauteur de nacelle	Diamètre du rotor
		kW	m	m
Repower	MM92	2050	68.5	92.5
Repower	MM92	2050	75.5	92.5
Enercon	E82	2000	78.3	82
Enercon	E82	2350	78.3	82

TABLEAU 4 : TYPES D'ÉOLIENNES CONSIDÉRÉS DANS CETTE ÉTUDE

5.2. Production brute

Le calcul de la production pour un parc en entier est complexe à évaluer avec précision, d'une part parce que le climat de vent doit être évalué en lieu et place de chaque éolienne, d'autre part parce que les éoliennes interagissent entre-elles. Le productible est évalué ainsi que les pertes de sillage et l'intensité de turbulence qui résultent des effets de parc sur la base du climat de vent local et du modèle de terrain environnant.

Les productions brutes (pertes de sillage incluses) pour chaque éolienne et pour l'ensemble du site se trouvent dans le tableau ci-dessous. Elles sont présentées en MWh/an et en nombre d'heures équivalentes à pleine puissance (FLOH¹).

		Eolienne			
		Repower MM92	Repower MM92	Enercon E82	Enercon E82
		2.05MW - 75.5m	2.05MW - 68.5m	2MW - 78.3m	2.35MW - 78.3m
Production brute (MWh/an)	1	5 226	4 990	4 779	4 890
	2	5 233	5 005	4 796	4 912
	3	5 355	5 137	4 911	5 036
	4	5 119	4 898	4 686	4 808
	5	5 170	4 949	4 742	4 859
	6	5 087	4 860	4 633	4 751
	Parc	31 191	29 839	28 547	29 256
FLOH brut (h/an)	Parc	2 536	2 426	2 379	2 075
Efficacité (%)	Parc	96.50	96.45	96.77	96.85

¹ Full Load Operating Hours

TABLEAU 5: PRODUCTION BRUTE

Cette production est calculée pour une masse volumique de l'air de 1.230 kg/m³ sur l'ensemble du parc.

5.3. Production nette

Afin de déterminer la production nette, les pertes suivantes sont prises en compte :

Pertes	Valeur
Pertes électriques	2.00%
Maintenance des éoliennes	0.50%
Maintenance de la sous-station	0.10%
Indisponibilité du réseau électrique	0.30%
Indisponibilité du réseau télécom	0.30%
Pertes dues à un impact d'éclair	0.20%
Consommation propre des éoliennes, inspections réglementaires, visites	0.40%
Pertes d'hystérésis	0.00%
Pertes dues à la glace	2.00%
Indisponibilité moyenne sur 20 ans	3.38%
Pertes totales	8.86%

TABLEAU 6 : PERTES SUR LA PRODUCTION BRUTE PRISES EN COMPTE

La production nette résultante (moyenne sur 20ans) est de :

		Eolienne			
		Repower MM92	Repower MM92	Enercon E82	Enercon E82
		2.05MW - 75.5m	2.05MW - 68.5m	2MW - 78.3m	2.35MW - 78.3m
Production nette (MWh/an)	1	4 764	4 548	4 356	4 457
	2	4 770	4 562	4 371	4 477
	3	4 881	4 682	4 476	4 590
	4	4 666	4 464	4 271	4 382
	5	4 712	4 511	4 322	4 429
	6	4 637	4 430	4 223	4 330
Parc		28 429	27 196	26 019	26 665
FLOH net (h/an)	Parc	2 311	2 211	2 168	1 891

TABLEAU 7: PRODUCTION NETTE

Le tableau présente une moyenne de la production sur 20 ans. Dans le cadre d'une analyse financière, la variation d'indisponibilité et donc de production au fil des ans doit être considérée.

6. ANALYSE D'INCERTITUDES

Pour analyser la précision du calcul de production, les marges d'erreur des paramètres statistiquement indépendants qui entrent en ligne de compte, ont été évaluées et sont reportées ci-dessous :

Type	Effet sur	Niveau (%)
Mesure de vent	vitesse de vent	2.5
Variabilité interannuelle		8.0
Extrapolation verticale par WAsP		2.0
Données d'Input, obstacles		2.0
Pertes et disponibilités	production	0.0
Perte de sillage (modèle WindPRO)		30 % des pertes de sillage
Courbe de puissance		10 (MM92) 5 (E82)
Variabilité à long terme du vent		6.5

TABLEAU 8: INCERTITUDES

Basé sur ces niveaux d'incertitudes indépendantes, on en déduit pour chaque type de turbine utilisée les degrés d'incertitudes pour un intervalle de confiance de 95% (Tableau 9) et les valeurs de P90 associées pour un parc en fonctionnement normal (Tableau 10).

Niveau d'incertitudes à 95 % de confiance		Repower MM92 2.05MW - 75.5m	Repower MM92 2.05MW - 68.5m	Enercon E82 2MW - 78.3m	Enercon E82 2.35MW - 78.3m
1 an	%	20.4%	20.7%	19.4%	21.8%
10 ans		14.7%	14.8%	12.2%	13.2%
20 ans		14.3%	14.4%	11.7%	12.6%

TABLEAU 9: INCERTITUDES NETTE À L'HORIZON 1, 10 ET 20 ANS

P90 nette		Repower MM92 2.05MW - 75.5m	Repower MM92 2.05MW - 68.5m	Enercon E82 2MW - 78.3m	Enercon E82 2.35MW - 78.3m
1 an	MWh/an	24 628	23 517	22 715	22 868
10 ans		25 697	24 567	23 937	24 357
20 ans		25 769	24 638	24 027	24 469

TABLEAU 10: P90 NETTE À L'HORIZON 1, 10 ET 20 ANS

7. BIBLIOGRAPHIE

1. **Tractebel Engineering (GDFSUEZ).** *Windpotential in Belgium – Wind Atlas 2, ATLAS/4N/9/000/00.* Bruxelles (Belgique) : Power & Gas - Tractebel Engineering (GDF SUEZ), 2001.
2. **Mortensen, et al.** *Wind Atlas Analysis and Application Program (WAsP) – version 8.03.0037.* Roskilde, Danemark : Risø National Laboratory, 1993.
3. **Troen, I and Mortensen, E.** *European Wind Atlas.* Roskilde (Denmark) : RISØ National Laboratory, 1989.