

Centrale éolienne du Site XXX

Comparatif de productibles

E-82 E 2.3MW, V90 2.2MW & V100 2.2MW

DATE DE RAPPORT : 04/01/2022



PLENR
Maison de l'Entreprise
2 rue du Cpt Henry de Mauduit
22500 PAIMPOL
France

www.plenr.fr

SUJET	Estimation de productibles, P50, P75 & P90 E-82 E2 2.3MW, V90 2.2MW, V100 2.2MW
SCOPE	XXX-SITE XXX
SITE	Site « SITE XXX », Site XXX (xx)
CLIENT	XXX
SOUS-TRAITANT	PlenR

CONTACT

Jean-Jacques VINAT
Directeur
jean-jacques.vinat@plenr.fr
/ +336 17 26 36 38

Antoine Molin
Expert Vent
amoln@plenr.fr / +336 17 82 45 09

EQUIPE

Richard Devos
Informaticien

Table des matières

1	Résumé de l'étude.....	7
2	Campagne de mesures sur site	8
2.1	Localisation du site	8
2.2	Données techniques de l'Instrumentation	8
2.2.1	Position du mât de mesure.....	8
2.2.2	Description du système de mesure	9
2.2.3	Etalonnage des anémomètres.....	11
2.2.4	Configuration de la centrale d'acquisition des données	11
3	Analyse des mesures de vent	12
3.1	Visualisation des données et rapport des dysfonctionnements éventuels.....	12
3.2	Analyse globale de la campagne de mesures	12
3.2.1	Déroulement de la campagne	12
3.2.2	Choix d'une période-type de mesures	13
3.2.3	Tenue de la calibration à 60m	14
3.3	Analyse statistique des données mesurées.....	15
3.3.1	Roses des vents.....	15
3.3.2	Variabilité saisonnière et journalière	15
3.3.3	Profil vertical.....	16
3.3.4	Intensités de Turbulence et Vitesses Maximales	17
3.3.5	Statistiques globales sur la température.....	18
4	Recalage long terme des mesures de vent.....	19
4.1	Données long terme issues de stations Météo-France	19
4.1.1	Stations Météo-France à proximité du mât de mesures.....	19
4.1.2	Station Météo-France d'Evreux.....	20
4.2	Données long terme issues des données Merra-2	21
4.3	Données long terme issues des données ERA5	22
4.4	Comparaison des données de vent long terme	23
4.5	Estimation de la vitesse de vent long terme sur le site	25
4.5.1	Utilisation des données de la station d'Evreux	25
4.5.2	Utilisation des vitesses moyennes mensuelles des données Merra-2.....	26
4.5.3	Utilisation des vitesses moyennes mensuelles des données ERA5.....	26
4.5.4	Utilisation des données horaires Merra-2.....	27
4.5.5	Utilisation des données horaires ERA5.....	29
4.5.6	Estimation de la vitesse long terme sur le site	30

4.6	MCP matricielle sur les données Merra-2	31
4.6.1	Données de vent recalées utilisées par WAsP.....	31
4.6.2	Validation de la MCP matricielle	32
5	Productibles estimés	33
5.1	Implantation et courbes de puissance.....	33
5.1.1	Implantation envisagée	33
5.1.2	Types d'éoliennes envisagés.....	33
5.1.3	Distances entre éoliennes	34
5.1.4	Correction des courbes de puissances	34
5.2	Estimation des Productibles	35
5.2.1	Carte de topographie et rugosité utilisée.....	35
5.2.2	Productibles issus de WAsP	36
5.2.3	Profil vertical de WasP sur la position du mât de mesures	38
5.2.4	Précision de WAsP sur la position du mât de mesures	38
5.2.5	Correction des productibles bruts.....	39
5.2.6	Productibles Nets.....	40
6	Incertitudes sur les productibles, P75 & P90	41
6.1	Méthode de calculs.....	41
6.2	Incertitude sur la vitesse moyenne climatologique du site	42
6.2.1	Incertitude sur la vitesse moyenne climatologique du vent sur le mât de mesures, à 60.22 m	42
6.2.2	Incertitudes sur les vitesses moyennes long terme à hauteur de moyeu des éoliennes	42
6.3	Incertitudes sur la production	43
6.4	P50, P75 & P90.....	43
7	Impact d'un bridage acoustique sur les productibles	44
7.1	Plan de Bridage préconisé, E-82 E2 2.3MW.....	44
7.2	Plan de Bridage préconisé, V90 2.2MW	44
7.3	Plan de Bridage préconisé, V100 2.2MW	45
7.4	Estimations des pertes dues au bridage	46
7.4.1	Méthodologie pour le bridage acoustique	46
7.4.2	Estimations des pertes pour la E-82 2.35MW	47
7.4.3	Estimations des pertes pour la V90 2.2MW	47
7.4.4	Estimations des pertes pour la V100 2.2MW	48
7.5	Retour vers les P50, P75 et p90	49
8	Références.....	50

9	Annexes	51
9.1	Methode MCP : régressions par secteurs avec les données ERA5	51
9.2	Courbes de puissance utilisées, centrale du Site XXX.....	53
9.2.1	Eolienne E-82 E2 2.3MW	53
9.2.2	Eolienne V90 2.2 MW	55
9.2.3	Eolienne V100 2.2 MW	56
9.3	Courbes de puissances des modes bridés	57
9.3.1	Eolienne E-82 2.35MW	57
9.3.2	Eolienne V90 2.2MW	58
9.3.3	Eolienne V100 2.2MW	59
9.4	Type des stations Météo-France	60
9.5	Productions long terme mensuelles	62
9.5.1	Eolienne E-82 E2 2.3MW	62
9.5.2	Eolienne V90 2.2MW	62
9.5.3	Eolienne V100 2.2MW	63

Tableaux

Tableau 1	: résumé de l'étude, P50, P75 et P90, avant bridage acoustique.....	7
Tableau 2	: résumé de l'étude, P50, P75 et P90, après bridage acoustique.....	7
Tableau 3	: coordonnées du mât de mesures, Lambert 93, UTM31 & WGS84	9
Tableau 4	: Identification des équipements du pylône 60 mètres du Site XXX	10
Tableau 5	: valeurs de calibration utilisées	11
Tableau 6	: Vitesses mensuelles et taux de recouvrement de la campagne de mesures.....	13
Tableau 7	: test entre les vitesses de A1 et A2, annexe K de IEC61400-12-1, 2017-03	14
Tableau 8	: Paramètre α moyen du profil vertical sur le Site XXX, niveaux 30m et 60.2m	16
Tableau 9	: Paramètre α du profil vertical par secteur de direction, niveaux 30m et 60.2m.....	17
Tableau 10	: Intensités de turbulence et vitesses maximales, mât du Site XXX	18
Tableau 11	: valeurs moyenne, minimale, maximale et écart-type de la variable température, année de mesures	18
Tableau 12	: vitesses moyennes annuelles et taux de recouvrement, EVREUX , 2001-2020	21
Tableau 13	: Statistiques annuelles des données Merra-2, site du Site XXX, 2001-2020	22
Tableau 14	: Statistiques annuelles des données ERA5, site du Site XXX, 2001-2020	23
Tableau 15	: Comparaison des données de vent Merra-2, année de mesures et long terme.....	27
Tableau 16	: Régressions entre SITE XXX, 60m, et données Merra-2	28
Tableau 17	: Comparaison des données de vent ERA5, année de mesures et long terme.....	29
Tableau 18	: Régressions entre SITE XXX, 60m, et données ERA5	30
Tableau 19	: coordonnées des éoliennes, Lambert 93.....	33
Tableau 20	: caractéristiques des éoliennes proposées.....	33
Tableau 21	: Calcul du coefficient de correction de densité de l'air	34
Tableau 22	: Productibles issus de WAsP, E-82 E2	37
Tableau 23	: Productibles issus de WAsP, V90.....	37

Tableau 24: Productibles issus de WAsP, V100.....	37
Tableau 25 : Estimations de productibles à l’emplacement du mât de mesure, E-82 E2 2.3MW	38
Tableau 26 : Estimations de productibles à l’emplacement du mât de mesure, V90 2.2MW	39
Tableau 27 : Estimations de productibles à l’emplacement du mât de mesure, V100 2.2MW.....	39
Tableau 28 : Correction des productibles bruts	39
Tableau 29: Productibles nets pour SITE XXX.....	40
Tableau 30: Incertitudes sur la vitesse moyenne climatologique à 60 mètres, mât de mesures.....	42
Tableau 31: Incertitudes sur les vitesses moyennes climatologiques à hauteur de moyeu des éoliennes	42
Tableau 32 : Incertitudes sur les productions annuelles, en GWh.....	43
Tableau 33: Productions long terme minimales, en GWh	43
Tableau 34 : plan de bridage E-82, période nocturne, vent SO	44
Tableau 35 : plan de bridage E-82, période nocturne, vent NE	44
Tableau 36 : plan de bridage V90, période nocturne, vent SO	44
Tableau 37 : plan de bridage V90, période nocturne, vent NE	45
Tableau 38 : plan de bridage V100, période diurne, vent SO	45
Tableau 39 : plan de bridage V100, période diurne, vent NE	45
Tableau 40 : plan de bridage V100, période nocturne, vent SO	45
Tableau 41 : plan de bridage V100, période nocturne, vent NE	45
Tableau 42 : Estimations des productions annuelles, avec et sans bridages, E-82.....	47
Tableau 43 : estimation de la perte globale de production due aux bridages, E-82	47
Tableau 44 : Estimations des productions annuelles, avec et sans bridages, V90.....	48
Tableau 45 : estimation de la perte globale de production due aux bridages, V90	48
Tableau 46 : Estimations des productions annuelles, avec et sans bridages, V100.....	48
Tableau 47 : estimation de la perte globale de production due aux bridages, V100	48
Tableau 48 : P50, P75 & P90 avec bridage acoustique	49
Tableau 49: productibles mensuels, E-82	62
Tableau 50: productibles mensuels, V90	62
Tableau 51: productibles mensuels, V100	63

Cartes

carte 1 : Localisation du site, Google earth.....	8
carte 2 : position du mât de mesures, Google earth.....	8
carte 3: stations Météo-France aux alentours du mât du Site XXX.....	19
carte 4 : Localisation de la station Météo-France d’Evreux.....	20
carte 5: données long terme disponibles pour le recalage long terme	24
carte 6 : carte de topographie et rugosité utilisée.....	35
carte 7 : carte d’orographie et rugosité utilisée par WAsP, site du Site XXX	36

Figures

Figure 1 : roses des vents des données Merra-2, année de mesures et long terme	13
Figure 2: Roses des vents, mât du Site XXX, à 60 mètres & 30 mètres, année de mesures	15
Figure 3: rose des vents des données Merra-2, site du Site XXX, 2001-2020.....	22
Figure 4: rose des vents des données ERA5, site du Site XXX, 2001-2020.....	23
Figure 5 : Roses des vents des données Merra-2 : année de mesures et longue durée.....	28

Figure 6 : Roses des vents des données ERA5 : année de mesures et longue durée..... 29

Figure 7 : Histogramme et rose des vents issus de WAsP, SITE XXX, 60m, période long terme, méthode MCP sur les ERA5..... 31

Figure 8 : Roses des vents et effets de sillages sur la centrale éolienne du Site XXX, V100 , d’après WAsP 36

Figure 9 : comparaison des histogrammes de vitesses, année recadrée et long terme..... 46

Figure 10: comparaison des histogrammes de vitesses, long terme régressions bruitées et long terme MCP 46

Graphiques

graphique 1 : visualisation des mesures brutes du mât du Site XXX, campagne complète de mesures 12

graphique 2 : régression entre les vitesses de A2 et celles de A1, 10/01/2011 au 10/03/2011 14

graphique 3: Vitesses moyennes mensuelles observées sur le Site XXX 15

graphique 4 : Variabilité horaire du vent par saison sur le site du Site XXX, année de mesures..... 16

graphique 5 : vitesses moyennes annuelles, données ERA5, Merra-2, Ncep et station Météo-France24

graphique 6 : rapports des vitesses annuelles Merra-2 / Ncep , ERA5/Ncep et station / Ncep, référence 2001 25

graphique 7 : corrélation entre les mesures du Site XXX, niveau 60m, et celles de la station d’Evreux 25

graphique 8: corrélation entre les mesures et les données Merra-2 26

graphique 9: corrélation entre les mesures et les données ERA5 27

graphique 10: comparaison des histogrammes de vitesses, année de mesure, MCP matricielle 32

graphique 11: représentation graphique de l’implantation envisagée 33

graphique 12 : profil de WAsP sur la position du mât de mesures..... 38

1 Résumé de l'étude

XXX développe la centrale éolienne du Site XXX dans le département xxx (xx), en région XXX. L'étude du potentiel éolien de ce site et l'estimation du productible long terme de la centrale envisagée a été confiée à la société PlenR.

Un mât de mesures (mât du Site XXX) de 60 m a été installé sur la commune du Site XXX (xx) le 22 juin 2007, et a correctement fonctionné jusqu'au 31 juillet 2018; les données de vent sur site ont été analysées, puis recalées sur le long terme par méthode MCP (Mesure/Corrélation/Prédiction).

Sur la position du mât de mesures, la vitesse de vent long terme a ainsi été estimée à xxx m/s ± 0.24 m/s, au niveau 60.2 m.

L'implantation envisagée comporte 4 éoliennes, qui seraient soit des Enercon E-82 E2 2.3MW, soit des Vestas V90 2.2MW, ou soit des Vestas V100 2.2MW. Les estimations de productibles ont été effectuées à l'aide du logiciel WAsP, en suivant la méthode de l'« European Wind Atlas » de Risoe [1]. Les résultats de l'étude conduisent aux estimations suivantes:

éolienne	E-82 E2 2.3MW	V90 2.2MW	V100 2.2MW
Puissance de la centrale	9.4 MW	8.8 MW	8.8 MW
P50	-	-	-
Nbre heures equival, P50	-	-	-
Incertitude standard (GWh)	-	-	-
% incertitude	-	-	-
P75	-	-	-
Nbre heures equival, P75	-	-	-
P90	-	-	-
Nbre heures equival, P90	-	-	-

Tableau 1 : résumé de l'étude, P50, P75 et P90, avant bridage acoustique

Les éoliennes feraient l'objet d'un bridage acoustique, qui réduirait fortement les productibles; on obtient, avec les plans de bridages envisagés, les estimations suivantes de productibles:

Eolienne	E-82 E2 2.3MW	V90 2.2MW	V100 2.2MW
Productible Net avant bridage	-	-	-
Coef de réduction du bridage	83.4%	84.0%	77.0%
P50 avec bridage	-	-	-
Nbre heures équival	-	-	-
% incertitude	-	-	-
P75 avec bridage	-	-	-
Nbre heures équival	-	-	-
P90 avec bridage	-	-	-
Nbre heures équival	-	-	-

Tableau 2: résumé de l'étude, P50, P75 et P90, après bridage acoustique

La position du mât de mesures en coordonnées Lambert 93, UTM31 et WGS84 est :

Système de coordonnées	X	Y	Z
Lambert 93	-	-	-
UTM 31	-	-	
WGS84	-	-	

Tableau 3 : coordonnées du mât de mesures, Lambert 93, UTM31 & WGS84

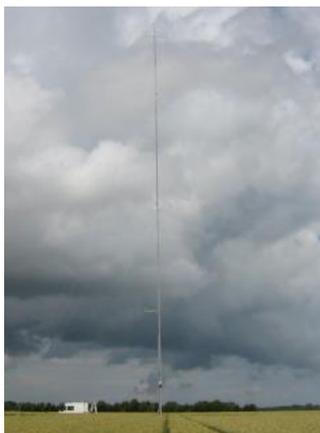


photo 1: Mât de mesure de 60 mètres

L'environnement proche du mât de mesures est plat et relativement bien dégagé:

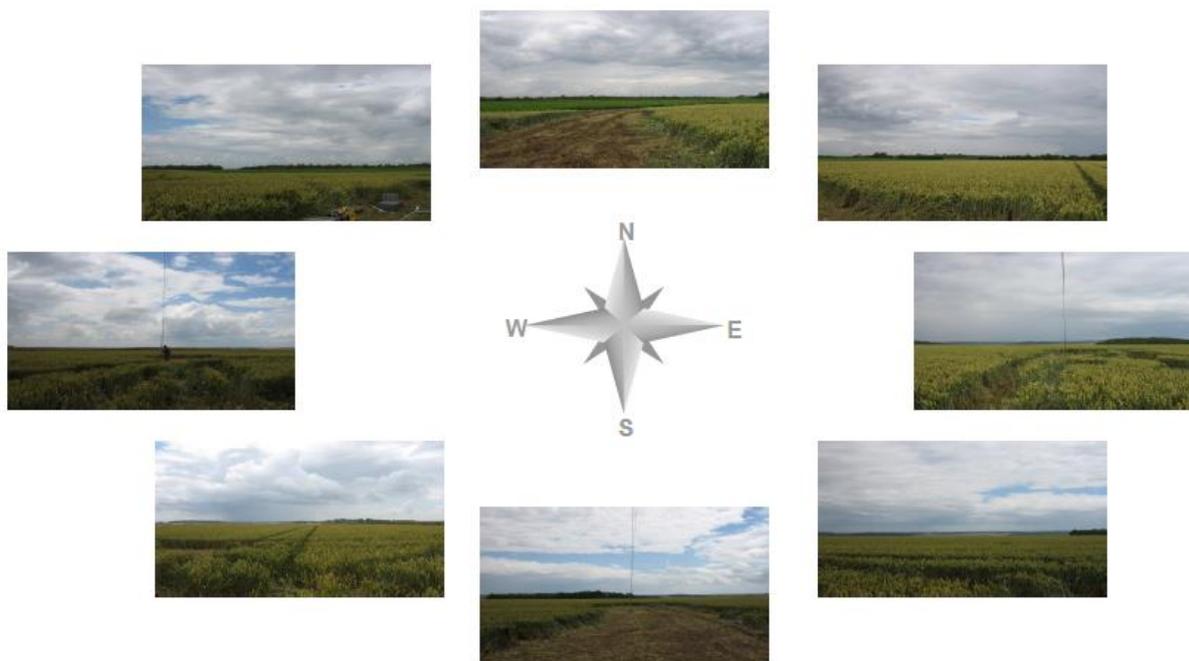


photo 2 : environnement du mât de mesures, Juwi

2.2.2 Description du système de mesure

Le mât de 60 m est un mât tubulaire haubané comportant un anémomètre A1 en pointe au niveau 60.22 m; les 3 anémomètres (A2, A3 et A4) aux niveaux 58.72 m, 30 m et 15.22 m sont montés sur

des bras de deports de longueur 1.8m, de hauteur 0.5m, de section 33mm, orientés respectivement au 308°, 134° et 319° pour les anémomètres A2, A3 et A4.

Les anémomètres A2, A3 et A4 ont été orientés à environ 90° du vent dominant (vent dominant de secteur 230°), alors que c’est une orientation de 45° qui est recommandé pour les mâts tubulaires (cf. [2] ou [2b]).

Les coupelles de l’anémomètre A1 devraient être situées à environ 0.75m au-dessus de la tête de mât, selon la photo ci-dessous:



photo 3 : tête du mât du Site XXX, Juwi

Cette distance n’est toutefois pas précisée dans le rapport de Juwi.

Pour les anémomètres A2, A3 et A4, la distance entre les coupelles et le bras horizontal est d’au moins 15 fois la section de ce bras, ce qui vérifie la norme IEC 61400-12-1 de 2005 ([2]); nous ne connaissons pas la section du mât tubulaire, mais pour une section probable d’environ 220mm, la distance horizontale entre l’anémomètre et le centre du mât devrait être suffisante (le rapport R/d étant alors de 8.2, voir Figure G.6 de la norme 2005); le déficit de vitesse d’un vent dans la direction anémomètre-mât étant alors, selon IEC 61400-12-1 [2], inférieure à 0.5%.

Le montage des anémomètres devrait être conforme aux recommandations de l’IEC 61400-12-1 de 2005 [2], et de l’IEA [3], si ce n’est donc les orientations des bras de déport.

Les équipements du système de mesure sont décrits ci-dessous :

Mât	Centrale d’Acquisition des Données	Hauteurs	Anémomètres		Girouettes		
Site XXX	Ammonit Meteo-32	60.22 m	Thies 4.3350.00.000	A1 : 407354			
		58.72 m	Thies 4.3350.00.000	A2 :407353	58.7 m	Thies Compact	D1: 407727
		30 m	Thies 4.3350.00.000	A3 :407352	29.9 m	Thies Compact	D2: 407725
		15.22 m	Thies 4.3350.00.000	A4 :407351			

Tableau 4 : Identification des équipements du pylône 60 mètres du Site XXX

Les girouettes ont été montées sur des bras de déport orientés au 121° et 318° environ. Des décalages girouettes de 121° et 318° ont été entrés directement dans le data-logger, ce qui suppose que les zéros des girouettes ont été positionnés dans ces mêmes directions, et non vers le mât.

Une sonde de température a été ajoutée au niveau 10m.

2.2.3 Étalonnage des anémomètres

Les anémomètres ont été étalonnés selon Measnet [4] par Windguard. Les certificats de calibration ont été vérifiés.

Hauteurs	Anémomètres		N° calibration	date	slope	offset
60.22 m	Thies 4.3350.00.000	A1 : 407354	07_1570	07/05/2007	0.04767	0.273
58.72 m	Thies 4.3350.00.000	A2 :407353	07_1559	07/05/2007	0.04770	0.278
30 m	Thies 4.3350.00.000	A3 :407352	07_1564	07/05/2007	0.04772	0.275
15.22 m	Thies 4.3350.00.000	A4 :407351	07_1557	07/05/2007	0.04776	0.270

Tableau 5 : valeurs de calibration utilisées

Les valeurs de slope et offset ont été entrées correctement dans le data-logger à partir du 26/07/2007, 14h30; auparavant, les offsets des anémomètres étaient tronqués à 0.27 pour A2 et A3, et les décalages girouettes avaient été oubliés.

2.2.4 Configuration de la centrale d'acquisition des données

La centrale d'acquisition est configurée par un programme spécifique qui échantillonne les valeurs mesurées par les capteurs, puis calcule les valeurs moyennes, écarts type et maximum sur la durée de la mesure.

Durée d'échantillonnage	1 seconde
Durée de la mesure	10 minutes

Pour chaque mesure de vitesse de vent et direction (à partir du 26/07/2007 pour les directions) sont mémorisées les valeurs suivantes :

- Valeur moyenne
- Écart-type
- Valeur maximale
- Valeur minimale

Pour chaque mesure de température extérieure:

- Valeur moyenne

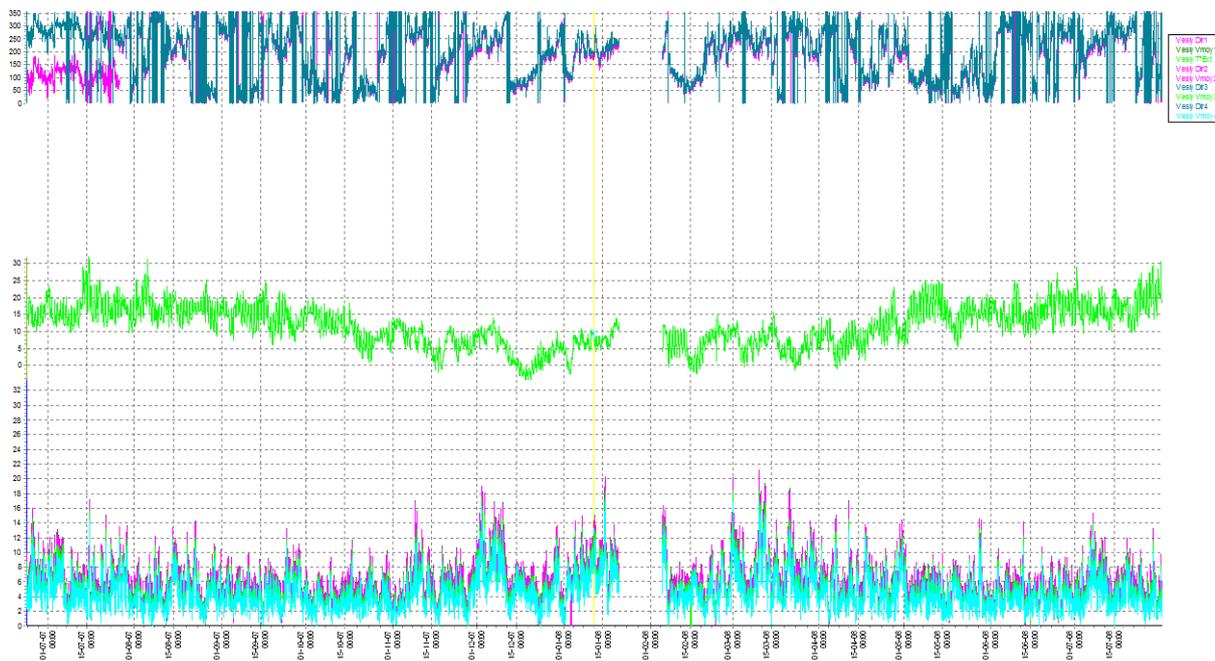
L'horodatage des données serait en GMT , GMT+1h ou GMT + 2 h ; ce point n'est pas précisé dans le rapport d'installation ; il sera revu au §4.5.4.

3 Analyse des mesures de vent

Nous sommes repartis des fichiers mensuels .row.

3.1 Visualisation des données et rapport des dysfonctionnements éventuels

On a ainsi, pour toute la campagne de mesures, le graphique suivant, représentant de haut en bas les données mesurées de direction, humidité, températures et vitesses de vent sur les 4 niveaux 60.22m, 58.72m, 30m, et 15.22m sur toute la période de mesures, allant du 23/06/2007 au 31/07/2008 :



graphique 1 : visualisation des mesures brutes du mât du Site XXX, campagne complète de mesures

On note :

- Un décalage de la girouette G1 jusqu'au 26/07/2007, 13h20, date à laquelle le data-logger a été ré-initialisé.
- Une absence de données entre le 20/01/2008, 14h50 et le 04/02/2008, 23h50.
- De petites pertes dues au gel, le 03/01/2008 au matin sur A2, et dans la nuit du 14 au 15/02/2008, sur A1, A2, A3 et les 2 girouettes; les données correspondantes ont été invalidées.
- Un écart notable, de l'ordre de 10°, entre les directions mesurées des 2 girouettes, après correction du 26/07/2007.

3.2 Analyse globale de la campagne de mesures

3.2.1 Déroulement de la campagne

Le tableau ci-dessous indique les vitesses moyennes mensuelles et les taux de recouvrement mensuels des vitesses obtenus lors de cette campagne (données validées, allant du 23/06/2007 au 31/07/2008):

période	Vm à 60.2 m (m/s)	Taux 60.2 m (%)	Vm à 58.7 m (m/s)	Taux 58.7 m (%)	Vm à 30 m (m/s)	Taux 30 m (%)	Vm à 15.2 m (m/s)	Taux 15.2 m (%)	Taux Dir 58.7m (%)	Taux Dir 30m (%)
Juin 2007	-	100.0	-	100.0	-	100.0	-	100.0	100.0	100.0
Juil 2007	-	100.0	-	100.0	-	100.0	-	100.0	100.0	100.0
Août 2007	-	100.0	-	100.0	-	100.0	-	100.0	100.0	100.0
Sept 2007	-	100.0	-	100.0	-	100.0	-	100.0	100.0	100.0
Oct 2007	-	100.0	-	100.0	-	100.0	-	100.0	100.0	100.0
Nov 2007	-	100.0	-	100.0	-	100.0	-	100.0	100.0	100.0
Déc 2007	-	100.0	-	100.0	-	100.0	-	100.0	100.0	100.0
Janv 2008	-	63.3	-	62.5	-	63.3	-	63.3	63.3	63.3
Févr 2008	-	84.6	-	84.6	-	84.7	-	86.2	84.7	84.7
Mars 2008	-	100.0	-	100.0	-	100.0	-	100.0	100.0	100.0
Avr 2008	-	100.0	-	100.0	-	100.0	-	100.0	100.0	100.0
Mai 2008	-	100.0	-	100.0	-	100.0	-	100.0	100.0	100.0
Juin 2008	-	100.0	-	100.0	-	100.0	-	100.0	100.0	100.0
Juil 2008	-	100.0	-	100.0	-	100.0	-	100.0	100.0	100.0
moyenne	-	96.1%	-	96.0%	-	96.1%	-	96.2%	96.1%	96.1%

Tableau 6: Vitesses mensuelles et taux de recouvrement de la campagne de mesures

3.2.2 Choix d'une période-type de mesures

Il est important de se baser sur une période de mesures pour laquelle toutes les saisons soient correctement représentées (soit là donc une année), cela de manière à éviter tout biais saisonnier. Les corrections de calibration des anémomètres pouvant entraîner une petite incertitude supplémentaire, nous choisissons pour la suite de nous baser sur l'année **allant du 1^{er} août 2007 au 31 juillet 2008**.

En se basant sur les données Merra-2 (point (49°N ; 1.875°E)), cette année de mesures a été très légèrement plus ventée que la normale (vitesse moyenne de 6.398 m/s de ces données Merra-2, pour une vitesse de 6.376 m/s sur 2001-2020); la rose des vents de cette année est moins directionnelle que la rose des vents long terme :

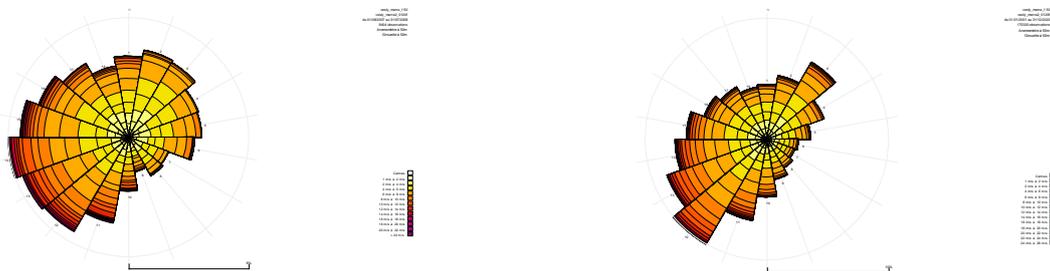


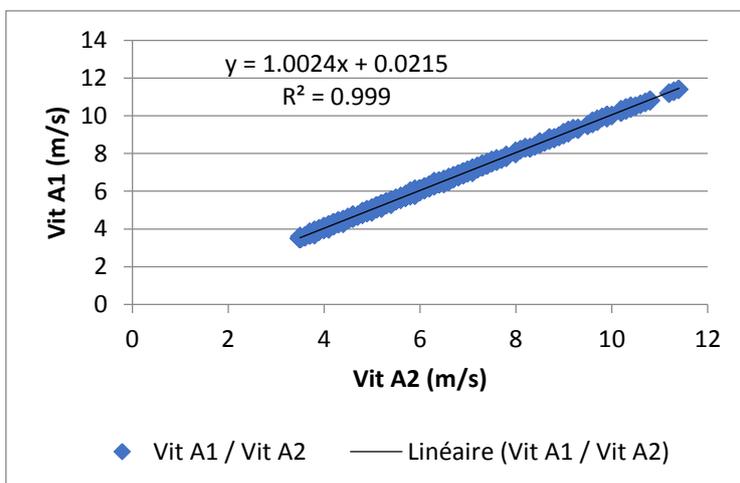
Figure 1 : roses des vents des données Merra-2, année de mesures et long terme

3.2.3 Tenue de la calibration à 60m

L'estimation de productible est essentiellement basé sur l'anémomètre situé en tête de mât; il importe donc de s'assurer que cet anémomètre est resté bien calibré tout au long de la période de mesures utilisée pour l'estimation du productible.

L'annexe K de la norme [2b], « comparaison In situ des anémomètres », a été appliquée; cette méthode permet de vérifier la stabilité de la calibration de A1, considéré comme étant l'anémomètre primaire, en comparant les vitesses mesurées par A1 et A2 au début et à la fin de l'année de mesures.

L'option de répartition en tranches 1 a été choisie, une régression entre les vitesses de A2 et celles de A1 étant tout d'abord effectuée sur la période allant du **01/08/2007 au 30/09/2007**, sur la plage de vitesses [4m/s; 12m/s], et sur un secteur de vent non impacté de 30° autour de la direction perpendiculaire à la direction de la flèche (le secteur [203°; 233°] a été choisi); on obtient pour cette régression :



graphique 2 : régression entre les vitesses de A2 et celles de A1, 10/01/2011 au 10/03/2011

Les paramètres de régression sont alors appliqués aux vitesses de A2 sur la période allant du **01/06/2008 au 31/07/2008**, sur la même plage de vitesses et les mêmes secteurs directionnels, et les vitesses obtenues sont comparées aux vitesses de A1; cette comparaison est effectuée par bins de vitesses de 1m/s, la comparaison étant correcte si une combinaison δ de l'écart systémique et de l'écart statistique des vitesses ne dépasse pas 0.1m/s sur chaque bin de vitesses; (cf. annexe K, [2b]).

Nous obtenons :

Bins (m/s)	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Nbre de données	80	138	156	158	124	83	52	33	27
δ	0.02	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01

Tableau 7 : test entre les vitesses de A1 et A2, annexe K de IEC61400-12-1, 2017-03

La comparaison est donc correcte, et la calibration de l'anémomètre A1 est restée valide entre les 2 périodes de mesures utilisées; de même réciproquement la calibration de A2 est aussi restée valide,

avec une quasi-certitude; (il faudrait autrement que les 2 anémomètres se dégradent au même rythme, et ce de manière similaire...).

3.3 Analyse statistique des données mesurées

3.3.1 Roses des vents

La figure ci-dessous compare les roses des vents aux niveaux 60.22m (A1, G1) et 30m (A3, G2), pour l'année de mesures (01/08/2007 au 31/07/2008; taux : 95.7%) :

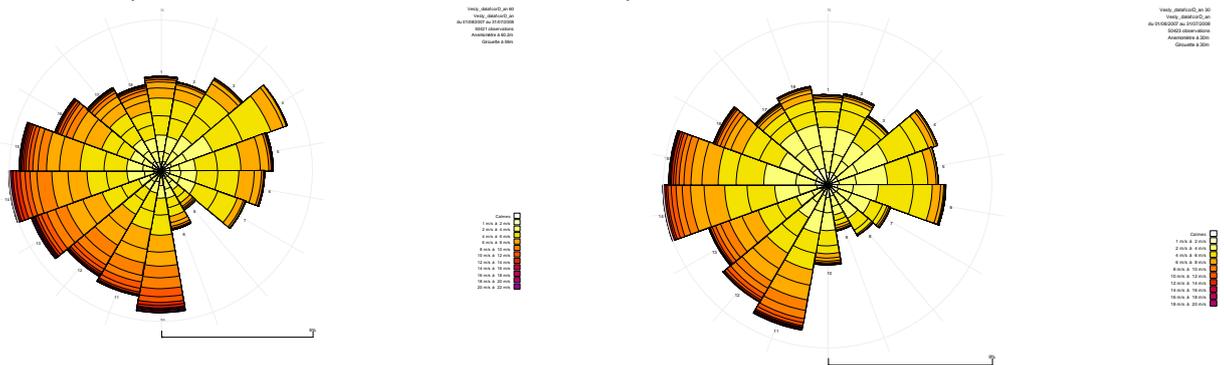


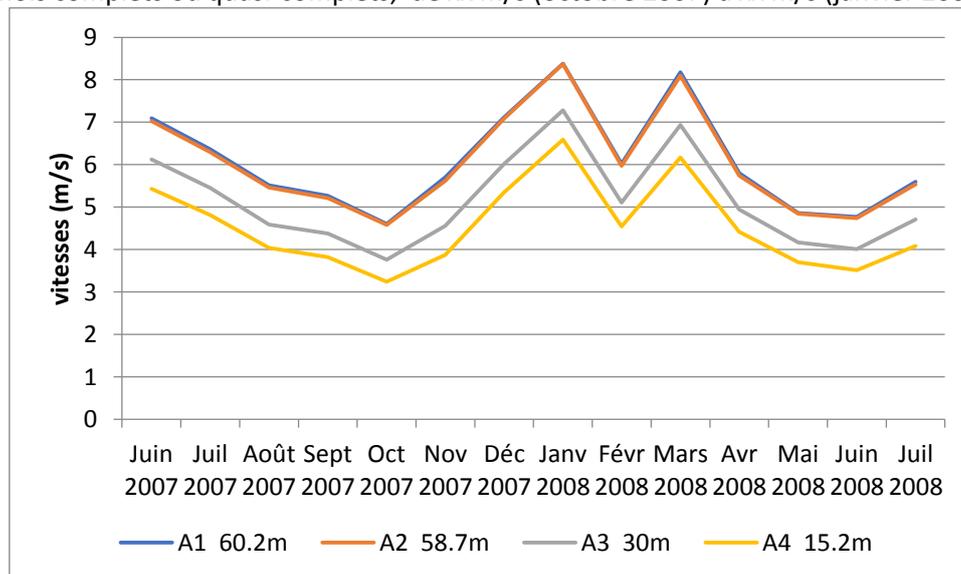
Figure 2: Roses des vents, mâts du Site XXX, à 60 mètres & 30 mètres, année de mesures

On note un décalage de l'ordre de 10° - 20° entre les 2 roses; l'une au moins des 2 girouettes devait donc être mal alignée; comme l'on observe des mesures de directions de 130° sur G1, et de 150° sur G2 lors des dévents de l'anémomètre A2 dus au mâts, le bras de déport de A2 étant orienté au 308°, on en déduit que c'est plutôt la girouette G2 qui était mal alignée. Un offset de -15° a donc été ajouté aux directions de la girouette G2.

3.3.2 Variabilité saisonnière et journalière

3.3.2.1 Variabilité saisonnière

Le graphique ci-dessous représente les moyennes mensuelles des vitesses de vent mesurées sur les 4 niveaux pour toute la campagne de mesures. A 60 mètres (A1), la vitesse moyenne mensuelle varie, pour les mois complets ou quasi-complets, de xx m/s (octobre 2007) à xx m/s (janvier 2008) :

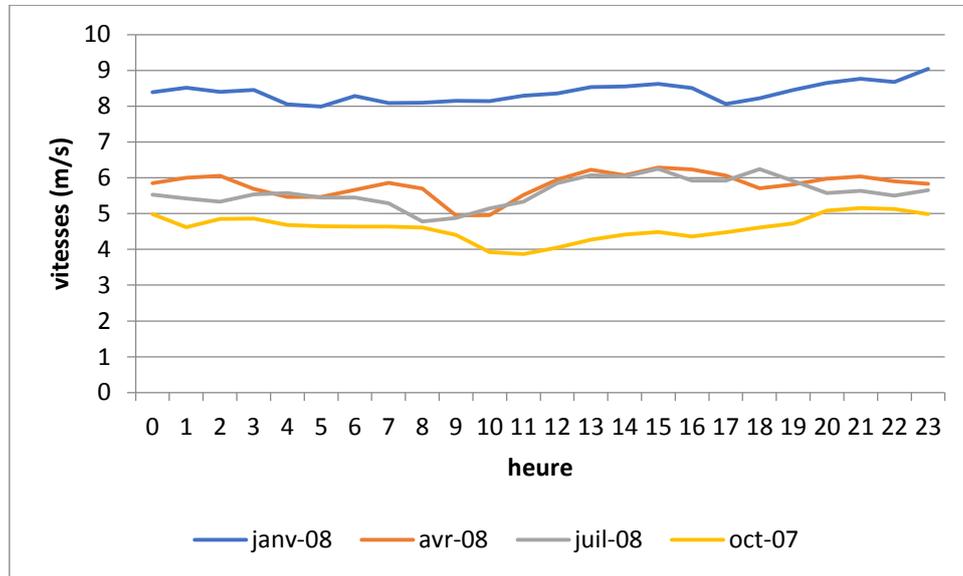


graphique 3: Vitesses moyennes mensuelles observées sur le Site XXX

Sur la période de mesures, la variabilité mensuelle est importante sur le Site XXX.

3.3.2.2 Variabilité journalière

Le graphique ci-dessous représente les vitesses du vent horaires à 60.2 mètres (A1) moyennées sur les mois de janvier, avril, juillet et octobre de l'année sélectionnée :



graphique 4 : Variabilité horaire du vent par saison sur le site du Site XXX, année de mesures

On note une variabilité journalière assez modérée, quelle que soit la saison. Les effets thermiques ne semblent pas importants sur le Site XXX, au niveau 60m.

3.3.3 Profil vertical

Le profil vertical est assimilé à une loi puissance dont l'équation est :

$$V(h) = V_0 \cdot (h / h_0)^\alpha$$

h étant la hauteur, et V la vitesse du vent.

- **Niveaux 30m et 60.2 utilisés**

On estime le paramètre α à partir des mesures à 30 mètres et 60.2 mètres, sur l'année de mesure allant du 01/08/2007 au 31/07/2008, pour des vitesses de vent supérieures à 3m/s (soit environ 41260 valeurs); on obtient comme paramètre α moyen la valeur suivante :

α moyen	Écart-type
0.25	0.17

Tableau 8 : Paramètre α moyen du profil vertical sur le Site XXX, niveaux 30m et 60.2m

Le profil vertical moyen est normalement marqué, et l'écart-type est modéré. Le profil vertical dépend de différents facteurs, dont la stabilité de l'air, la vitesse du vent, le relief, la rugosité, et donc aussi de la direction du vent.

Le tableau ci-dessous donne les valeurs moyennes du paramètre α pour 12 secteurs de direction, calculées sur la même période que précédemment et avec les mêmes niveaux 30 m et 60.2 m :

Direction (°)	Fréquence (%)	Nombre de mesures pour $V > 3$ m/s	α moyen	Ecart-Type
0	6.6	2735	0.3	0.18
30	6.8	2795	0.27	0.17
60	10	4109	0.18	0.15
90	8.6	3545	0.23	0.19
120	5.7	2372	0.25	0.2
150	3.1	1278	0.24	0.17
180	10.3	4238	0.26	0.16
210	10.8	4466	0.21	0.14
240	11.4	4688	0.22	0.13
270	11.8	4885	0.24	0.15
300	8.7	3576	0.33	0.18
330	6.2	2572	0.39	0.23

Tableau 9 : Paramètre α du profil vertical par secteur de direction, niveaux 30m et 60.2m

Le paramètre α , allant de 0.18 (secteur 60°) à 0.39 (secteur 330°) dépend fortement du secteur considéré.

Le profil vertical des secteurs 300° et 330° pourrait être sur-estimé, l'anémomètre A3 étant orienté au 134°; si l'on remplace ces valeurs de α par $\alpha=0.30$, valeur obtenue sur des secteurs voisins de 5° non impactés, on arrive à un profil vertical moyen de $\alpha = 0.245$ à la place du profil $\alpha=0.253$ du tableau 8.

3.3.4 Intensités de Turbulence et Vitesses Maximales

L'intensité de turbulence - I - est définie comme le rapport de l'écart-type à la vitesse moyenne.

Une intensité de turbulence élevée induira des efforts de fatigue plus importants sur l'éolienne.

Les intensités de turbulence suivantes sont calculées sur l'année de mesures.

A 60.2 mètres de hauteur, elle est en moyenne de 11.2% pour des vitesses comprises entre 0 et 25.5 m/s, et de 10.3% si on se limite aux vitesses entre 3 et 25.5 m/s.

A 58.7 mètres de hauteur, elle est en moyenne de 11.3% pour des vitesses comprises entre 0 et 25.5 m/s, et de 10.4% si on se limite aux vitesses entre 3 et 25.5 m/s.

A 30 mètres de hauteur, elle est en moyenne de 13.5% pour des vitesses comprises entre 0 et 25.5 m/s, et de 12.8% si on se limite aux vitesses entre 3 et 25.5 m/s.

A 15.2 mètres de hauteur, elle est en moyenne de 14.8% pour des vitesses comprises entre 0 et 25.5 m/s, et de 14.4% si on se limite aux vitesses entre 3 et 25.5 m/s.

Le site du mât de mesure est peu turbulent, quel que soit le niveau.

Le tableau ci-dessous détaille la turbulence par secteur de direction (vitesses comprises entre 3 et 25.5m/s, niveaux: 60.2m, 58.7m, 30m et 15.2m, période: année de mesures), et indique les fréquences de vent et les vitesses maximales (sur toute la campagne) par secteur à 60 mètres :

secteur	0°	30°	60°	90°	120°	150°	180°	210°	240°	270°	300°	330°
Fréq 60.2m (%)	7.1%	7.2%	10.0%	8.4%	6.3%	3.9%	9.8%	9.9%	10.3%	11.1%	8.9%	7.1%
Intensité 60.2m	0.10	0.10	0.11	0.09	0.10	0.11	0.11	0.12	0.11	0.11	0.10	0.10
Intensité 58.7m	0.10	0.10	0.10	0.09	0.11	0.11	0.11	0.12	0.11	0.11	0.10	0.10
Intensité 30m	0.13	0.12	0.12	0.10	0.11	0.12	0.14	0.13	0.13	0.13	0.15	0.16
Intensité 15.2m	0.15	0.14	0.14	0.11	0.12	0.16	0.16	0.14	0.14	0.14	0.16	0.17
Vit max 60.2m (m/s)	20.5	19.4	17	17.7	14.5	20.7	31.7	26.4	31.8	28.7	26.8	27.1

Tableau 10 : Intensités de turbulence et vitesses maximales, mât du Site XXX

L'intensité de turbulence varie donc là de 9% (secteur 90°) à 12% (secteur 210°) à 60 mètres, selon la direction du vent.

La vitesse maximale (rafale) observée à 60 mètres est de 31.8 m/s (soit 114 km/h), de secteur ouest/sud-ouest; (vitesse observée le 16/07/2007).

3.3.5 Statistiques globales sur la température

On a pour la variable température, les valeur moyenne, minimale, maximale, écart-type et taux de recouvrement des données suivants, sur l'année de mesures:

Variable	moyenne	min	max	Écart-type	Taux de recouvrement
T°Ext 10m	11.0 °C	-4.5 °C	31.4 °C	6.0 °C	95.8%

Tableau 11 : valeurs moyenne, minimale, maximale et écart-type de la variable température, année de mesures

4 Recalage long terme des mesures de vent

La campagne de mesures seule est de trop courte durée pour une estimation correcte des productibles de la centrale; des données de vent long terme, sur 10 années ou plus, sont nécessaires, lesquelles données proviennent soit de stations Météo-France, soit de données réanalysées.

4.1 Données long terme issues de stations Météo-France

4.1.1 Stations Météo-France à proximité du mât de mesures

Les stations Météo-France à proximité immédiate du site de type 0, 1 et 2 (cf. annexe 9.4) sont localisées ci-dessous, selon la carte de la Publithèque Météo-France:



carte 3: stations Météo-France aux alentours du mât du Site XXX

La station la plus proche du site est la station météorologique de Jamericourt, de type 1, située à environ 18 km à l'est/nord-est du mât; cette station est ouverte depuis 1990 ; elle est toutefois de classe 3 pour le vent depuis 2015 (arbres).

La station de Wy-dit, aussi de type 1, est située à environ 20 km au sud-est du site; cette station est ouverte depuis 1987. Elle est de classe 1 pour le vent (relevé de 2016).

La station de Muids, située à environ 27 km à l'ouest du site, n'est ouverte que depuis juin 2004 ; elle est de classe 2 pour le vent depuis mai 2015.

La station de type 0 la plus proche du site est la station météorologique de Pontoise-aéro, située sur un aérodrome ; cette station est située à environ 32 km au sud-est du site; cette station est ouverte depuis 1946, le mât ayant été déplacé de 20m en 2010. Elle est autrement de classe 2 pour le vent depuis août 2017, après avoir été de classe 1 depuis 2010.

Les autres stations de type 0 les plus proches sont les stations de Rouen-Boos, situé à environ 38 km à l'ouest/nord-ouest du site, et la station d'Evreux, située à environ 40 km au sud-ouest du site.

La station de Rouen-Boos mesure le vent depuis 1968; elle est de classe 2 pour le vent depuis juin 2012, après avoir été de classe 1 depuis 1999.

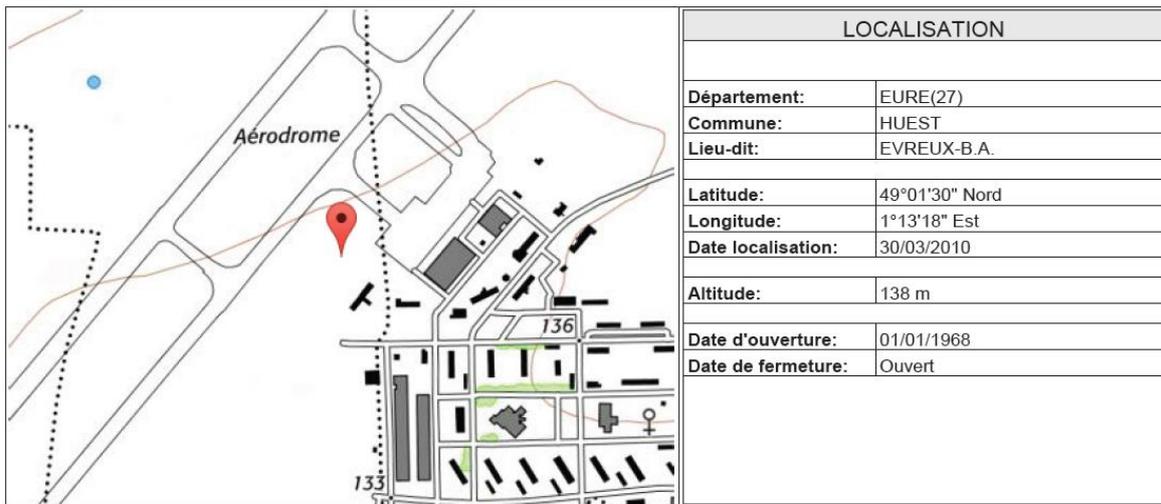
La station d'Evreux, située sur une base aérienne, mesure le vent aussi depuis 1968; elle est de classe 1 pour le vent depuis mars 2010, après avoir été de classe 2.

La station de Wy-dit est intéressante, mais son taux de recouvrement des mesures de vent est trop faible sur le long terme ; celle de Pontoise pourrait l'être, mais le déplacement de 20m du mât pourrait poser problème, l'environnement de la station n'étant pas suffisamment décrit ; l'environnement de Rouen-Boos n'est pas non plus favorable.

En définitive, nous choisissons donc d'utiliser la station d'Evreux, bien qu'elle soit un peu distante du site.

4.1.2 Station Météo-France d'Evreux

4.1.2.1 *Position et environnement de la station*



carte 4 : Localisation de la station Météo-France d'Evreux

L'environnement de la station est correctement dégagé dans toutes les directions:



photo 4: environnement de la station d'Evreux

Nous disposons pour cette station de données **mensuelles** (vitesses) entre le 01/01/2001 et le 31/12/2020.

4.1.2.2 Données disponibles

Pour ces 20 années, nous avons les vitesses moyennes annuelles et les taux de recouvrement suivants :

Année	Vitesse moyenne (m/s)	Taux sur les vitesses (%)
2001	4.11	363/365
2002	4.24	365/365
2003	3.91	365/365
2004	4.13	366/366
2005	3.83	365/365
2006	4.16	363/365
2007	4.05	364/365
2008	4.10	366/366
2009	3.82	363/365
2010	3.75	363/365
2011	3.79	365/365
2012	3.90	362/366
2013	3.92	365/365
2014	3.75	365/365
2015	3.92	365/365
2016	3.62	363/366
2017	3.61	358/365
2018	3.66	365/365
2019	3.85	349/365
2020	4.10	366/366

Tableau 12 : vitesses moyennes annuelles et taux de recouvrement, EVREUX, 2001-2020

La variabilité annuelle de ces vitesses est notable, allant de 3.61 m/s en 2017 à 4.24 m/s en 2002.

4.2 Données long terme issues des données Merra-2

Les données Merra-2 constituent une base de données réanalysées de grande qualité de la NASA, issue du dernier modèle d'assimilation de données du GMAO (cf. <http://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA-2/>); ces données sont la nouvelle version des données Merra, données disponibles depuis février 2016. On utilise là des données de vent horaires au niveau 50m issues de cette base, qui sont disponibles sur les années 1980-2021 à une résolution de 0.5° en latitude par 2/3° en longitude; (on se limite toutefois aux années 2001-2020). Ces données long terme devraient être de qualité, et la période 2001-2020 devrait être représentative du long terme ([5], [6]).

Après extraction de ces données Merra-2 sur le point (49° N; 1.875°E), nous disposons de données horaires (vitesses et directions), allant du 01 janvier 2001 au 31 décembre 2020, au niveau 50m.

Le tableau ci-dessous indique les vitesses moyennes annuelles de ces données Merra-2, sur les années 2001-2020:

Année	Vitesse moyenne (m/s)	Taux de recouvrement (%)
2001	6.58	100
2002	6.76	100
2003	6.17	100
2004	6.43	100
2005	6.19	100
2006	6.46	100
2007	6.68	100
2008	6.58	100
2009	6.26	100
2010	6.23	100
2011	6.23	100
2012	6.40	100
2013	6.30	100
2014	6.26	100
2015	6.58	100
2016	6.07	100
2017	6.10	100
2018	6.21	100
2019	6.58	100
2020	6.85	100
global	6.396 m/s	100%

Tableau 13: Statistiques annuelles des données Merra-2, site du Site XXX, 2001-2020

La variabilité annuelle de ces vitesses est notable, allant de 6.07 m/s en 2016 à 6.85 m/s en 2020.

La figure ci-dessous représente la rose des vents des 20 années 2001-2020 du point (49° N; 1.875°E):

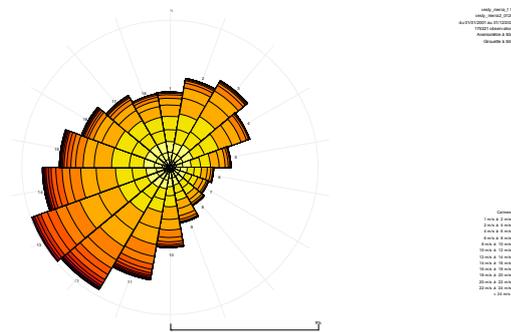


Figure 3: rose des vents des données Merra-2, site du Site XXX, 2001-2020

On a un flux principal de secteur sud-ouest, et un flux secondaire de secteur nord-est.

4.3 Données long terme issues des données ERA5

Les données ERA5 constituent une base de données réanalysées de grande qualité d’ECMWF (cf. <https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/dataset/reanalysis-era5-single-levels?tab=overview>).

On utilise là des données de vent horaires au niveau 100m issues de cette base, qui sont disponibles sur les années 1979-2021 à une résolution de 0.25° en latitude par 0.25° en longitude; (on se limite toutefois aux années 2001-2020). Ces données long terme devraient être de qualité, et la période 2001-2020 devrait être représentative du long terme ([5], [6]).

Après extraction de ces données ERA5 sur le point (49.25°N; 1.65°E), nous disposons de données horaires (vitesses et directions) allant du 01 janvier 2001 au 31 décembre 2020, au niveau 100m.

Le tableau ci-dessous indique les vitesses moyennes annuelles et les taux de recouvrement de ces données ERA5, sur les années 2001-2020:

Année	Vitesse moyenne (m/s)	Taux de recouvrement
2001	6.37	100
2002	6.60	100
2003	6.00	100
2004	6.25	100
2005	6.00	100
2006	6.29	100
2007	6.39	100
2008	6.36	100
2009	6.13	100
2010	6.00	100
2011	6.05	100
2012	6.23	100
2013	6.19	100
2014	6.10	100
2015	6.39	100
2016	5.94	100
2017	5.89	100
2018	6.08	100
2019	6.29	100
2020	6.66	100
global	6.210 m/s	100%

Tableau 14: Statistiques annuelles des données ERA5, site du Site XXX, 2001-2020

La variabilité annuelle de ces vitesses est notable, allant de 5.89 m/s en 2017 à 6.66 m/s en 2020.

La figure ci-dessous représente la rose des vents des 20 années 2001-2020 du point (49.25°N; 1.65°E):

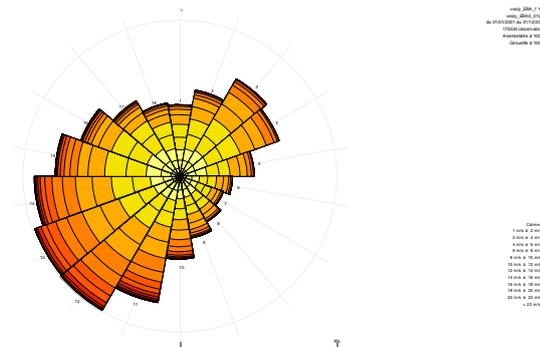


Figure 4: rose des vents des données ERA5, site du Site XXX, 2001-2020

Cette rose des vents est assez similaire à celle obtenue avec les données Merra-2.

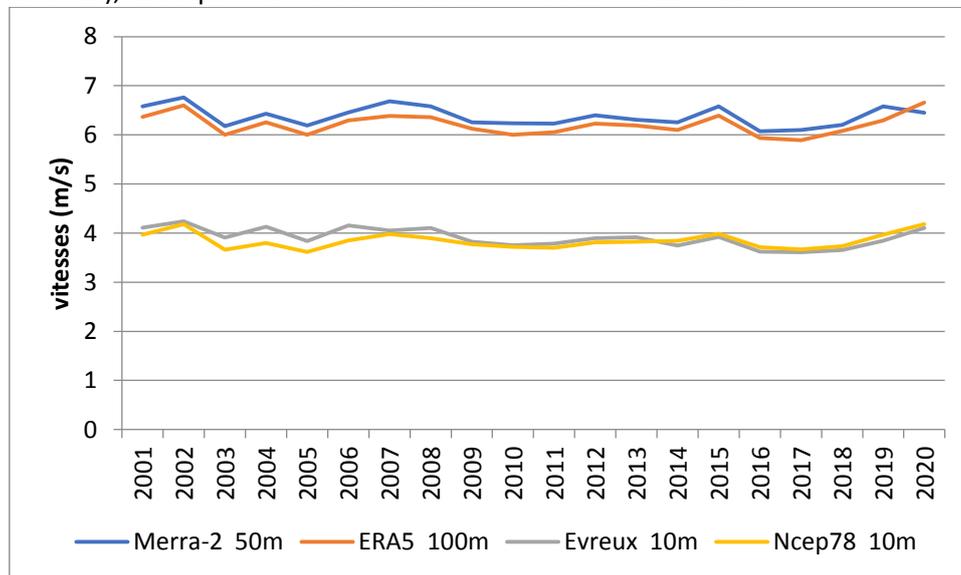
4.4 Comparaison des données de vent long terme

Comme données de vent long terme, nous disposons donc des données ERA5 au niveau 100m, des données Merra-2 au niveau 50m, des données de la station Météo-France d’Evreux, au niveau 10m, et de celles du point réanalysé Ncep78 (48.57°N; 1.875 E°; cf. [7]):



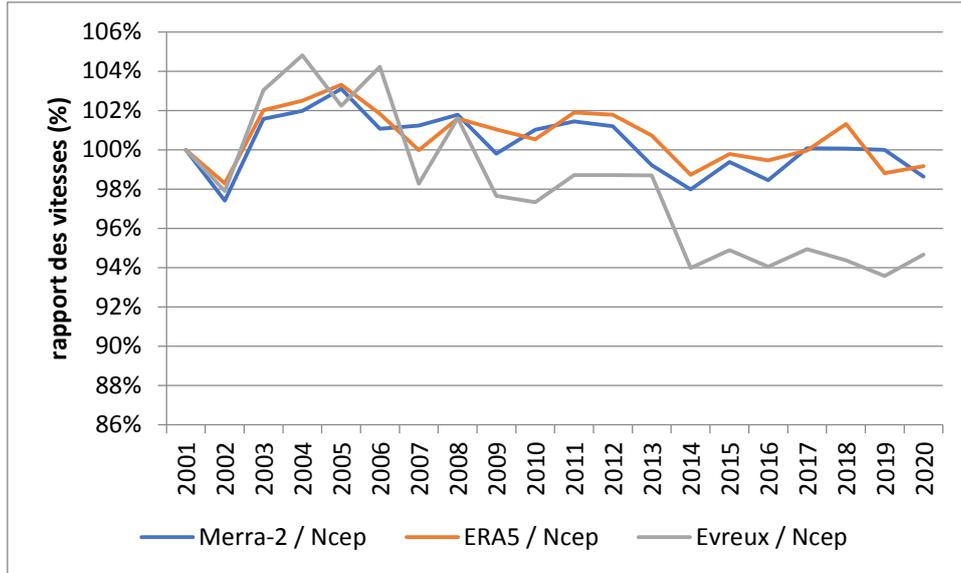
carte 5: données long terme disponibles pour le recalage long terme

Le graphique ci-dessous représente les vitesses moyennes annuelles sur 2001-2020 de ces données Merra-2 et ERA5 (Notons que les niveaux 50m et 100m de ces données sont des niveaux théoriques des modèles utilisés, et sont relatifs aux modèles, le point Merra-2 ayant des vitesses légèrement plus élevées), auxquelles on a ajouté les vitesses moyennes annuelles du point réanalysé Ncep78 (48.57°N; 1.875 E°), ainsi que celle de la station Météo-France d'Evreux:



graphique 5 : vitesses moyennes annuelles, données ERA5, Merra-2, Ncep et station Météo-France

De manière à mieux voir les rapports des vitesses moyennes annuelles entre station et bases de données, on représente ci-dessous les rapports des vitesses annuelles Merra-2/Ncep78, ERA5/Ncep78, et station/Ncep78 référencés à leur valeur en 2001 :



graphique 6 : rapports des vitesses annuelles Merra-2 / Ncep , ERA5/Ncep et station / Ncep, référence 2001

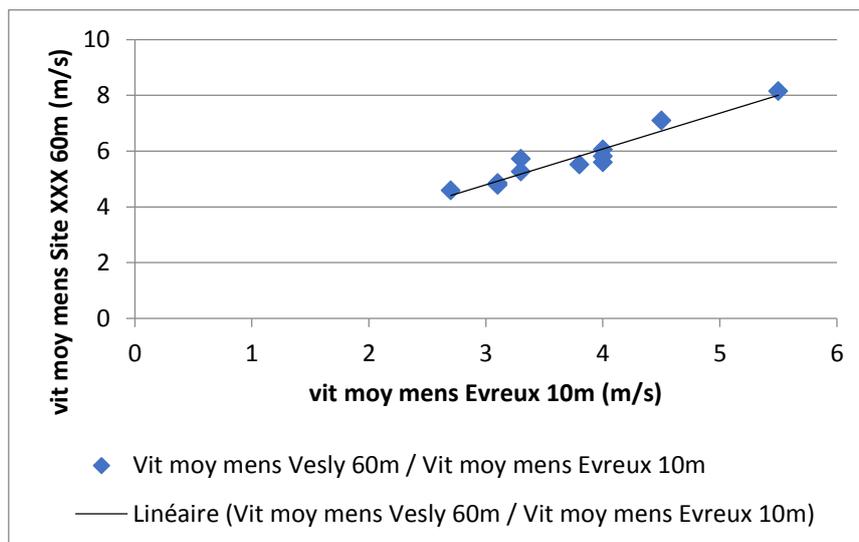
Les données ERA5 et Merra-2 ont un comportement très similaire sur le long terme; par rapport aux données Ncep, ni les données Merra-2, ni les données ERA5 ne présentent de biais. Les données de la station Météo-France semblent présenter un léger biais à partir de 2006, pouvant éventuellement s’expliquer par une urbanisation croissante des alentours de la station.

4.5 Estimation de la vitesse de vent long terme sur le site

On cherche tout d’abord à estimer la vitesse de vent long terme sur la position du mât de mesures, au niveau 60m.

4.5.1 Utilisation des données de la station d’Evreux

On peut établir une corrélation entre vitesses moyennes mensuelles du site (niveau 60m) et de la station, sur l’année de mesures; nous avons alors le graphique suivant:



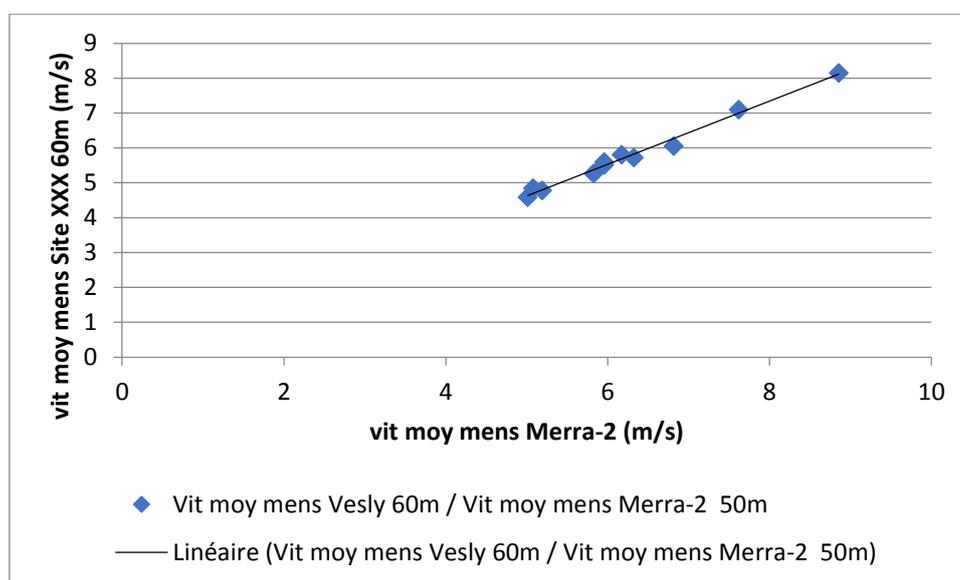
graphique 7 : corrélation entre les mesures du Site XXX, niveau 60m, et celles de la station d’Evreux

La corrélation entre vitesses est correcte; à partir de l'équation de régression, on peut estimer la vitesse moyenne long terme sur le site : pour une vitesse moyenne long terme (2001-2020) de 3.911 m/s à EVREUX, on obtient par cette équation de régression une vitesse moyenne long terme de xx m/s sur la position du mât de mesures, au niveau 60 m ; (on a retiré le mois de janvier, dont le taux de recouvrement sur Site XXX est de 63%).

La vitesse long terme (2001-2020) est donc estimée à **xx m/s** au niveau 60.22m, en recalant sur la station Météo-France d'Evreux.

4.5.2 Utilisation des vitesses moyennes mensuelles des données Merra-2

On peut aussi établir une corrélation similaire entre vitesses moyennes mensuelles du site (niveau 60m) et des données Merra-2; nous avons alors le graphique suivant:

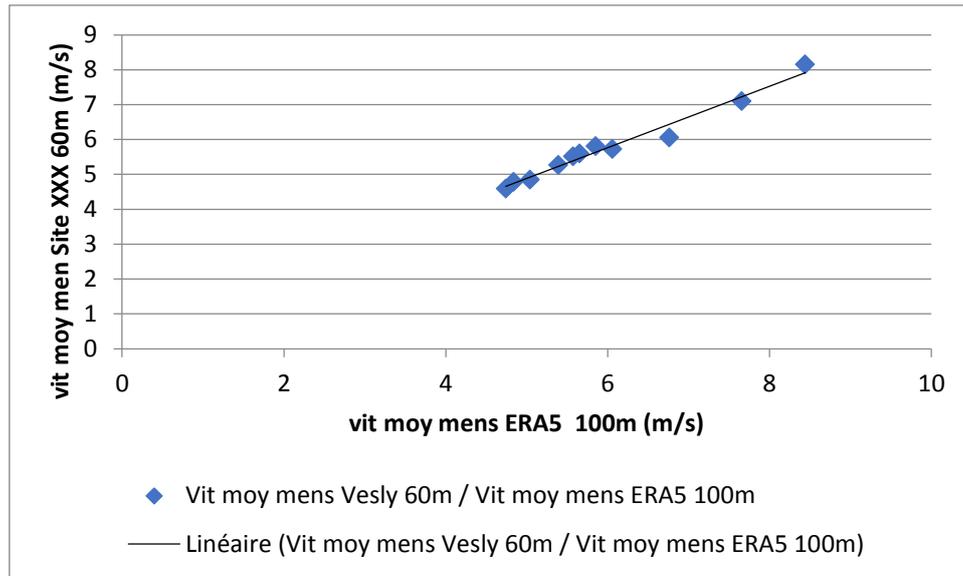


graphique 8: corrélation entre les mesures et les données Merra-2

A partir de l'équation de régression, on peut estimer la vitesse moyenne long terme sur le site : pour une vitesse moyenne long terme (2001-2020) de 6.396 m/s des données Merra-2, on obtient par cette équation de régression une vitesse moyenne long terme de **xx m/s** sur la position du mât de mesures, au niveau 60m.

4.5.3 Utilisation des vitesses moyennes mensuelles des données ERA5

On peut aussi établir une corrélation similaire entre vitesses moyennes mensuelles du site (niveau 60m) et des données ERA5; nous avons alors le graphique suivant:



graphique 9: corrélation entre les mesures et les données ERA5

A partir de l'équation de régression, on peut estimer la vitesse moyenne long terme sur le site : pour une vitesse moyenne long terme (2001-2020) de 6.210 m/s des données ERA5, on obtient par cette équation de régression une vitesse moyenne long terme de **xx m/s** sur la position du mât de mesures, au niveau 60m.

4.5.4 Utilisation des données horaires Merra-2

Les données Merra-2 étant des données horaires, il est possible et préférable de faire des régressions par secteurs directionnels sur les données horaires du site et de la référence long terme.

4.5.4.1 Analyse comparative sur la base de données

Comme période de mesures sur site, nous avons donc l'année de mesure allant du 1^{er} août 2007 au 31 juillet 2008. Nous avons donc, sur la base de données Merra-2:

MESURES BRUTES des données Merra-2		
	Période de mesure sur site	Longue durée
Date de démarrage	01/08/2007	1/1/2001
Date de fin	31/07/2008	31/12/2020
Données utiles	8404	175 320
% données utiles	95.7 %	100 %
Vent moyen	6.398 m/s	6.396 m/s

Tableau 15 : Comparaison des données de vent Merra-2, année de mesures et long terme

L'année de mesures a été aussi ventée sur cette base de données que la « normale », estimée à partir de 20 années de mesures.

La rose des vents correspondant à l'année de mesures est quelque peu différente de la rose correspondant aux 20 années de mesures, avec plus de vent d'ouest et est, et moins de vent de secteur nord-est:

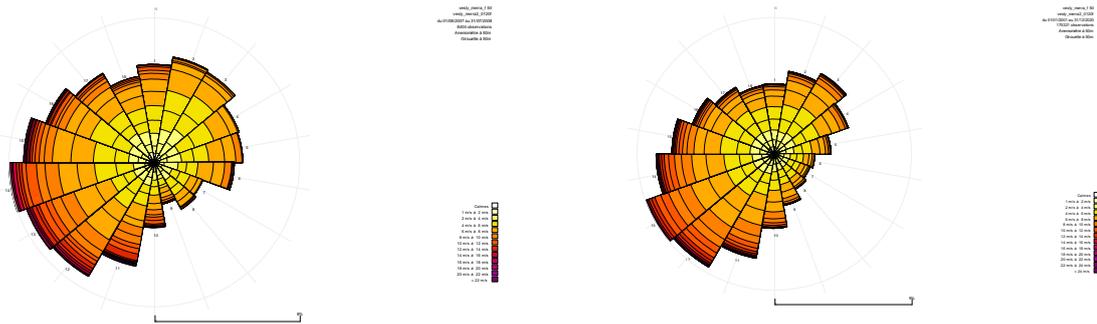


Figure 5 : Roses des vents des données Merra-2 : année de mesures et longue durée

Les roses étant quelque peu différentes, il est utile de faire un recalage par secteurs directionnels.

4.5.4.2 Corrélation et régression

Pour réaliser une corrélation puis une régression sur des séries temporelles provenant de données du site et de la station de référence (ou base de données), il est nécessaire de créer un jeu de données dites comparées (même nombre de valeurs avec horodatage identique) en ne conservant que les données validées dans chacun des deux fichiers. Si la période commune d’enregistrement des données de vent sur les 2 sites est suffisamment longue (une ou 2 années normalement, et 6 mois minimum) et si les données de vent des 2 sites sont suffisamment bien corrélées, alors il est possible de transposer les données de vent de la station de référence sur le site de prédiction, de manière à obtenir ainsi une climatologie “long terme” sur le site; (méthode M.C.P., Measure-Correlate-Predict).

Cette transposition du site de référence au site de prédiction peut se faire par régression linéaire, les vitesses de vent du site de prédiction V_{pred} étant obtenues à partir des vitesses du site de référence V_{ref} selon: $V_{pred} = m V_{ref} + c$ Les paramètres m et c étant là déterminés par la méthode des moindres carrés, et par secteurs directionnels.

4.5.4.3 Régressions effectuées

Une régression par secteurs a été calculée entre les données mesurées à 60 m sur le Site XXX et les données Merra-2, sur l’année de mesures allant du 1^{er} août 2007 au 31 juillet 2008; les coefficients de corrélation sont meilleurs si l’on considère que les données mesurées étaient en **GMT+2h**, si bien que 2 heures ont été retirées dans l’horodatage des mesures du mât; on obtient, pour cette régression :

Secteurs (°)	Nbre de données	m	c	R	S _{s,r}
345 à 15	719	0.793	0.518	0.83	1.312
15 à 45	772	0.703	0.957	0.764	1.172
45 à 75	664	0.657	1.42	0.707	1.137
75 à 105	629	0.637	1.802	0.751	1.214
105 à 135	378	0.616	1.78	0.69	1.188
135 à 165	372	0.587	1.791	0.763	1.25
165 à 195	453	0.852	0.868	0.905	1.38
195 à 225	881	0.784	0.961	0.896	1.395
225 à 255	1017	0.776	0.947	0.883	1.415
255 à 285	992	0.846	0.688	0.901	1.356
285 à 315	857	0.903	0.426	0.875	1.377
315 à 345	670	0.856	0.38	0.871	1.207
Reg unique	8404	0.804	0.773	0.872	1.339

Tableau 16 : Régressions entre SITE XXX, 60m, et données Merra-2

Le coefficient de corrélation global obtenu par cette régression par secteurs est de **0.880**, ce qui est correct. Nous améliorons très légèrement le recalage en faisant des régressions par secteurs, puisque le coefficient de corrélation d'une régression unique est là de 0.872.

4.5.4.4 Dispersion des données

La régression sera plus précise si les dispersions des points autour des droites de régression sont faibles. Ces dispersions des points autour des droites de régression peuvent être mesurée par les écarts-type liés $S_{s,r}$: (Statistiquement, 95% des données sont en effet comprises entre 2 droites parallèles à la droite de régression, situées de part et d'autre de cette droite à une distance égale à $2 S_{s,r}$). La dispersion des données est là réduite, avec un écart-type lié global de 1.34.

4.5.4.5 Fichier long terme recalé

A partir de là, il est possible de reconstituer un fichier de données de vent sur le mât du Site XXX, 60m, de longue durée (20 années comprises entre 1/1/2001 et 31/12/2020). On obtient ainsi une vitesse moyenne 2001-2020 de **xx m/s** à 60.22 m de hauteur, sur la position du mât de mesures.

4.5.5 Utilisation des données horaires ERA5

Les données ERA5 étant des données horaires, il est possible et préférable de faire des régressions par secteurs directionnels sur les données horaires du site et de la référence long terme.

4.5.5.1 Analyse comparative sur la base de données

Comme période de mesures sur site, nous avons donc l'année de mesure allant du 1^{er} août 2007 au 31 juillet 2008. Nous avons donc, sur la base de données ERA5:

MESURES BRUTES des données ERA5		
	Période de mesure sur site	Longue durée
Date de démarrage	01/08/2007	1/1/2001
Date de fin	31/07/2008	31/12/2020
Données utiles	8404	175 320
% données utiles	95.7 %	100 %
Vent moyen	6.149 m/s	6.210 m/s

Tableau 17 : Comparaison des données de vent ERA5, année de mesures et long terme

L'année de mesures a là été légèrement moins ventée sur cette base de données que la « normale », estimée à partir de 20 années de mesures.

La rose des vents correspondant à l'année de mesures est quelque peu différente de la rose correspondant aux 20 années de mesures:

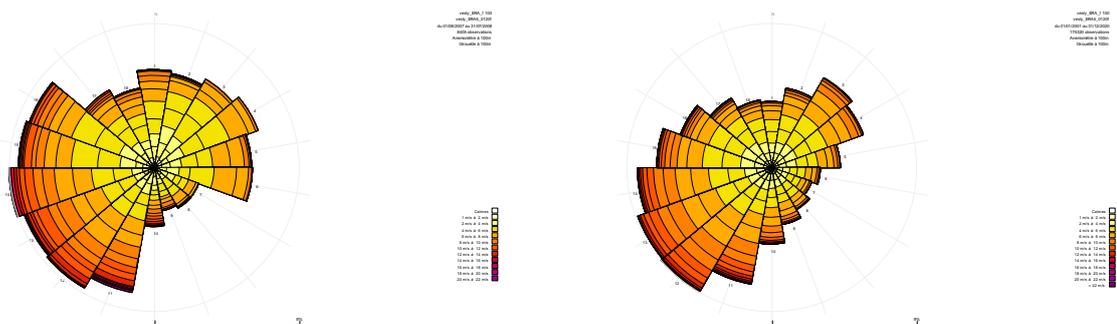


Figure 6 : Roses des vents des données ERA5 : année de mesures et longue durée

Les roses étant quelque peu différentes, il est préférable là aussi de faire un recalage par secteurs directionnels.

4.5.5.2 Régressions effectuées

Une régression par secteurs a été calculée entre les données mesurées à 60 m sur le Site XXX et les données ERA5, sur l'année de mesures allant du 1^{er} août 2007 au 31 juillet 2008; les coefficients de corrélation sont là aussi meilleurs en considérant que les données mesurées étaient en GMT+2h:

Secteurs (°)	Nbre de données	m	c	R	S _{s,r}
345 à 15	669	0.837	0.666	0.865	1.116
15 à 45	665	0.827	0.694	0.852	0.944
45 à 75	747	0.677	1.343	0.748	1.044
75 à 105	744	0.736	1.194	0.812	1.08
105 à 135	379	0.622	1.653	0.71	1.149
135 à 165	321	0.656	1.42	0.832	1.092
165 à 195	438	0.902	0.39	0.943	1.199
195 à 225	999	0.8	0.958	0.905	1.264
225 à 255	954	0.849	0.79	0.905	1.292
255 à 285	985	0.932	0.413	0.915	1.278
285 à 315	893	0.985	0.188	0.884	1.293
315 à 345	610	0.942	0.281	0.886	1.229
Reg unique	8404	0.86	0.628	0.894	1.226

Tableau 18 : Régressions entre SITE XXX, 60m, et données ERA5

Le coefficient de corrélation global obtenu par cette régression par secteurs est de **0.901**, ce qui est très correct. Nous améliorons très légèrement le recalage en faisant des régressions par secteurs, puisque le coefficient de corrélation d'une régression unique est là de 0.894. La dispersion des données est là très réduite, avec un écart-type lié global de 1.23.

4.5.5.3 Fichier long terme recalé

A partir de là, il est possible de reconstituer un fichier de données de vent sur le mât du Site XXX, 60m, de longue durée (20 années comprises entre 1/1/2001 et 31/12/2020). On obtient ainsi une vitesse moyenne 2001-2020 de **xx m/s** à 60.22m de hauteur, sur la position du mât de mesures.

4.5.6 Estimation de la vitesse long terme sur le site

Les résultats obtenus sont cohérents; la vitesse de vent long terme obtenue avec la station Météo-France est sûrement moins précise que celles obtenues avec les données réanalysées.

Ces données ERA5 et Merra-2 sont des données de grande qualité issues de modèles d'assimilation de données, normalement sans biais, et sont de plus des données horaires, à des niveaux de ~100m et ~50m; il est préférable, quand cela est possible, de faire des régressions par secteur directionnel, et nous préférons nous baser sur les recalages obtenus à partir des données horaires.

Les corrélations obtenues avec les données Merra-2 et ERA5 sont similaires, celles obtenues avec les données ERA5 étant légèrement meilleures avec les données horaires; nous choisissons de nous baser sur **la moyenne des 2 vitesses obtenues avec les données horaires, soit la vitesse de vent long terme de xx m/s au niveau 60.22m, sur la position du mât de mesures.**

4.6 MCP matricielle sur les données Merra-2

La méthode des moindres carrés utilisée ci-dessus est conservative pour la vitesse moyenne, mais ne l'est pas pour l'énergie ; aussi préférons nous utiliser la méthode MCP matricielle pour estimer les productibles.

La méthode MCP matricielle est développée dans l'article [8]; c'est une méthode de recalage des tableaux croisés vitesses/directions (.tab) non linéaire, qui selon [8] est plus précise que les méthodes MCP linéaires.

L'idée est de calculer à partir des vitesses comparées sur le site et la station de référence (ou base de données) les probabilités des distributions des vitesses sur le site pour chaque bin de vitesse de la station de référence. On calcule ainsi une ou plusieurs matrices de distributions, selon que l'on travaille ou non par secteur de directions (directions définies sur la station de référence). Ces matrices sont utilisées ensuite pour recaler un tableau croisé des données de vent long terme de la station de référence.

4.6.1 Données de vent recalées utilisées par WASP

La méthode matricielle est donc appliquée sur 12 secteurs directionnels en se basant sur les données de vent comparées du Site XXX, 60m et les données ERA5, sur l'année de mesures; le recalage est effectué sur les 20 années 2001-2020; les vitesses obtenues sont recadrées sur la vitesse moyenne long terme de xx m/s au niveau 60 m obtenue sur le long terme, sur la position du mât de mesures.

On obtient ainsi les données de vent suivantes (Site XXX_01.tab), visualisées avec WASP :

mât	période	U (m/s)	A (m/s)	k	DP (W /m ²)
SITE XXX	2001-2020	-	-	-	-

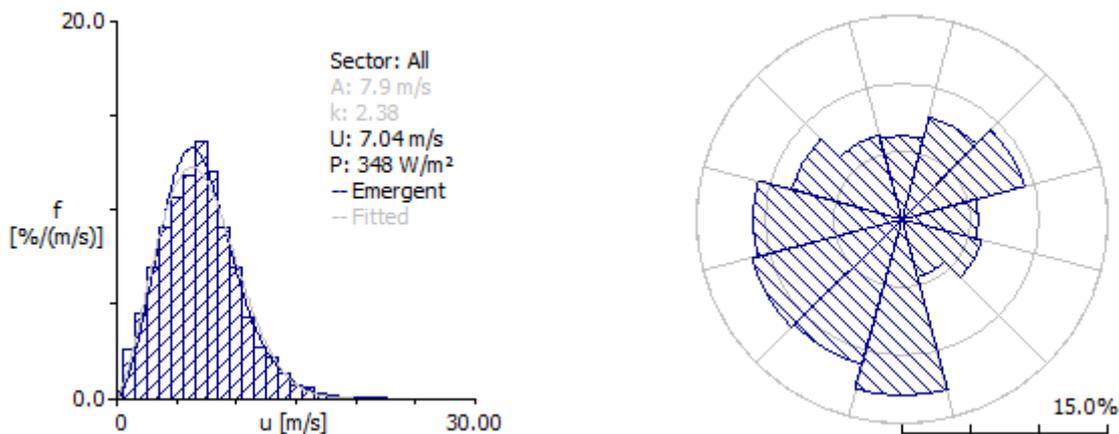
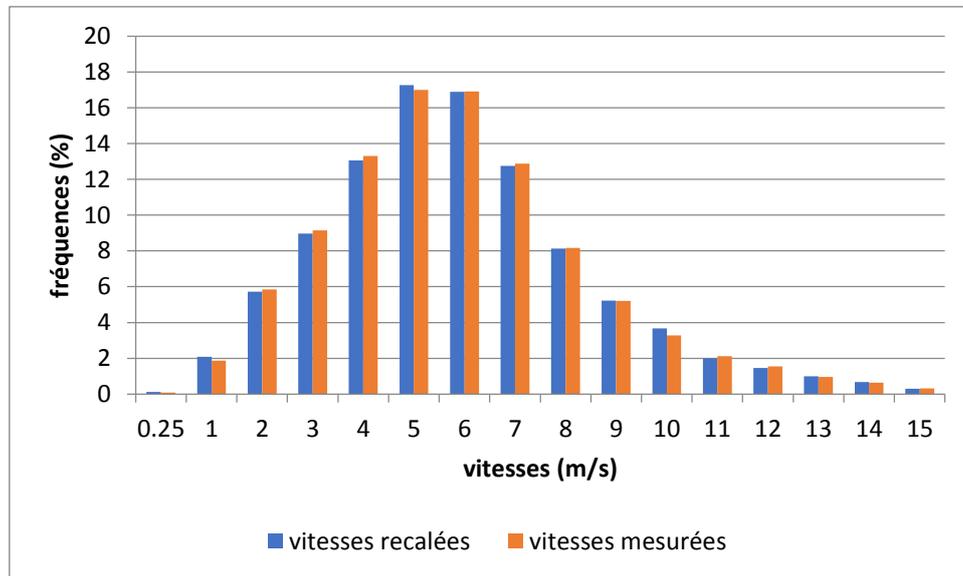


Figure 7 : Histogramme et rose des vents issus de WASP, SITE XXX, 60m, période long terme, méthode MCP sur les ERA5

La vitesse de vent long terme U issue de WASP est calculée à partir des paramètres de Weibull A et k, qui sont optimisés sur les bins de vitesses les plus énergétiques; cette vitesse U peut donc différer quelque peu de la vitesse du vent long terme du §4.5.6

4.6.2 Validation de la MCP matricielle

En appliquant cette méthode matricielle aux données de vent ERA5 de l'année de mesures utilisée, on obtient un histogramme similaire que l'on peut alors comparer aux données de vent mesurées sur site (A1, données 10 mn) pendant cette même période; on a ainsi les histogrammes suivants :



graphique 10: comparaison des histogrammes de vitesses, année de mesure, MCP matricielle

La méthode MCP matricielle devrait donc fonctionner correctement.

5 Productibles estimés

5.1 Implantation et courbes de puissance

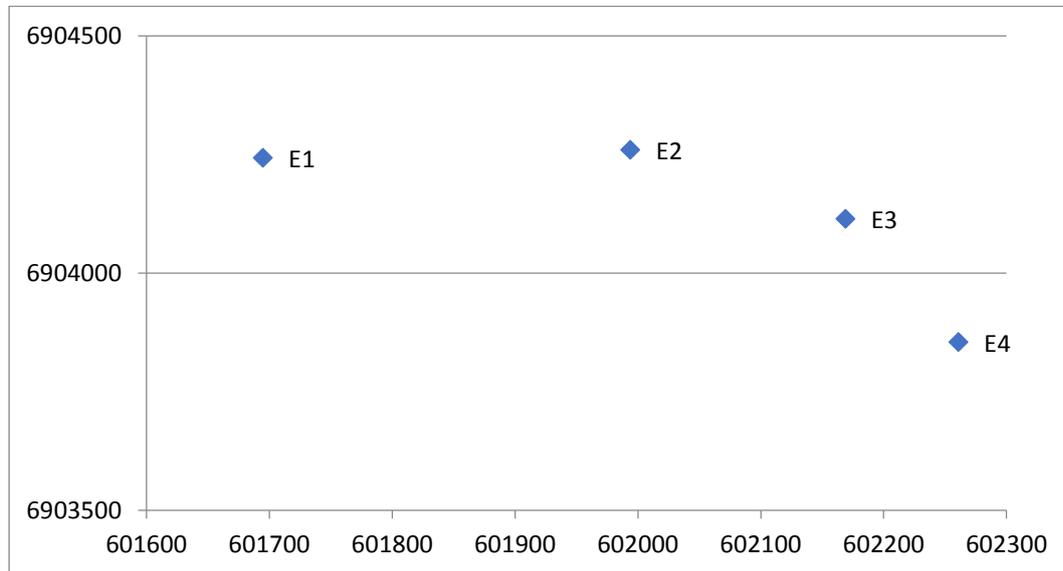
5.1.1 Implantation envisagée

L'implantation des éoliennes envisagée, dénommée "Peol2021", comporte 4 éoliennes; les coordonnées des éoliennes sont, en coordonnées Lambert 93:

Coordonnées	X (m)	Y (m)
E1	601695	6904242
E2	601994	6904259
E3	602169	6904114
E4	602261	6903854

Tableau 19 : coordonnées des éoliennes, Lambert 93

Cette implantation est représentée ci-dessous:



graphique 11: représentation graphique de l'implantation envisagée

5.1.2 Types d'éoliennes envisagés

A ce stade de développement du projet, les éoliennes envisagées sont soit des Enercon E-82 E2 2.3MW, soit des Vestas V90 ou V100 2.2MW, dont les caractéristiques sont :

Dénomination	Puissance Nominale	Diamètre du Rotor	Hauteur de moyeu
E-82 E2	2.35MW	82 m	98.38 m
V90	2.2MW	90 m	95 m
V100	2.2MW	100 m	85 m / 89 m

Tableau 20 : caractéristiques des éoliennes proposées

Pour la V100, un talus de 4m est ajouté afin de minimiser les fondations; la hauteur de moyeu de la V100 étant de 85m, nous arrivons à une hauteur de 89m, en comptant le talus.

5.1.3 Distances entre éoliennes

On recommande généralement une distance minimale entre les turbines adjacentes de 5 diamètres de rotor (D) dans les directions principales du vent et de 3 diamètres dans les directions perpendiculaires, pour des distributions de vent multi-directionnelles; (cette distance minimale passant à 8 diamètres de rotor dans les directions principales du vent pour des distributions de vent très directionnelles).

Les éoliennes de l'implantation envisagée ne sont pas alignées dans des directions principales du vent (si ce n'est un peu E1 et E2), mais elles sont fort resserrées, et ne vont pas suivre ces recommandations; **on a notamment entre E2 et E3 une distance qui vaut 2.77D pour la E-82, 2.53D pour la V90 et 2.27D pour la V100**; entre E1 et E2, cette distance est de 3.65D pour la E-82, 3.33D pour la V90 et 2.99D pour la V100, et entre E3 et E4, 3.36D pour la E-82, 3.06D pour la V90 et 2.76D pour la V100.

Suite à celà, les pertes de productible par effets de sillages devraient être notables.

5.1.4 Correction des courbes de puissances

Les courbes de puissance des éoliennes ont été fournies par Enercon et Vestas, et sont explicitées en annexe.

Les courbes de puissance utilisées ont été corrigées selon la norme IEC 61400-12-1 [2b], en fonction de la densité moyenne de l'air sur le site au niveau des moyeux des éoliennes.

Cette densité de l'air est fonction de la température moyenne, de l'hygrométrie, et de l'altitude du site; la température moyenne a d'abord été estimée à partir de la station météorologique de Beauvais située à environ 40 km au nord-est du site (température : 10.7 °C, altitude : 106 m), issue des « Normales Climatiques, période 1981-2010 », de Météo-France; la température obtenue sur le site à hauteur moyenne de moyeu (9.9°C) est assez proche de la température mesurée sur le site sur l'année de mesures (11.0°C au niveau 10m, altitude 145m, voir tableau 11; ce qui donne 10.5°C à hauteur de moyeu), sachant de plus qu'il n'y eut pas de mesures entre le 20 janvier et le 4 février 2008; en se basant toutefois sur les températures des données Merra-2 sur les années 2001-2020, on montre que cette année de mesures (au taux: 95.8%) a été un peu plus froide que la normale, l'écart étant de -0.15°C; en définitive, on estime la température moyenne à hauteur de moyeu à **10.65°C**, les mesures sur site étant privilégiées. Nous avons alors, sur le site :

Température moyenne, hauteur de moyeu	10.65°C
Altitude moyenne	140 mètres
Hygrométrie moyenne	80%
Masse volumique moyenne de l'air, hauteur de moyeu	1.205 kg/m³
Densité moyenne de l'air	d=0.983

Tableau 21 : Calcul du coefficient de correction de densité de l'air

L'hygrométrie moyenne est estimée à 80%.

Selon la norme IEC 61400-12-1, la correction de la courbe de puissance de l'éolienne se fait sur les vitesses selon : $V = V_n \cdot d^{-1/3}$, V_n représentant les vitesses de la courbe de puissance normalisée

(établie pour une densité de l'air égale à 1, ou une masse volumique de l'air égale à 1.225 kg/m^3), et de la densité moyenne de l'air au niveau du moyeu des éoliennes.

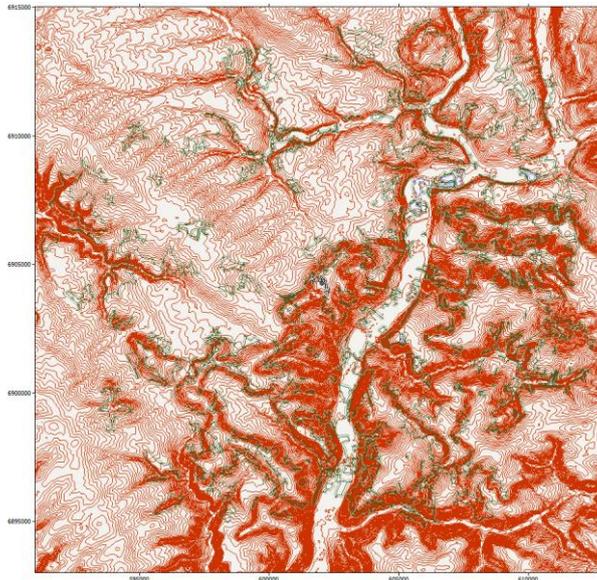
La correction peut aussi se faire à partir d'une courbe de puissance fournie par le constructeur de densité plus proche de celle du site, et a ainsi été faite à partir des courbes de puissance de masse volumique 1.200 kg/m^3 pour les Enercon et Vestas.

Les courbes de puissance adaptées au site sont explicitées en annexe.

5.2 Estimation des Productibles

5.2.1 Carte de topographie et rugosité utilisée

L'orographie a été obtenue à partir de données de la BD Alti 25m de l'IGN; les courbes de niveaux ont ensuite été obtenues tous les 2m.



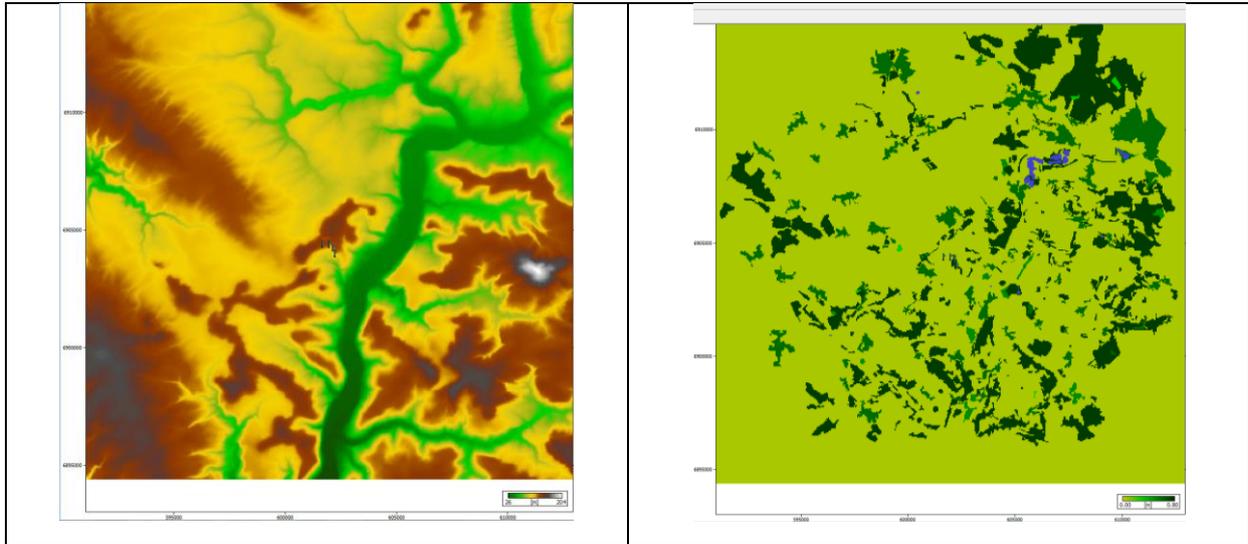
carte 6 : carte de topographie et rugosité utilisée

La rugosité a été ajoutée à partir d'images satellites; elle est schématisée selon 7 classes, fonction de la nature du sol (mer et étendues d'eau, campagne dégagée, petits bois, massifs forestiers, villes), selon la classification de Davenport.

Les valeurs de rugosité utilisées sont :

- Etendues d'eau : 0.0 mètre
- Campagne dégagée : 0.04 mètre
- Bois épars, serres: 0.3 mètre
- Forêt dispersée : 0.5 mètre
- Villages : 0.6 mètre
- Massifs forestiers : 0.75 mètre
- Sites industriels: 0.8 mètre

On a ainsi, en la visualisant avec WAsP Engineering, la carte d'orographie et rugosité suivante, centrée sur la position du site :



carte 7 : carte d'orographie et rugosité utilisée par WAsP, site du Site XXX

WAsP Engineering décale légèrement les positions des éoliennes vers le sud.

5.2.2 Productibles issus de WAsP

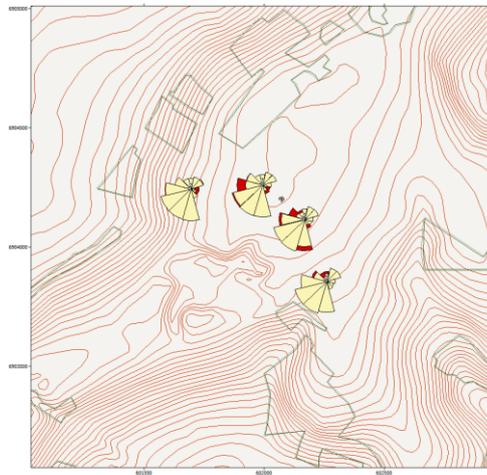


Figure 8 : Roses des vents et effets de sillages sur la centrale éolienne du Site XXX, V100 , d'après WAsP

5.2.2.1 *Eoliennes E-82 E2 2.3MW*

A partir de là, il est possible d'estimer les productions moyennes annuelles des éoliennes sur le site, en utilisant le logiciel WAsP11 ; les résultats ci-dessous sont obtenus avec la carte de topographie et rugosité « SITE XXX_rugosite.map », et correspondent au projet de 4 éoliennes E-82 E2 2.3MW, implantées selon "Peol2021", avec des hauteurs de moyeux de 98.38 mètres :

Eolienne	Position x	Position y	Vitesse du vent (m/s)	Production brute (GWh)	Production effets de sillage pris en compte (GWh)	Perte (%)
E1	-	-	-	-	-	-
E2	-	-	-	-	-	-
E3	-	-	-	-	-	-
E4	-	-	-	-	-	-
Centrale						

Tableau 22: Productibles issus de WAsP, E-82 E2

Soit une production annuelle brute de xxx GWh, en tenant compte des pertes dues au sillage, estimées en moyenne à xx% de la production.

5.2.2.2 Éoliennes V90 2.2MW

Les résultats ci-dessous sont obtenus avec la carte de topographie et rugosité « SITE XXX_rugosite.map », et correspondent au projet de 4 éoliennes V90 2.2MW, implantées selon “Peol2021”, avec des hauteurs de moyeux de 95 mètres:

Eolienne	Position x	Position y	Vitesse du vent (m/s)	Production brute (GWh)	Production effets de sillage pris en compte (GWh)	Perte (%)
E1	-	-	-	-	-	-
E2	-	-	-	-	-	-
E3	-	-	-	-	-	-
E4	-	-	-	-	-	-
Centrale						

Tableau 23: Productibles issus de WAsP, V90

Soit une production annuelle brute de xxx GWh, en tenant compte des pertes dues au sillage, estimées en moyenne à xx% de la production.

5.2.2.3 Éoliennes V100 2.2MW

Les résultats ci-dessous sont obtenus avec la carte de topographie et rugosité « SITE XXX_rugosite.map », et correspondent au projet de 4 éoliennes V100 2.2MW, implantées selon “Peol2021”, avec des hauteurs de moyeux de 89 mètres:

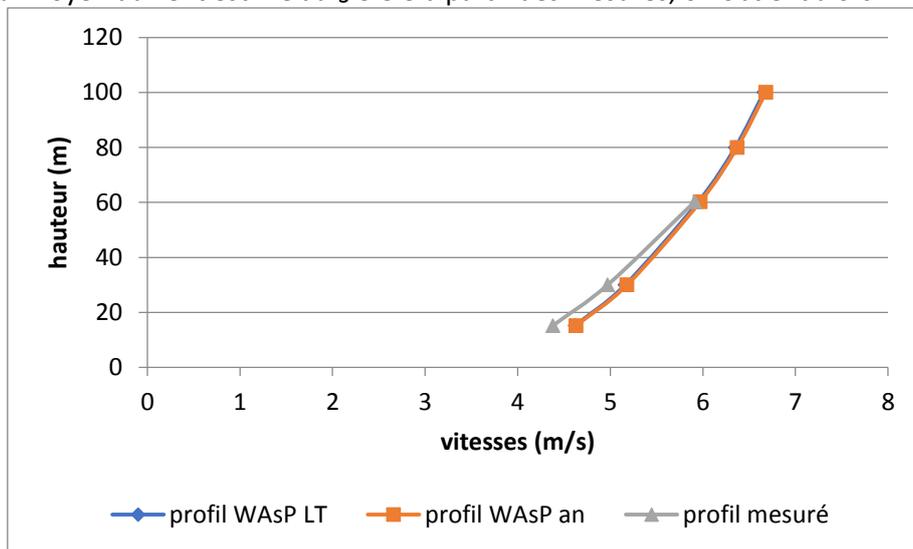
Eolienne	Position x	Position y	Vitesse du vent (m/s)	Production brute (GWh)	Production effets de sillage pris en compte (GWh)	Perte (%)
E1	-	-	-	-	-	-
E2	-	-	-	-	-	-
E3	-	-	-	-	-	-
E4	-	-	-	-	-	-
Centrale						

Tableau 24: Productibles issus de WAsP, V100

Soit une production annuelle brute de xxx GWh, en tenant compte des pertes dues au sillage, estimées en moyenne à xx% de la production.

5.2.3 Profil vertical de WasP sur la position du mât de mesures

On peut comparer sur la position du mât de mesures le profil vertical moyen du vent modélisé par WASP (les données long terme et l'année de mesures sont utilisées comme données de vent) au profil vertical moyen du vent estimé au § 3.3.3 à partir des mesures; on obtient alors :



graphique 12 : profil de WASP sur la position du mât de mesures

Quelles que soient les données de vent, le profil vertical du vent modélisé par WASP sur la position du mât de mesures correspond à une loi de puissance de paramètre $\alpha=0.22$ entre les niveaux 100m et 60.22m, et de paramètre $\alpha=0.205$ entre les niveaux 60.22m et 30m; ce profil de WASP est donc plus raide que le profil mesuré entre ces niveaux ($\alpha=0.245$). L'extrapolation verticale de WASP devrait donc sous-estimer les vitesses à hauteur de moyeu.

Il est donc préférable de corriger l'extrapolation verticale de WASP en se basant sur le profil mesuré.

5.2.4 Précision de WASP sur la position du mât de mesures

5.2.4.1 Eolienne E-82 E2 2.3MW

Sur la position du mât de mesures, on peut comparer les vitesse moyenne, densité de puissance et production moyenne annuelle d'une éolienne E-82 E2 2.3MW obtenues par WASP à hauteur de moyeu (98.38 m) à ce que l'on obtiendrait directement à partir des données de vent, en se basant sur une extrapolation estimée.

Les données de vent long terme issues du §4.6 sont extrapolées à hauteur de moyeu en se basant sur un profil vertical moyen de $\alpha=0.245$, issu du profil mesuré.

On en déduit directement les vitesse moyenne (V_{moy}), densité de puissance (D_p) et production annuelle moyenne (E) d'une éolienne à hauteur de moyeu du tableau ci-dessous. Par calcul de WASP en se positionnant sur la position du mât de mesures, on obtient de même les valeurs suivantes pour ces vitesse moyenne, densité de puissance et production annuelle moyenne :

méthode	V_{moy} (m/s)	D_p (W/m^2) densité :1	E (GWh/an)
Calcul direct	-	-	-
WASP	-	-	-

Tableau 25 : Estimations de productibles à l'emplacement du mât de mesure, E-82 E2 2.3MW

L'écart de production entre le calcul direct et celui issu de WAsP, de l'ordre de 0.4%, est petit, mais sera pris en compte par la suite. Cet écart est dû à la fois à l'extrapolation verticale et à l'utilisation par WAsP de fonctions de Weibull.

5.2.4.2 Eolienne V90 2.2MW

Le tableau ci-dessous compare de même, sur la position du mât de mesures, les vitesse moyenne, densité de puissance et production moyenne annuelle d'une éolienne V90 2.2MW obtenues par WAsP à hauteur de moyeu (95m) à ce que l'on obtiendrait directement à partir des données de vent :

méthode	V_{moy} (m/s)	D_p (W/m^2) densité :1	E (GWh/an)
Calcul direct	-	-	-
WAsP	-	-	-

Tableau 26 : Estimations de productibles à l'emplacement du mât de mesure, V90 2.2MW

L'écart de production entre le calcul direct et celui issu de WAsP, de l'ordre de 0.6%, est petit, mais sera pris en compte par la suite.

5.2.4.3 Eolienne V100 2.2MW

Le tableau ci-dessous compare de même, sur la position du mât de mesures, les vitesse moyenne, densité de puissance et production moyenne annuelle d'une éolienne V100 2.2MW obtenues par WAsP à hauteur de moyeu (89m) à ce que l'on obtiendrait directement à partir des données de vent :

méthode	V_{moy} (m/s)	D_p (W/m^2) densité :1	E (GWh/an)
Calcul direct	-	-	-
WAsP	-	-	-

Tableau 27 : Estimations de productibles à l'emplacement du mât de mesure, V100 2.2MW

L'écart de production entre le calcul direct et celui issu de WAsP, de l'ordre de -0.5%, est petit, mais sera pris en compte par la suite.

5.2.5 Correction des productibles bruts

Les productibles bruts (sillages compris) du §5.2.2 sont là corrigés de l'estimation de l'imprécision de WAsP, due à la modélisation du profil vertical du vent, et à l'utilisation par WAsP de fonctions de Weibull.

Nous obtenons:

éolienne	E-82 E2 2.3MW	V90 2.2MW	V100 2.2MW
Productibles bruts (GWh)	-	-	-
Direct/WasP11	-	-	-
Productibles bruts corrigés (GWh)	-	-	-

Tableau 28 : Correction des productibles bruts

5.2.6 Productibles Nets

Les productibles nets sont déduits des productibles bruts en tenant compte des différents facteurs que sont la disponibilité technique moyenne des éoliennes, les pertes électriques, les pertes environnementales, et autres pertes.

- Pertes électriques : elles sont estimées à 2 %, en y incluant l’auto-consommation des éoliennes.
- Disponibilité des éoliennes : elles sont estimées à 97%; une disponibilité moyenne garantie légèrement différente peut toutefois être fournie par le fabricant d’éoliennes.
- Maintenance planifiée: les pertes sont estimées à 0.5%.
- Disponibilité du réseau : les pertes sont estimées à 0.6%.
- Pertes liées à la performance des éoliennes : les pertes sont estimées à 1%.
- Pertes dues au givre : nous les estimons à environ 0.4% du productible, la région étant très modérément soumise au gel (en moyenne 61 jours de gel enregistrés sur la station météorologique de Beauvais (alt : 106 m), d’après les « Normales Climatiques, 1961-1990 »).
- Dégradation des pales : les pertes sont estimées à 0.5%.

On peut alors estimer les productibles nets selon :

éolienne	E-82 E2 2.3MW	V90 2.2MW	V100 2.2MW
Productible Brut (GWh)	-	-	-
Pertes électriques	0.98	0.98	0.98
Disponibilité Technique	0.97	0.97	0.97
maintenance	0.995	0.995	0.995
Disponibilité du réseau	0.994	0.994	0.994
Pertes de performance	0.99	0.99	0.99
Pertes dues au givre	0.996	0.996	0.996
Dégradation des pales	0.995	0.995	0.995
Efficacité Globale	0.922	0.922	0.922
Productible Net (GWh)	-	-	-
Nbre heures equival (h)	-	-	-

Tableau 29: Productibles nets pour SITE XXX

Les productibles mensuels pour les 3 types d’éolienne sont estimés en annexe 9.5.

6 Incertitudes sur les productibles, P75 & P90

6.1 Méthode de calculs

Nous cherchons à estimer l'incertitude existant sur nos estimations et prévisions de productions nettes; nous distinguons :

- Incertitude due à l'imprécision sur les mesures de vitesses.
 - Incertitude due à la méthode MCP.
 - Incertitude due à la référence long terme.
 - Incertitude due à l'utilisation de WASP pour l'extrapolation spatiale des vitesses.
 - Incertitude sur l'extrapolation verticale des vitesses.
 - Incertitude due à la courbe de puissance de l'éolienne.
 - Incertitude due aux estimations des pertes diverses de production.
-
- Pour l'incertitude sur les vitesses de vent à hauteur de moyeu des éoliennes, nous distinguons :
 - Incertitude sur la mesure; elle dépend de la vitesse du vent, et est fonction des incertitudes sur la calibration de l'anémomètre, sur son montage et sur ses conditions de fonctionnement (cf IEC 61400-12-1); les anémomètres ont été correctement calibrés, mais le mât **n'est pas tout à fait** conforme à la norme IEC 61400-12-1 de 2005 [2]; il est de plus possible que l'environnement du mât ait aussi quelque peu changé, et n'ait pas été très bien modélisé; nous estimons donc cette incertitude à xx m/s en moyenne (3%).
 - Incertitude due à la méthode MCP et au recalage long terme sur des stations Météo-France et des données réanalysées (données Merra-2, données ERA5). Cette incertitude est fonction des coefficients de corrélation entre stations et site, est fonction de la durée de la période de mesures (là, 1 année ~complète de données), et de la méthode MCP utilisée; elle est là estimée à 2% en relatif.
 - L'incertitude sur la qualité de la référence long terme utilisée pour la méthode matricielle (données Merra-2); nous estimons cette incertitude à 1.5% en relatif.
 - L'incertitude due à la durée limitée de la période long terme utilisée (ici 20 années) peut être estimée à partir de la variabilité interannuelle des moyennes de vent annuelles des données recalées; on suppose que les moyennes annuelles du vent suivent une loi normale, dont on déduit une incertitude standard (utilisation de la loi de Student); elle est là estimée à ~1% en relative.
 - L'incertitude due à l'extrapolation spatiale et verticale, du mât aux éoliennes, est estimée à 1% sur les vitesses pour l'extrapolation spatiale, et 1% tous les 10m pour l'extrapolation verticale.
 - L'incertitude sur la courbe de puissance est établie pour les fabricants par des organismes de test indépendants (cette incertitude est normalement proche de 5 % pour des vitesses comprises entre 7 et 10 m/s). Elle est estimée à 5% sur les productions, quelle que soit l'éolienne considérée.
 - L'incertitude sur les pertes diverses de productions estimées pour le calcul des productibles nets à partir des productibles bruts est calculée en estimant que les incertitudes sont d'environ ½ perte pour les conditions environnementales et la performance de la machine, et d'environ ¼ perte pour les disponibilités, les pertes électriques et les pertes de sillages.

6.2 Incertitude sur la vitesse moyenne climatologique du site

6.2.1 Incertainude sur la vitesse moyenne climatologique du vent sur le mât de mesures, à 60.22 m

SITE XXX	
Vitesse moyenne à 60.22 m	-
Incertitude sur la mesure (3%)	-
Incertitude due au recalage (2%)	-
Incertitude sur la qualité de la référence long terme (1.5%)	-
Incertitude due à la durée limitée de la période long terme (~1%)	-
Incertitude totale sur la vitesse	-

Tableau 30: Incertitudes sur la vitesse moyenne climatologique à 60 mètres, mât de mesures

Ces incertitudes sont considérées comme étant indépendantes, et sont sommées en prenant la racine de la somme des carrés des 4 incertitudes. On a donc une vitesse climatologique sur le mât du Site XXX à 60.22 mètres de :

$$V = xx \text{ m/s} \pm 0.24 \text{ m/s}$$

6.2.2 Incertainudes sur les vitesses moyennes long terme à hauteur de moyeu des éoliennes

On ajoute l'incertitude due à l'extrapolation spatiale et verticale du mât aux éoliennes (WAsP); les vitesses moyennes à hauteur de moyeu sont issues des tableaux 22 à 24, et des tableaux 25 à 27:

éolienne	E-82 E2 2.3MW	V90 2.2MW	V100 2.2MW
Hauteur de moyeu (m)	98.38	95	85/89
Vitesse moyenne à hauteur de moyeu (m/s)	-	-	-
Incertitude sur la mesure (3 %) (m/s)	-	-	-
Incertitude due au recalage (2%) (m/s)	-	-	-
Incertitude sur la qualité de la référence long terme (1.5 %)	-	-	-
Incertitude due à la durée limitée de la période long terme (m/s)	-	-	-
Incertitude due à l'extrapolation verticale (m/s)	-	-	-
Incertitude due à l'extrapolation spatiale (1 %) (m/s)	-	-	-
Incertitude totale sur la vitesse à hauteur de moyeu (m/s)	-	-	-
Incertitude totale relative (%)	-	-	-

Tableau 31: Incertitudes sur les vitesses moyennes climatologiques à hauteur de moyeu des éoliennes

Ces incertitudes sont considérées comme étant indépendantes, et sont sommées en prenant la racine de la somme des carrés des 6 incertitudes.

6.3 Incertitudes sur la production

On détermine pour cela un coefficient de sensibilité de la production du site à des variations sur la vitesse moyenne climatologique à hauteur de moyeu; ce coefficient nous permet de déduire les incertitudes sur les productions résultant des incertitudes sur les vitesses.

Sont prises en compte par ailleurs les incertitudes sur les courbes de puissances, et l'incertitude sur les pertes diverses de production. On obtient ainsi:

éolienne	E-82 E2 2.3MW	V90 2.2MW	V100 2.2MW
Incertitude sur les vitesses (GWh)	2.45	2.38	2.37
Incertitude sur la courbe de puissance (GWh)	0.96	1.00	1.16
Incertitude sur les estimations de pertes (GWh)	0.37	0.36	0.46
Incertitude totale (GWh)	2.66	2.60	2.68
% incertitude	-	-	-

Tableau 32 : Incertitudes sur les productions annuelles, en GWh

Ces incertitudes sont considérées comme étant indépendantes, et sont sommées en prenant la racine des carrés des incertitudes.

On obtient donc les productions annuelles moyennes nettes :

Eolienne E-82 E2 2.3MW	P = xx GWh ± 2.66 GWh
Eolienne V90 2.2MW	P = xx GWh ± 2.60 GWh
Eolienne V100 2.2MW	P = xx GWh ± 2.68 GWh

6.4 P50, P75 & P90

En supposant que les productions annuelles de la centrale suivent une loi normale dont on a correctement estimé l'écart-type, on en déduit les productions long terme minimales aux taux de confiance 90%, 75% et 50%. **On obtient ainsi les valeurs P90, P75 et P50 suivantes :**

éolienne	E-82 E2 2.3MW	V90 2.2MW	V100 2.2MW
P90	-	-	-
P75	-	-	-
P50	-	-	-

Tableau 33: Productions long terme minimales, en GWh

7 Impact d'un bridage acoustique sur les productibles

Une étude d'impact acoustique a été effectuée pour les 3 types d'éoliennes envisagés ; (document « Site XXX-Recap des résultats E82-V90-V100.xlsx»). Les plans de bridages vont dépendre de l'heure (différences Jour/nuit), de la direction du vent et de la vitesse du vent au niveau 10m.

2 secteurs de vent sont pris en compte, un secteur SO (Sud-Ouest), qui devrait concerner le secteur directionnel]135°- 315°], et un secteur NE (Nord-Est), qui devrait être le secteur]315°- 135°].

7.1 Plan de Bridage préconisé, E-82 E2 2.3MW

Pour les Enercon E-82, 2.3MW, hm: 98.4m, nous avons le plan de bridage suivant, en période nocturne (22h-7h) uniquement:

- **Direction SO**

Vitesse de vent standardisée Href=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
Vitesse de vent au moyen (H=98m)	≤ 5m/s]5-6.4]m/s]6.4-7.9]m/s]7.9-9.3]m/s]9.3-10.7]m/s]10.7-12.2]m/s]12.2-13.6]m/s	>13.6m/s
Eol n°1	0s	0s	2000kW	1600 kW		1400 kW	0s	IVs
Eol n°2	0s	0s	Arrêt			1000 kW	IVs	
Eol n°3	0s	0s	2000kW	IVs	Arrêt	1000 kW	IVs	
Eol n°4	0s	Arrêt					IVs	

Tableau 34 : plan de bridage E-82, période nocturne, vent SO

- **Direction NE**

Vitesse de vent standardisée Href=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
Vitesse de vent au moyen (H=98m)	≤ 5m/s]5-6.4]m/s]6.4-7.9]m/s]7.9-9.3]m/s]9.3-10.7]m/s]10.7-12.2]m/s]12.2-13.6]m/s	>13.6m/s
Eol n°1	0s	0s	1600 kW		1800 kW	IVs	0s	
Eol n°2	0s	0s	1000 kW	Arrêt		1000 kW	IVs	
Eol n°3	0s	0s	1400 kW		Arrêt	1000 kW	IVs	
Eol n°4	0s	Arrêt					IVs	

Tableau 35 : plan de bridage E-82, période nocturne, vent NE

Les courbes de puissances des modes bridés sont explicitées en annexe 9.3; les courbes de puissances utilisées sont celles correspondant à une masse volumique de l'air de 1.225 kg/m³; comme l'on fait un comparatif entre productions avec et sans bridage, l'influence de la densité est là négligeable.

7.2 Plan de Bridage préconisé, V90 2.2MW

Pour les Vestas V90, hm: 95m, nous avons le plan de bridage suivant, en période nocturne (22h-7h) uniquement:

- **Direction SO**

Vitesse de vent standardisée Href=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
Vitesse de vent au moyen (H=98m)	≤ 5m/s]5-6.4]m/s]6.4-7.8]m/s]7.8-9.3]m/s]9.3-10.7]m/s]10.7-12.1]m/s]12.2-13.5]m/s	>13.5m/s
Eol n°1	Mode 0	Mode 3			Mode 0		Mode 0	
Eol n°2	Mode 0	Mode 3		Arrêt		Mode 0		
Eol n°3	Mode 0	Mode 3			Mode 3		Mode 2	Mode 0
Eol n°4	Mode 0	Mode 3	Arrêt				Mode 3	

Tableau 36 : plan de bridage V90, période nocturne, vent SO

• **Direction NE**

Vitesse de vent standardisée Href=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
Vitesse de vent au moyen (H=98m)	≤ 5m/s]5-6.4]m/s]6.4-7.8]m/s]7.8-9.3]m/s]9.3-10.7]m/s]10.7-12.1]m/s]12.2-13.5]m/s	>13.5m/s
Eol n°1	Mode 0		Mode 2	Mode 3		Mode 0		
Eol n°2	Mode 0		Mode 3		Arrêt		Mode 0	
Eol n°3	Mode 0		Mode 3				Mode 2	Mode 0
Eol n°4	Mode 0		Mode 3	Arrêt				Mode 3

Tableau 37 : plan de bridage V90, période nocturne, vent NE

Les courbes de puissances des modes bridés sont explicitées en annexe 9.3; les courbes de puissances utilisées sont celles correspondant à une masse volumique de l'air de 1.200 kg/m³.

7.3 Plan de Bridage préconisé, V100 2.2MW

Pour les Vestas V100 2.2MW, hm: 89m, nous avons le plan de bridage suivant, en période diurne (7h–22h):

• **Direction SO**

Vitesse de vent standardisée Href=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
Vitesse de vent au moyen (H=98m)	≤ 4.9m/s]4.9-6.4]m/s]6.4-7.8]m/s]7.8-9.2]m/s]9.2-10.6]m/s]10.6-12.0]m/s]12.0-13.4]m/s	>13.4m/s
Eol n°1	Mode 0			Mode 1	Mode 0			
Eol n°2	Mode 0			Mode 1	Mode 2	Mode 1	Mode 0	
Eol n°3	Mode 0			Mode 1	Mode 0			
Eol n°4	Mode 0				Mode 1	Mode 0		

Tableau 38 : plan de bridage V100, période diurne, vent SO

• **Direction NE**

Vitesse de vent standardisée Href=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
Vitesse de vent au moyen (H=98m)	≤ 4.9m/s]4.9-6.4]m/s]6.4-7.8]m/s]7.8-9.2]m/s]9.2-10.6]m/s]10.6-12.0]m/s]12.0-13.4]m/s	>13.4m/s
Eol n°1	Mode 0							
Eol n°2	Mode 0			Mode 1		Mode 0		
Eol n°3	Mode 0				Mode 1	Mode 0		
Eol n°4	Mode 0			Mode 1			Mode 0	

Tableau 39 : plan de bridage V100, période diurne, vent NE

Et nous avons le plan de bridage suivant, en période nocturne (22h-7h):

• **Direction SO**

Vitesse de vent standardisée Href=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
Vitesse de vent au moyen (H=98m)	≤ 4.9m/s]4.9-6.4]m/s]6.4-7.8]m/s]7.8-9.2]m/s]9.2-10.6]m/s]10.6-12.0]m/s]12.0-13.4]m/s	>13.4m/s
Eol n°1	Mode 0	Mode 2				Mode 1	Mode 0	
Eol n°2	Mode 0	Mode 4	Arrêt				Mode 1	Mode 0
Eol n°3	Mode 0		Mode 2	Mode 4	Arrêt	Mode 4	Mode 2	Mode 1
Eol n°4	Mode 0	Mode 4	Arrêt				Mode 2	

Tableau 40 : plan de bridage V100, période nocturne, vent SO

• **Direction NE**

Vitesse de vent standardisée Href=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
Vitesse de vent au moyen (H=98m)	≤ 4.9m/s]4.9-6.4]m/s]6.4-7.8]m/s]7.8-9.2]m/s]9.2-10.6]m/s]10.6-12.0]m/s]12.0-13.4]m/s	>13.4m/s
Eol n°1	Mode 0		Mode 2				Mode 0	
Eol n°2	Mode 0	Mode 4		Arrêt		Mode 4	Mode 2	Mode 0
Eol n°3	Mode 0		Mode 4	Mode 2	Arrêt	Mode 4	Mode 2	
Eol n°4	Mode 0	Mode 4	Arrêt				Mode 2	

Tableau 41 : plan de bridage V100, période nocturne, vent NE

Les courbes de puissances des modes bridés sont celles de la V100 **2MW**, et sont explicitées en annexe 9.3; les courbes de puissances utilisées sont celles correspondant à une masse volumique de l'air de 1.200 kg/m³.

7.4 Estimations des pertes dues au bridage

7.4.1 Méthodologie pour le bridage acoustique

Pour estimer la perte de production due au bridage, il nous faut comparer sur le long terme les productions des éoliennes avec et sans bridage, en tenant compte de l'heure (différences Jour/nuit), de la direction du vent et de la vitesse du vent au niveau 10m, cela en se basant sur les plans de bridage ci-dessus.

Les données de vent long terme obtenues par MCP matricielle au §4.6 ne comportent pas d'horodatage ; elles pourraient néanmoins être utilisées en faisant l'hypothèse que les conditions de vent de nuit ne diffèrent pas trop des conditions de jour; la précision du résultat serait toutefois assez grossière, et nous préférons pour notre part reconstituer une ou plusieurs années de vent avec horodatage, représentatives du long terme.

L'année de mesures du mât de 60m, allant du 1^{er} août 2007 au 31 juillet 2008, est peu représentative du long terme pour ce qu'il en est de la rose des vents (cf. figure 1) ; cette année ayant été un peu moins ventées que le long terme, nous les recadrons sur la vitesse moyenne long terme de xx m/s (cf. §4.5.6) ; on obtient ainsi les données suivantes, que l'on peut comparer aux données long terme calculées au §4.6.1 :

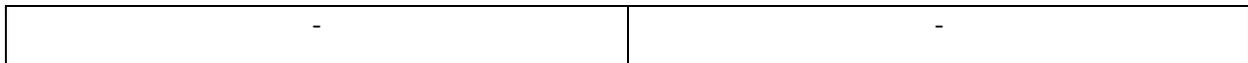


Figure 9 : comparaison des histogrammes de vitesses, année recadrée et long terme

Les distributions des vitesses sont bien différentes entre l'année recadrée et les données long terme, les paramètres de Weibull k valant respectivement k=2.10 et k=2.28. Les rose des vents et distribution des vitesses de cette année étant peu représentative du long terme, il est peu précis de se baser sur cette année de mesures.

Une autre possibilité est d'utiliser les données de vent long terme obtenues par les régressions linéaires effectuées au §4.5.5, et d'y ajouter un bruit aléatoire compensant la perte de variabilité due aux régressions; on obtient ainsi, en ayant ajouté aux vitesses de vent des données obtenues par régressions sur les données ERA5, 2001-2020, un bruit tel qu'une vitesse V soit multipliée par un facteur de l'intervalle [0.775*V; 1.225*V], l'histogramme suivant, que l'on peut comparer à l'histogramme du §4.6.1 :

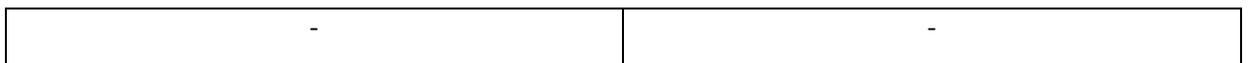


Figure 10: comparaison des histogrammes de vitesses, long terme régressions bruitées et long terme MCP

Les paramètres de Weibull A sont proches; les paramètres de forme k valent respectivement k=2.27 et k=2.28; l'écart est petit; il est donc préférable de se baser sur ces données de vent long terme bruitées. Le fait d'utiliser des données horaires plutôt que des données 10 min importe peu pour cette étude, et nous disposons là de 20 années de vent représentatives du long terme.

Nous suivons ensuite la méthode suivante :

- Modification de l'horodatage, en heure d'été et heure d'hiver; les mois d'avril à octobre sont mis en heure d'été, les autres en heure d'hiver.
- Pour chaque éolienne, extrapolation des vitesses du mât, niveau 60.22m, en vitesses de vent de l'éolienne à hauteur de moyeu, en se basant sur WAsP pour l'extrapolation spatiale, et sur le profil mesuré pour l'extrapolation verticale; (cf. tableaux 22 à 24, et tableau 8).
- Pour chaque éolienne, calcul toutes les heures des vitesses de vent au niveau 10m selon le profil logarithmique standard, puis calcul des productions en appliquant le plan de bridage; (programme VBA utilisé).
- Estimation de la perte globale en comparant pour chaque éolienne les productions bridées et non bridées, et en prenant en compte les pertes de sillages moyennes dans ce comparatif.

7.4.2 Estimations des pertes pour la E-82 2.35MW

On obtient, en MWh/an, les productions suivantes, avec et sans bridages, chaque éolienne étant considérée isolément :

éolienne	1	2	3	4
Prod Mode0 (MWh)	-	-	-	-
Prod bridées (MWh)	-	-	-	-
Rapport bridé/Mode0	97.3%	77.6%	89.9%	69.1%

Tableau 42 : Estimations des productions annuelles, avec et sans bridages, E-82

En supposant que les estimations de pertes dues aux sillages sont peu modifiées par les bridages, on obtient les productions brutes, sillages compris, et avec bridage suivantes :

Eolienne	Position x	Position y	Vitesse du vent (m/s)	Production brute (GWh)	Production effets de sillage pris en compte (GWh)	Rapport bridé/mode0 (%)	Productions bridées effets de sillage pris en compte (GWh)
E1	601695	6904242	-	-	-	-	-
E2	601994	6904259	-	-	-	-	-
E3	602169	6904114	-	-	-	-	-
E4	602261	6903854	-	-	-	-	-
Centrale			-	-	-	-	-

Tableau 43 : estimation de la perte globale de production due aux bridages, E-82

On arrive finalement à un rapport global (production avec bridage/production Mode0) de xx / xx, soit 83.43%.

Globalement, la réduction de production est d'environ 16.6% !

7.4.3 Estimations des pertes pour la V90 2.2MW

On obtient, en MWh/an, les productions suivantes, avec et sans bridages, chaque éolienne étant considérée isolément :

éolienne	1	2	3	4
Prod Mode0 (MWh)	-	-	-	-
Prod bridées (MWh)	-	-	-	-
Rapport bridé/Mode0	91.9%	81.5%	88.9%	73.8%

Tableau 44 : Estimations des productions annuelles, avec et sans bridages, V90

En supposant que les estimations de pertes dues aux sillages sont peu modifiées par les bridages, on obtient les productions brutes, sillages compris, et avec bridage suivantes :

Eolienne	Position x	Position y	Vitesse du vent (m/s)	Production brute (GWh)	Production effets de sillage pris en compte (GWh)	Rapport bridé/mode0 (%)	Productions bridées effets de sillage pris en compte (GWh)
E1	601695	6904242	-	-	-	-	-
E2	601994	6904259	-	-	-	-	-
E3	602169	6904114	-	-	-	-	-
E4	602261	6903854	-	-	-	-	-
Centrale			-	-	-	-	-

Tableau 45 : estimation de la perte globale de production due aux bridages, V90

On arrive finalement à un rapport global (production avec bridage/production Mode0) de xx / xx, soit 84.00%.

Globalement, la réduction de production est d'environ 16% !

7.4.4 Estimations des pertes pour la V100 2.2MW

On obtient, en MWh/an, les productions suivantes, avec et sans bridages, chaque éolienne étant considérée isolément :

éolienne	1	2	3	4
Prod Mode0 (MWh)	-	-	-	-
Prod bridées (MWh)	-	-	-	-
Rapport bridé/Mode0	93.6%	67.0%	82.2%	65.1%

Tableau 46 : Estimations des productions annuelles, avec et sans bridages, V100

En supposant que les estimations de pertes dues aux sillages sont peu modifiées par les bridages, on obtient les productions brutes, sillages compris, et avec bridage suivantes :

Eolienne	Position x	Position y	Vitesse du vent (m/s)	Production brute (GWh)	Production effets de sillage pris en compte (GWh)	Rapport bridé/mode0 (%)	Productions bridées effets de sillage pris en compte (GWh)
E1	601695	6904242	-	-	-	-	-
E2	601994	6904259	-	-	-	-	-
E3	602169	6904114	-	-	-	-	-
E4	602261	6903854	-	-	-	-	-
Centrale			-	-	-	-	-

Tableau 47 : estimation de la perte globale de production due aux bridages, V100

On arrive finalement à un rapport global (production avec bridage/production Mode0) de xx / xx, soit 76.97%.

Globalement, la réduction de production est d'environ 23% !

7.5 Retour vers les P50, P75 et p90

Pour les 3 types d'éoliennes, il est possible d'estimer les P75 et P90 en ajoutant aux incertitudes relatives issues du tableau 32 une incertitude relative supplémentaire estimée à ¼ des pertes dues au bridage; nous obtenons alors:

éolienne	E-82 E2 2.3MW	V90 2.2MW	V100 2.2MW
Productible Net	-	-	-
Coef de réduction	83.43%	84.00%	76.97%
P50 avec bridage	-	-	-
Nbre heures équival	-	-	-
% incertitude	-	-	-
P75 avec bridage	-	-	-
Nbre heures équival	-	-	-
P90 avec bridage	-	-	-
Nbre heures équival	-	-	-

Tableau 48 : P50, P75 & P90 avec bridage acoustique

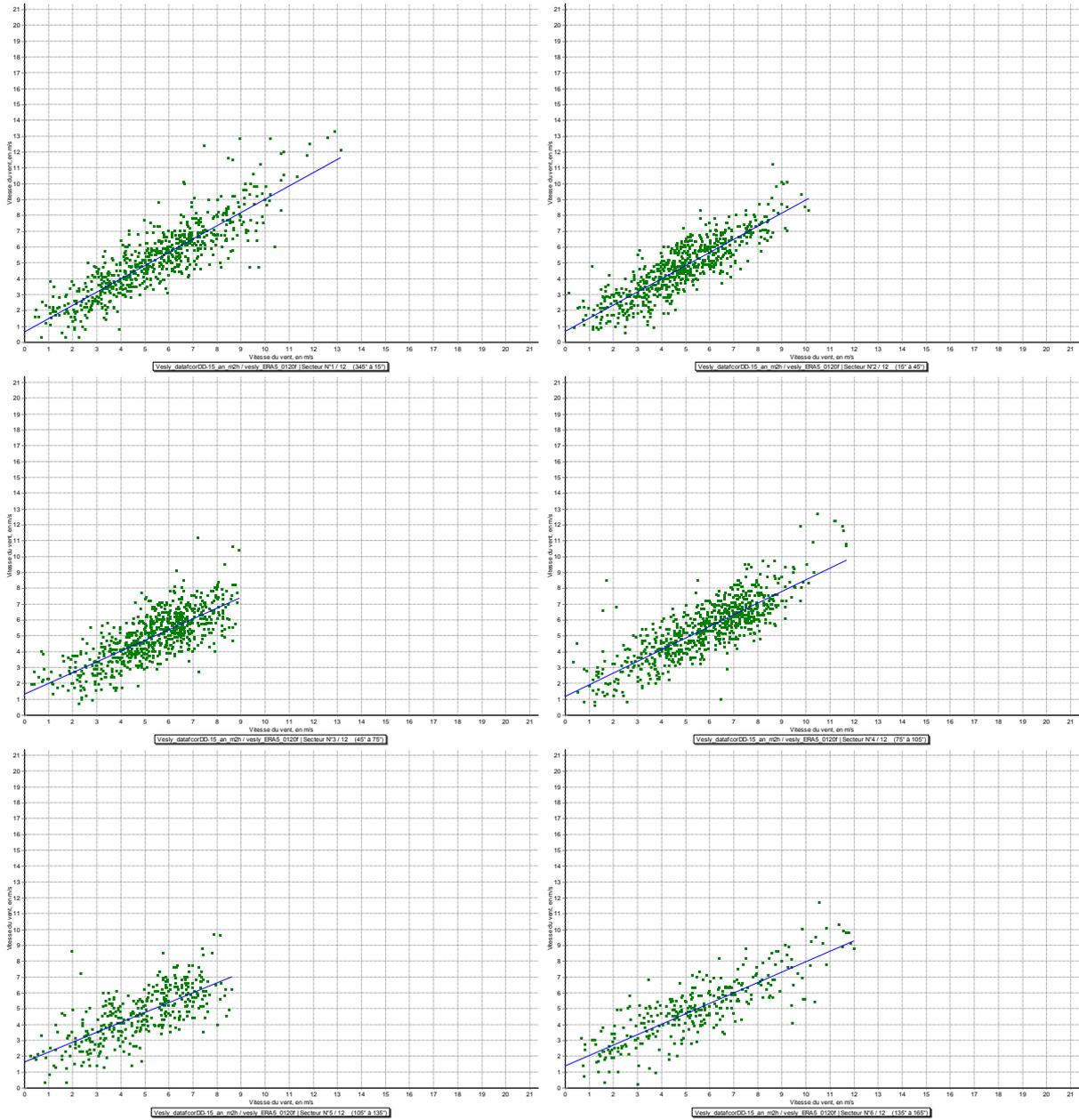
Les productibles mensuels avec bridages sont estimés en annexe 9.5.

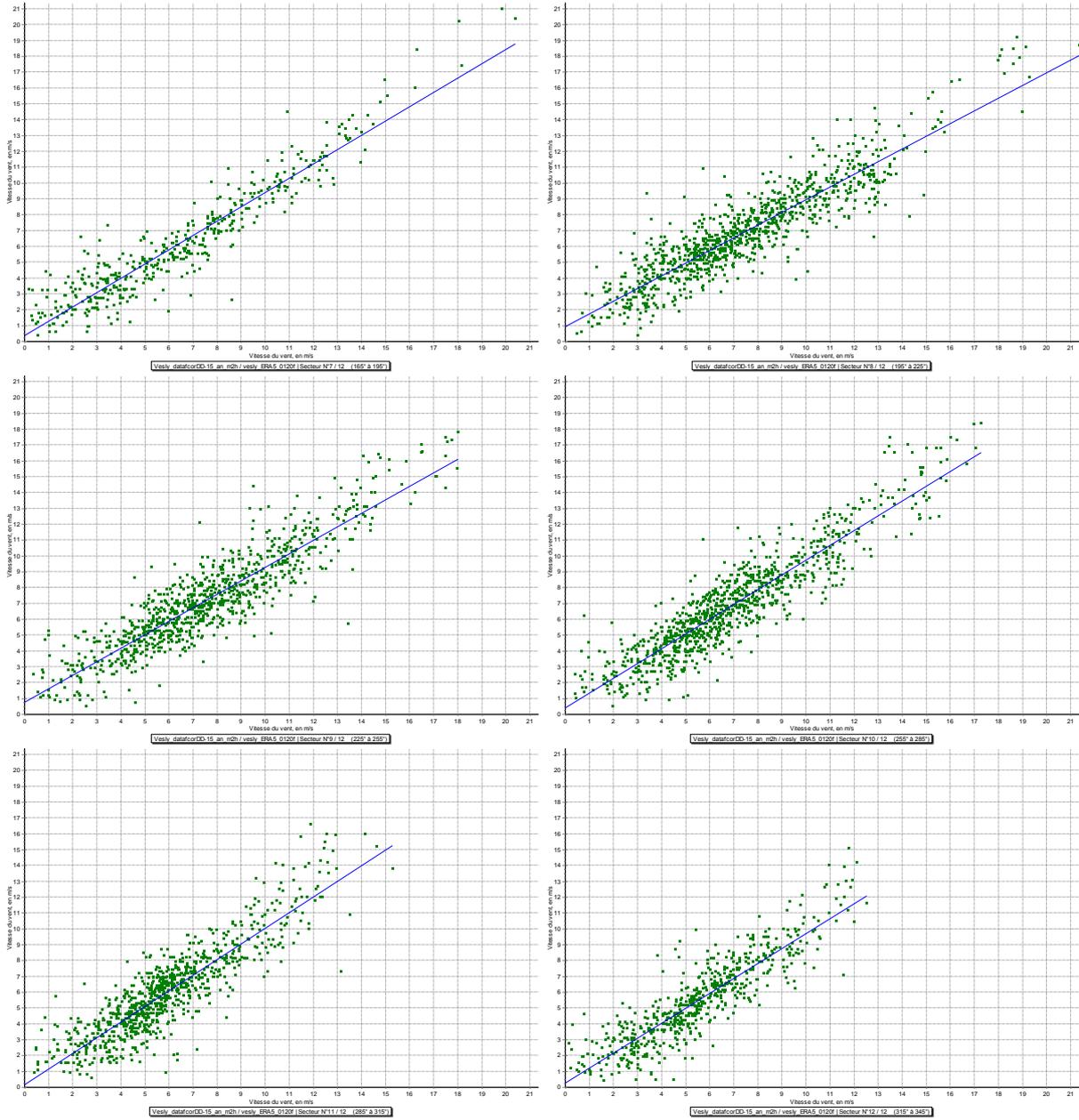
8 Références

- [1] : « European Wind Atlas », I. Troen & E.L.Petersen, Risoe, Denmark, 1989.
- [2] : « Wind turbines-Part 12-1 : Power performance measurements of electricity producing wind turbines », IEC 61400-12-1, 2005-12.
- [2b] : « Wind turbines-Part 12-1 : Power performance measurements of electricity producing wind turbines », IEC 61400-12-1, 2017-03.
- [3] : « Wind speed measurement and use of cup anemometry », IEA, 1999.
- [4]: MEASNET: Power Performance Measurement Procedure, 3rd Ed., November 2000
- [5]: “The long term wind resource”, Dennis A. Moon, WindLogics, 2006.
- [6]: “Long-term wind speed trends in northwestern Europe”, Peter Thomas, Simon Cox, Andrew Tindal, GLGH.
- [7]: cf. “<http://dss.ucar.edu/>”, CISL research data archive, ds090.0.
- [8] : « A review of MCP techniques », M. Anderson, “RES Ltd”, 2004.

9 Annexes

9.1 Methode MCP : régressions par secteurs avec les données ERA5





9.2 Courbes de puissance utilisées, centrale du Site XXX

9.2.1 Eolienne E-82 E2 2.3MW

La courbe de puissances ci-dessous est obtenue à partir de la courbe de puissances fournie par Nordex pour une masse volumique de 1.225 kg/m^3 (document "D0855553-0_#_en_#_Data sheet Air Density Dependent Power Curves E-82 E2 2300 kW.pdf" daté 2019-08-05) :

$\rho = 1.200 \text{ kg/m}^3$		$\rho = 1.205 \text{ kg/m}^3$	
Bins de vitesses centrés (m/s)	E-82 E2 2.3MW Puissance (kW)	Bins de vitesses centrés (m/s)	E-82 E2 2.3MW Puissance (kW)
2	6	2	6.1
2.5	19	2.5	19.1
3	38	3	38.2
3.5	62	3.5	62.3
4	96	4	96.4
4.5	139	4.5	139.6
5	192	5	192.8
5.5	258	5.5	259.1
6	339	6	340.5
6.5	435	6.5	436.9
7	547	7	549.3
7.5	674	7.5	676.8
8	816	8	819.3
8.5	971	8.5	974.8
9	1137	9	1141.2
9.5	1308	9.5	1312.5
10	1480	10	1484.7
10.5	1647	10.5	1651.7
11	1802	11	1806.5
11.5	1940	11.5	1944.0
12	2055	12	2058.5
12.5	2148	12.5	2150.8
13	2217	13	2219.1
13.5	2267	13.5	2268.5
14	2300	14	2301.0
14.5	2322	14.5	2322.7
15	2335	15	2335.4
15.5	2342	15.5	2342.2
16	2346	16	2346.2
16.5	2349	16.5	2349.1
17	2350	17	2350.0
17.5	2350	17.5	2350.0
18	2350	18	2350.0
18.5	2350	18.5	2350.0
19	2350	19	2350.0
19.5	2350	19.5	2350.0
20	2350	20	2350.0
20.5	2350	20.5	2350.0
21	2350	21	2350.0
21.5	2350	21.5	2350.0
22	2350	22	2350.0
22.5	2350	22.5	2350.0
23	2350	23	2350.0
23.5	2346	23.5	2346.0
24	2339	24	2339.0
24.5	2325	24.5	2325.0
25	2304	25	2304.0
25.5	2271	25.5	2271.0

26	2225	26	2225.0
26.5	2165	26.5	2165.0
27	2089	27	2089.0
27.5	2002	27.5	2002.0
28	1812	28	1812.0
28.5	1658	28.5	1658.0
29	1514	29	1514.0
29.5	1365	29.5	1365.0
30	1231	30	1231.0
30.5	1090	30.5	1090.0
31	948	31	948.0
31.5	809	31.5	809.0
32	716	32	716.0
32.5	601	32.5	601.0
33	492	33	492.0
33.5	395	33.5	395.0
34	341	34	341.0

9.2.2 Eolienne V90 2.2 MW

La courbe de puissances ci-dessous est obtenue à partir de la courbe de puissances fournie par Vestas pour une masse volumique de 1.200 kg/m³ (document « 0062-4196_V00 - V90-2.0-2.2 MW 50_60Hz Performance specification.pdf" du 2017-09-06) :

$\rho = 1.200 \text{ kg/m}^3$		$\rho = 1.205 \text{ kg/m}^3$	
Bins de vitesses centrés (m/s)	V90 2.2 MW Puissance (kW)	Bins de vitesses centrés (m/s)	V90 2.2 MW Puissance (kW)
4	92	4	92.6
4.5	146	4.5	146.7
5	208	5	208.9
5.5	281	5.5	282.2
6	370	6	371.7
6.5	474	6.5	475.8
7	576	7	578.4
7.5	722	7.5	725.3
8	886	8	889.7
8.5	1060	8.5	1064.2
9	1241	9	1245.5
9.5	1419	9.5	1423.7
10	1595	10	1599.8
10.5	1762	10.5	1766.6
11	1907	11	1911.0
11.5	2024	11.5	2027.1
12	2104	12	2106.1
12.5	2154	12.5	2155.3
13	2181	13	2181.6
13.5	2190	13.5	2190.2
14	2196	14	2196.2
14.5	2199	14.5	2199.1
15	2200	15	2200.0
15.5	2200	15.5	2200.0
16	2200	16	2200.0
16.5	2200	16.5	2200.0
17	2200	17	2200.0
17.5	2200	17.5	2200.0
18	2200	18	2200.0
18.5	2200	18.5	2200.0
19	2200	19	2200.0
19.5	2200	19.5	2200.0
20	2200	20	2200.0
20.5	2200	20.5	2200.0
21	2200	21	2200.0
21.5	2200	21.5	2200.0
22	2200	22	2200.0
22.5	2200	22.5	2200.0
23	2200	23	2200.0
23.5	2200	23.5	2200.0
24	2200	24	2200.0
24.5	2200	24.5	2200.0
25	2200	25	2200.0

9.2.3 Eolienne V100 2.2 MW

La courbe de puissances ci-dessous est obtenue à partir de la courbe de puissances fournie par Vestas pour une masse volumique de 1.200 kg/m^3 (document « 0062-4193_V00 - V100-2.2 MW 50_60Hz Performance specification" du 2016-11-10) :

$\rho = 1.200 \text{ kg/m}^3$		$\rho = 1.205 \text{ kg/m}^3$	
Bins de vitesses centrés (m/s)	V100 2.2 MW Puissance (kW)	Bins de vitesses centrés (m/s)	V100 2.2 MW Puissance (kW)
3	18	3	18.3
3.5	60	3.5	60.5
4	118	4	118.7
4.5	187	4.5	187.9
5	268	5	269.3
5.5	364	5.5	365.4
6	461	6	462.9
6.5	599	6.5	601.7
7	757	7	760.2
7.5	936	7.5	940.0
8	1141	8	1145.8
8.5	1369	8.5	1374.6
9	1608	9	1613.9
9.5	1833	9.5	1838.3
10	2004	10	2007.7
10.5	2106	10.5	2108.1
11	2158	11	2159.1
11.5	2184	11.5	2184.5
12	2195	12	2195.2
12.5	2199	12.5	2199.1
13	2200	13	2200.0
13.5	2200	13.5	2200.0
14	2200	14	2200.0
14.5	2200	14.5	2200.0
15	2200	15	2200.0
15.5	2200	15.5	2200.0
16	2200	16	2200.0
16.5	2200	16.5	2200.0
17	2200	17	2200.0
17.5	2200	17.5	2200.0
18	2200	18	2200.0
18.5	2200	18.5	2200.0
19	2200	19	2200.0
19.5	2200	19.5	2200.0
20	2200	20	2200.0
20.5	2200	20.5	2200.0
21	2200	21	2200.0
21.5	2200	21.5	2200.0
22	2200	22	2200.0

9.3 Courbes de puissances des modes bridés

9.3.1 Eolienne E-82 2.35MW

Les courbes de puissances ci-dessous sont obtenues à partir des courbes de puissances fournies par Enercon pour une masse volumique de 1.225 kg/m^3 (document « D0647779-1_#_en_#_Operating Modes E-82 E2_2300 kW with TES.pdf » du 2018-04-12).

Bins Centrés (m/s)	Modes						
	Mode 0s	Mode IVs	Mode 2000 kW	Mode 1800 kW	Mode 1600 kW	Mode 1400 kW	Mode 1000 kW
1	0	0	0	0	0	0	0
2	3	3	3	3	3	3	3
3	25	25	25	25	25	25	25
4	82	82	82	82	82	82	82
5	174	174	174	174	174	174	174
6	321	321	321	321	321	321	321
7	532	532	532	532	532	532	532
8	815	815	815	815	815	780	730
9	1180	1180	1180	1180	1090	1000	890
10	1580	1580	1550	1465	1300	1180	960
11	1890	1890	1820	1640	1450	1300	980
12	2100	2100	1950	1740	1540	1370	1000
13	2250	2250	2000	1780	1580	1400	1000
14	2350	2350	2000	1800	1600	1400	1000
15	2350	2260	2000	1800	1600	1400	1000
16	2350	2300	2000	1800	1600	1400	1000
17	2350	2320	2000	1800	1600	1400	1000
18	2350	2340	2000	1800	1600	1400	1000
19	2350	2350	2000	1800	1600	1400	1000
20	2350	2350	2000	1800	1600	1400	1000
21	2350	2350	2000	1800	1600	1400	1000
22	2350	2350	2000	1800	1600	1400	1000
23	2350	2350	2000	1800	1600	1400	1000
24	2350	2350	2000	1800	1600	1400	1000
25	2350	2350	2000	1800	1600	1400	1000

9.3.2 Eolienne V90 2.2MW

Les courbes de puissances ci-dessous sont obtenues à partir des courbes de puissances fournies par Vestas pour une masse volumique de 1.200 kg/m^3 (document « 0062-4196_V00 - V90-2.0-2.2 MW 50_60Hz Performance specification.pdf » daté 2017-09-06).

Bins Centrés (m/s)	Modes			
	Mode Normal	Mode 104 dB	Mode 102 dB	Mode 100 dB
1	0	0	0	0
2	0	0	0	0
3	0	0	0	0
4	92	92	92	69
5	208	207	207	141
6	370	369	369	230
7	576	582	581	347
8	886	892	875	509
9	1241	1235	1153	721
10	1595	1562	1412	996
11	1907	1843	1646	1329
12	2104	1976	1818	1679
13	2181	1998	1935	1907
14	2196	2000	1983	1983
15	2200	2000	1998	2000
16	2200	2000	2000	2000
17	2200	2000	2000	2000
18	2200	2000	2000	2000
19	2200	2000	2000	2000
20	2200	2000	2000	2000
21	2200	2000	2000	2000
22	2200	2000	2000	2000
23	2200	2000	2000	2000
24	2200	2000	2000	2000
25	2200	2000	2000	2000

9.3.3 Eolienne V100 2.2MW

Les courbes de puissances ci-dessous sont obtenues à partir des courbes de puissances fournies par Vestas pour une masse volumique de 1.200 kg/m³ (document « 0062-4192_V02 - V100-2.0 MW 50_60Hz Performance specification.pdf » du 2019-09-12).

Bins Centrés (m/s)	Modes			
	Mode Normal	Mode 1 STE	Mode 2 STE	Mode 4 STE
1	0	0	0	0
2	0	0	0	0
3	18	18	19	19
4	118	118	116	101
5	268	268	250	177
6	461	461	420	254
7	757	757	633	363
8	1141	1123	899	490
9	1608	1509	1207	627
10	2004	1752	1494	752
11	2158	1881	1668	881
12	2195	1937	1735	1031
13	2200	1962	1758	1173
14	2200	1973	1765	1270
15	2200	1976	1767	1335
16	2200	1977	1768	1370
17	2200	1978	1768	1383
18	2200	1978	1768	1389
19	2200	1978	1768	1390
20	2200	1978	1768	1390
21	2200	1978	1768	1390
22	2200	1978	1768	1390

9.4 Type des stations Météo-France

Type de station et disponibilité des données

Les stations météo sont classées selon 6 grands types, numérotés de 0 à 5 :

Type de station	Définition / Disponibilité des données
0	station professionnelle avec observation humaine, sur place, de temps sensible <ul style="list-style-type: none"> Données <u>horaires</u> disponibles à partir de H+1. Données <u>quotidiennes</u> disponibles à partir du lendemain à 8 h.
1	station avec observation humaine, non professionnelle ou à distance, de temps sensible <ul style="list-style-type: none"> Données <u>horaires</u> disponibles à partir de H+1. Données <u>quotidiennes</u> disponibles à partir du lendemain à 8 h.
2	station automatique temps réel = transmission quotidienne des données <ul style="list-style-type: none"> Données <u>horaires & quotidiennes</u> disponibles à partir du lendemain à 8 h.
3	station automatique temps différé = transmission et exploitation différées <ul style="list-style-type: none"> Données <u>horaires & quotidiennes</u> disponibles au plus tôt 45 jours après la fin du mois en cours.
4	station manuelle <ul style="list-style-type: none"> <u>aucune donnée horaire n'est disponible</u> Données <u>quotidiennes</u> disponibles au plus tôt 45 jours après la fin du mois en cours.
5	station automatique ou poste à interrogation occasionnelle <ul style="list-style-type: none"> La disponibilité des données est variable.

Une station de **type 0 ou 1** est une station qui effectue des observations quotidiennes et régulières par du personnel formé à cet effet (**type 0**) et sur place, ou par du personnel non "spécialisé" (**type 1**).

Les stations de type 0 et 1 par opposition aux autres types de stations effectuent des observations humaines avec temps sensible.

Une station automatique de **type 2 ou 3 ou 5** effectue des mesures issues de capteurs et non des

observations du temps comme le temps présent, les nuages... Elle n'effectue pas de mesures de temps sensible. Elle peut être équipée de systèmes permettant l'obtention des données en temps réel ou de systèmes d'enregistrement de type cassette .

- une station de **type 2** est interrogée quotidiennement
- une station de **type 3** est une station automatique qui fait l'objet d'une exploitation en différé. Les stations non interrogeables en temps réel, à enregistrement sur cassette par exemple rentrent dans cette catégorie.
- une station de **type 5** est une station automatique dont l'interrogation est occasionnelle.

9.5 Productions long terme mensuelles

On peut estimer les distributions mensuelles des productibles à partir des données Merra-2 , années 2001-2020, pour lesquelles on dispose, en plus des vitesses et directions du vent, des données de pression au niveau de la mer et des températures au niveau 10m ; ces températures sont tout d'abord recadrées à partir de la température moyenne à hauteur de moyeu du tableau 21, puis les productions horaires de chaque type d'éolienne sont calculées sur les années 2001-2020, permettant ensuite de faire des statistiques mensuelles.

9.5.1 Eolienne E-82 E2 2.3MW

mois	Pourcentage mensuel du P50	Productibles sans bridage (GWh)	Productibles avec bridage (GWh)
Janvier	11.7%	-	-
Février	10.8%	-	-
Mars	10.2%	-	-
Avril	7.2%	-	-
Mai	7.0%	-	-
Juin	5.5%	-	-
Juillet	6.0%	-	-
Août	5.7%	-	-
Septembre	6.5%	-	-
Octobre	8.9%	-	-
Novembre	9.3%	-	-
Décembre	11.3%	-	-
Année	100.0%	-	-

Tableau 49: productibles mensuels, E-82

9.5.2 Eolienne V90 2.2MW

mois	Pourcentage mensuel du P50	Productibles sans bridage (GWh)	Productibles avec bridage (GWh)
Janvier	11.6%	-	-
Février	10.7%	-	-
Mars	10.2%	-	-
Avril	7.3%	-	-
Mai	7.0%	-	-
Juin	5.5%	-	-
Juillet	6.0%	-	-
Août	5.7%	-	-
Septembre	6.5%	-	-
Octobre	8.9%	-	-
Novembre	9.3%	-	-
Décembre	11.2%	-	-
Année	100.0%	-	-

Tableau 50: productibles mensuels, V90

9.5.3 Eolienne V100 2.2MW

mois	Pourcentage mensuel du P50	Productibles sans bridage (GWh)	Productibles avec bridage (GWh)
Janvier	11.3%	-	-
Février	10.4%	-	-
Mars	10.1%	-	-
Avril	7.4%	-	-
Mai	7.2%	-	-
Juin	5.7%	-	-
Juillet	6.2%	-	-
Août	5.9%	-	-
Septembre	6.6%	-	-
Octobre	9.0%	-	-
Novembre	9.2%	-	-
Décembre	11.0%	-	-
Année	100.0%	-	-

Tableau 51: productibles mensuels, V100