

# Quantification du comportement du sillage des éoliennes grâce à des mesures in-situ par LiDAR scannant

E. TORRES-GARCIA<sup>a</sup>, M. BOQUET<sup>b</sup>, N. GIRARD<sup>c</sup>, O. COUPIAC<sup>c</sup>, S. AUBRUN<sup>a</sup>

a. Université d'Orléans, INSA CVL, PRISME, EA 4229, F-45072, Orléans, France.

[eulalio.torres-garcia@univ-orleans.fr](mailto:eulalio.torres-garcia@univ-orleans.fr), [sandrine.aubrun@univ-orleans.fr](mailto:sandrine.aubrun@univ-orleans.fr)

b. Leosphere, Jean Rostand 14-16, 91400 Orsay, France. [mboquet@leosphere-avent.com](mailto:mboquet@leosphere-avent.com)

c. ENGIE Green (Maïa Eolis), Tour de Lille, Bvd de Turin 59777 Lille, France.

[olivier.coupiac@engie.com](mailto:olivier.coupiac@engie.com), [nicolas.girard@engie.com](mailto:nicolas.girard@engie.com)

## Résumé :

*Le projet ANR SMARTEOLE (ANR-14-CE05-0034) a permis la mise en place d'une campagne d'essais de 7 mois dont un des objectifs était la capture du sillage de deux éoliennes, en interaction, ou non, grâce à un LiDAR scannant fixé au sol, à 1500m de la zone d'intérêt. L'acquisition d'un champ de vitesse quasi-horizontale est assurée en 15 secondes et peut être considérée comme une mesure du champ de vitesse instantanée. La classification des données collectées pendant ces 7 mois en fonction de la stabilité thermique, de la direction et de la vitesse du vent permet de déterminer une représentation moyennée du sillage éolien (déficit de vitesse et production de turbulence) en fonction de ces paramètres. Une partie des résultats de cette étude paramétrique est présentée.*

## Abstract:

*During the French national project SMARTEOLE (ANR-14-CE05-0034), a 7-month field measurement campaign was carried-out. One objective was to capture the wakes of two wind turbines, in interactions or not, through the use of a ground-based scanning LiDAR system located at 1500m from the area of interest. Some quasi-horizontal velocity fields were acquired every 15 seconds. They can be considered as instantaneous velocity fields. A classification of the collected data is performed according to the wind speed, wind direction and thermal stability of the atmosphere. Some ensemble-averaged values can be obtained for the velocity deficit and the turbulence production observed in the wind turbine wakes. A part of this parametric study is presented here.*

**Mots clefs : éolienne, sillage, turbulence atmosphérique, LiDAR scannant**

## 1 Introduction

La production éolienne industrielle s'organise sous la forme de centrales regroupant de quelques unités à la centaine d'éoliennes. Ces centrales sont disséminées sur le territoire terrestre ou maritime

en des lieux soigneusement sélectionnés sur la base de nombreux critères, dont le potentiel éolien. Cela concerne la qualité des vents incidents, l'influence de la complexité géométrique du site mais aussi les interactions aérodynamiques entre éoliennes qui pourraient dégrader la qualité du vent incident et donc la production énergétique. En fonction de la direction des vents, la proximité des éoliennes organisées en parc induit très fréquemment des interactions de sillages entre deux ou plusieurs machines alignées. Le sillage généré par une éolienne se caractérise principalement par un déficit de vitesse du vent et une augmentation de la turbulence sur plusieurs centaines de mètres en aval. L'interaction du sillage d'une éolienne sur une seconde se traduit par une diminution du rendement ainsi qu'une augmentation des charges aérodynamiques fatiguant prématurément les matériaux [1]. La stabilité thermique de l'atmosphère a également une influence très forte sur le comportement du sillage puisqu'elle va influencer la diffusion turbulente du sillage et peut être la source de mouvements convectifs de grande ampleur, pouvant modifier le contenu turbulent de la couche limite atmosphérique. De nombreuses études numériques [2-5] et expérimentales [6-12] visent donc à l'étude de ces sillages en interactions ou non et des conséquences sur le fonctionnement des éoliennes.

Le projet ANR SMARTEOLE (ANR-14-CE05-0034) a permis la mise en place d'une campagne d'essais de 7 mois dont un des objectifs était la capture du sillage de deux éoliennes, en interaction, ou non, grâce à un LiDAR scannant fixé au sol, à 1500m de la zone d'intérêt. L'acquisition d'un champ de vitesse quasi-horizontal est assurée en 15 secondes et peut être considérée comme une mesure du champ de vitesse instantanée. L'acquisition quasi-continue pendant 7 mois, à raison de 4 champs de vitesse instantanée par minute, a produit une base de données exceptionnelle qu'il convient maintenant d'exploiter. La classification des données en fonction de la stabilité thermique, de la direction et de la vitesse du vent va nous permettre de déterminer une représentation moyennée du sillage éolien (déficit de vitesse et production de turbulence) en fonction de ces paramètres. Une partie des résultats de cette étude paramétrique est présentée.

## 2 Dispositif expérimental

### 2.1 Le site

Le parc éolien considéré est exploité par Engie Green (ex Maia Eolis) et est situé dans le nord de la France, à proximité de la commune Ablaincourt-Pressoir (Figure 1). Il est composé de 7 éoliennes SENVION MM82 (dénommés SMV1 à SMV7) dont le rotor fait 82m de diamètre (D), et leur centre est à 80m au-dessus du sol. Elles sont globalement alignées dans la direction Nord-Sud avec un espacement moyen de 3,5D. La campagne de mesures est focalisée sur les éoliennes SMV5 et SMV6, alignées sur la direction de 207° suivant le repère météorologique. L'orientation des rotors, la vitesse et la direction du vent sont enregistrées grâce à un système d'acquisition est de supervision (SCADA) à une fréquence d'acquisition de 1 Hz et sont ensuite post-traitées pour obtenir des valeurs moyennées sur 10min.

### 2.2 L'instrumentation

Un LiDAR pulsé scannant WINDCUBE 200S (développé et commercialisé par LEOSPHERE) a été utilisé afin de capturer le champ de vitesse « instantanée » sur plusieurs diamètres en amont et en aval des 2 éoliennes d'intérêt. Il a été installé au sol, à environ 1300m de distance à l'est des éoliennes (Figure 1). Le système LiDAR a une précision de mesure de 0,1m/s [ref] et a été configuré pour effectuer la mesure à 115 distances le long de la ligne de visée du Laser pour 30 lignes de visée décalées de 1°. Le volume de mesure est de 25m le long de la ligne de visée. Cette configuration permet de constituer un plan de mesure appelé « Plane Position Indicator » (PPI) couvrant une

distance de presque 3000m par rapport à la source laser pour un secteur d'angle de  $30^\circ$  orienté entre  $243^\circ$  et  $273^\circ$  suivant le repère météorologique. La vitesse angulaire du laser scannant est de  $2^\circ/s$ , permettant l'obtention d'un PPI complet toutes les 15s. Compte-tenu des échelles de temps contenues dans la turbulence atmosphérique, on peut considérer que le champ de vitesse obtenu pour chaque PPI est un champ instantané.

Afin de traverser les sillages d'éoliennes, il est nécessaire d'imposer un angle d'élévation à la ligne de visée du LiDAR scannant. Trois angles d'élévation consécutifs ont été choisis :  $\alpha_1=2,5^\circ$ ,  $\alpha_2=3,2^\circ$  et  $\alpha_3=5,8^\circ$ . L'angle d'élévation intermédiaire permet à la ligne de visée de croiser la position du centre du rotor de l'éolienne SMV5, alors que les autres angles permettent de scanner à  $0,5D$  au-dessus ou en dessous du centre de ce même rotor. Compte-tenu de la faiblesse de ces angles d'élévation et de la taille de la zone d'intérêt, on peut considérer que les PPI se rapprochent de plans horizontaux traversant les sillages des éoliennes SMV5 et SMV6.

Un exemple de champ de vitesse instantané mesurée pour un PPI avec un angle d'élévation de  $5,2^\circ$  est présenté sur la figure 2. La qualité de la mesure étant liée à la concentration d'aérosols dans l'air, il arrive que certains points ne soient pas validés (carrés blancs sur la figure). Dans ce cas, les valeurs manquantes seront remplacées par la moyenne de la valeur obtenue aux points environnants.

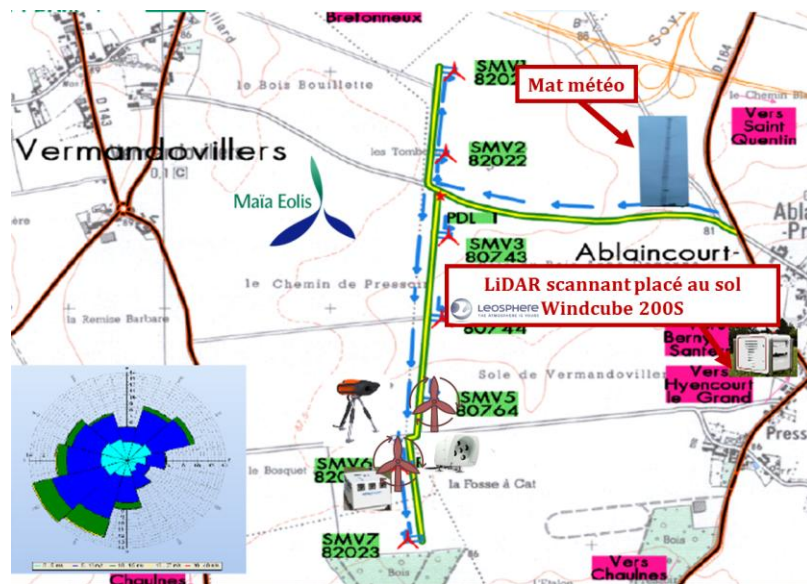


Figure 1: Site d'essais. Les éoliennes d'intérêt sont SMV5 et SMV6.

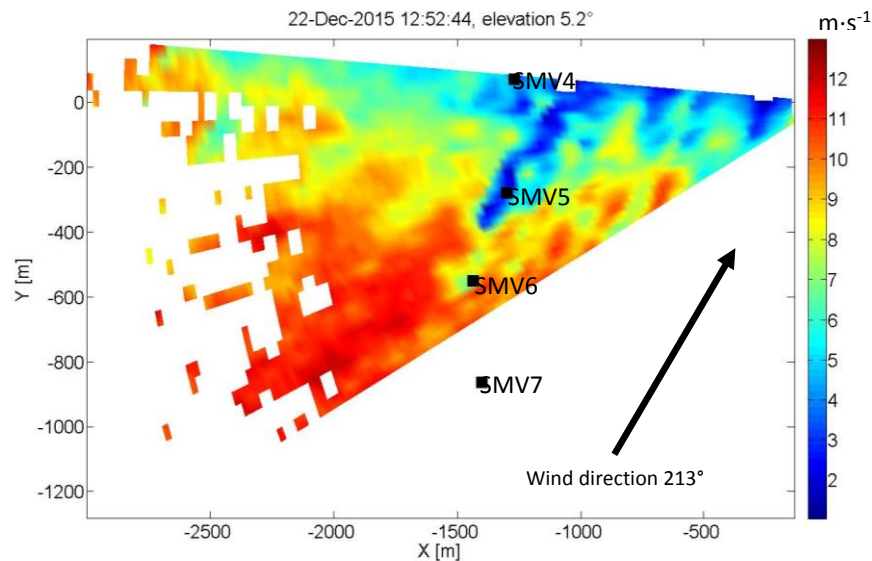


Figure 2: Un exemple de champ de module de vitesse instantanée, mesurée pour un PPI avec un angle d'élévation de  $\alpha_3=5,2^\circ$ . Direction du vent  $213^\circ$ .

### 2.3 Ressources externes

Parce que le mat de mesures météorologiques à proximité du site n'était pas opérationnel pendant toute la campagne, il a été nécessaire d'employer une ressource externe pour la détermination des conditions météorologiques en présence. La base de données MERRA-2 (Modern Era Retrospective analysis for Research and Applications) fournie par la NASA et provenant de la ré-analyse des données atmosphériques provenant de données satellitaires utilisant le « Goddard Earth Observing System Model, Version 5 » (GEOS-5) et son système d'assimilation de données atmosphériques « Atmospheric Data Assimilation System » (ADAS) [13]. Les données extraites de MERRA-2 fournissent la direction et la vitesse du vent, la température et un indicateur de la stabilité thermique de l'atmosphère (sous la forme de longueur de Monin-Obukov) moyennés sur une heure. La position géographique la plus proche à laquelle l'extraction des données peut être faite a pour coordonnées 50 N, 3.333 E, et est située à 50km au nord-est du site d'essais.

Ces informations moyennes seront utilisées pour classer les mesures faites par le LiDAR scannant en fonction des données météorologiques pertinentes dans le cadre de l'étude des propriétés des sillages des éoliennes [14].

Pour plus de détails sur le dispositif expérimental, le lecteur peut se référer à [15].

## 3 Résultats et discussions

Les résultats présentés correspondent à une moyenne des PPI mesurés pendant des conditions météorologiques de stabilité neutre (défini par une longueur de Monin-Obukov supérieure à 1000 en valeur absolue), une direction de vent de  $207 \pm 8,5^\circ$  et une vitesse de vent de  $7 \pm 1,4 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$  à hauteur de moyeu. La largeur des gammes de sélection est choisie en fonction du taux de turbulence standard sur le site. La direction du vent correspond au cas où le sillage de l'éolienne SMV6 va impacter l'éolienne SMV5. La vitesse du vent choisie correspond au cas où les éoliennes fonctionnent dans des conditions optimales, leur coefficient de puissance est alors de l'ordre de 0,45.

La figure 3 montre les moyennes d'ensemble des champs de vitesses respectant les conditions énoncées précédemment pour les trois angles d'élévations. Les champs de vitesse moyenne sont représentés dans un repère  $(X_{WD}, Y_{WD})$  aligné avec la direction du vent et centré sur SMV6. En

fonction de l'élévation, le nombre de champs utilisés pour effectuer les moyennes d'ensemble est compris entre 250 et 350 [15].

La signature des sillages des éoliennes SMV5 et SMV6 est bien identifiée sur les deux premières élévations. Pour le troisième angle d'élévation, le PPI n'intersecte que le sillage de SMV6 et passe au-dessus du sillage de SMV5. La signature du sillage résiduel de SMV7 est visible sur tous les champs.

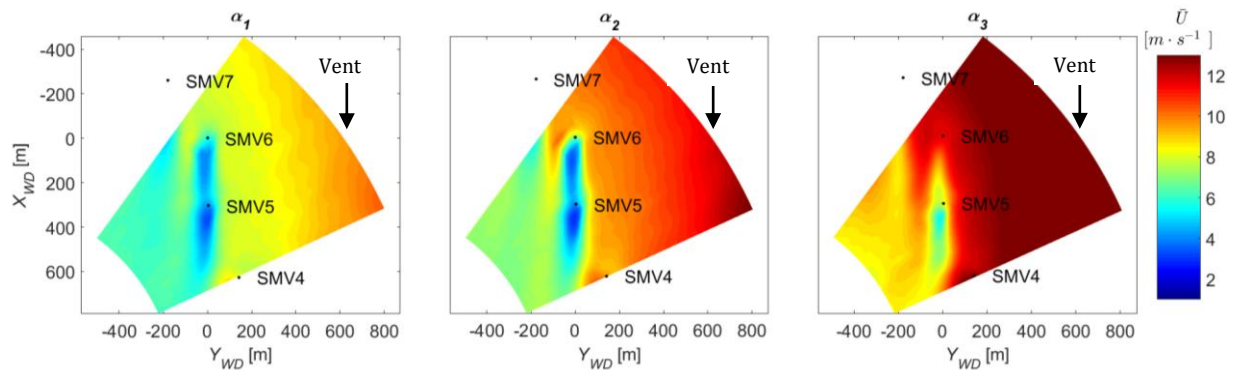


Figure 3: Moyennes d'ensemble des champs de vitesse mesurés pour des PPI d'angles d'élévation différents. Direction du vent  $207^\circ$ , vitesse du vent  $7m \cdot s^{-1}$ .

La figure 4 montre la distribution d'intensité de turbulence obtenue pour les moyennes d'ensemble précédentes. On peut constater que l'intensité de turbulence dans le sillage des éoliennes peut atteindre 0,6 alors que l'intensité de turbulence environnante est entre 0,2 et 0,3. Cela engendre un surplus de fluctuations de vitesse, donc de charges aérodynamiques sur les pales, pour l'éolienne se trouvant dans le sillage de l'autre éolienne. Le maximum d'intensité de turbulence est observé dans le sillage cumulé des deux éoliennes, donc en aval de SMV5. La zone d'intensité de turbulence très intense au niveau de SMV5 pour le premier angle d'élévation est un artefact de mesure, due à l'impact du faisceau laser avec les pales.

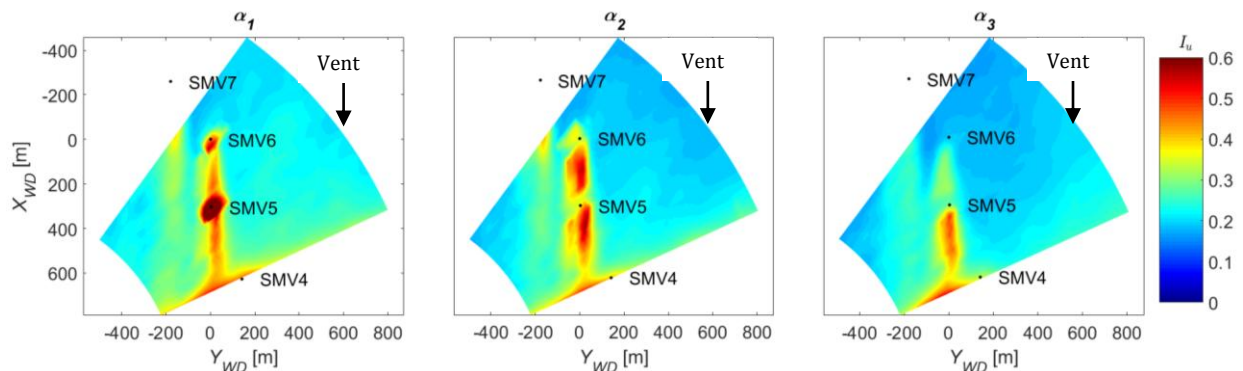


Figure 4: Intensité de turbulence associée aux moyennes d'ensemble des champs de vitesse mesurés pour des PPI d'angles d'élévation différents. Direction du vent  $207^\circ$ , vitesse du vent  $7m \cdot s^{-1}$ .

Pour pouvoir étudier plus précisément l'évolution du sillage en fonction de la distance, il est classique de tracer les profils horizontaux de déficit de vitesse moyenne  $(U(y) - U_{80})/U_{80}$  à plusieurs distances en aval des éoliennes.  $U_{80}$  correspond à la vitesse mesurée à 80m d'altitude (hauteur de moyeu) hors des zones influencées par les sillages. La figure 5 présente ces profils à  $X_{WD}/D = 1, 2$  et 3 en aval de SMV5 et SMV6. Il est à noter que la méthode de mesures par plans non parfaitement horizontaux et avec des lignes de visées non alignées avec la direction du vent explique le fait que les déficits de vitesse adimensionnés ne soient pas symétriques et qu'ils ne tendent pas vers zéro à l'extérieur des zones de sillage. On peut néanmoins constater que tous les profils de déficit de vitesse

ont une forme se rapprochant d'une gaussienne, caractéristique de la représentation d'un sillage lointain. L'amplitude du déficit de vitesse décroît avec la distance aval, alors que la largeur du sillage augmente. Cela caractérise la diffusion turbulente du sillage. Le déficit maximal obtenu derrière l'éolienne amont (SMV6) est d'environ 0,6. Cela correspond à la limite de Betz, théorie selon laquelle on peut montrer que le rendement d'une éolienne (coefficient de puissance aérodynamique) ne peut dépasser 59% et que le déficit de vitesse associé ne peut pas dépasser 0,6. Le coefficient de puissance électrique annoncé par le constructeur pour la vitesse de vent étudiée est de 45%. L'incohérence entre le déficit de vitesse mesuré et le coefficient de puissance effectif deux est associée ici à la perte de rendement dans la chaîne de conversion électromécanique et également d'une part, et à la présence de sources de traînée aérodynamique importantes non prises en compte dans la théorie de Betz d'autre part (sillage du moyeu en particulier). Le déficit de vitesse en aval de SMV5 correspond au sillage cumulé de SMV6 et SMV5. Il est par conséquent plus important qu'en aval de la première éolienne.

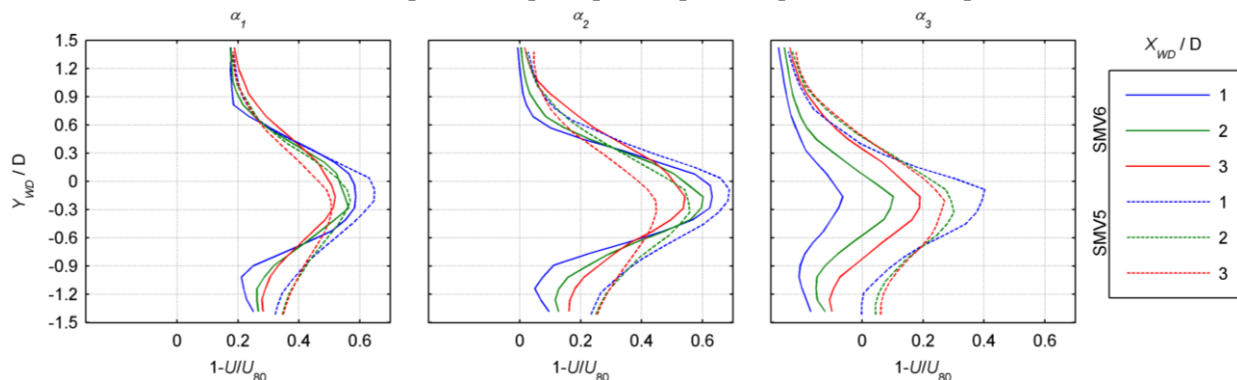


Figure 5: Profils horizontaux de déficits de vitesse adimensionnés par la vitesse à 80m d'altitude (hauteur de moyeu) mesurés pour des PPI d'angles d'élévation différents. Direction du vent 207°, vitesse du vent 7m.s<sup>-1</sup>.

## 4 Conclusions

Dans le cadre du projet SMARTEOLE, une campagne d'essais sur site a permis de collecter des mesures de vitesse par lidar scannant dans le sillage de 2 éoliennes SENVION MM82 pendant 7 mois. Grâce à cette durée de campagne particulièrement longue, l'obtention de résultats moyennés avec une convergence statistique acceptable est assurée. Le cas particulier où la direction de vent est alignée avec l'axe des deux éoliennes d'intérêt a été présenté dans le présent papier. La quantification du déficit de vitesse et de l'ajout de turbulence dans les sillages d'éoliennes a été obtenue, les conséquences lorsque les éoliennes sont en interaction sur les sillages cumulés ont également été observées.

L'étape suivante consistera à effectuer une étude paramétrique en fonction des conditions météorologiques rencontrées pendant la période de mesures (vitesse et direction du vent, stabilité thermique) pour pouvoir constituer une base de données utile à la validation de codes de simulation numérique. Le comportement instationnaire du sillage pourra également être étudié par l'intermédiaire d'un traitement des données spécifique permettant de capturer la position du sillage sur chaque champ de vitesse instantanée et de faire des statistiques sur la dispersion des trajectoires des sillages et quantifier le phénomène de méandrement. Les conclusions obtenues pourront ensuite être confrontées à celles déduites de mesures en soufflerie sur des modèles réduits d'éoliennes [16].

## Remerciements

Le projet SMARTEOLE est financé par l'Agence Nationale de Recherche (ANR-14-CE05-0034).

## Références

- [1] L.J. Vermeer, J.N. Sørensen, A. Crespo, Wind turbine wake aerodynamics, *Prog. Aerosp. Sci.* 39 (2003) 467–510. doi:10.1016/S0376-0421(03)00078-2.
- [2] M. Bastankhah, F. Porté-Agel, A new analytical model for wind-turbine wakes, *Renew. Energy*. 70 (2014) 116–123. doi:10.1016/j.renene.2014.01.002.
- [3] T.J. Larsen, H.A. Madsen, G.C. Larsen, K.S. Hansen, Validation of the dynamic wake meander model for loads and power production in the Egmond aan Zee wind farm, *Wind Energy*. 16 (2013) 605–624. doi:10.1002/we.1563.
- [4] Y.-T. Wu, F. Porté-Agel, Atmospheric Turbulence Effects on Wind-Turbine Wakes: An LES Study, *Energies*. 5 (2012) 5340–5362. doi:10.3390/en5125340.
- [5] a Jimenez, a Crespo, E. Migoya, J. Garcia, Advances in large-eddy simulation of a wind turbine wake, *J. Phys. Conf. Ser.* 75 (2007) 12041. doi:10.1088/1742-6596/75/1/012041.
- [6] G. España, S. Aubrun, S. Loyer, P. Devinant, Wind tunnel study of the wake meandering downstream of a modelled wind turbine as an effect of large scale turbulent eddies, *J. Wind Eng. Ind. Aerodyn.* 101 (2012) 24–33. doi:10.1016/j.jweia.2011.10.011.
- [7] L.P. Chamorro, F. Porté-Agel, A Wind-Tunnel Investigation of Wind-Turbine Wakes: Boundary-Layer Turbulence Effects, *Boundary-Layer Meteorol.* 132 (2009) 129–149. doi:10.1007/s10546-009-9380-8.
- [8] R.J. Barthelmie, S.T. Frandsen, M.N. Nielsen, S.C. Pryor, P.-E. Rethore, H.E. Jørgensen, Modelling and measurements of power losses and turbulence intensity in wind turbine wakes at Middelgrunden offshore wind farm, *Wind Energy*. 10 (2007) 517–528. doi:10.1002/we.238.
- [9] J.K. Lundquist, E.S. Takle, M. Boquet, B. Kosovic, M.E. Rhodes, D. Rajewski, R. Doorenboos, S. Irvin, M.L. Aitken, K. Friedrich, P.T. Quelet, J. Rana, C. St. Martin, B. Vanderwende, W. Rochelle, Lidar observations of interacting wind turbine wakes in an onshore wind farm, *Ewea* 2014. (2014) 33–36.
- [10] V.-M. Kumer, J. Reuder, B. Svardal, C. Sætre, P. Eecen, Characterisation of Single Wind Turbine Wakes with Static and Scanning WINTWEX-W LiDAR Data, *Energy Procedia*. 80 (2015) 245–254. doi:10.1016/j.egypro.2015.11.428.
- [11] G.C. Larsen, E. Macheaux, A. Chougule, Wake meandering under non-neutral atmospheric stability conditions - theory and facts, *J. Phys. Conf. Ser.* 625 (2015) 12036. <http://stacks.iop.org/1742-6596/625/i=1/a=012036>.
- [12] M.E. Rhodes, J.K. Lundquist, The Effect of Wind-Turbine Wakes on Summertime US Midwest Atmospheric Wind Profiles as Observed with Ground-Based Doppler Lidar, *Boundary-Layer Meteorol.* 149 (2013) 85–103. doi:10.1007/s10546-013-9834-x.
- [13] A. Molod, L. Takacs, M. Suarez, J. Bacmeister, Development of the GEOS-5 atmospheric general circulation model: evolution from MERRA to MERRA2, *Geosci. Model Dev.* 8 (2015) 1339–1356. doi:10.5194/gmd-8-1339-2015.
- [14] Schmidt, Stability classification for CFD simulations in complex terrain. EWEA Conference 2013, February 4-7, Vienna, Austria.
- [15] E. Torres Garcia, S. Aubrun, M. Boquet, O. Coupiac and N. Girard, Wake meandering and its relationship with the incoming wind characteristics, a statistical approach on long-term on-field observations. Wake Conference 2017, May 29<sup>th</sup>-June 1<sup>st</sup>, Gotland, Sweden
- [16] Y.-A. Muller, S. Aubrun, C. Masson, Determination of real-time predictors of the wind turbine wake meandering, *Exp. Fluids*. 56 (2015) 53. doi:10.1007/s00348-015-1923-9.