

TABLE DES MATIÈRES

	Page
INTRODUCTION.....	1
CHAPITRE 1 REVUE DE LITTÉRATURE	7
1.1 Introduction	7
1.2 Méthode de calculs en aérodynamique des éoliennes.....	8
1.2.1 Méthodes intégrales	8
1.2.2 Méthodes tourbillonnaires	11
1.2.3 Méthodes de CFD	11
1.2.3.1 Représentation en entier du rotor dans le maillage.....	14
1.2.3.2 Représentation simplifiée du rotor	17
1.3 Sillage proche et lointain	21
1.4 Interaction rotor/nacelle	22
1.5 Éolienne dans une couche limite atmosphérique	23
1.6 Éolienne sur un terrain complexe	24
CHAPITRE 2 2D AND 3D NUMERICAL SIMULATION OF THE WIND ROTOR NACELLE INTERACTION IN AN ATMOSPHERIC BOUNDARY LAYER	27
2.1 Introduction	28
2.2 Mathematical model	29
2.2.1 Governing equations.....	29
2.2.2 Turbulence model.....	30
2.2.3 Boundary conditions	32
2.2.3.1 Inlet	32
2.2.3.2 Lateral surfaces	34
2.2.3.3 Outlet	34
2.2.3.4 Top boundary	34
2.2.3.5 Treatment of the nacelle wall	34
2.2.3.6 Rotor	36
2.2.3.7 Ground surface.....	38
2.3 Numerical simulation.....	40
2.3.1 Numerical method	40
2.3.2 Mesh	40
2.4 Error analysis	41
2.5 Results.....	45
2.5.1 Wind turbine Nordex N80.....	45
2.5.2 Jeumont J48.....	50
2.6 Conclusion	53
CHAPITRE 3 EFFECTS OF TERRAIN SLOPE ON NACELLE ANEMOMETRY	57

3.1	Introduction	58
3.2	Mathematical and Numerical Models	60
3.2.1	Governing Equations	60
3.2.2	Boundary Conditions	61
3.2.3	Wind Turbine	62
3.2.4	Numerical Considerations	63
3.2.5	Computational Domain and Meshes	63
3.3	Results and Discussion	64
3.3.1	Domain with no wind turbine	65
3.3.2	Domain with wind turbine	69
3.4	Conclusion	73
CHAPITRE 4 EFFECTS OF WIND TURBINE ROTOR MODELLING ON NA- CELLE ANEMOMETRY		79
4.1	Introduction	80
4.2	Mathematical Models and Numerical Considerations	81
4.2.1	Governing Equations	81
4.2.2	Boundary Conditions	82
4.2.3	Rotor Models	83
4.2.3.1	Actuator Disk Approach	83
4.2.3.2	Actuator Line Approach	86
4.2.4	Wind Turbine Characteristics	86
4.2.5	Numerical Considerations	87
4.2.6	Computational Domain and Meshes	87
4.3	Results and Discussion	88
4.3.1	TU Delft Rotor	88
4.3.2	Nordtank Rotor	93
4.4	Conclusion	97
CONCLUSION		101
RECOMMANDATIONS		105
ANNEXE I EFFETS DE LA VARIATION DE LA RUGOSITÉ DU SOL SUR L'ÉCOULEMENT À L'EMPLACEMENT DE L'ANÉMOMÈTRE		107
ANNEXE II EFFETS DE LA VARIATION DE LA GÉOMÉTRIE DE LA NA- CELLE SUR L'ÉCOULEMENT À L'EMPLACEMENT DE L'ANÉ- MOMÈTRE		115
LISTE DE RÉFÉRENCES		117

LISTE DES TABLEAUX

	Page
Tableau 2.1	Turbulence constants of the k - ϵ turbulence model 31
Tableau 2.2	Main characteristics of wind turbines used in this study 37
Tableau 2.3	Mesh used and refinement factors 43
Tableau 2.4	Numerical errors obtained by the study of mesh refinement 43
Tableau 2.5	Nacelle drag for rotor-off and rotor-on at 15 m/s and for mesh 1, 2 and 3 (3D k - ω sst) 45
Tableau 3.1	Nacelle wind speed and power for three meshes ($U_{ref} = 20$ m/s and 20% escarpment) 65

LISTE DES FIGURES

	Page
Figure 0.1	Test de performance selon la norme IEC 61400-12-1 2
Figure 0.2	Test de performance selon la norme en préparation IEC 61400-12-2 3
Figure 0.3	Principaux paramètres influençant l'écoulement au niveau de l'anémomètre à la nacelle 4
Figure 1.1	Volume de contrôle utilisé dans la théorie de la conservation de la quantité de mouvement axiale 8
Figure 1.2	(a) Volume de contrôle utilisé dans la méthode BEM, (b) élément de pale de longueur Δr et (c) vitesses et forces agissant sur un élément de pale 10
Figure 1.3	Les méthodes de CFD dans l'aérodynamique des éoliennes 12
Figure 1.4	Différentes modélisations du rotor éolien dans un calcul de CFD, (a) représentation en entier du rotor et (b) représentation simplifiée du rotor ... 13
Figure 2.1	Computational domain with boundary conditions for (a) 3D and (b) 2D-axisymmetric simulations 33
Figure 2.2	Subdivision of the actuator disk into two zones for the Nordex N80 rotor .. 38
Figure 2.3	3D computational domain (a) an overview and (b) details of the streamwise spacing 41
Figure 2.4	Details in the vicinity of the nacelle and rotor for (a) N80 and (b) J48 42
Figure 2.5	Effect of domain size on calculated anemometer wind speed (N80, rotor on, $C_{Texp} = 0.128$ and $U_{\infty} = 20$ m/s) 44
Figure 2.6	Relative error with respect to experimental values for (a) rotor-off and (b) rotor-on 45
Figure 2.7	Wind speed at nacelle anemometer for N80 wind turbine with (a) rotor-off and (b) rotor-on 46
Figure 2.8	Distribution of axial velocity in the vicinity of the N80 nacelle anemometer (rotor-on, $C_{Texp} = 0.793$ and $U_{\infty} = 5$ m/s) for (a) xz plane ($y = -1$ m) and (b) yz plane ($x = 9.3$ m) 47

Figure 2.9	Distribution of axial velocity in the vicinity of the N80 nacelle anemometer (rotor-on, $C_{Texp} = 0.128$ and $U_{\infty} = 20$ m/s) for (a) xz plane ($y = -1$ m) and (b) yz plane ($x = 9.3$ m).....	48
Figure 2.10	Axial velocity profile for different downstream positions (rotor-on, $C_{Texp} = 0.689$ and $U_{\infty} = 10$ m/s).....	48
Figure 2.11	Effect of wall treatment on the calculation of the velocity at the nacelle anemometer for the N80 wind turbine with (a) rotor-off and (b) rotor-on	49
Figure 2.12	Wind speed at nacelle anemometer for N80 wind turbine with (a) rotor-off and (b) rotor-on	50
Figure 2.13	Wind speed at nacelle anemometer for J48 turbine with (a) rotor-off and (b) rotor-on	51
Figure 2.14	Details of the velocity field near the nacelle of the J48 turbine (flow from left to right, rotor-on, $U_{\infty} = 10$ m/s) with streamlines colored by the intensity of the axial velocity (m/s) for (a) sideview and (b) rearview ...	52
Figure 2.15	Axial velocity for different vertical positions above the nacelle of the J48 turbine for (a) rotor-off and (b) rotor-on ($U_{\infty} = 15$ m/s)	52
Figure 2.16	Difference between 2D-axisymmetric and 3D calculations of the wind speed at a 1.2 height of the anemometer position for two types of nacelle	53
Figure 2.17	Hub height effect on the J48 nacelle anemometer for (a) rotor-off and (b) rotor-on	54
Figure 3.1	Computational domain with boundary conditions	61
Figure 3.2	Geometries and velocities of the (a) flat terrain and (b) the escarpment	62
Figure 3.3	Mesh : (a) Computational domain with its dimensions and a closer view of the (b) wind turbine nacelle with a part of the actuator disc	64
Figure 3.4	Geometry and velocity of the nacelle vicinity	66
Figure 3.5	Escarpments with no turbine: (a-d) distribution of horizontal velocity and streamlines for longitudinal plane, (e-h) speed-up around the beginning of the escarpment and (i-l) around the crest (Lemelin's method with dashed line) ($U_{ref} = 20$ m/s).....	67
Figure 3.6	Escarpment with no turbine : horizontal velocity at hub height position for various escarpments ($U_{ref} = 20$ m/s)	68

Figure 3.7	Escarpment with no turbine: turbulence intensity profiles for various axial positions ($U_{ref} = 20$ m/s).....	69	
Figure 3.8	Description of the flow around the anemometer position (no turbine): (a) profile of horizontal velocity and (b) flow inclination ($U_{ref} = 20$ m/s)...	70	
Figure 3.9	Description of the flow around the anemometer position (with non-operating turbine and with operating turbine) : (a),(c) profile of horizontal velocity and (b),(d) flow inclination ($U_{ref} = 20$ m/s)	71	
Figure 3.10	Distribution of horizontal velocity and streamlines in the vicinity of the nacelle for (a-c) non-operating turbine and (d-f) operating turbine ($U_{ref} = 20$ m/s, the black circle indicates the position of the anemometer).. <td> <td>75</td> </td>	<td>75</td>	75
Figure 3.11	Effects of the escarpments on nacelle transfer function for (a) non-operating turbine and (b) operating turbine (NWS assessed at $Z/H_{anemo} = 1$)	76	
Figure 3.12	Effects of the escarpments on nacelle transfer function for (a) non-operating turbine and (b) operating turbine (NWS assessed at $Z/H_{anemo} = 1.5$)	77	
Figure 4.1	(a) Computational domain for the two-bladed TUDelft turbine and (b) a zoom of the rotor-nacelle region	83	
Figure 4.2	(a) Computational domain for the three-bladed Nordtank turbine and (b) a zoom of the rotor-nacelle region	83	
Figure 4.3	(a) Forces and blade direction for actuator disk and (b) actuator line	84	
Figure 4.4	TUDelft turbine : Axial velocity contours in two vertical planes containing the near wake for (a-b) the AD- C_t approach, (c-d) the AD-BE approach, and (e-f) the AL approach	89	
Figure 4.5	TUDelft turbine : Iso-vorticity contours in the very near wake for (a) the AD- C_t approach, (b) the AD-BE approach, and (c) the AL approach	91	
Figure 4.6	TUDelft turbine : Radial velocity in the very near wake for 3 axial positions ($X/D=0.03$, 0.05 and 0.075) and for 3 radial positions at (a-c) $r/D=0.45$, (d-f) $r/D=0.35$, and (g-i) $r/D=0.2$	92	
Figure 4.7	TUDelft turbine: Tangential velocity in the very near wake for 3 axial positions ($X/D=0.03$, 0.05 and 0.075) and for 3 radial positions at (a-c) $r/D=0.45$, (d-f) $r/D=0.35$, and (g-i) $r/D=0.2$	94	

Figure 4.8	TU Delft turbine : Axial velocity in the very near wake for 3 axial positions ($X/D=0.03$, 0.05 and 0.075) and for 3 radial positions at (a-c) $r/D=0.45$, (d-f) $r/D=0.35$, and (g-i) $r/D=0.2$ 95
Figure 4.9	Potential anemometer positions on the Nordtank nacelle 96
Figure 4.10	Nordtank turbine: NTF at ME2A position 98
Figure 4.11	Nordtank turbine: NTF at ME2B position..... 98
Figure 4.12	Nordtank turbine: NTF at ME2C position..... 99
Figure 4.13	Nordtank turbine: NTF at ME1 position 99

LISTE DES ABRÉVIATIONS, SIGLES ET ACRONYMES

2D	Bidimensionnel axisymétrique
3D	Tridimensionnel
ABL	Atmospheric Boundary Layer
AS	Actuator Surface
AL	Actuator Line
AD-BE	Actuator Disk with Blade Element method
AD-Ct	Actuator Disk with with Thrust Coefficient approach
BEM	Blade Element Momentum method
CFD	Computational Fluid Dynamic
CFX	Code commercial CFD de la compagnie Ansys Inc
CVFEM	Control Volume Finite Element Method
DES	Dettached Eddy Simulation
DNS	Direct Numerical Simulation
ECN	Energy Research Centre of the Netherlands
EWEA	European Wind Energy Association
EWT	Enhanced Wall Treatment
Fluent	Code commercial CFD de la compagnie Ansys Inc
FSWS	Free Stream Wind Speed
GCI	Grid Convergence Index
J48	Éolienne Jeumont J48

XX

LES	Large Eddy Simulation
MRF	Multiple Reference Frame
N80	Éolienne Nordex N80
NREL	National Renewable Energy Laboratory
NTF	Nacelle Transfer Function
NTK 500/41	Éolienne Nordtank 500/41
NWS	Nacelle Wind Speed
PROP	Code de calcul des performances des éoliennes
RANS	Reynolds Averaged Navier-Stokes
R-H	Richards et Hoxey
Risø DTU	National Laboratory for Sustainable Energy, Technical University of Denmark
RPM	Rotation par minute
RSM	Reynolds Stress Model
SST	Shear Stress Transport
SWF	Standard Wall Function
TU Delft	Delft Technical University
URANS	Unsteady Reynolds Averaged Navier-Stokes
WASP	Wind Atlas Analysis and Application Program

LISTE DES SYMBOLES ET UNITÉS DE MESURE

a	Facteur d'induction axiale
A, A_{disk}	Surface du disque (m^2)
B	Nombre de pale du rotor
c	Corde du profil (m)
$C_{Dcylinder}$	Coefficient de trainée du cylindre circulaire
C_s	Constante utilisée dans la rugosité de type grain de sable
C_t, C_{Texp}	Coefficient de poussée
C_l, C_d	Coefficient de portance et de traînée du profil
$C_{\epsilon 1}, C_{\epsilon 2}, C_{\mu}$	constantes du modèle de turbulence k- ϵ
D	Diamètre du rotor (m)
D_{2d-3d}	Différence entre calculs 2D et 3D (%)
e	Épaisseur du disque (m) et erreur relative par rapport aux valeurs expérimentales (%)
E	Constante égale à 9.793
e_a	Erreur relative (%)
f_n, f_{θ}	Force surfacique axiale et tangentielle (N/m^2)
F_n, F_{θ}	Force volumique axiale et tangentielle (N/m^3)
H	Hauteur (m)
H_{anemo}	Hauteur de l'anémomètre (m)
H_{esc}	Hauteur de l'escarpement (m)

H_{hub}	Hauteur du moyeu (m)
k	Énergie cinétique turbulente (m^2/s^2)
K_s, K_s^+	Paramètres utilisés dans la rugosité de type grain de sable
L_{esc}	Longueur de l'escarpement (m)
$L_{nacelle}$	Longueur de la nacelle (m)
L_{x-down}	Distance entre l'éolienne et la sortie du domaine (m)
L_{x-up}	Distance entre l'entrée du domaine et l'éolienne (m)
L_y	Distance latérale du domaine (m)
L_z	Distance verticale du domaine (m)
n	Vecteur unitaire normal
p	Pression (Pa)
P	Puissance (W)
P_k	Production de l'énergie cinétique (m^2/s^3)
r	Facteur de raffinement et rayon local (m)
S	Terme source
TI	Intensité de turbulence (%)
T	Force de poussée sur le rotor (N)
u_1, u_2	Vitesse au niveau de la 1 ^{ère} et de la 2 ^{ème} cellule près de la paroi du sol (m/s)
U_{disk}	Vitesse au niveau du disque actuateur (m/s)
u_i	Vecteur vitesse (u, v, w) (m/s)
U_n, U_θ	Composantes axiale et tangentielle de V_{rel} (m/s)

$U_{nacelle}$	Vitesse au niveau de l'anémomètre à la nacelle (m/s)
U_{ref}	Vitesse de référence au niveau de la hauteur du moyeu (m/s)
U_S	Vitesse au niveau du sillage (m/s)
U_{up}, U_{down}	Vitesse juste en amont et en aval du disque actuateur (m/s)
u^*	Vitesse de friction (m/s)
U^*	Vitesse adimensionnelle
U_∞	Vitesse en amont de l'éolienne (m/s)
V	Vitesse dans le repère absolu (m/s)
$V, \mathcal{V}$	Volume (m^3)
V_r	Vitesse dans le repère en rotation (m/s)
V_{rel}	Vitesse relative (m/s)
V_u, V_w	Composantes axiale et tangentielle de V_{rel} (m/s)
(x, y, z), (X, Y, Z) Coordonnées cartésiennes	
y_1	Hauteur de la 1 ^{ère} cellule près de la paroi de la nacelle (m)
y^*	Distance adimensionnelle
z_0	Hauteur de rugosité (m)
z_1, z_2	Hauteur de la 1 ^{ère} et de la 2 ^{ème} cellule près de la paroi du sol (m)
α	Angle d'attaque (rad)
β	Angle de calage (rad)
ϵ	Taux de dissipation de l'énergie cinétique de turbulence (m^2/s^3)
ϕ	Variable indépendante

ϕ_{exp}	Valeur expérimentale de la variable ϕ
ϕ_{num}	Valeur numérique de la variable ϕ
$\Gamma_k, \Gamma_\epsilon$	Coefficients de diffusion
κ	Constante de von Karman (0.42)
μ	Viscosité dynamique (Pa s)
μ_t	Viscosité turbulente (Pa s)
θ	Coordonnée azimuthale (deg.)
ρ	Densité de l'air (kg/m^3)
$\sigma_k, \sigma_\epsilon$	Constantes du modèle de turbulence k- ϵ
τ_{ij}	Tenseur de Reynolds
$\bar{\bar{\tau}}_r$	Tenseur des contraintes visqueuses dans un repère en rotation
τ_w	Contrainte de cisaillement au niveau de la paroi
ω	Taux de dissipation spécifique de l'énergie cinétique de turbulence ($1/s$)
Δp	Saut de pression au niveau du disque
Δr	Longueur d'un élément de pale (m)
ΔS	Accélération de vitesse
ΔB	Fonction utilisée dans le traitement de la rugosité de paroi
Ω	Vitesse de rotation (rad/s)

INTRODUCTION

Depuis la nuit des temps, l'homme n'a pas cessé de vouloir contrôler et exploiter l'énergie véhiculée par le vent. Au *VII^{ème}* siècle, les anciens perses, pour moudre du grain inventèrent une simple roue à palette munie d'un axe vertical, entraînée par la force de traînée du vent (Mérand, 2012). Par la suite, le concept s'améliora et le moulin à vent à axe horizontal, basé sur la force de portance, fut utilisé intensément aux Pays-Bas pour assécher les polders. Il a fallu attendre le 20^{ème} siècle pour que les principales caractéristiques de l'éolienne moderne (axe horizontal, tripale, angle de calage variable) entraînant une génératrice électrique voient le jour. Depuis ce temps là et d'année en année, les éoliennes n'ont pas arrêté de gagner en puissance et en fiabilité avec un coût de revient du kilowatt-heure de plus en plus bas (EWEA, 2012).

Depuis le choc pétrolier des années 70, la communauté internationale a commencé à s'intéresser de plus près aux énergies renouvelables et en particulier à l'énergie éolienne. Très vite, l'aérodynamique des écoulements à travers les éoliennes est apparue comme un domaine à maîtriser, afin de pouvoir améliorer les performances des machines. De nombreuses études ont été consacrées à l'analyse de l'aérodynamique des éoliennes, dont une bonne partie était réservée à l'investigation du sillage (Vermeer, 2003). Cet engouement pour la compréhension du sillage est tout à fait compréhensible, puisque les éoliennes placées en parc interagissent fortement entre elles, à travers ce même sillage. Ainsi, la bonne disposition des éoliennes dans les parcs permet d'assurer une production énergétique optimale et un fonctionnement sécuritaire, et cela grâce à la connaissance détaillée de l'écoulement en aval de ces machines. Pour l'analyse des interactions entre les éoliennes, la zone d'écoulement située juste derrière le rotor, n'a pas à être prise en considération de façon détaillée et la nacelle a pu être négligée dans l'analyse.

Avec l'avènement des tests de performance des éoliennes basés sur la technique de l'anémométrie à la nacelle, la connaissance et la compréhension de l'aérodynamique du sillage issu du rotor et son interaction avec la nacelle sont devenues essentielles. Le présent travail s'inscrit en ligne de cette problématique.

Anémométrie à la nacelle et test de performance

Le test de performance d'une éolienne consiste à déterminer sa courbe de puissance en fonction de la vitesse du vent non perturbée (FSWS). C'est un outil très efficace pour détecter une sous-production énergétique due à une quelconque avarie ou, plus grave encore, à une mauvaise position de l'éolienne. Le test de performance sous la norme internationale (IEC61400-12-1, 2005) préconise l'emploi d'une tour météorologique (voir fig. 0.1) afin d'évaluer la vitesse du vent non perturbée. C'est une technique onéreuse mais qui peut être simplifiée, avec une importante diminution des coûts, par l'utilisation de l'anémomètre disposé sur la nacelle au lieu de la tour météorologique.

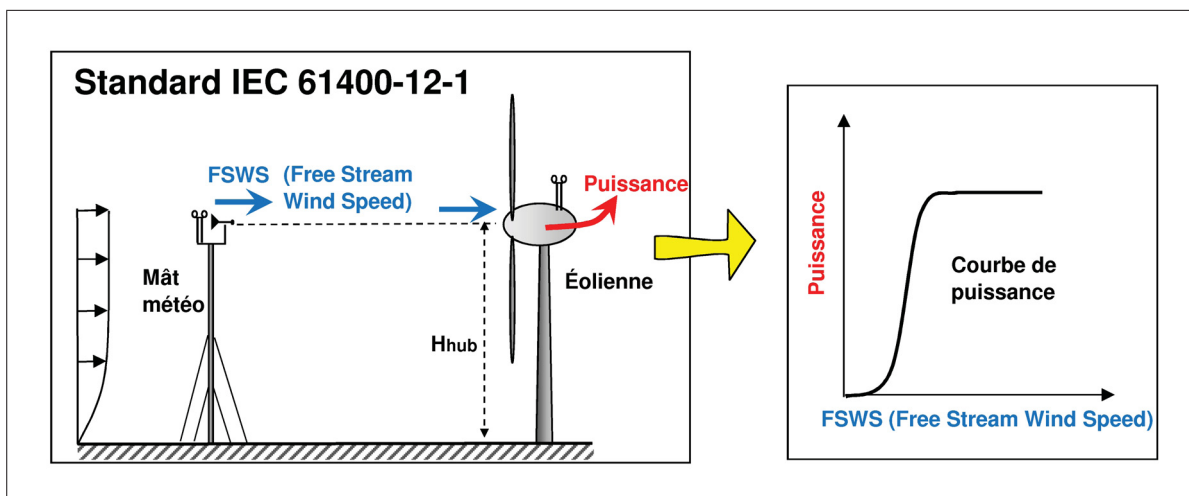


Figure 0.1 Test de performance selon la norme IEC 61400-12-1

Cette technique de l'anémométrie à la nacelle (fig. 0.2) a suscité l'engouement de nombreux chercheurs, d'où la mise en place d'un projet de norme (IEC61400-12-2, 2008). Toutefois, la construction de la courbe de puissance nécessite la vitesse du vent à l'emplacement de l'éolienne sans la présence de cette dernière. Ainsi, pour pouvoir utiliser la technique de l'anémométrie à la nacelle, l'information issue de cet anémomètre doit être corrigée de tous les paramètres pouvant la perturber. Cette correction se fait par l'intermédiaire de fonctions de transfert (NTF)(voir fig. 0.2). Généralement, la calibration des anémomètres se fait dans des souffleries (Pedersen, 2004b). Toutefois, une telle expérimentation peut être éloignée de la réalité d'un anémomètre disposé sur la nacelle d'une éolienne soumis au sillage du rotor.

Il existe de nombreux facteurs influençant l'écoulement au voisinage de l'anémomètre à la nacelle (Frandsen *et al.*, 2009), dont les principaux sont (voir fig. 0.3) :

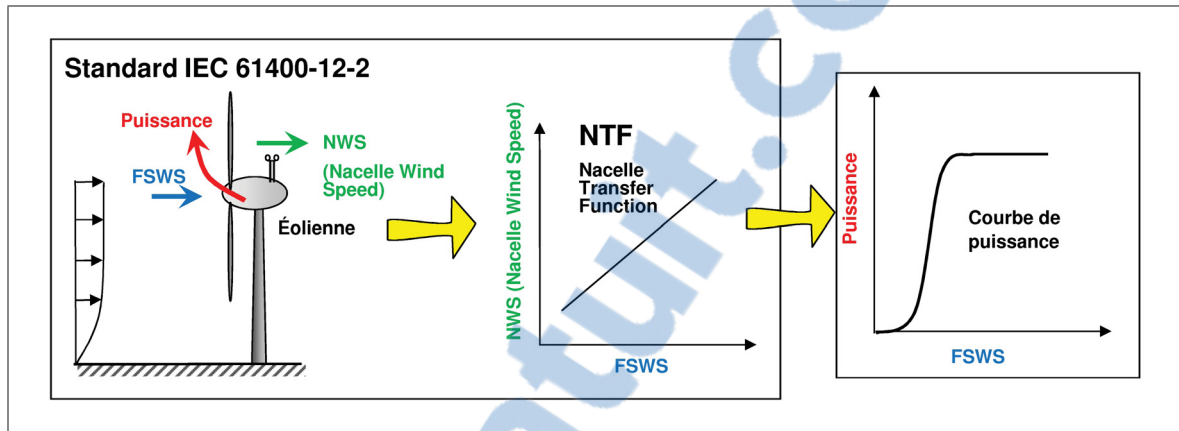


Figure 0.2 Test de performance selon la norme en préparation IEC 61400-12-2

- Le rotor : la pale avec sa partie profilée et sa racine cylindrique engendre un sillage en rotation ainsi qu'un tourbillon dont l'impact sur la nacelle perturbe l'écoulement au niveau de l'anémomètre. Certains paramètres opérationnels, tels que la variation de l'angle de calage et la vitesse de rotation du rotor peuvent aussi influencer l'écoulement aux alentours de l'anémomètre.
- La nacelle : la présence de la nacelle est un obstacle à l'écoulement.
- Le terrain : les effets de terrains sont principalement dus à la rugosité du sol, sa pente et sa complexité. Il peut y avoir aussi des obstacles naturels à considérer.
- Le vent : la nature du vent abordant l'éolienne est à considérer (turbulence, stratification thermique, l'effet du sillage issu d'une autre turbine, non-alignement avec le rotor).

Objectif

L'un des principaux objectifs de ce travail est l'élaboration d'une méthode de CFD pour évaluer l'écoulement au niveau du rotor éolien et son interaction avec la nacelle. Certains paramètres, tels que la pente et la rugosité du sol ainsi que la géométrie de la nacelle sont aussi analysés pour

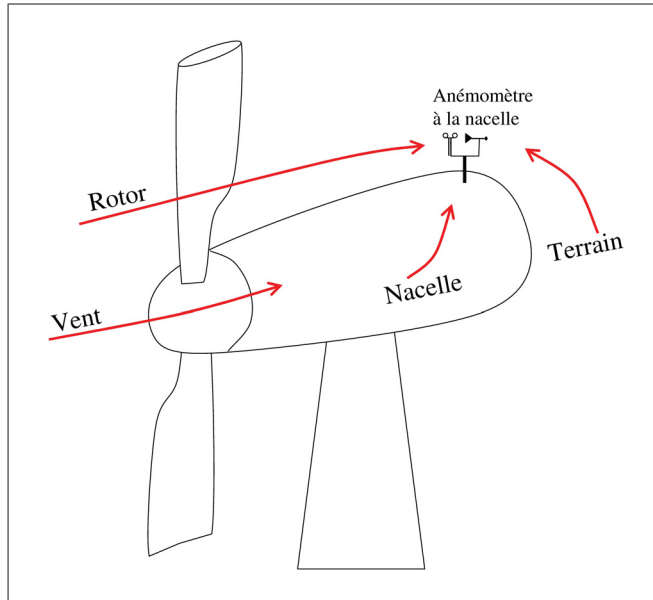


Figure 0.3 Principaux paramètres influençant l'écoulement au niveau de l'anémomètre à la nacelle

évaluer leurs impacts sur l'écoulement surtout au niveau de l'emplacement de l'anémomètre. Enfin, la modélisation du rotor par une technique plus sophistiquée que le disque actuateur, à même de prendre en charge la variation azimutale du sillage, permettra de mieux capturer les tourbillons émanant de la racine des pales, et ainsi une meilleure simulation du vent près de la nacelle.

Méthodologie

Les modèles mathématiques et physiques employés dans ce travail consiste en une résolution des équation de Navier-Stokes stationnaire et incompressible moyennées par la décomposition de Reynolds (RANS). Des calculs 2D axisymétrique et 3D sont réalisés avec l'approche des volumes finis sous le code commercial Fluent. L'écoulement est considéré complètement turbulent où un modèle de fermeture à deux équations de transport est utilisé. Étant donné la proximité de l'anémomètre à la paroi de la nacelle, cette dernière est représentée intégralement dans les maillages générés. La pente du sol et son effet sur l'anémométrie à la nacelle, est analysée par l'introduction de différents escarpements à l'intérieur même du domaine de cal-

cul. La construction des différents maillages de ce travail était une tâche ardue, surtout que les ressources de calculs disponibles ne permettaient que difficilement l'atteinte des 2.10^6 cellules.

Pour une grande partie des résultats, le rotor est modélisé par le concept du disque actuateur, où les effets moyens des pales sont reportés sur une surface poreuse à l'écoulement, comme étant une simple chute de pression. Le disque actuateur généralisé, avec prise en compte de la rotation du sillage, est aussi considéré. Enfin, pour améliorer la représentation du rotor, la méthode de la ligne actuatrice est implémentée et validée. C'est une technique qui considère chaque pale distinctement, comme une ligne où des forces axiale et tangentielle sont injectées et agissent comme des puits de quantité de mouvement dans l'écoulement. Afin d'éviter un coûteux calcul instationnaire, la rotation du rotor est prise en compte de la façon suivante : les pales sont fixes dans la grille de calcul, tout en considérant les équations qui régissent l'écoulement aux alentours du rotor, dans un repère non inertiel en rotation. Le MRF qui est une fonctionnalité de Fluent permet d'utiliser ces équations dans une ou plusieurs zones bien déterminées dans le maillage. Cette façon de faire simplifie la mise en œuvre de la ligne actuatrice surtout dans le cas où le sol est considéré.

Structure de la thèse

Le chapitre 1 est dédié à une revue de littérature sur l'aérodynamique des éoliennes. L'accent est mis sur les différents modèles existants reproduisant l'écoulement à travers le rotor et son sillage. La problématique de la simulation d'une couche limite atmosphérique, en terrain plat et en pente, est aussi abordée. Les chapitres deux, trois et quatre correspondent aux trois articles de la thèse. Le chapitre 2 est consacré à la mise au point d'une simulation 2D axisymétrique et 3D de l'écoulement autour de deux nacelles ayant des géométries très différentes (éoliennes Nordex N80 et Jeumont J48) sur un terrain plat. Une attention toute particulière a été portée sur les conditions aux frontières, afin de reproduire une couche limite atmosphérique neutre. Au niveau du chapitre 3, l'éolienne N80 est réutilisée pour voir l'effet de l'inclinaison de l'écoulement sur l'anémométrie à la nacelle. Cette inclinaison est obtenue par la considération de plusieurs escarpements à différentes pentes. Le chapitre 4 est dédié à l'amélioration de la modélisation du rotor et son effet sur l'écoulement à l'emplacement de l'anémomètre à la nacelle.

La technique de la ligne actuatrice est implémentée dans Fluent et validée avec les résultats expérimentaux d'une éolienne modèle réduit, testée dans les laboratoires de TUDelft. L'approche de la ligne actuatrice est aussi comparée à deux implantations du concept du disque actuateur : le disque actuateur à chargement uniforme (AD-Ct) et le disque actuateur généralisé (AD-BE). Une deuxième éolienne de 500 kW, la Nordtank 500/41 est utilisée dans l'analyse afin de quantifier l'impact de ces différentes modélisations du rotor sur l'emplacement de l'anémomètre à la nacelle, à travers les courbes de la NTF. Enfin, en conclusion, les différents résultats de cette thèse sont mis en exergues accompagnés de recommandations. Certains résultats présentés en conférence, tels que les effets de la rugosité du sol sur l'écoulement au niveau de l'éolienne, ainsi que les effets de la variation de la géométrie de la nacelle, sont reportés dans l'annexe.

CHAPITRE 1

REVUE DE LITTÉRATURE

1.1 Introduction

Du fait de la grande similarité des hélices de bateaux et d'avions avec les pales d'éoliennes, les premières théories appliquées à l'analyse du comportement aérodynamique des systèmes de captation de l'énergie cinétique du vent, tirent leurs origines de la recherche navale et aéronautique. À partir du 19^{ème} siècle, grâce à Rankine et à Froude, une première esquisse d'une théorie assez simpliste a vu le jour. Cette théorie consiste à déterminer les forces qui agissent sur l'hélice en considérant une simple variation de la quantité de mouvement à travers le disque représentant le rotor. Par la suite, une pléiade de scientifiques, tels que Kutta, Joukowski, Betz, Prandtl et Glauert ont amélioré cette théorie en introduisant de nouveaux concepts, tels que la circulation, la théorie du profil d'aile, ainsi que la théorie de l'aile à envergure finie.

Durant cette même période, les équations aux dérivées partielles qui décrivent le mouvement des fluides étaient bien connues. Mais leur résolution était impossible pour l'époque, vu leurs complexités. Il faudra attendre la deuxième moitié du 20^{ème} siècle, pour qu'une solution numérique approchée soit réalisée grâce à l'avènement des ordinateurs. De nos jours, l'utilisation de la simulation numérique a pris un tel essor qu'une bonne partie des projets d'analyse et de conception des éoliennes de par le monde sont réalisés numériquement. Les techniques de CFD, faisant intervenir la résolution des équations d'Euler ou de Navier-Stokes, se présentent comme une sérieuse rivale à l'approche expérimentale. Toutefois, cette dernière reste la source primordiale pour toute validation de ces méthodes numériques.

L'approche numérique fait face à de nombreux défis, tels que :

- la complexité de la nature du vent. Les éoliennes se situent dans les basses couches de l'atmosphère où le vent est instationnaire et où la turbulence présente un caractère

anisotropique (Gomez-Elvira *et al.*, 2005). La rugosité du sol et le relief compliquent encore plus la modélisation.

- la considération de la rotation des pales dans un calcul numérique n'est pas chose aisée.
- les différentes échelles de longueurs à considérer (petites structures au niveau de la nacelle/rotor et grosses structures loin de l'éolienne) requièrent d'importants moyens de calculs.

Globalement, il existe trois grandes familles de méthodes pour analyser l'écoulement à travers une éolienne : les méthodes intégrales, les méthodes tourbillonnaires et les méthodes de CFD. Une description de ces différentes approches est réalisée dans les paragraphes qui suivent.

1.2 Méthode de calculs en aérodynamique des éoliennes

1.2.1 Méthodes intégrales

La théorie de la conservation de la quantité de mouvement axiale repose sur la construction d'un volume de contrôle en forme de tube (fig. 1.1) entourant le rotor qui est considéré comme un disque actuateur où une discontinuité en pression est localisée.

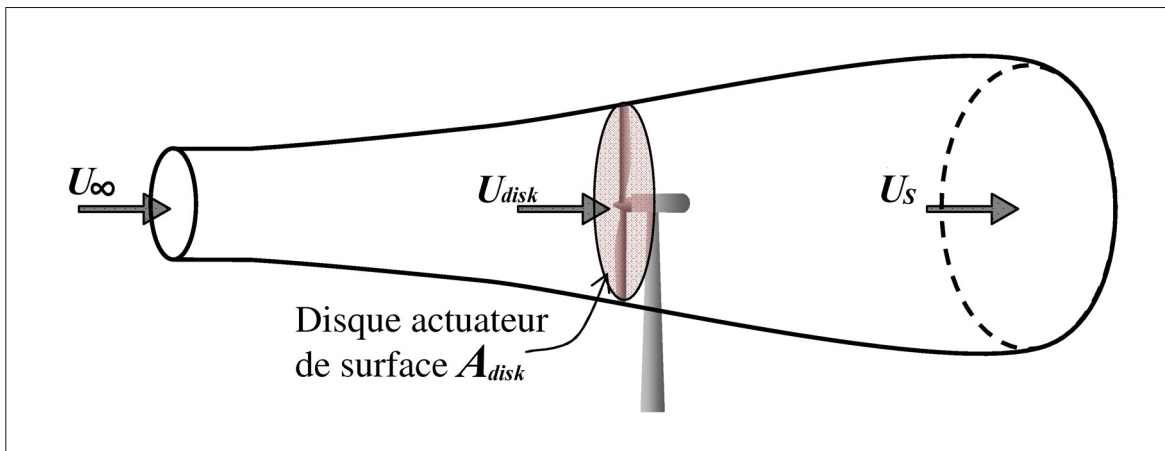


Figure 1.1 Volume de contrôle utilisé dans la théorie de la conservation de la quantité de mouvement axiale

Avec les lois de la conservation de la masse, de la quantité de mouvement et de l'énergie, cette théorie assez simpliste permet de donner la vitesse au niveau du rotor comme une moyenne de la vitesse en amont du rotor et de la vitesse du sillage,

$$U_{disk} = \frac{1}{2} (U_{\infty} + U_S), \quad (1.1)$$

la force de poussée sur le rotor,

$$T = \rho A_{disk} U_{disk} (U_{\infty} - U_S), \quad (1.2)$$

et la puissance extraite du vent.

$$P = \frac{1}{2} \rho A_{disk} U_{disk} (U_{\infty}^2 - U_S^2). \quad (1.3)$$

Cette approche ne tient pas compte de la forme du rotor au niveau du disque actuateur. Pour palier à cette faiblesse, (Glauert, 1947) combina la théorie de la conservation de la quantité de mouvement axiale avec la théorie de l'aile à envergure infinie, appelée aussi théorie de l'élément de pale, ce qui a abouti sur la méthode BEM. La pale est subdivisée en plusieurs éléments suivant la direction radiale, d'où le volume de contrôle en forme de tube annulaire (voir fig. 1.2 a).

C'est une méthode qui suppose que l'écoulement local, au niveaux des éléments constituant la pale (fig. 1.2 b) sont mutuellement indépendants. La détermination des vitesses induites (fig. 1.2 c) au niveau de chaque élément de pale permet de calculer la force axiale et tangentielle appliquées sur le rotor, en faisant appel aux coefficients expérimentaux de la portance et de la traînée. D'ailleurs, la dépendance de cette méthode à ces mesures expérimentales est l'un de ses points faibles. En effet, ces coefficients sont obtenus généralement à partir d'écoulements en soufflerie autour de profils 2D, mais malheureusement ceci est loin de la réalité d'une pale

d'éolienne en rotation. Wilson *et al.* (1976) ont analysé en profondeur la méthode BEM et leurs travaux ont abouti sur l'un des premiers codes de calcul des performances aérodynamiques des éoliennes à axe horizontal, le PROP. Avec le temps, la méthode BEM a été améliorée et perfectionnée de différentes manières, tels : la correction des pertes dues aux tourbillons des extrémités des pales et l'inversion de l'écoulement lors d'un chargement important du disque (Wilson *et al.*, 1976), le décrochage dynamique (Pierce et Hansen, 1995) et le retard de décrochage dû à la rotation des pales (Du et Selig, 2000).

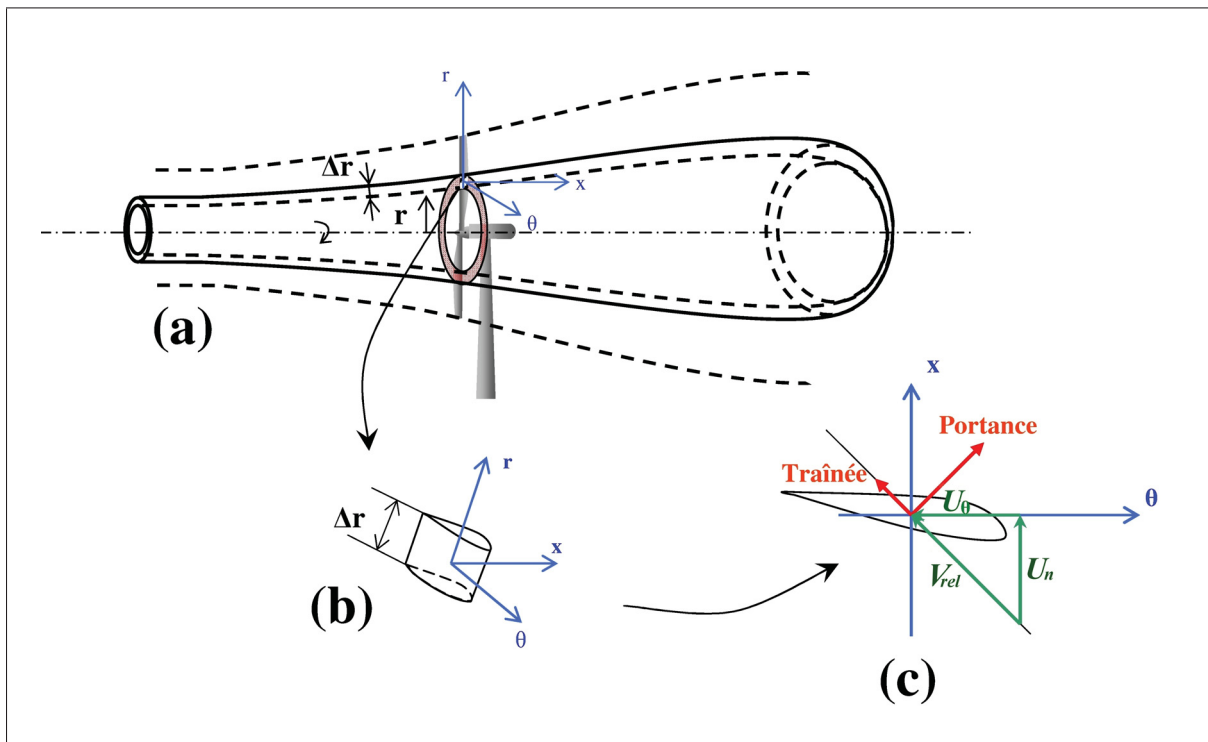


Figure 1.2 (a) Volume de contrôle utilisé dans la méthode BEM, (b) élément de pale de longueur Δr et (c) vitesses et forces agissant sur un élément de pale

La méthode BEM reste acceptable lorsque l'écoulement est axisymétrique et que la charge sur le rotor n'est pas importante et répartie uniformément. Toutefois, c'est une technique inadéquate pour l'analyse de l'écoulement autour d'une nacelle et son voisinage immédiat, puisque elle est unidimensionnelle et aucune investigation spatiale n'est possible. Cependant, cette méthode reste d'actualité surtout dans le domaine de l'ingénierie étant donné sa grande vitesse d'exécution. Dans le domaine de la recherche, de nombreuses méthodes de CFD l'utilisent

pour évaluer les effets des pales sur l'écoulement afin d'éviter la représentation de la géométrie du rotor dans le domaine de calcul.

1.2.2 Méthodes tourbillonnaires

Ce sont des méthodes non visqueuses adaptées à partir de l'aérodynamique des rotors d'hélicoptères en vol stationnaire (Conlisk, 1997). Elles sont basées sur l'hypothèse que plusieurs filaments tourbillonnaires de formes hélicoïdales émanant de la pale, forment un sillage tourbillonnaire s'étendant à l'aval du rotor. Les vitesses induites par ce système tourbillonnaire sont obtenues par la loi de Biot-Savart. Ainsi, la connaissance détaillée de l'évolution du sillage est nécessaire, pour cela il existe la méthode où le sillage est prédéfini avant les calculs (Afjeh et Keith, 1986) et la méthode où le sillage est complètement libre (Simoes et Graham, 1992) faisant partie de la solution. La pale peut être modélisée par une ligne portante (Dumitrescu et Cardos, 1998) ou par une surface portante (Kocurek, 1987). Cette dernière permet de mieux représenter la géométrie de la pale en disposant des singularités suivant son contour. Les méthodes tourbillonnaires sont des techniques lagrangiennes qui permettent de prendre en considération seulement une partie de l'espace, c'est-à-dire, la position des tourbillons. L'avantage par rapport à la méthode BEM, c'est qu'elles arrivent à analyser l'instationnarité de l'écoulement ainsi que le cas 3D avec l'angle de lacet au niveau du rotor (Chattot, 2006; Kecskemety et McNamara, 2011). Pour prendre en considération les effets visqueux, les méthodes tourbillonnaires peuvent être couplées avec les méthodes de CFD (Xu et Sankar, 2000) ou bien avec un simple calcul de couche limite intégrale (Voutsinas, 2006).

1.2.3 Méthodes de CFD

Le but final des méthodes de CFD est de pouvoir résoudre directement les équations de Navier-Stokes, sans modèle de turbulence et où toutes les échelles spatiales et temporelles sont prises en charge. Toutefois, cette approche DNS, pour analyser l'aérodynamique d'une éolienne au complet, avec des nombres de Reynolds élevés, reste une voie irréaliste à l'heure actuelle. (Gross *et al.*, 2012) ont pu utiliser cette méthode pour investiguer l'écoulement à bas nombre de Reynolds (de l'ordre de 10^5) autour d'un profil éolien, le S822. Ils ont pu montrer que des

instabilités transversales provoquent une transition qui retarde le décollement. Un tel fait, ne fait que renforcer le phénomène du « retard de décrochage » dû à l'écoulement radial causé par la rotation de la pale.

L'approche statistique RANS qui consiste à faire une moyenne temporelle des équations de Navier Stokes est de loin la technique la plus utilisée dans le domaine de l'aérodynamique des éoliennes (Hansen *et al.*, 2006). Toutefois, cette voie nécessite la modélisation de la turbulence et la solution dépend grandement du choix de ce modèle.

Il existe une multitude de critères pour classer les méthodes de CFD. La figure (1.3) résume les principales classifications des techniques de CFD utilisées dans l'analyse de l'aérodynamique des éoliennes.

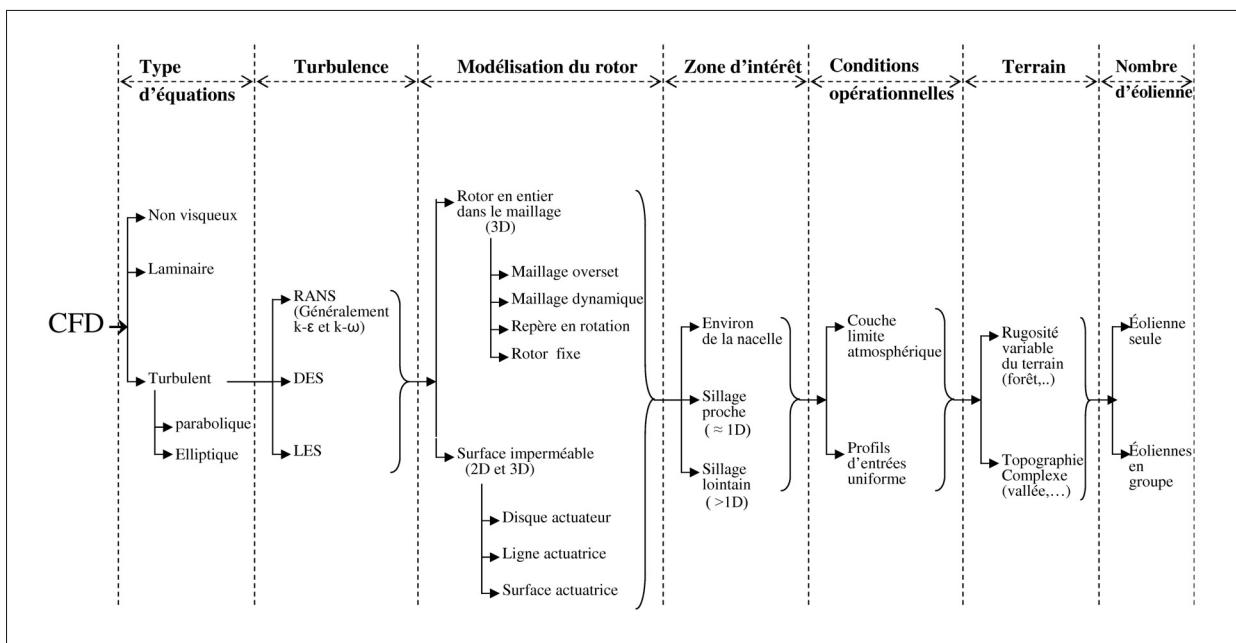


Figure 1.3 Les méthodes de CFD dans l'aérodynamique des éoliennes

Il faut savoir que l'analyse de l'aérodynamique des éoliennes par les techniques de CFD, basées sur la résolution des équations d'Euler ou de Navier-Stokes n'a commencé à prendre de l'ampleur qu'au cours des années 90. Naturellement, les premières études concernaient surtout les profils d'aile destinés aux pales d'éolienne (Foussekis *et al.*, 1992; Snel *et al.*, 1994) où le phénomène de décrochage a pu être analysé, chose qui ne pouvait se faire avec les anciennes

méthodes, telles que les panneaux vortex (Wood, 1991) ou celles basées sur le calcul intégral de couche limite (potentiel-visqueux) (van Rooij et Timmer, 2003). La transition est un phénomène qui peut avoir un important impact sur l'écoulement autour des profils. Brodeur et van Dam (2001) en couplant un modèle de transition de type e^n avec une approche RANS arrivent à des résultats satisfaisants et cela même en présence de bulle de décollement laminaire. Le domaine de la transition, laminaire-turbulent, reste d'actualité, ainsi Sørensen (2009) simule l'écoulement autour de deux profils (S809 et NACA 63-415) et arrive à de bons résultats en utilisant un modèle de transition basé sur deux équations de transport, le $\gamma - R_{e\theta}$ de Menter (Langtry *et al.*, 2006).

La génération de maillage qui consiste à discrétiser un domaine continu, représente une étape ardue et cruciale dans un projet de CFD surtout en 3D. Le maillage structuré, avec une maille de forme quadrilatéral en 2D et hexaédrique en 3D, est préféré au maillage non structuré (Cook et Oakes, 1982). Ce dernier a de la difficulté à donner une bonne solution dans les couches limites (Badcock, 2000). Toutefois, un maillage structuré nécessitera de subdiviser le domaine de calcul en plusieurs blocs afin de pouvoir contourner les géométries complexes. La difficulté d'automatiser une telle tâche impliquera beaucoup de temps pour réaliser un tel maillage structuré.

La génération de maillage dépendra grandement de la manière choisie pour modéliser le rotor éolien. La représentation en entier et intégralement de la géométrie du rotor dans la grille de calcul (fig.1.4a) implique un calcul de couche limite, chose qu'on peut éviter par la représentation simplifiée du rotor (fig.1.4b) par une simple surface perméable (disque actuateur, ligne actuatrice et surface actuatrice) où des forces sont appliquées en tant que termes sources dans les équations de conservation.

1.2.3.1 Représentation en entier du rotor dans le maillage

L'idéal pour un calcul d'écoulement autour d'éolienne est de représenter dans la grille de calcul toutes les échelles de longueurs, tels que le rotor, la nacelle, son mât, ainsi que le sol dans ses moindres détails. C'est une approche qui reste très onéreuse puisqu'elle nécessite d'énormes ressources pour constituer le maillage et un grand défi pour considérer la rotation du rotor.

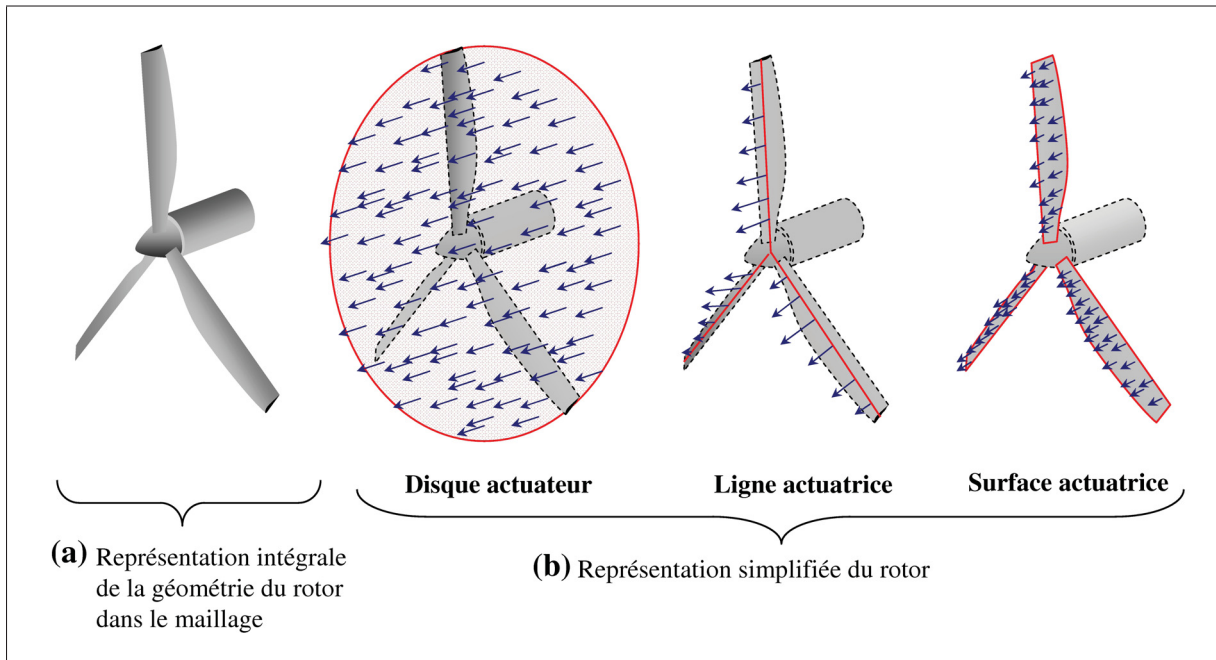


Figure 1.4 Différentes modélisations du rotor éolien dans un calcul de CFD, (a) représentation en entier du rotor et (b) représentation simplifiée du rotor

Cette rotation peut être prise en compte en la considérant directement dans le maillage même (maillage overset et maillage mobile), ou bien à travers les équations qui régissent l'écoulement. On trouve aussi dans la littérature, le cas très simplifié où le rotor est représenté avec aucune rotation.

Maillage overset

Le maillage « overset » appelé aussi « Chimera » (Duque *et al.*, 1999), est une technique qui permet le chevauchement des différents blocs de la grille de calcul, généralement structuré afin de faciliter la communication aux interfaces. Grâce à des interpolations, l'information circule d'un bloc à un autre. Duque *et al.* (2000) ont pu résoudre les équations de Navier-stokes moyennés pour un rotor éolien tripale avec un moyeu simplifié. Une transition a été imposée au 1/4 de la corde à partir du bord d'attaque de la pale. Toutefois, aucun décollement d'écoulement n'a pu être prédit, ce qui est en total désaccord avec l'expérimentation. La faiblesse du modèle de turbulence utilisé (modèle algébrique de Baldwin-Lomax) en est la principale cause. Dans une autre étude de Duque *et al.* (2003), le phénomène de décrochage sur les pales de l'éolienne

NREL phase VI est assez bien capturé. La simulation a été réalisée par l'approche RANS avec le modèle de turbulence à une équation de Baldwin-Bart.

Grâce à un calcul 3D RANS instationnaire, complètement turbulent ($k-\omega$ sst) et au maillage overset, Zahle *et al.* (2009) ont pu mettre en évidence l'importance des charges cycliques que peuvent subir les pales à cause du sillage de la tour dans le cas d'une éolienne sous le vent. Li *et al.* (2012) ont analysé l'effet de la variation de l'angle de calage sur une éolienne complète (rotor, nacelle et tour) avec considération d'un sol plat. Le calcul URANS avec $k-\omega$ sst donne presque les mêmes forces moyennes que celles obtenues avec l'approche DES (Detached Eddy Simulation). Toutefois, la technique DES donne de meilleurs résultats pour les fluctuations de la pression sur les pales en fréquence, mais ne semble pas capturer correctement l'amplitude.

Maillage mobile

Le maillage mobile est une technique qui prend en charge la rotation des pales sans s'engager dans des interpolations que nécessite la méthode des maillages structurés overset. Ce sont généralement des maillages non structurés qui ont besoin d'être remaillés à chaque pas temporel. Sezer-uzol et Long (2006) utilisèrent cette technique pour un rotor bipale très simplifié où l'effet de l'angle de lacet sur le rotor a été analysé. Les simulations effectuées de l'écoulement non visqueux, ont montré d'importantes variations de la pression suivant la corde et l'envergure de la pale. Wußow *et al.* (2007) arrivent à capturer le méandrement du sillage d'une éolienne Enercon représenté entièrement dans le maillage en utilisant des cellules de formes prismatique et polyédrique avec l'approche LES. Zahle et Sørensen (2011) montrèrent l'importance de l'angle de lacet et l'angle de basculement d'un rotor de 500 kW sur le sillage très proche et son impact sur la nacelle.

Maillage fixe et équations avec repère en rotation

La rotation d'un objet peut être considérée à travers les équations écrites dans un repère non inertiel. C'est une technique moins coûteuse que celle des maillages mobiles, puisque seulement des termes additionnels sont requis dans les équations de conservation. C'est une approche qui peut être utilisée, aussi bien à l'échelle d'une couche limite atmosphérique (Johns-

tone et Coleman, 2012) où l'accélération de Coriolis due à la rotation de la terre n'est pas à négliger, ainsi qu'à petite échelle dans le cas d'une éolienne (Hahm et Wußow, 2006) où le rotor est en rotation.

La vitesse dans le repère en rotation (V_r) est donnée en fonction de la vitesse absolue (repère fixe) par

$$\vec{V}_r = \vec{V} - \vec{\Omega} \times \vec{r}, \quad (1.4)$$

où Ω est la vitesse de rotation du repère non inertiel rattaché au rotor éolien et r le vecteur position. Avec V_r ainsi définie, l'équation de conservation de la quantité de mouvement en régime stationnaire devient

$$\Delta \cdot (\rho \vec{V}_r \vec{V}_r) = -\nabla p + \nabla \cdot \bar{\tau}_r - \rho 2\vec{\Omega} \times \vec{V}_r - \rho \vec{\Omega} \times \vec{\Omega} \times \vec{r} + S \quad (1.5)$$

Ainsi, à cause de la rotation du repère, il y a apparition de deux accélérations qui donnent : la force de Coriolis ($-\rho 2\vec{\Omega} \times \vec{V}_r$) et la force centrifuge ($-\rho \vec{\Omega} \times \vec{\Omega} \times \vec{r}$). Ces deux forces peuvent avoir un important impact sur le gradient de pression au sein de la couche limite qui se développe sur la pale et ainsi retarder le phénomène de décrochage (Wood, 1991; Yang et Tong, 2011).

Avec cette approche du repère en rotation, Ferrer et Munduate (2007) ont pu analyser l'effet de plusieurs géométries de bout de pale sur l'écoulement locale, ainsi que sur les forces générées. L'analyse montra que la pale qui se termine en pointe sur l'axe de l'angle de calage est celle qui donne le plus de couple. Carcangiu *et al.* (2007), avec un modèle de turbulence $k-\omega$ sst et un repère tournant, investiguèrent l'effet de la rotation d'une pale sur la couche limite qui se développe sur la paroi. Ainsi, ils confirment certains résultats, tels que les forces 3D générées sur une pale en rotation sont plus importantes que pour le cas de la pale en translation, surtout pour les sections internes proches du moyeu et pour le cas d'écoulement décollé.

Il faut savoir que la plupart des codes CFD, « fait maison » ou commerciaux, utilisés pour la simulation numérique de l'aérodynamique des éoliennes sont basées sur la technique des volumes finis. Toutefois, Bazilevs *et al.* (2011a) ont utilisé les éléments finis pour simuler une éolienne de 5MW. Technique qui leur a permis d'aborder le côté structure des pales assez naturellement (Bazilevs *et al.*, 2011b).

Rotor fixe

Par souci de simplification, il existe certaines études qui ne prennent pas en compte la rotation des pales. Ainsi, Johansen *et al.* (2002) évaluèrent les forces qui peuvent se développer sur une pale en se concentrant surtout sur le régime de décrochage (statique et dynamique). Malgré l'utilisation de l'approche des tourbillons détachés (DES) pour traiter la turbulence, les simulations peinent à donner de bon résultats aux angles d'attaques élevés.

Les techniques 3D RANS avec représentation complète du rotor ont pu être utilisée avec un certain succès pour évaluer les caractéristiques aérodynamiques des différentes sections constituant la pale (Sørensen et Michelsen, 2004). Les coefficients de portance et de traînée issues de la CFD, combinées avec ceux de l'expérimentation, peuvent être d'une grande utilité pour la méthode BEM (Johansen et Sørensen, 2004) qui est très dépendante de ces données.

Le groupe de Sankar (Xu et Sankar, 2000; Benjanirat et Sankar, 2004) a pu adapter une méthode hybride (CFD et tourbillonnaire), destinée initialement à l'analyse des rotors d'hélicoptère, pour l'étude de l'écoulement autour d'une éolienne avec rotor fixe. Il est vrai que considérer un calcul visqueux et turbulent sur la totalité du domaine peut être onéreux. Ainsi, Sankar subdivise le domaine d'écoulement en deux zones. Une zone entourant le rotor où les équations de Navier-Stokes sont résolues et le reste du domaine est décrit par un écoulement potentiel. Les tourbillons issus des extrémité des pales sont modélisés par une méthode tourbillonnaire et leurs suivis sont réalisés d'une façon Lagrangienne.

1.2.3.2 Représentation simplifiée du rotor

Disque actuateur

La technique du disque actuateur est très attrayante sur le plan du coût et de la flexibilité. Le rotor n'est plus représenté entièrement dans le maillage, ceci permet la simplification de ce dernier tout en évitant le calcul de l'écoulement au voisinage immédiat des pales. Toutefois, la prise en compte des effets du rotor sur l'écoulement est réalisée en introduisant des forces sur une surface circulaire perméable, représentant la rotation des pales (voir fig.1.4b). Tout le domaine est décrit par une résolution des équations d'Euler ou de Navier-Stokes. Les forces générées par le rotor sont généralement évaluées de deux manières différentes. La première approche est basée sur l'évaluation d'un simple saut de pression qui est évalué par les courbes du C_t de l'éolienne sans considération de la rotation du sillage. La force due au rotor est calculée par :

$$T = \frac{1}{2} \rho U_{\infty}^2 A_{disk} C_t \quad (1.6)$$

Cette force axiale est appliquée uniformément sur tout le disque actuateur, mais il arrive que la partie non portante de l'implanture de la pale soit considérée à part, comme une zone générant une force de traînée (Masson et Smaïli, 2006). Dans ce cas, le C_t est remplacé par le coefficient de traînée d'un cylindre de section circulaire.

U_{∞} , la vitesse du vent non perturbée peut être problématique à évaluer (Politis *et al.*, 2012) si l'éolienne est sous l'influence du sillage d'autres éoliennes ou bien placée sur un terrain complexe. Ainsi, dans ces cas, il serait nécessaire de faire un calcul préalable sans éolienne pour évaluer cette vitesse U_{∞} . Par contre, certains auteurs comme Calaf *et al.* (2010), évite cette démarche un peu lourde, en évaluant U_{∞} à partir du facteur d'induction axiale et de la vitesse locale au niveau du rotor,

$$U_{\infty} = \frac{U_{disk}}{1 - a} \quad (1.7)$$

Dans la deuxième approche, une force axiale et une force tangentielle sont appliquées sur le disque actuateur. Ces forces sont évaluées par la méthode de l'élément de pale qui est grande-

ment tributaire des coefficients de portance et de traînée de toutes les sections qui composent la pale. Ammara *et al.* (2002) ont pu intégrer ces deux forces tout au long du parcours de la rotation des pales et ont abouti sur ces deux forces surfaciques, axiale et tangentielle,

$$f_n = -\frac{B}{2\pi r} \rho \frac{\sqrt{U_n^2 + U_\theta^2}}{2} c (U_n C_d + U_\theta C_l) \quad (1.8)$$

$$f_\theta = \frac{B}{2\pi r} \rho \frac{\sqrt{U_n^2 + U_\theta^2}}{2} c (U_\theta C_d - U_n C_l) \quad (1.9)$$

Ces deux forces dépendent des vitesses locales axiale et tangentielle (U_n et U_θ) ainsi que des caractéristiques aérodynamiques de la section de la pale considérée.

Un des premiers articles utilisant le concept de disque actuateur sur une éolienne à axe horizontal avec considération de l'espace entourant le rotor éolien est celui de Sørensen et Myken (1992). L'éolienne Nibe a été simulée avec utilisation de la technique des différences finies pour résoudre les équations d'Euler en instationnaire. Les effets du rotor sont introduits dans les calculs sous forme de forces volumiques en tant que termes sources dans les équations de transport. Ils arrivent à obtenir de bonnes valeurs pour la puissance, toutefois les calculs ont tendance à diverger pour les vitesses spécifiques élevées, Sørensen explique ceci par les limites restreintes du domaine. Dans un papier ultérieur, Sørensen et Kock (1995) améliorent cette technique par la prise en compte des équations de Navier-Stokes et où la turbulence est modélisée par la longueur de mélange. La discrétisation est aussi améliorée en prenant un schéma du second ordre. La grande capacité du disque actuateur à reproduire divers états d'écoulement du rotor (hélice propulsive, éolienne, retour d'écoulement, anneau tourbillonnaire) a été montrée par Sørensen *et al.* (1998) en faisant varier une charge uniforme sur le disque actuateur.

Masson *et al.* (1997) ont pu coupler le disque actuateur avec un calcul 2D axisymétrique RANS avec la méthode aux éléments finis/volumes de contrôle (CVFEM) pour une éolienne isolée. Le passage au cas 3D a permis à Ammara *et al.* (2002) d'analyser l'interaction du sillage de plusieurs éoliennes disposées dans un parc avec la considération de la couche limite atmosphérique. Malgré la simplicité du concept du disque actuateur, divers aspects aérodynamiques du

rotor éolien ont pu être traités par cette technique. Comme l'effet de certaines inclinaisons du rotor sur l'écoulement, tels que la conicité (Mikkelsen *et al.*, 2001) et l'angle du lacet (Mikkelsen, 2003). L'effet de la tour sur le sillage a été investigué par Mikkelsen (2003). La tour a été modélisée par un simple écoulement potentiel autour d'un cylindre (dipôle+source) au sein d'un calcul 2D de Navier-Stokes. Par contre, Masson *et al.* (2001) reproduisirent les effets de la tour en la considérant comme une « paroi actuatrice », une surface perméable de forme rectangulaire et verticale faisant face à l'écoulement où une chute de pression est prescrite. Toutefois, l'écoulement complexe et instationnaire qui s'y développe à cause de l'interaction du sillage des pales avec cette tour n'a pu être correctement modélisé qu'en considérant un modèle de décrochage dynamique adéquat ainsi que la turbulence.

L'approche du disque actuateur avec imposition de deux forces (axiale et tangentielle), permet un chargement non uniforme du disque selon la direction radiale, ainsi que la prise en compte de la rotation du sillage. Porté-Agel *et al.* (2010) ont comparé cette approche avec celle d'un chargement uniforme du disque sur une éolienne modèle réduit avec la technique des simulations à grandes échelles (LES). Les vitesses moyennes dans le sillage lointain évaluées par les deux approches sont presque identiques ; mais dans le sillage proche, le disque chargé uniformément a tendance à surestimer les résultats à cause, entre autres, de la non considération de la nacelle dans le domaine de calcul.

Un transfert de chaleur couplé avec le disque actuateur a permis à Smaïli *et al.* (2004) d'étudier l'écoulement aux environs d'une nacelle d'éolienne en prenant en compte le grand écart de température que peut présenter le climat nordique. En considérant la génératrice électrique comme une source de chaleur, il a été démontré l'importance d'un écoulement au sein même de la nacelle afin de maintenir une température sécuritaire.

Ligne actuatrice et surface actuatrice

Un des points faibles de la technique du disque actuateur réside dans la distribution des forces sur la surface balayée par les pales. Ces forces représentent l'effet moyen du rotor où aucune variation azimutale n'est considérée. Ceci a motivé Sørensen et son équipe (Troldborg *et al.*,

2007; Sørensen et Shen, 2002; Shen *et al.*, 2005, 2011) pour développer la technique de la ligne actuatrice où l'effet du rotor est modélisé en injectant des forces dans l'écoulement mais cette fois sur des lignes en rotation représentant les pales. La concentration des forces sur des points bien précis le long de la ligne actuatrice génère des instabilités de calculs. Pour parer à cette difficulté, il est important d'amoindrir ces forces en les distribuant sur des points voisins de la ligne actuatrice au sein du maillage (Mikkelsen, 2003). La rotation de la ligne actuatrice peut aussi présenter un autre défi dans la modélisation. L'un des points forts de la technique de la ligne actuatrice est une meilleure capture des tourbillons aux extrémités des pales (Ivanell *et al.*, 2007, 2010; Troldborg *et al.*, 2010) qui permet une meilleure analyse de la dynamique du sillage des rotors éoliens.

Le concept de la surface actuatrice (Shen *et al.*, 2007; Sibuet Watters et Masson, 2010; Sibuet Watters *et al.*, 2010) considère la modélisation du rotor non pas comme une ligne mais une surface en rotation épousant, plus ou moins, la forme de la pale où généralement un saut de vitesse et de pression sont appliqués.

1.3 Sillage proche et lointain

Les éoliennes sont généralement disposées en parc, d'où l'importance de bien connaître leurs sillages. En effet, l'interaction mutuelle de ces sillages peut causer une diminution dans la production énergétique et une augmentation de l'intensité de la turbulence (Crespo *et al.*, 1999). Cette dernière a pour conséquence d'augmenter les charges structurelles sur l'éolienne avec un impact négatif sur sa durée de vie. La recherche fait la distinction entre deux zones dans le sillage des éoliennes : le sillage proche, de l'ordre de un diamètre de rotor en aval de la machine (Vermeer, 2003) et au delà de cette distance c'est le sillage lointain.

Souvent, les premières résolutions des équations de Navier-Stokes pour le sillage d'éoliennes ont été réalisées avec des équations paraboliques (Ainslie, 1988; Crespo *et al.*, 1988; Vermeer, 2003; Crespo *et al.*, 1999) où le gradient de pression et la diffusion dans le sens axial ont été négligés. Ce sont des calculs rapides qui requièrent peu de ressources informatiques. Toutefois, ces équations présentent de nombreuses faiblesses, tels que l'expansion du sillage qui est mal

évaluée, et ne conviennent pas au sillage proche caractérisé par un fort cisaillement. Les équations elliptiques doivent être utilisées ainsi qu’une bonne représentation du rotor, à même de capturer les tourbillons des extrémités des pales, pour espérer une analyse correcte du sillage proche (Sørensen, 2011). Une bonne partie des études numériques sur le sillage d’éolienne, seul ou regroupé en parc, sont réalisées par l’approche RANS avec un modèle de turbulence à deux équations (généralement $k-\epsilon$ ou $k-\omega$) pour la fermeture. Toutefois, la modélisation de la turbulence avec une telle technique implique généralement un sillage trop diffusif, où la prédiction sous-estime le déficit en vitesse et l’intensité de turbulence est souvent éloigné des valeurs réelles. Malgré les progrès réalisés dans l’utilisation de schéma de discrétisation d’ordre élevé, la faiblesse des méthodes RANS se situe beaucoup plus dans l’évaluation du tenseur des contraintes de Reynolds (Sanderse *et al.*, 2011) représentant le transfert de la quantité de mouvement dû aux fluctuations. Grâce à l’idée d’une viscosité turbulente par analogie à l’écoulement laminaire, Boussinesq a permis de lier le tenseur des contraintes turbulentes avec le gradient de la vitesse moyenne. Physiquement cette hypothèse est très peu justifiable, puisque la diffusion moléculaire est peu importante par rapport aux forces de diffusion turbulentes dans le sillage, loin des parois. Ainsi, certains chercheurs essayent par différents artifices à réduire la diffusion dans le sillage proche. Certains modifient les constantes des modèles de turbulence (Prospathopoulos *et al.*, 2011), d’autres tels que El Kasmi et Masson (2008) rajoutent des termes additionnels dans l’équation de la dissipation. L’approche RANS avec utilisation du model RSM est une alternative assez attrayante puisque elle ne repose pas sur l’hypothèse de Boussinesq. Néanmoins, l’introduction de six nouvelles équations pour le calcul des différentes composantes du tenseur de Reynolds fait accroître d’une façon importante le coût d’une telle technique.

Les techniques LES appliquées aux éoliennes (Jiménez *et al.*, 2008; Troldborg *et al.*, 2010; Wu et Porté-Agel, 2011) permettent de résoudre une large fraction des échelles de turbulence, sauf pour les petites structures, inférieures aux mailles de la grille, où la modélisation est utilisée. Des comparaisons de l’approche RANS ($k-\epsilon$) avec la LES (Stovall *et al.*, 2010; Réthoré *et al.*, 2009) montrent clairement la supériorité de cette dernière technique pour l’analyse du sillage des éoliennes où les effets du cisaillement et l’anisotropie de la turbulence sont importants.

Toutefois, la grande résolution du maillage requise et les temps de calculs élevés malgré la parallélisation (Sanderse *et al.*, 2011) fait que l'approche LES reste coûteuse pour le moment.

1.4 Interaction rotor/nacelle

Beaucoup d'études sur le sillage d'éoliennes (Crespo *et al.*, 1999; Vermeer, 2003; Sanderse *et al.*, 2011) ne s'intéressent pas à l'écoulement aux environs de la nacelle. Ainslie (1988) élimine tout simplement la zone du sillage proche, et ne démarre les calculs qu'à partir d'une distance de deux diamètres en aval du rotor, en imposant un certain profil Gaussien de vitesse comme conditions initiales. Souvent la représentation de la nacelle dans les calculs est négligée ou bien elle est approximée par une simple chute de pression (El Kasmi et Masson, 2008) ou par une force de traînée (Porté-Agel *et al.*, 2011). Cependant, avec l'importance que prend la technique de l'anémométrie à la nacelle dans les tests de performance (Antoniou et Pedersen, 1997; Dahlberg *et al.*, 1999; Smith *et al.*, 2002; IEC61400-12-2, 2008) de plus en plus d'études sont dédiés à cette zone très proche du rotor. Une des premières études numériques à analyser l'écoulement proche de la nacelle avec focalisation sur l'emplacement de l'anémomètre est celle de Varela et Bercebal (1999). Grâce au logiciel Fluent, des calculs 2D et 3D RANS ($k-\epsilon$) ont été réalisés avec considération de la nacelle seule dans le maillage. Le rotor n'était pas modélisé dans les calculs car l'éolienne était à l'arrêt dans un parc espagnol et utilisée comme un mât de mesure pour calibrer le site. Ils montrèrent l'accélération de l'écoulement que peut engendrer la présence de la nacelle et l'importance de l'inclinaison (horizontale et verticale) sur les vitesses du vent à l'emplacement de l'anémomètre. Grâce à un calcul 2D-axisymétrique RANS ($k-\epsilon$) et au disque actuateur, l'interaction du rotor avec la nacelle est abordées par Smaïli et Masson (2002, 2004). Il a été montré que l'écoulement proche de la nacelle est assez sensible à l'angle de calage des pales, ainsi que certains systèmes de refroidissement de la génératrice (Smaïli *et al.*, 2004). Toujours avec le disque actuateur, Masson et Smaïli (2006) montrèrent l'importance de bien modéliser la section circulaire du pied de la pale et ses effets sur l'écoulement au niveau de l'anémométrie à la nacelle. Zahle et Sørensen (2011) ont simulé l'écoulement autour de l'éolienne Nordtank 500/41 avec l'approche 3D RANS ($k-\omega$ sst) et une représentation intégrale de la géométrie de la nacelle et du rotor. Leurs

résultats montrèrent l'importance de l'angle du lacet et du basculement du rotor sur l'emplacement de l'anémométrie à la nacelle. Un calcul instationnaire a été aussi comparé à un calcul stationnaire. Il s'est avéré que ce dernier pouvait capturer la majeure partie des caractéristiques de l'écoulement près de la nacelle.

1.5 Éolienne dans une couche limite atmosphérique

Afin d'être plus réaliste et de s'approcher des conditions opérationnelles des éoliennes, il est important de reproduire la couche limite atmosphérique dans toutes simulations numériques. Pour une couche limite atmosphérique pleinement développée, Richards et Hoxey (1993) proposent un certain profil de vitesse, d'énergie cinétique et de dissipation à imposer à l'entrée du domaine de calcul. Une loi de paroi particulière pour le sol, ainsi qu'un cisaillement constant sur la frontière supérieure sont aussi préconisés dans les modélisations. Les constantes des modèles de turbulence qui accompagnent généralement l'approche RANS doivent être calibrées (Crespo *et al.*, 1985; Richards et Hoxey, 1993; Cabezón *et al.*, 2009) afin d'être consistantes avec les profils d'entrée ainsi que certaines mesures atmosphériques.

Les codes commerciaux et de recherche, tels que Fluent et CFX ont de la difficulté à maintenir constants les profils de vitesse et de turbulence imposés à l'entrée du domaine jusqu'à la sortie (Hargreaves et Wright, 2007). Même pour un domaine vide, les conditions d'entrée se maintiennent difficilement jusqu'à la sortie à cause, en grande partie, de la loi de paroi qui est basée sur la rugosité du grain de sable inadéquat pour les terrains réels. Blocken *et al.* (2007) ainsi que Sumner et Masson (2010) ont investigué plus en profondeur ces conditions aux frontières afin d'assurer une meilleure homogénéité horizontale de la couche limite atmosphérique sur un terrain plat.

La stratification thermique d'une couche limite atmosphérique et ses effets sur l'aérodynamique d'une éolienne ont été analysés dans l'étude de (Alinot et Masson, 2005). Un disque actuateur combiné avec un calcul RANS (k - ϵ), où la température a été considérée par l'intermédiaire de l'équation de l'énergie, ont permis d'aboutir à de bons résultats.

1.6 Éolienne sur un terrain complexe

La croissance des parcs éoliens dans le monde est en continuelle évolution. Cet engouement s'est naturellement accompagné de la raréfaction des terrains plats et bien ventée, ce qui a poussé les promoteurs éoliens à se rabattre sur les terrains accidentés malgré les écoulements complexes qui s'y développent. La littérature abonde dans la description d'écoulement au dessus de multiples topographies (Bitsuamlak *et al.*, 2004) plus ou moins complexes. Les écoulements sur des terrains avec pentes prononcées ne peuvent être correctement estimés par les modèles linéaires (Migoya *et al.*, 2007) tels que dans le code WAsP. L'approche RANS avec un modèle de turbulence à deux équations donnent de bons résultats pour la simulation d'écoulement sur les collines (Griffiths et Middleton, 2010; Kim *et al.*, 2000; Castro *et al.*, 2003; Prospathopoulos et Voutsinas, 2006) surtout pour l'accélération sur le côté exposé au vent, mais l'écoulement décollé sur le coté « sous le vent » est généralement mal capturé. La bonne prédiction sur cette partie de l'écoulement dépendra du model de turbulence utilisé ainsi que d'une fidèle représentation de la rugosité du sol (Prospathopoulos et Voutsinas, 2006). L'approche LES a beaucoup d'avenir dans ce domaine, ainsi Chow et Street (2009) l'ont appliquée pour le cas de la colline de l'Askervein et ont trouvé de bons résultats pour la turbulence et la vitesse moyenne. Toutefois, le grand nombre de mailles requis au niveau du sol a motivé (Bechmann et Sørensen, 2010) à utiliser une méthode hybride : approche RANS ($k-\epsilon$) au niveau du sol et LES ailleurs. Cette façon de faire a bien évaluée la turbulence, par contre la vitesse moyenne dans la zone décollée est sous-estimée par rapport à un calcul totalement RANS. Prospathopoulos *et al.* (2008) analysèrent l'écoulement autour d'une éolienne de 5MW disposés sur une colline de forme Gaussienne. L'utilisation de l'approche RANS ($k-\omega$) et d'un disque actuateur pour le rotor a permis de montrer que le déficit en vitesse dans le sillage est perçu sur une distance bien plus importante que celle pour le terrain plat.

Migoya *et al.* (2007) ont simulé un parc éolien en entier sur un terrain complexe. Malgré la capture de certaines séparations locales de l'écoulement par l'approche RANS, la vitesse prédite au niveau de l'anémomètre à la nacelle était différente des valeurs expérimentales.

Cet écart peut être expliqué par la non représentation de la nacelle dans le maillage ainsi que l'intense décollement au niveau de certaines pentes trop abruptes.

Les chapitres qui vont suivre (deux, trois et quatre) correspondent aux trois articles de la thèse. La finalité pratique de ces études est l'évaluation numérique de la courbe de la NTF qui est un important paramètre pour l'utilisation de la technique de l'anémométrie à la nacelle.

Masson et son équipe (Smaïli et Masson, 2004; Masson et Smaïli, 2006) ont réalisés plusieurs études sur l'anémométrie à la nacelle avec l'approche RANS 2D-axisymétrique. C'est une approche qui reste acceptable dans beaucoup de cas, mais peut présenter des faiblesses dans l'analyse d'une nacelle ayant une forme asymétrique et évidemment les effets de sol ne peuvent être étudiés. Le premier article est consacré à la mise au point d'une simulation 3D de l'écoulement du vent autour des éoliennes. Deux nacelles ayant des géométries diamétralement opposées (symétrique vs asymétrique) sont utilisées dans les calculs, avec le disque actuateur pour la modélisation du rotor. Certains paramètres numériques, tels que les lois de paroi de la nacelle et le modèle de turbulence sont analysés. Les conditions aux frontières sont judicieusement choisies afin de reproduire une couche limite atmosphérique neutre, sur un terrain plat avec une rugosité uniforme. Des comparaisons de calculs 2D-axisymétrique avec 3D sont aussi réalisées.

L'inclinaison de l'écoulement et son impact sur un anémomètre isolé sont bien documentés dans la littérature (Pedersen, 2004b). Toutefois, l'impact de l'inclinaison du vent sur l'écoulement au voisinage de la nacelle est moins bien connu. Cette inclinaison du vent qui peut être due à la pente du sol est abordée superficiellement dans le projet de la norme sur l'anémométrie à la nacelle (IEC61400-12-2, 2008); d'où l'importance du second article qui traite essentiellement des effets de sol. Le deuxième article est une étude paramétrique dédié aux effets de la pente du sol sur l'écoulement au niveau de la nacelle, avec utilisation du disque actuateur comme modélisation du rotor. Pour cela, quatre escarpements avec différentes pentes sont reproduits dans les maillages. La perturbation introduite par la pente du sol dans l'écoulement nécessite d'abord une calibration numérique du terrain (calculs sans éolienne), avant de passer aux simulations avec présence de l'éolienne. Dans cette partie où l'étude est focalisée sur le

sol, le cisaillement du vent ne peut être négligé, vu son importance sur l'éolienne (Sanderse *et al.*, 2011).

Enfin, le troisième article est consacré à l'étude de différentes modélisations du rotor et leurs impacts sur l'écoulement prédit autour de la nacelle et en focalisant sur les emplacements possibles de l'anémomètre. Trois approches sont utilisées pour modéliser le rotor : le disque actuateur avec chargement uniforme, le disque actuateur avec élément de pale et la ligne actuatrice. Généralement, l'industrie éolienne utilise des moyennes temporelles de dix minutes pour mesurer la vitesse du vent afin d'établir la courbe de puissance de l'éolienne. Toutefois, un échantillonnage basé sur une fréquence plus élevée, impliquera une meilleure capture du passage des pales lors de leurs rotations. Ainsi, dans ce cas, l'utilisation de l'approche numérique avec le disque actuateur peut présenter des faiblesses à cause de son incapacité à évaluer correctement la variation azimutale du sillage ; d'où l'utilisation d'une technique plus appropriée qui est la ligne actuatrice. Toutefois, cette approche nécessite des maillages plus raffinés que ceux du disque actuateur. Ainsi, dans cette dernière partie, le sol a été négligé dans le but d'alléger les calculs afin de pouvoir utiliser des maillages périodiques.

CHAPITRE 2

2D AND 3D NUMERICAL SIMULATION OF THE WIND ROTOR NACELLE INTERACTION IN AN ATMOSPHERIC BOUNDARY LAYER

Khaled Ameur¹, Christian Masson¹, Peter J. Eecen²

¹École de Technologie Supérieure, Université du Québec,
Montréal, (Québec), Canada, H3C 1K3

²The Energy Research Centre of the Netherlands, ECN Wind Energy,
Westerduinweg 3,
1755 LE Petten, The Netherlands

Ce chapitre est tiré de l'article publié dans « Journal of Wind Engineering and
Industrial Aerodynamics »,
vol. 99, n° 8, p. 833-844,
Juin 2011

Abstract

Two-dimensional axisymmetric and three-dimensional steady turbulent flow computations around two horizontal-axis wind turbines (Nordex N80 and Jeumont J48) are carried out to investigate the wind-rotor/nacelle interaction and quantify its effects on the wind speed at the nacelle anemometry. The actuator disk concept has been used to model the action of the blades. For both turbines, the geometry of the nacelle was reproduced as faithfully as possible. The terrain was represented by an appropriate law of the wall to account for roughness with particular attention paid to the boundary conditions in order to reproduce the neutral atmospheric boundary layer. The calculated velocity field in the vicinity of the nacelle exhibits good agreement with available experimental data. The results also show that for a complex nacelle geometry, like

that of the N80, a three-dimensional calculation is necessary to obtain a good prediction of the velocity field in the near wake. The hub height effect is evaluated for the J48 by raising the nacelle from a height of 36 m to 60 m. No significant impact is noted on the ratio nacelle wind speed/freestream wind speed.

Keywords: wind turbine, nacelle anemometry, 2D and 3D computations, RANS, atmospheric boundary layer.

2.1 Introduction

The nacelle-mounted anemometer on horizontal-axis wind turbines is primarily used for power regulation. However, many researchers recognize that the data from this anemometer could potentially be used for other purposes, such as power site calibration and performance testing (Antoniou et Pedersen, 1997; Hunter *et al.*, 2001; Smith *et al.*, 2002), which has prompted the development of an international committee draft standard, (IEC61400-12-2, 2008). The usefulness of nacelle anemometry in such applications depends critically on the knowledge of the relationship between the measured wind speed at the nacelle anemometer ($U_{nacelle}$) and freestream wind velocity (U_{∞}). Multiple factors (Frandsen *et al.*, 2009) influence the nacelle anemometer measurement yielding a complex relationship between $U_{nacelle}$ and U_{∞} . The wake from the rotating blades and the shape of the nacelle are among the most important factors and are discussed in this paper.

Although many studies have been published on the subject of horizontal-axis wind turbine wakes (Crespo *et al.*, 1999; Vermeer, 2003), few were interested in the immediate vicinity of the nacelle; in most cases, the nacelle was neglected or approximated with a simple pressure drop (El Kasmi et Masson, 2008). The complete representation of the nacelle and rotor rotation in the grid is an approach that requires large computing resource (about $50 \cdot 10^6$ grid points, Li *et al.*, 2012). Zahle et Sørensen (2011) with such an approach computed a 3D turbulent flow close to a 500 kW wind turbine in a uniform inflow. They showed the importance of the yaw and tilt on the nacelle anemometry. A comparison between steady and unsteady calculation showed also that the stationary case, far from being realistic, can capture most of the

flow characteristics near the nacelle. The actuator disk method which is a simplification in the representation of the rotor, was intensively used by Masson and his team (Smaïli et Masson, 2004; Masson et Smaïli, 2006) to analyse the rotor/nacelle interaction for two-dimensional axisymmetric cases. They were able to demonstrate the importance of several parameters on the flow near the nacelle, such as the cylindrical section at the blade root. The transition to a three-dimensional calculation using more realistic boundary conditions to simulate the atmospheric boundary layer seems a logical extension of this work. Herein, 2D-axisymmetric and 3D numerical simulations of flow around two horizontal-axis wind turbines are presented: the Nordex N80 and the Jeumont J48. The simulations were performed by resolving the RANS equations over the whole computational domain with two turbulence models: $k-\epsilon$ and $k-\omega$ sst. The geometry of the nacelle was represented as accurately as possible and the rotor was approximated by the actuator disk concept. To correctly model the influence of rough terrain, an appropriate law of the wall was used. All calculations were performed with the finite volume method using the commercial software Fluent 6.3.

2.2 Mathematical model

2.2.1 Governing equations

The wind flow is governed by the incompressible steady Navier-Stokes equations which are derived from the principles of conservation of mass and momentum. After applying the Reynolds decomposition and using the concept of turbulent viscosity (μ_t), the system of equations in integral form is:

$$\int_A u_i n_i dA = 0, \quad (2.1)$$

$$\int_A \rho u_i u_j n_j dA = - \int_A p \delta_{ij} n_j dA + \int_A \tau_{ij} n_j dA + \int_{A_{disk}} (f_n)_i dA, \quad (2.2)$$

where ρ is the air density, u_i is the velocity vector (u, v, w) and the Reynolds tensor τ_{ij} is given by,

$$\tau_{ij} = (\mu + \mu_t) \left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \right) \quad (2.3)$$

where μ is the dynamic viscosity and x_i is the Cartesian coordinate x, y, z .

These equations are applied to a control volume V bounded by a surface A . n_j is the unit vector normal to A and pointing out of A . δ_{ij} is the Kronecker delta. The unknowns of the system are the three velocity components u_i , the pressure p and the turbulent viscosity. The integral $\int (f_n)_i dA$ represents the effect of the rotor on the flow. It is inserted into the balance for momentum conservation as a source term to be applied on the surface of the actuator disk A_{disk} . The time average of this force is evaluated by two different techniques depending on the availability of aerodynamic characteristics of the wind turbine blades. More details are given in the following paragraphs.

2.2.2 Turbulence model

To close the above system, the standard two equation k - ϵ model of (Launder et Spalding, 1974) was used for most calculations of this paper. It is a popular and robust turbulence model that has been thoroughly tested in the wind energy field (Snel, 1998; Vermeer, 2003). However, it has some limitations related to low Reynolds number effects near the wall and regions of separated flow (Wilcox, 1993a). The poor representation of the flow near the wall requires the use of flow empirical corrections.

The turbulent viscosity is linked to the turbulent kinetic energy k and turbulent dissipation rate ϵ by,

$$\mu_t = C_\mu \rho \frac{k^2}{\epsilon} \quad (2.4)$$

where C_μ is a constant.

The equations for k and ϵ are given by,

$$\int_A \rho k u_i n_i dA = \int_V (P_k - \rho \epsilon) dV + \int_A \Gamma_k \frac{\partial k}{\partial x_i} n_i dA, \quad (2.5)$$

$$\int_A \rho \epsilon u_i dA = \int_V \left(C_{\epsilon 1} \frac{\epsilon}{k} P_k - C_{\epsilon 2} \rho \frac{\epsilon^2}{k} \right) dV + \int_A \Gamma_\epsilon \frac{\partial \epsilon}{\partial x_i} n_i dA, \quad (2.6)$$

The production of kinetic energy is evaluated with,

$$P_k = \mu_t \left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \right) \frac{u_i}{x_j}, \quad (2.7)$$

and diffusion coefficients are evaluated with,

$$\Gamma_k = \mu + \frac{\mu_t}{\sigma_k} \quad \text{and} \quad \Gamma_\epsilon = \mu + \frac{\mu_t}{\sigma_\epsilon}, \quad (2.8)$$

The model constants proposed by Crespo were used (Crespo *et al.*, 1985; Migoya *et al.*, 2007). These coefficients (Table 2.1) were calibrated for simulating the neutral atmospheric boundary layer.

Tableau 2.1 Turbulence constants of the k - ϵ turbulence model

σ_k	σ_ϵ	$C_{\epsilon 1}$	$C_{\epsilon 2}$	C_μ
1.0	1.3	1.176	1.92	0.0333

For comparison, a second turbulence model, the k - ω sst of Menter (1994), was also used. One of the advantages of this model is a better wall treatment. Indeed, using damping functions, this model links the standard k - ω of Wilcox (1993b) close to the wall to the standard k - ϵ away

from the wall. For both models, μ_t and k are evaluated in the same way. However, the use of $\omega = \epsilon/k$ will generate an extra term in the equation for the dissipation rate compared to the k - ϵ model. To compare with the standard wall function (SWF), a calculation through the viscous sub-layer was also made with an enhanced wall treatment (EWT). The disadvantage of this approach is that it requires a very fine mesh. It should be noted that at the ground surface of the computational domain, another treatment is recommended in which the details are discussed below.

2.2.3 Boundary conditions

To properly reproduce the neutral atmospheric boundary layer (ABL), special attention was paid to boundary conditions and the representation of the ground. In fact, commercial codes such as Fluent and CFX have difficulty properly modeling the ABL, as shown by Hargreaves et Wright (2007). Even without obstacles, the inlet conditions can be difficult to maintain along the field. To counter this weakness, the recommendations of Richards et Hoxey (1993) were adopted, consisting of a specified velocity and turbulence profile at the entrance of the domain, a special law of the wall at the ground, and imposition of a shear stress at the top boundary. Here, this last condition was replaced by imposing a velocity. In what follows, these conditions are referred to as the R-H conditions. The boundary conditions for 3D and 2D-axisymmetric simulations are summarized in Fig. 2.1. More details about the 3D boundary conditions are presented below.

2.2.3.1 Inlet

Velocity and turbulent profiles were imposed at the inlet. The logarithmic velocity profile (Richards et Hoxey, 1993) accurately represents a neutral atmospheric boundary layer and is given by:

$$u = \frac{u^*}{\kappa} \ln \left(\frac{z + z_0}{z_0} \right) \quad (2.9)$$

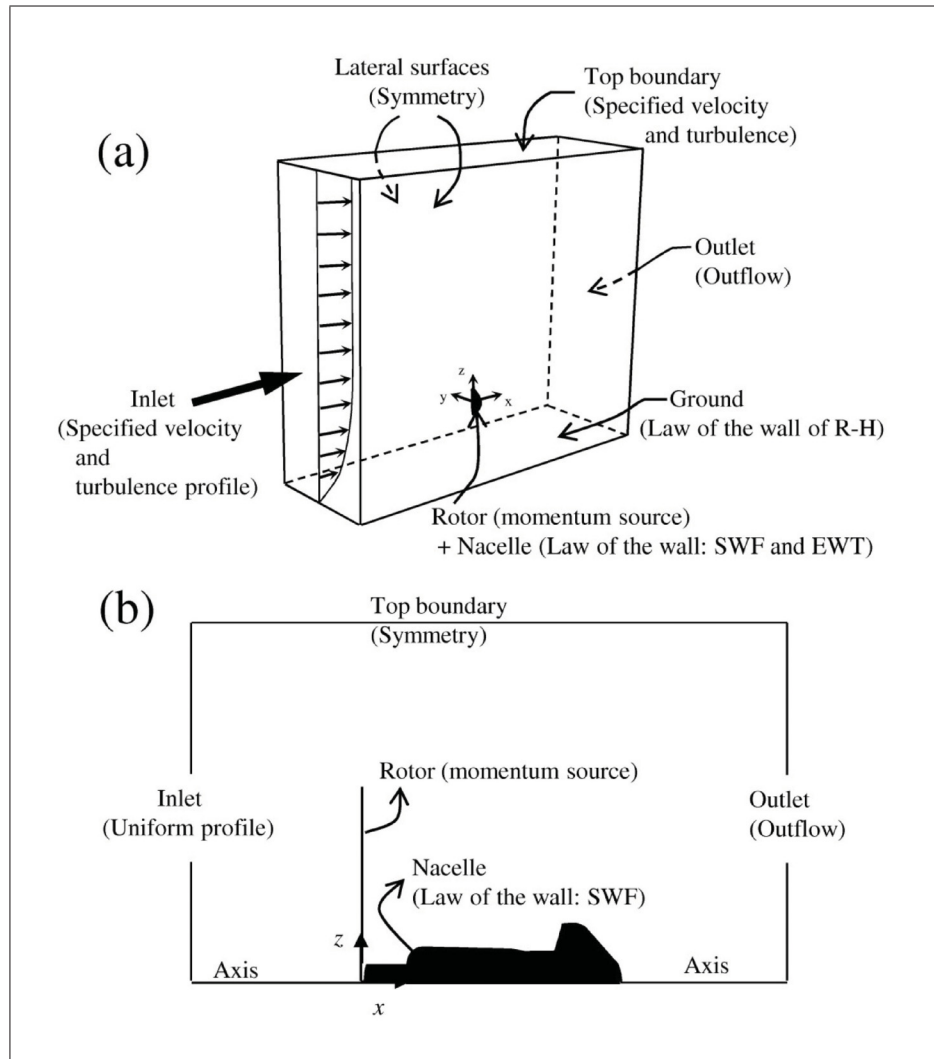


Figure 2.1 Computational domain with boundary conditions for (a) 3D and (b) 2D-axisymmetric simulations

where z_0 is the roughness height, u^* is the friction velocity and κ is the von Karman constant whose value is 0.42. The turbulent kinetic energy and its dissipation rate are given by,

$$k = \frac{u^{*2}}{\sqrt{C_\mu}} \quad (2.10)$$

$$\epsilon = \frac{u^{*3}}{\kappa(z + z_0)} \quad (2.11)$$

The friction velocity is estimated from,

$$u^* = \frac{\kappa U_{ref}}{\ln\left(\frac{z_{hub} + z_0}{z_0}\right)} \quad (2.12)$$

where U_{ref} is the reference velocity at the hub height, z_{hub} . For flat terrain and without obstacles, U_{ref} is assumed to be equal to freestream wind velocity. These inlet conditions combined with the constants of Crespo represent a solution of the model equations.

2.2.3.2 Lateral surfaces

The two lateral surfaces were treated as a symmetry condition, which is to consider the flux of all quantities across this area as zero $\left(\frac{\partial}{\partial y}(u, w, p, k, \epsilon) = 0\right)$ and zero transverse velocity ($v = 0$).

2.2.3.3 Outlet

The outflow condition was required for the outlet. Fluxes of all quantities in the normal direction at the outlet plane are assumed to be zero $\left(\frac{\partial}{\partial x}(u, v, w, p, k, \epsilon) = 0\right)$. No data is imposed on this boundary ; everything is extrapolated from inside the volume. This condition is appropriate when the flow is close to a fully-developed condition.

2.2.3.4 Top boundary

The imposition of a shear stress at the top boundary (Richards et Hoxey, 1993; Hargreaves et Wright, 2007) of the domain is important to be able to compensate the loss of momentum at the ground level and to drive the flow. For simplicity, an axial unidirectional velocity (Prospathopoulos et Voutsinas, 2006; Brodeur et Masson, 2008) and turbulent quantities were derived from the inlet profiles and applied to this boundary.

2.2.3.5 Treatment of the nacelle wall

In a turbulent flow, performing a calculation to the wall can be very expensive. Furthermore, the foundations upon which some turbulence models are based may no longer be valid, such as the presence of an adverse pressure gradient in the case of the k - ϵ model. These weaknesses are often avoided by the use of empirical models. In the majority of our calculations, where the turbulence was modeled by k - ϵ , the semi-empirical standard functions of Launder et Spalding (1974) were used near the nacelle walls with some Fluent (2005) specific features. This treatment using the SWF to evaluate the characteristics of the main flow and turbulent quantities is explained in the following sections.

Momentum

For momentum, two zones can be distinguished.

- In the logarithmic zone ($11.225 < y^* < 300$), the following relation is used for momentum,

$$U^* = \frac{1}{\kappa} \ln(Ey^*) \quad (2.13)$$

and

$$y^* = \frac{\rho C_\mu^{1/4} k_1^{1/2} y_1}{\mu} \quad (2.14)$$

where U^* and y^* are dimensionless values of respectively u and y . The index 1 indicates the centroid of the first cell adjacent to the wall. E is an empirical constant equal to 9.793.

- Where the mesh is fine ($y^* < 11.225$), in the viscous sub-layer, the speed obeys the linear relation,

$$U^* = y^* \quad (2.15)$$

Turbulent kinetic energy

Close to the nacelle wall, equation (2.5) remains valid for the evaluation of k but the production term becomes,

$$P_k = \frac{\tau_w^2}{\kappa \rho C_\mu^{1/4} k_1^{1/2} y_1} \quad (2.16)$$

As the nacelle wall is considered to be smooth, then the shear stress τ_w does not include any term assessing the roughness and is given by,

$$\tau_w = \frac{C_\mu^{1/4} k_1^{1/2}}{\frac{1}{\kappa} \ln\left(\frac{E}{\kappa}\right)} \quad (2.17)$$

Dissipation rate of turbulent kinetic energy

In the cell adjacent to wall, ϵ is calculated with,

$$\epsilon_1 = \frac{C_\mu^{3/4} k_1^{3/2}}{\kappa y_1} \quad (2.18)$$

2.2.3.6 Rotor

The actuator disk, as implemented by Sørensen et Myken (1992), allows for the gross effects of the rotor to be captured with an appreciable decrease in computing time as the blade geometry was not resolved. The rotor was modeled by a permeable surface where axial and tangential forces were applied as source terms in the momentum equations. These forces were evaluated by blade element momentum (BEM) theory which required the knowledge of the aerodynamic characteristics of the airfoil constituting the blade. In this work, this approach was simplified by using the fan model in Fluent. It is a feature that allows specification of a pressure jump on the rotor. An infinitely thin surface is selected in the mesh as a representation of the rotor. The pressure drop is introduced through UDF (User Define Function). Fluent performs interpolations to distribute the pressure drop into the rotor neighboring cells. However, tangential forces

were neglected due to unavailable detailed aerodynamic characteristics for one of the two wind turbine studied.

The calculations in this study include two wind turbines : the Jeumont J48 and Nordex N80. The characteristics of these two wind turbines are summarized in Table 2.2. Unlike the Nordex, the geometry of the Jeumont nacelle is highly symmetrical about the axis of rotation of the rotor. The Nordex N80 calculations were validated with experimental results obtained from ECN (Energy research Center of the Netherlands) in its research wind farm consisting of five 2.5MW wind turbines (Eecen et Verhoef, 2007) on a site with an estimated roughness height of $z_0 = 0.05$ m.

As the geometric and aerodynamic blade properties of the Jeumont turbine are known and not those of the N80, two different approaches were used to assess the pressure jump associated with the rotor.

Tableau 2.2 Main characteristics of wind turbines used in this study

Wind turbine	Number of blades	Power (kW)	Blade radius (m)	Hub height (m)	RPM (tr/min)	Pitch angle (deg.)	Tilt angle (deg.)	Coning angle (deg.)
N80	3	2500	38.8	80	10.9-19.1	10	5	2
J48	3	750	24	46	9-25.3	10	0	0

Pressure jump: Jeumont J48

For the wind turbine J48, BEM theory was applied for the entire surface of the actuator disk to assess the pressure jump. For a given radial position (r), after computing local angles of attack and evaluating the aerodynamic characteristics from tabulated airfoil coefficients, the pressure jump is calculated by:

$$\Delta p = \frac{1}{2} \rho c V_{rel} \frac{B}{2\pi r} (V_w C_l + V_u C_d) \quad (2.19)$$

where B is the number of turbine blades, c is the chord, C_l and C_d are the lift and drag coefficients respectively. Velocities are given by:

$$V_{rel} = \sqrt{V_u^2 + V_w^2}, \quad V_w = \Omega r, \quad V_u = \frac{U_{up} + U_{down}}{2} \quad (2.20)$$

U_{up} and U_{down} represent the axial velocity just upstream and downstream of the actuator disk. Ω is the rotational speed of the rotor.

Pressure jump: Nordex N80

The airfoil characteristic of the Nordex N80 are not publicly available, hence the following procedure was adopted:

Two areas on the disk were considered (see Fig. 2.2),

- An external area representing the surface swept by the blade where the pressure was estimated by the experimental axial thrust coefficient C_{Texp} ,

$$\Delta p = \frac{1}{2} \rho c U_\infty^2 C_{Texp} \quad (2.21)$$

- An internal area representing the area swept by the cylindrical part of the blades (blade root), where the pressure jump imposed was evaluated by relation (2.19). In this case, c is the diameter of the cylinder forming the base of the blade. As a circular cross section does not generate lift, C_l is zero. The drag coefficient was evaluated using an empirical relation which depends on the local Reynolds number (Masson et Smaïli, 2006). This relation is valid for an infinite cylinder but correction for the finite length of the blade root was applied.

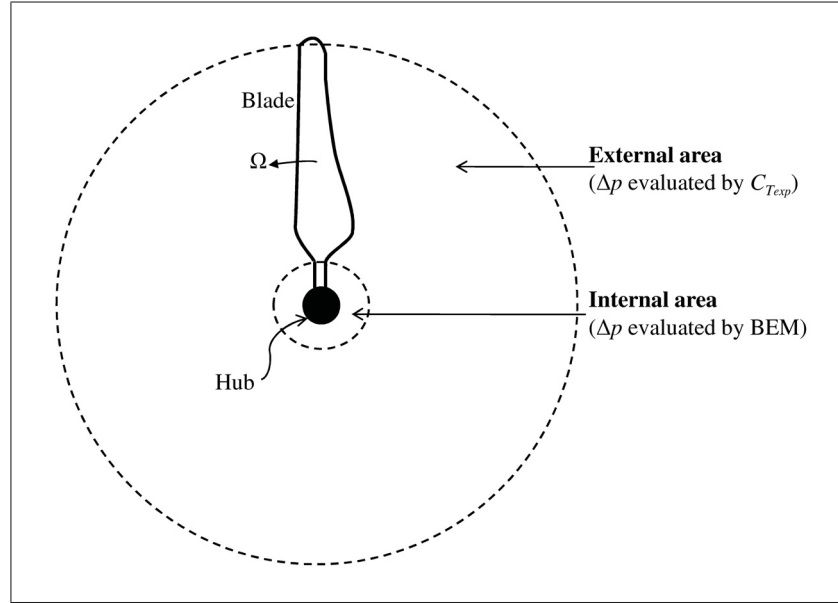


Figure 2.2 Subdivision of the actuator disk into two zones for the Nordex N80 rotor

2.2.3.7 Ground surface

With the commercial code Fluent, taking into account the roughness of the ground is quite difficult. Indeed, the representation of the roughness in this code is based on that of the internal flows of (Cebeci et Bradshaw, 1977). The approach of treating the nacelle wall in section 2.2.3.5 remains valid, except for the evaluation of shear stress which is done by:

$$\tau_w = \frac{C_\mu^{1/4} k_1^{1/2}}{\frac{1}{\kappa} \ln \left(\frac{E}{\kappa} \right) - \Delta B} \quad (2.22)$$

ΔB is a function based on the equivalent sand-grain roughness of the surface. For a smooth hydrodynamic regime ΔB is zero and when it is completely rough, it takes the following form:

$$\Delta B = \frac{1}{\kappa} \ln (1 + C_s K_s^+) \quad (2.23)$$

with,

$$K_s^+ = \frac{\rho C_\mu^{1/4} k_1^{1/2} K_s}{\mu} \quad (2.24)$$

where C_s and K_s are constants to be chosen to set a certain roughness.

This approach relies on the use of two parameters (C_s and K_s) whose relation with the roughness z_0 is not clear although several authors tried to build relations between these variables (Gasset *et al.*, 2005). Unfortunately, this approach has other disadvantages, such as the inability to model a surface with high roughness (Blocken *et al.*, 2007). To address these shortcomings, the law of the wall proposed by Richards et Hoxey (1993) was chosen. This law imposes on the first cell adjacent to the ground, an axial velocity, a turbulent kinetic energy and a dissipation rate evaluated by the equations (2.9-2.11), where the friction velocity is estimated from the second cell adjacent to the ground surface using the following relation,

$$u^* = \frac{\kappa u_2}{\ln \left(\frac{z_2 + z_0}{z_0} \right)} \quad (2.25)$$

The reference height z_2 is the vertical position of the second cell with the associated axial velocity u_2 .

2.3 Numerical simulation

2.3.1 Numerical method

The finite volume method, under Fluent, was used to solve the governing equations. This resolution was sequential and the treatment of pressure/velocity coupling was handled by the SIMPLE algorithm. The diffusion terms were discretized by a centered scheme of second order. For convective terms, a first-order upwind scheme was used. A scheme of higher order would have been advisable to reduce the size of the grid but the use of such a scheme has led to convergence problems. A grid convergence study was done to estimate the numerical error. The solution convergence was achieved by setting the residuals of all variables to 10^{-6} .

2.3.2 Mesh

The 3D computational domain has the shape of a rectangular parallelepiped (Fig. 2.3a). Figure 2.3b shows the streamwise spacing of the grid. The mesh consists mostly of hexahedral cells ; close to the nacelle and rotor some deformations are present but remain acceptable (Fig. 2.4). Hexahedral cells provide a much better solution with smaller discretization error compared to tetrahedral cells as shown by Hefny et Ooka (2009). To save on the overall number of cells, only half of the nacelle and rotor have been considered, yielding an average of $1.1 \cdot 10^6$ cells. When using the EWT, this number exceeds $2 \cdot 10^6$ due to grid refinement at the wall. The tower has been neglected. The 2D-axisymmetric mesh was constructed from a simple vertical cut through the axis of rotation in the 3D computational domain.

The dimensions of the computational domain have been based on the result of a grid dependence study using the N80 turbine with the rotor on and a wind speed at hub height of 20 m/s (Fig. 2.5). The domain height (L_z) and the upstream fetch (L_{x-up}) have the greatest impact on the solution, hence the choice of the dimensions of the domain: $L_z = 8.75D$, $L_y = 3.75D$, $L_{x-up} = 7.5D$ and $L_{x-down} = 3.75D$, with D being the diameter of the rotor.

2.4 Error analysis

The quality of a numerical study can be evaluated by estimating the discretization error. One of the most popular methods for evaluating the truncation error is through the grid convergence index (GCI) (Roache, 1994). This technique has several variants but, for the present work, the approach outlined by Celik *et al.* (2008) was used.

The grid was refined by a factor of 1.3 in each direction of the grid to evaluate the GCI (see Table 2.3). The grid convergence index is done by:

$$GCI = \frac{1.25 e_a}{r^p - 1} \quad (2.26)$$

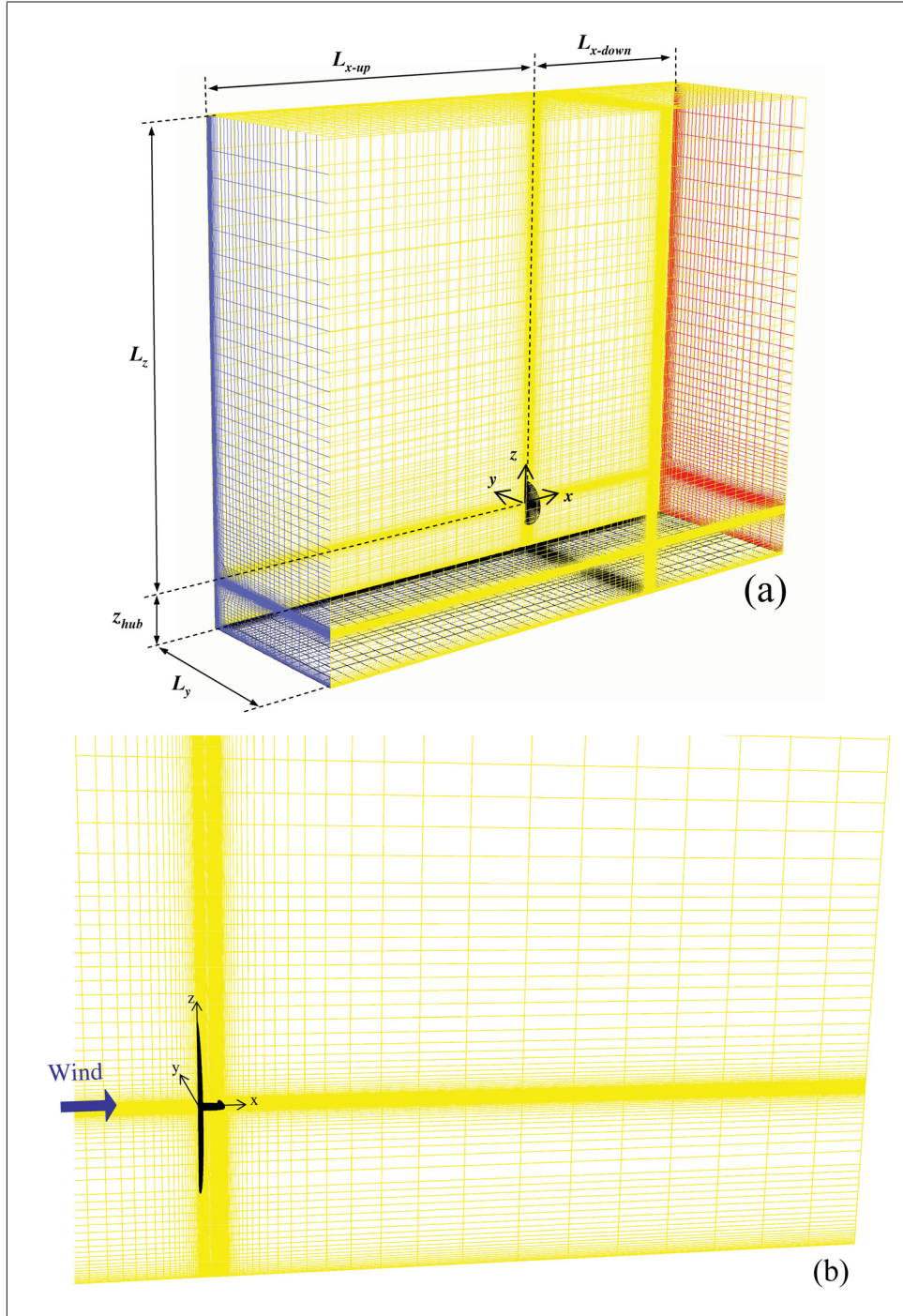


Figure 2.3 3D computational domain (a) an overview and (b) details of the streamwise spacing

e_a is the approximate relative error between two meshes. r is the refinement factor and p the apparent order of the method (≈ 1).

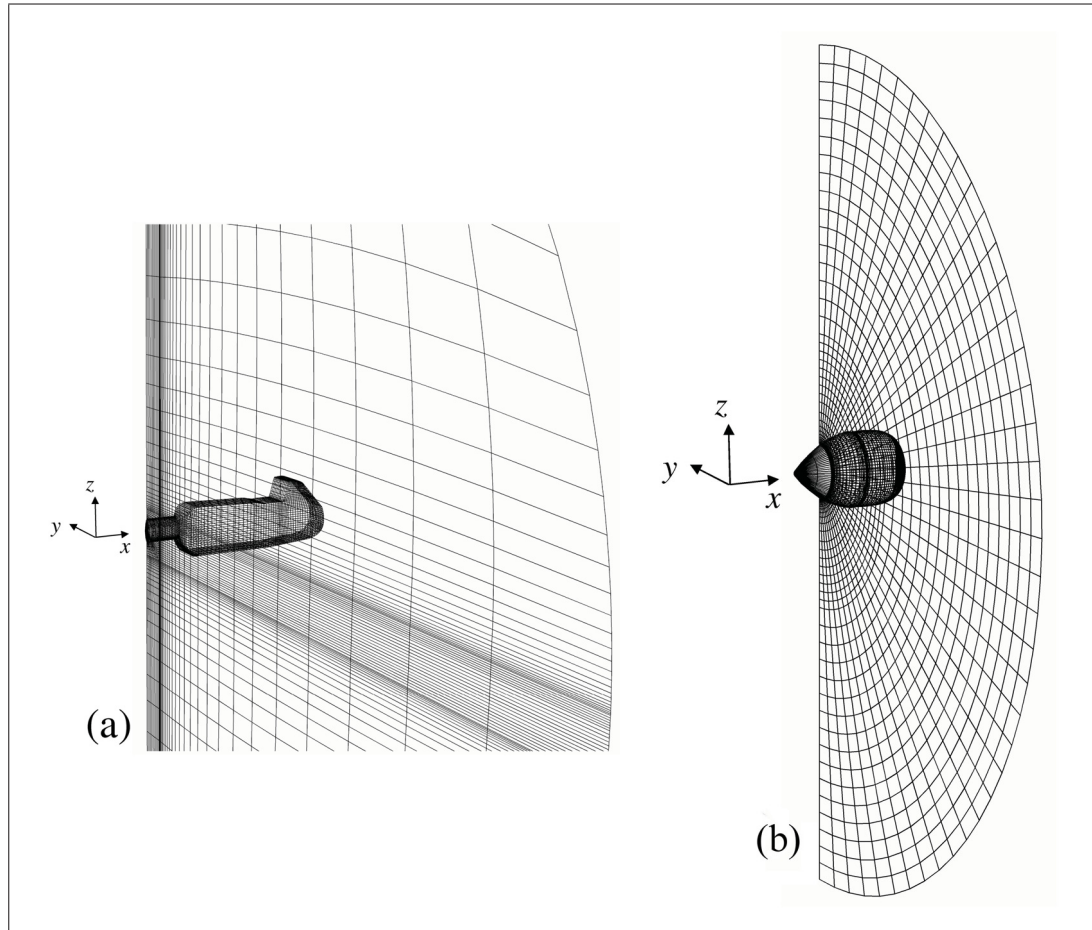


Figure 2.4 Details in the vicinity of the nacelle and rotor for (a) N80 and (b) J48

Table 2.4 summarizes the results of the grid convergence study on the axial velocity at the anemometer position. Simulations were carried out for both a N80 rotor off and rotor on with three different velocities at the inlet ($U_{\infty} = 5, 15$ and 20 m/s). Overall, the GCI for the fine mesh was less than 13% and drops to 5.53% for simulations with the rotor on and a wind velocity of 20 m/s. In the case in which the rotor is stopped, the GCI increases with U_{∞} ; this tendency was reversed when the turbine is in operation. Finally, the values of GCI were almost twice than the approximate relative errors for rotor off and slightly less for rotor on.



Tableau 2.3 Mesh used and refinement factors

Mesh	Cell number (x10 ⁵)	r
1-2	2.39-5.36	2.2
2-3	5.36-11.79	2.2

Tableau 2.4 Numerical errors obtained by the study of mesh refinement

Rotor	$U_{\infty}(m/s)$	C_{Texp}	$e_a^{1-2}(\%)$	$e_a^{2-3}(\%)$	$GCI^{1-2}(\%)$	$GCI^{2-3}(\%)$
Rotor off	5		9.07484	5.91764	16.52192	10.77384
	15		9.08940	6.20744	18.60528	12.70615
	20		9.09244	6.22891	18.76384	12.85444
Rotor on	5	0.793	7.28776	4.70617	13.5909	8.77651
	15	0.305	7.86614	4.58888	11.42635	6.66558
	20	0.128	8.12884	4.42429	10.16219	5.53099

The relative error (e) was also calculated for the three meshes (1, 2 and 3) described above by comparing with experimental values. The simulations used in the assessment of GCI were retained and the relative error is given by:

$$e = \left| \frac{\phi_{num} - \phi_{exp}}{\phi_{exp}} \right| \quad (2.27)$$

ϕ_{num} is the calculated value and ϕ_{exp} is the experimental value. In this case, ϕ represents the velocity at the nacelle anemometer position. As shown in Fig. 2.6, the relative error decreases with mesh refinement for the full range of wind speeds simulated (5, 15 and 20 m/s). The finest mesh had an associated error of about 2% and this error further decreased if the wind turbine is stopped.

Lastly, the sensitivity of the mesh on the nacelle drag is presented in table 2.5 with for wind speed of 15 m/s. For the case of the rotor off, the computed values were of the same order of

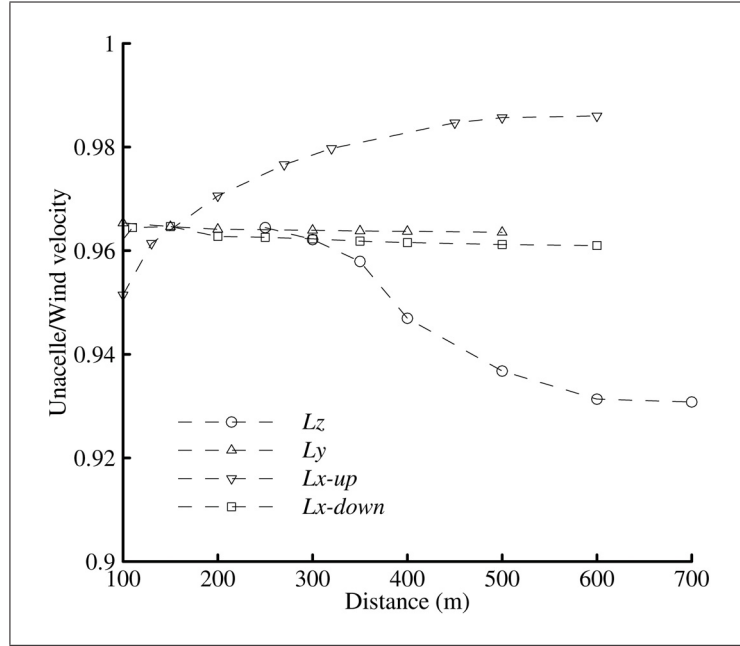


Figure 2.5 Effect of domain size on calculated anemometer wind speed (N80, rotor on, $C_{Texp} = 0.128$ and $U_{\infty} = 20$ m/s)

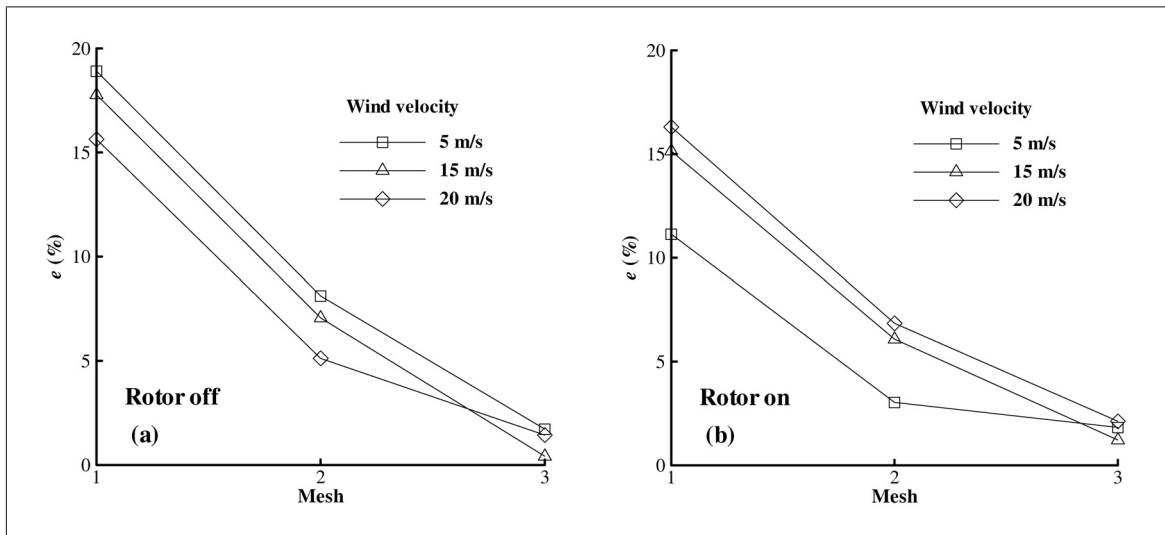


Figure 2.6 Relative error with respect to experimental values for (a) rotor-off and (b) rotor-on

magnitude as that of a simple empirical calculation (848 N) where the nacelle was approximated to a cube with a drag coefficient of 1.02 (Hoerner, 1965). Between the finer mesh 3 and the

mesh 2 the variation of the drag was only 1% for rotor off and 3% for rotor on. The results also shown that an operational rotor involved a larger drag on the nacelle than for a stopped wind turbine.

Tableau 2.5 Nacelle drag for rotor-off and rotor-on at 15 m/s and for mesh 1, 2 and 3 (3D $k-\omega$ sst)

Mesh	Nacelle drag (N)	
	Rotor-off	Rotor-on
1	900.9	1026.05
2	915.4	1055.26
3	925.92	1089.37

2.5 Results

Unless otherwise stated, all 3D calculations were performed with the standard $k-\epsilon$ turbulence model using the SWF for the nacelle wall and the R-H treatment for all other boundary conditions.

2.5.1 Wind turbine Nordex N80

Experimental data for the N80 was used to validate the proposed model. Figure 2.7 shows a comparison between measurements, 2D-axisymmetric and 3D calculations of the wind velocity at the nacelle anemometer position for various incoming wind speeds. The relationship between these two velocities, also called nacelle transfer function, was represented in the format recommended by the committee draft international standard (IEC61400-12-2, 2008). Measured and predicted velocities were in good agreement especially for 3D calculations. The 2D prediction tended to underestimate the wind speed at the nacelle anemometer especially for the case of a rotor in operation. In the simulations of Masson et Smaïli (2006), a 600 kW turbine with a radiator below the anemometer was considered which is similar to the N80. Their results

improved slightly by considering the flow through this radiator. However, in our case, this flow has been ignored.

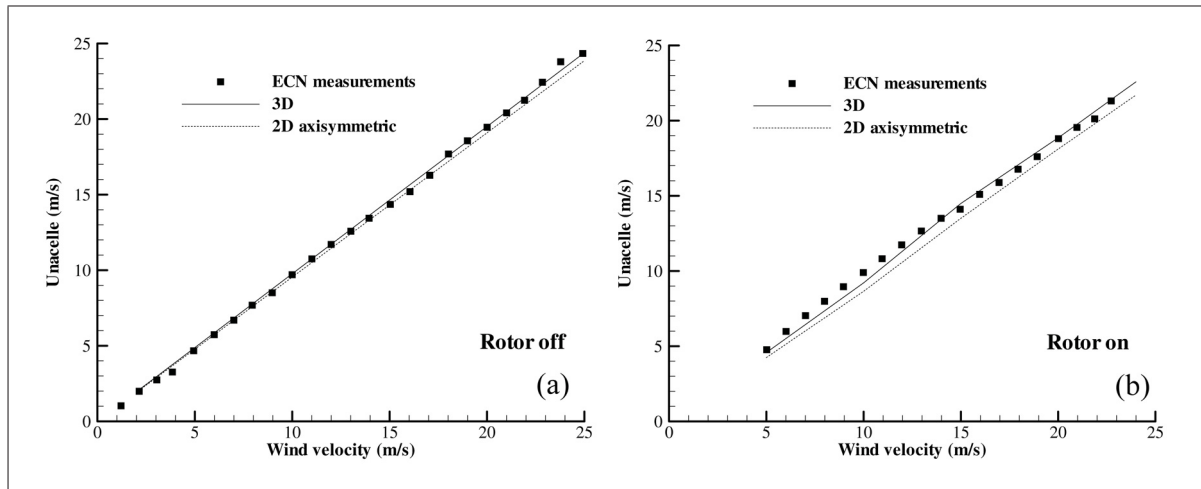


Figure 2.7 Wind speed at nacelle anemometer for N80 wind turbine with (a) rotor-off and (b) rotor-on

Isocontours of axial velocity around the nacelle with the rotor in operation are presented in Figs. 2.8 and 2.9. Two planes containing the nacelle anemometer were presented: one longitudinal (xz) in the direction of flow and the other transversal (yz). For both wind speeds studied ($U_\infty = 5$ and 20 m/s), recirculation zones were observed. One was small and located just above the top of the nacelle upstream of the radiator. The other was considerably larger and situated at the rear of the nacelle. There were also small areas of high acceleration, where the flow velocity increased by almost 30% compared to the freestream, which were located mainly in front of the nacelle and on its sides. These accelerations were caused partly by the curvature of the walls. When moving away from the nacelle, the distribution of axial velocity on the lateral yz plane (Figs. 2.8b and 2.9b) takes the form of circular contours. This kind of results can be very practical for turbines manufacturers in order to place the anemometer on the nacelle at the least disturbed location.

Figure 2.10 shows the axial velocity profile at the rotor and in the wake at various positions, for both 2D-axisymmetric and 3D calculations. As the ground was not modeled in the axisymmetric formulation, the greatest difference between the two calculations was observed at this

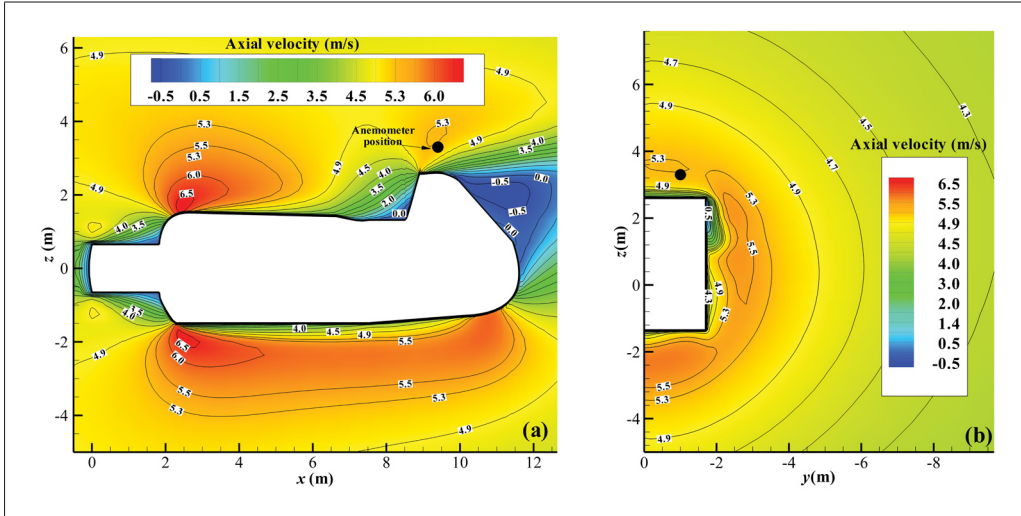


Figure 2.8 Distribution of axial velocity in the vicinity of the N80 nacelle anemometer (rotor-on, $C_{Texp} = 0.793$ and $U_{\infty} = 5$ m/s) for (a) xz plane ($y = -1$ m) and (b) yz plane ($x = 9.3$ m)

boundary. The effect of the presence of the nacelle on the flow led to a large deficit in speed which was limited to the vicinity of the hub height and weakened along the wake. At hub height and at the nacelle position, the two profiles more or less agreed. In the wake, significant differences were observed between the two profiles. For 3D calculations, the asymmetric shape of the nacelle led a deficit of velocity which was shifted upward relative to the axis of rotation (i.e. $z/z_{hub} = 1$). At $x = 150$ m, the speed deficit for the two profiles diminished significantly. However, at this distance the 2D-axisymmetric calculations still indicated a significant velocity deficit compared to 3D.

The speed deficit caused by the presence of the rotor was well visible between the heights 0.5 and 1.5. Both simulations presented some differences with a good agreement at the lower part of the rotor (i.e. $0.5 < z/z_{hub} < 0.9$). It is well known that the standard $k-\epsilon$ model underestimate the velocity deficit in the wake (Cabezon *et al.*, 2009). The excessive production of turbulent diffusion is the main cause of this underestimation. Increasing the turbulent dissipation rate in the vicinity of the wind and can greatly improve the predicted results (El Kasmi et Masson, 2008), especially in the far wake. The consideration of the turbulence anisotropy can also improve results (Gomez-Elvira *et al.*, 2005).

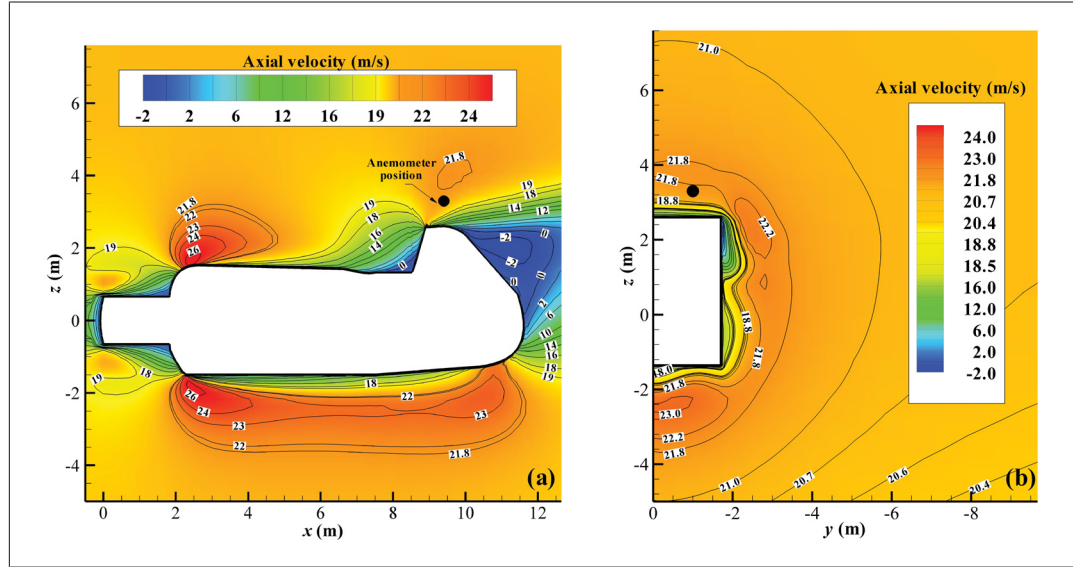


Figure 2.9 Distribution of axial velocity in the vicinity of the N80 nacelle anemometer (rotor-on, $C_{Texp} = 0.128$ and $U_{\infty} = 20$ m/s) for (a) xz plane ($y = -1$ m) and (b) yz plane ($x = 9.3$ m)

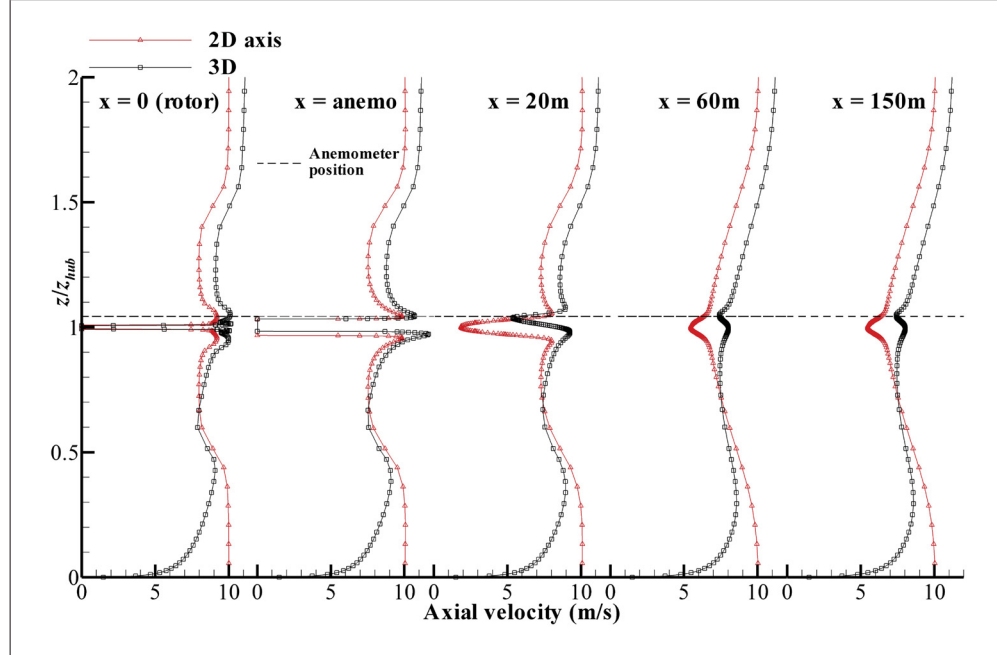


Figure 2.10 Axial velocity profile for different downstream positions (rotor-on, $C_{Texp} = 0.689$ and $U_{\infty} = 10$ m/s)

Given the proximity of the nacelle with the anemometer, it may be interesting to correctly model the shear resulting from the presence of the wall. A comparison of two types of nacelle wall treatment is shown in Fig. 2.11. The approach using the standard wall functions was compared with an enhanced treatment which required a more refined mesh. For rotor off, the velocity at the nacelle anemometer position was somewhat overestimated for the EWT. For rotor on, with the EWT the results improved slightly for speeds below $U_\infty = 16$ m/s ; beyond this speed, no significant differences were observed.

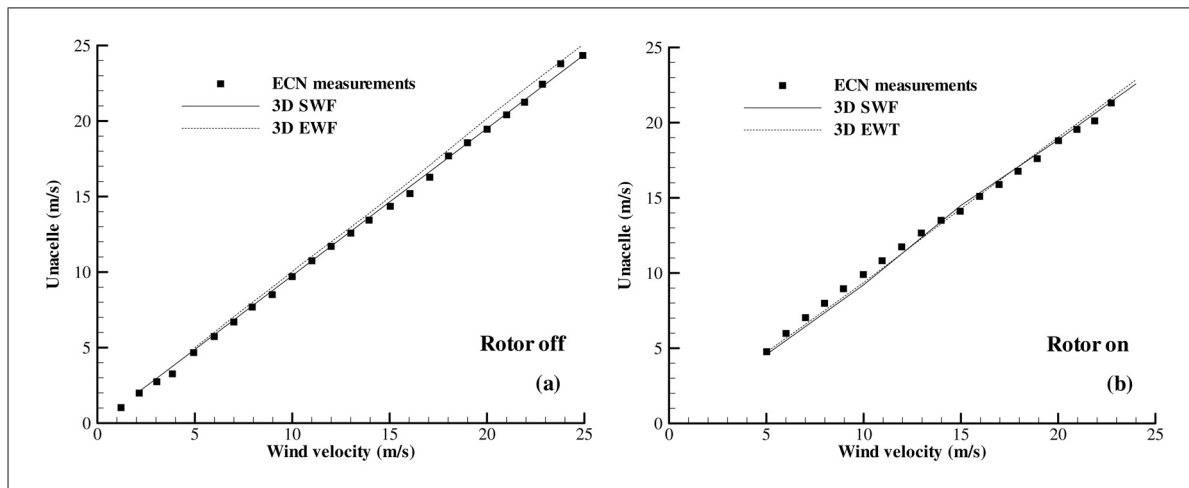


Figure 2.11 Effect of wall treatment on the calculation of the velocity at the nacelle anemometer for the N80 wind turbine with (a) rotor-off and (b) rotor-on

Using the $k-\omega$ sst turbulence model of Menter improved the calculation of the axial velocity at the nacelle anemometer position (Fig. 2.12), especially when the rotor was on. Indeed, one of the strengths of the $k-\omega$ sst turbulence model is a better treatment of the wall compared to the $k-\epsilon$ model.

2.5.2 Jeumont J48

Figure 2.13 presents simulations of wind velocity at the nacelle anemometer position for the J48 wind turbine. The 3D and 2D-axisymmetric results were almost identical for both cases : rotor off and rotor on. The highly symmetrical geometry of the nacelle relative to the axis of rotation of the rotor was largely responsible to this similarity. Indeed, with such a form the

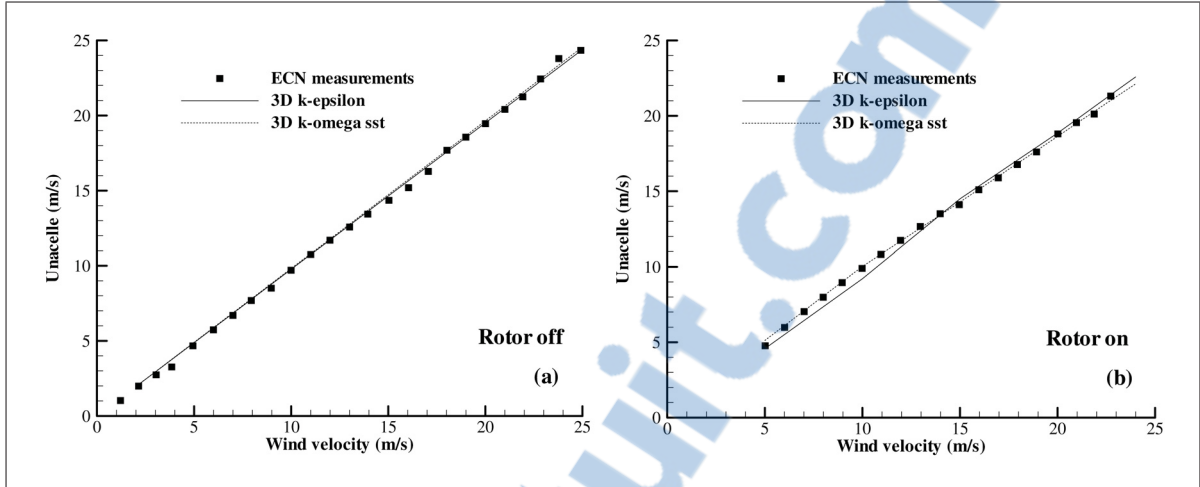


Figure 2.12 Wind speed at nacelle anemometer for N80 wind turbine with (a) rotor-off and (b) rotor-on

effect of the nacelle was nearly independent of azimuthal position, as illustrated in Fig. 2.14 where streamlines are drawn around the nacelle. At the front of the nacelle (Fig. 2.14a) there was an important deceleration of the flow and a stagnation point was observed. Towards the middle, where the geometry of the nacelle has an inflection, an acceleration of the flow was observed. At the rear of nacelle, there is a region of recirculating flow, as can be seen in Fig. 2.14b.

Figures 2.15a and 2.15b show the horizontal distribution of axial velocity for three vertical positions above the nacelle. The transversal position was taken equal to that of the anemometer, i.e. $y = 0$. The largest difference between 2D and 3D results can be found mainly at the rear of the nacelle and for heights close to the nacelle. At $z - z_{hub} = 30$ m, the flow was not disturbed by the presence of the nacelle. The effects of the blades were felt, upstream and downstream of the nacelle, even though this position was outside the rotor swept area.

In Fig. 2.16, the difference between 2D-axisymmetric and 3D calculations for the axial velocity at a higher position than the nacelle anemometer is presented for the two different nacelle geometries. This difference is evaluated as:

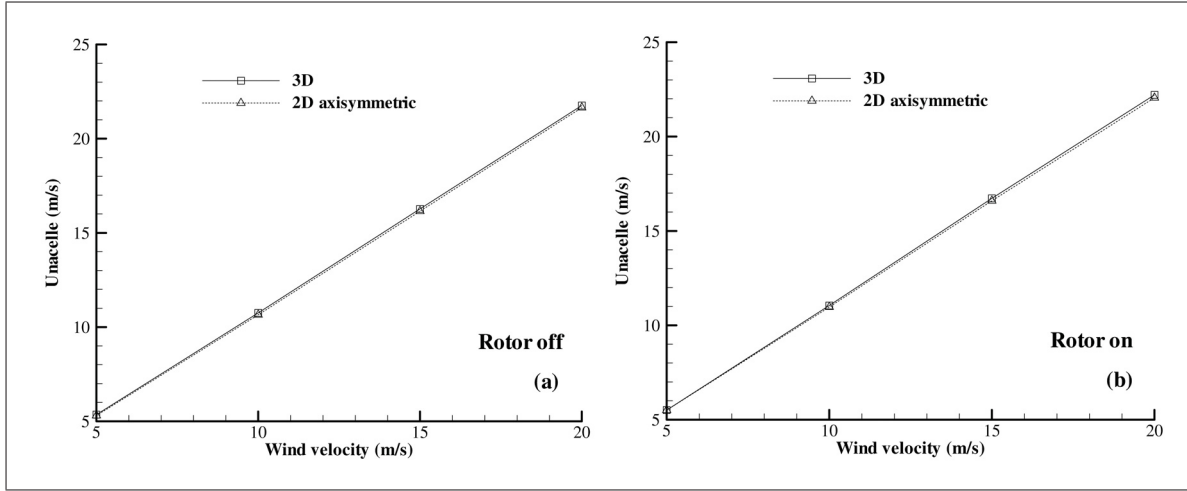


Figure 2.13 Wind speed at nacelle anemometer for J48 turbine with (a) rotor-off and (b) rotor-on

$$D_{2d-3d} = \frac{|U_{nacelle}(3D) - U_{nacelle}(2D_{axi})|}{U_{\infty}} \quad (2.28)$$

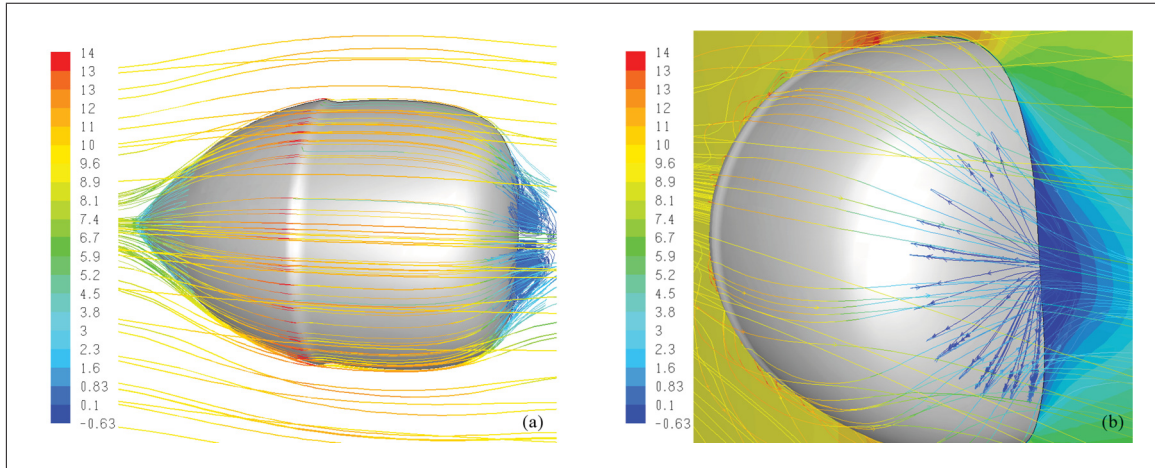


Figure 2.14 Details of the velocity field near the nacelle of the J48 turbine (flow from left to right, rotor-on, $U_{\infty} = 10$ m/s) with streamlines colored by the intensity of the axial velocity (m/s) for (a) sideview and (b) rearview

For a symmetric nacelle (J48), the difference between 2D-axisymmetric and 3D calculations was very small, around 2%. However, for a nacelle with a complex geometry such as the N80,

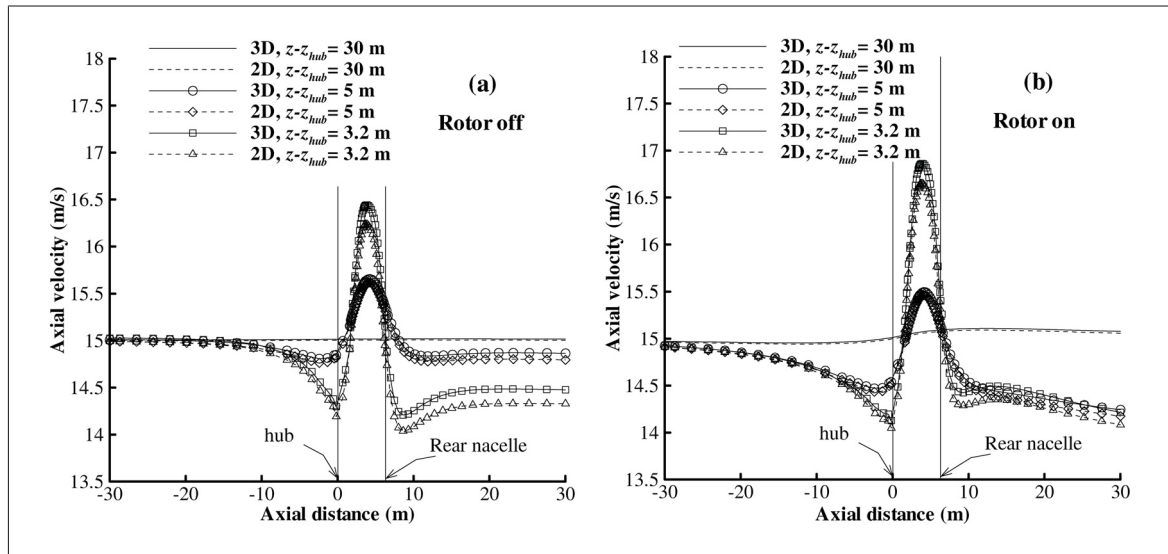


Figure 2.15 Axial velocity for different vertical positions above the nacelle of the J48 turbine for (a) rotor-off and (b) rotor-on ($U_{\infty} = 15$ m/s)

the difference increased to about 8% for rotor on and 12% for rotor off. This showed the importance of choosing the solver settings according to the geometry of the nacelle.

Often turbine manufacturers offer several tower heights so it may be interesting to analyze the effect of hub height on the nacelle anemometer. To this end, the J48 nacelle was chosen and 3D simulations with different hub heights have been carried out. A single velocity profile at the inlet was selected and the reference height was 46 m ($H/D = 0.958$). Figure 2.17 shows the velocity at the nacelle anemometer position for three different hub heights ($H/D = 0.75$, 0.958 and 1.25) and with both the rotor off and rotor on. Obviously, the speed at the nacelle anemometer increased with hub height. For a stopped rotor, the average increase of the velocity at the nacelle anemometer position was about 8.88% for low wind speed (5 m/s) and about 9.04% for high wind speed (20 m/s). The effect was somewhat dampened with the rotor in operation and was reduced to 8.39% for low wind speed and 8.49% for high wind speed. These increases in speed were slightly higher than what was predicted by the logarithmic profile (7.75%) in the absence of obstacles. Finally, the slope and offset of the curves $U_{nacelle}/U_{\infty}$ remain insensitive with hub height variations.

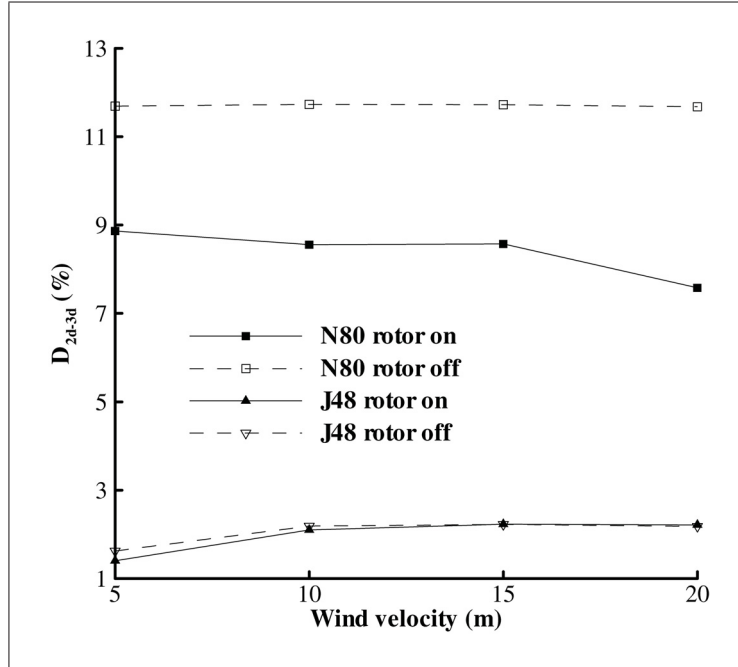


Figure 2.16 Difference between 2D-axisymmetric and 3D calculations of the wind speed at a 1.2 height of the anemometer position for two types of nacelle

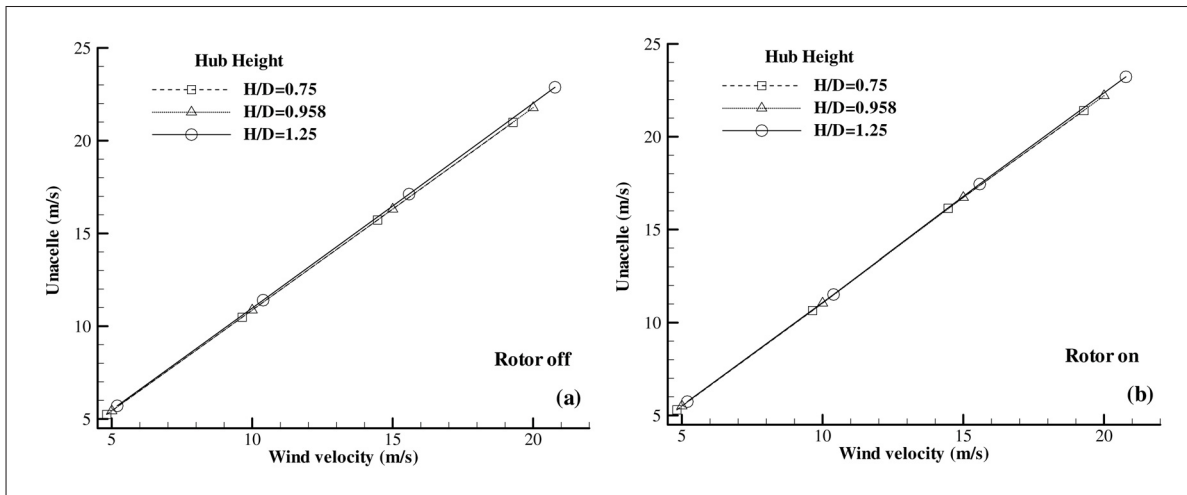


Figure 2.17 Hub height effect on the J48 nacelle anemometer for (a) rotor-off and (b) rotor-on

2.6 Conclusion

Two-dimensional axisymmetric and three-dimensional numerical simulations of flow around two horizontal axis wind turbines, with different nacelle geometries, were conducted. The ana-

lysis was mainly focused on the rotor and its near wake around the nacelle to evaluate the relationship between the freestream wind speed and that measured at the position of the nacelle anemometer.

The geometry of the nacelle was numerically represented as faithfully as possible. The rotor was modeled using the actuator disk concept. Two approaches were used to evaluate the associated pressure jump, depending on the availability of airfoil aerodynamic characteristics. A neutral atmospheric boundary layer was modeled for a more realistic representation of the flow field.

The calculated nacelle anemometry correlations agreed well with experimental data especially for 3D simulations. Given the proximity of the anemometer to the nacelle, the effect of a more sophisticated law of the wall was investigated. However, the great computational cost that accompanied this technique and the slight improvement in results led us to not recommend this law of the wall for the nacelle. However, results were improved without an important additional computational cost by using the $k-\omega$ sst turbulence model instead of the classic $k-\epsilon$.

It was further shown that differences between 2D and 3D results largely depend on the shape of the nacelle. Indeed, it was demonstrated that for the J48 2D-axisymmetric calculations were appropriate ; this was not the case for the N80 where the complex geometry of the nacelle generated three-dimensional effects which required a 3D approach.

The importance of hub height effects on nacelle anemometry was analysed by varying the height of the turbine. By moving the J48 nacelle from $0.75D$ to $1.25D$, the predicted speed at the anemometer position was slightly higher than what is predicted by the logarithmic profile and the slope of the $U_{nacelle}/U_{\infty}$ curves remain almost unchanged.

The analysis of physical parameters such as terrain topography which can significantly influence the relationship $U_{nacelle}/U_{\infty}$ is reserved for future works. A more realistic representation of the rotor to capture the phenomena associated with unsteadiness and three-dimensional rotation of the blades, such as tip vortex structures, is also recommended to improve modeling of the rotor-nacelle interaction.

CHAPITRE 3

EFFECTS OF TERRAIN SLOPE ON NACELLE ANEMOMETRY

Khaled Ameer, Christian Masson
École de Technologie Supérieure, Université du Québec,
Montréal, (Québec), Canada, H3C 1K3

Ce chapitre est tiré de l'article publié dans « Journal of Solar Energy
Engineering »,
vol. 134, n° 3, p. 1-10,
Avril 2012

Abstract

A numerical analysis of the effects of sloped terrain on the reading of a nacelle anemometer is investigated. Simulations of the turbulent flow around a 2.5MW wind turbine in an atmospheric boundary layer are made by resolving 3D RANS equations. In addition to flat terrain, four escarpments (at slopes of 7.5, 11, 14 and 20%) are studied for various inlet velocities in three cases: terrains with no wind turbine, with non-operating turbines and with operating turbines. The slope of the ground has two major effects on flow : speed-up and an increase in flow inclination. The presence of the nacelle enhances the flow speed-up caused by the escarpment, especially outside the anemometer's position. However, the horizontal velocity at the location of the anemometer tends to decrease with increasing ground slope. This trend is due in large part to the nacelle wake. This disturbed area is characterized by the presence of separated flow and two opposing vortices which are sensitive to the flow inclination. The evaluated nacelle transfer function is influenced by the terrain slope but this sensitivity is reduced by displacing the position of the anemometer upward the nacelle body.

Keywords: wind turbine, nacelle anemometry, escarpment, 3D RANS, atmospheric boundary layer.

3.1 Introduction

Nacelle anemometers installed on modern wind turbines are crucial for the smooth operation and control of these machines. In recent years, nacelle anemometry has also been proposed for performance tests. The international committee standard (IEC61400-12-2, 2008) has proposed a procedure for using this technique to verify the performance of wind turbines. However, to construct the power curve, undisturbed wind speed is required. Thus, in order to be able to make use of nacelle anemometry, one needs to know the relationship (NTF, Nacelle Transfer Function) linking free stream wind speed (FSWS) and nacelle wind speed (NWS). This relationship must take into consideration all the factors that can have a significant impact on the flow near the nacelle. The rotor and the shape of the nacelle are among the most significant ones (Dahlberg *et al.*, 1999). Terrain topography is also a significant source of uncertainty (Pedersen *et al.*, 2002) and must therefore be taken into consideration. In particular, the growth of wind farm installation is in continuous evolution and the availability of flat windy terrain without obstacles has become rare ; this is why developers are falling back on sloped and rugged terrain, despite the complexity of the flow generated.

The literature abounds in numerical descriptions of flow on various topographies (Bitsuamlak *et al.*, 2004). These studies mainly concern terrains with no wind turbines. The flow over terrains with pronounced slopes cannot be estimated correctly by linear models (Migoya *et al.*, 2007) such as WAsP ; in such cases the use of the complete non-linear equations is required. Numerical 2D RANS calculations through various sinusoidal mountains (Griffiths et Middleton, 2010) reveal the difficulty of modeling the separation of the obstacle downstream, since this depends greatly on the turbulence model used. Modeling a real terrain, such as the famous Askervein hill (Chow et Street, 2009; Bechmann et Sørensen, 2010; Kim *et al.*, 2000; Castro *et al.*, 2003; Prospathopoulos et Voutsinas, 2006) also shows the difficulty of correctly capturing the speed-up phenomena in the detached flow region. While LES is an efficient technique which captures turbulence and mean velocity well (Chow et Street, 2009), its computational

cost is high due to the large number of grid cells required. Although hybrid methods combining RANS at ground level and LES away from walls predict turbulence fairly well, they underestimate the mean velocity as compared to full RANS $k-\epsilon$ in the separated region (Bechmann et Sørensen, 2010). Lastly, the RANS method used with $k-\epsilon$ (Bechmann et Sørensen, 2010; Kim *et al.*, 2000; Castro *et al.*, 2003; Prospathopoulos et Voutsinas, 2006) yields good results for flow in the lee side of a hill. However, prediction quality depends largely on an accurate representation of the ground's roughness (Prospathopoulos et Voutsinas, 2006).

For studies where wind turbines have been modeled, nacelles have generally not been taken into account and results have focused mainly on the wakes (Crespo *et al.*, 1999). Prospathopoulos *et al.* (2008) modeled a 5 MW wind turbine located on a hill of Gaussian shape. The rotor was considered as a porous surface that absorbs momentum, and simulation of turbulent flow was done with the RANS technique along the $k-\omega$ model. This study showed that the velocity deficit in the wake remains significant over a longer distance for a hill than for flat terrain. Using RANS with the $k-\epsilon$ turbulence model, Migoya *et al.* (2007) simulated an entire Spanish wind farm numerically, over complex terrain. Despite the capture of some local separations by the RANS solution, the computed wind speed at the nacelle anemometer was quite different from experimental measurements. This difference can be explained by the fact that the nacelle was not represented, as well as by the effect of steep topography in some areas.

A complete representation of the rotor with the nacelle in the grid (Zahle et Sørensen, 2011) is a realistic solution for studying nacelle anemometry, although the attendant cost is significant. El Kasmi et Masson (2008) obtained good results in the immediate wake for various wind turbines. The rotor was modeled using the actuator-disk method under a RANS $k-\epsilon$ calculation. This approach is both practical and inexpensive, since calculation of the blade's boundary layer is avoided. As a result, its use is an appealing one for assessing the NTF. However, the representation of the nacelle by a simple pressure drop (El Kasmi et Masson, 2008) is insufficient to predict flow at the anemometer correctly.

This paper aims to analyze the effects of sloped terrain on nacelle anemometer readings. In addition to speed-up, flow inclination is a significant effect accompanying sloped terrain. Pe-

dersen (2004a) has investigated the response of various cup anemometers and found that the impact of the inclined airflow on estimated annual production was noteworthy.

Our research was done essentially via a numerical evaluation of NTF for a 2.5 megawatt turbine installed on flat terrain, as well as on various escarpment shapes (7.5%, 11%, 14% and 20%). Simulations were done through 3D RANS calculations with a $k-\epsilon$ turbulence model in an atmospheric boundary layer. This turbulence model is not known to be accurate very close to bluff-body wall. However, for the present study the analysis is mainly focused on the location of a nacelle anemometer which is located generally outside the boundary layer. The nacelle was completely represented in the mesh and the effects of the rotor were approximated by the actuator-disk method.

First, a numerical calibration was done. This procedure consisted in modeling and simulating the escarpments that had no wind turbine ; this served to investigate the ways in which that type of topography influences flow yielding the FSWS. The second part of this paper analyzes the effect of terrain slope on flow in the vicinity of the nacelle, particularly in the area where the anemometer is located ; this allows us to obtain the NWS required for the construction of the NTF.

In summary, the simulations carried out on the various terrains were made for 4 inlet velocities (5, 10, 15 and 20m/s) and 3 cases : empty domain with no wind turbine, domain with a non-operating turbine (nacelle alone) and a domain with an operating turbine (nacelle with rotor).

3.2 Mathematical and Numerical Models

The mathematical model used in this paper is quite similar to the one presented in the article by Ameer *et al.* (2011).

3.2.1 Governing Equations

Numerical simulations were carried out by solving the 3D-RANS equations. Atmospheric flow was assumed to be without thermal stratification ; steady ; incompressible and turbulent. To

close the system of equations, the k - ϵ model was used (Launder et Spalding, 1974) with modified constants. Despite its isotropy, the k - ϵ model has in fact been used extensively in the field of wind energy (Sumner et Masson, 2010) with various sets of values for empirical coefficients. For this study, we chose the set used by Crespo *et al.* (1985), calibrated for neutral atmospheric boundary layer.

3.2.2 Boundary Conditions

Boundary conditions were imposed on a cube-shaped domain (Fig. 3.1). At the inlet of the domain, velocity and turbulence profiles were imposed. The logarithmic profile was chosen, taking the hub height of the turbine as reference height. At the outlet, the normal gradient of all variables was zero. At the lateral surfaces, an absence of transversal flow was assumed, with normal zero gradients for all variables. On the ground a shear stress was imposed. A logarithmic profile on a local basis was assumed in the cells near this boundary. The centroid of the second cell closest to the boundary was used to evaluate friction velocity (Richards et Hoxey, 1993). For the top boundary, velocity and turbulent quantities were applied.

For the flat terrain without obstacles, FSWS, velocity at the position of wind turbine without the presence of this turbine, is simply U_{ref} the speed prescribed at the domain inlet (Fig. 3.2a). This is not the case for the sloped terrain (Fig. 3.2b) where a numerical site calibration had to be accomplished before constructing the NTF curve.

3.2.3 Wind Turbine

The turbine used in the calculations was a Nordex N80 of 2.5MW, with a diameter (D) of 80m and a hub height (H_{hub}) of 80m. The selection of this wind turbine was dictated by available experimental data obtained from the ECN (Eecen et Verhoef, 2007)(Energy research Centre of the Netherlands). The ECN has a research wind farm of 5 N80 arranged on flat terrain with a roughness height of 0.05 m.

The rotor was modeled using the concept of the actuator disk (Sørensen et Myken, 1992), which consists of a porous surface where the effects of the blades are applied as source terms

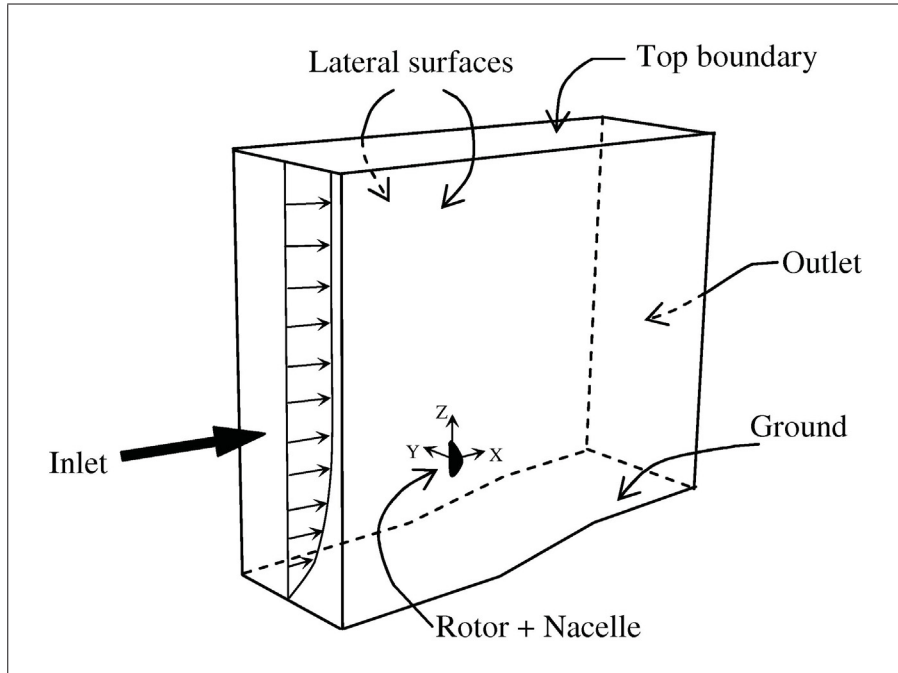


Figure 3.1 Computational domain with boundary conditions

in the momentum equations. The effect of the lifting portion of the blade was estimated using the thrust coefficient provided by the manufacturer. For the blade root, considered as a circular cylinder, induced axial force was evaluated as a drag force (Masson et Smaïli, 2006). Nacelle geometry was fully represented in the mesh with a simplified hub. The wall of the nacelle was considered smooth, where the shear was evaluated via the standard law of the wall (Launder et Spalding, 1974). The tower was not represented.

3.2.4 Numerical Considerations

Fluent 6.3 was used to solve the RANS equations governing the flow. Rhie-Chow interpolation was used for pressure and the treatment of pressure-velocity coupling was carried out by using the SIMPLE algorithm. The convective terms were discretized by the third-order QUICK scheme. For diffusion terms, a second-order centered scheme was used. The solution convergence was achieved by setting the residuals of all variables to 10^{-6} .

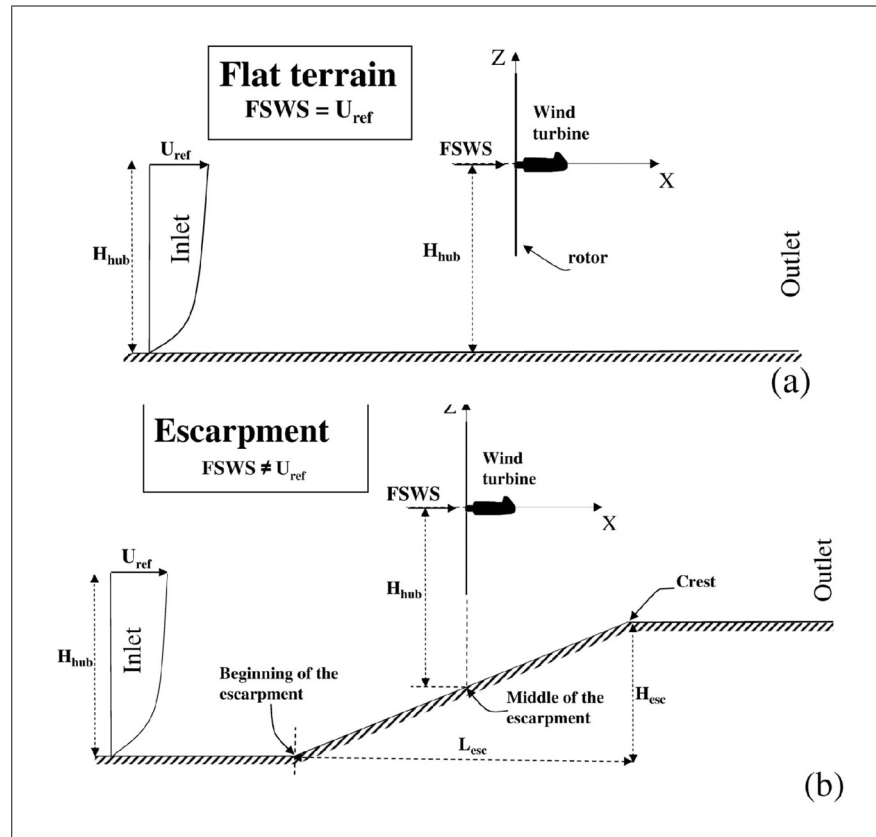


Figure 3.2 Geometries and velocities of the (a) flat terrain and (b) the escarpment

3.2.5 Computational Domain and Meshes

The various slopes of the ground were obtained by varying the horizontal length of the escarpment L_{esc} (Fig. 3.2b), while maintaining a fixed height (H_{esc}) of $0.625D$. The turbine was placed at the middle of the escarpment with a constant hub height. At the beginning of the escarpment and at the crest, sharp angles were used instead of blunt shapes. Such angles can increase turbulence intensity with a small impact on possible flow separation (Rokenes et Krogstad, 2009).

The computational domain took the shape of a rectangular parallelepiped. A grid independence study was conducted on the 20% escarpment using an operational turbine. The dimensions of the resulting domain were: $30D$, $6.25D$ and $20D$ (Fig. 3.3a). For each escarpment studied, two meshes were created, one with a wind turbine and the other with no turbine.

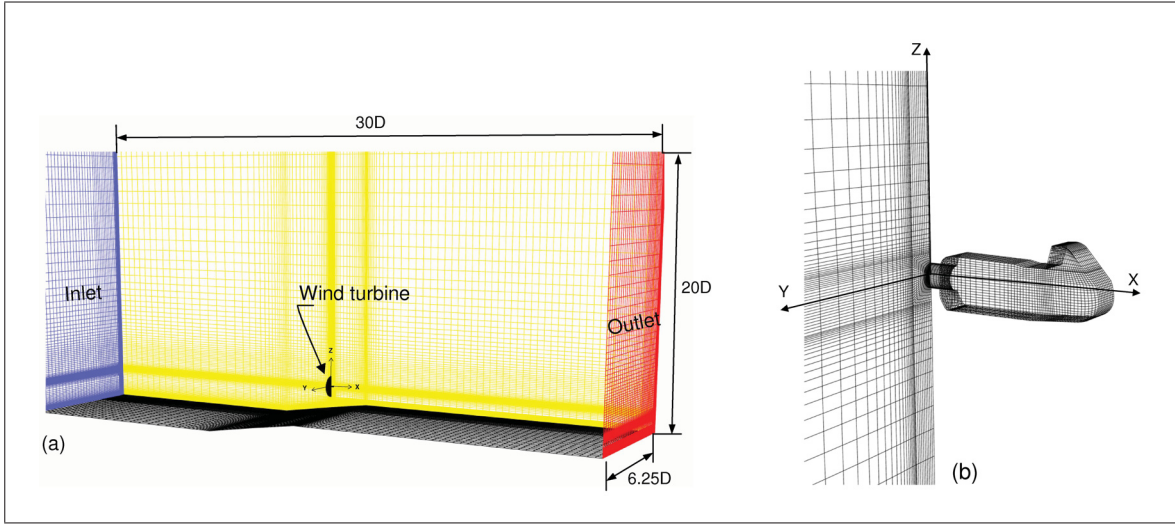


Figure 3.3 Mesh : (a) Computational domain with its dimensions and a closer view of the (b) wind turbine nacelle with a part of the actuator disc

The meshes were structured and consisted essentially of hexahedral cells. A refinement of the mesh was operated near the walls of the nacelle, at ground level and around the beginning and end of the escarpment. Additionally, the mesh was stretched horizontally and vertically towards all boundary surfaces. To save on the number of cells used, only half of the wind turbine was taken into consideration (Fig. 3.3b), since there was no yaw. This yielded an average of 2.10^6 cells per grid. This number of cells was obtained following a grid convergence study performed on three meshes of increasing refinement. Table 3.1 summarizes the results of the grid convergence study which was carried out for $U_{ref} = 20$ m/s on the 20% escarpment. Between the finer mesh 3 and the mesh 2, the variation of the nacelle wind speed was less than 0.8% for non-operating turbine and 1.1% for operating turbine. The power predicted on meshes 2 and 3 differ by less than 0.5%.

3.3 Results and Discussion

Simulations of wind flow over the various escarpments with no turbine are presented first. The results focused essentially on the mean flow characterized by the speed-up ΔS which was defined by:

$$\Delta S(Z) = \frac{U_x(Z) - U_{ref}(Z)}{U_{ref}(Z)} \quad (3.1)$$

where U_x is the horizontal velocity. The wind turbine was then introduced into the computational domain and the analysis focussed on the immediate vicinity of the nacelle. The effect of the inclination of flow on the location of the nacelle anemometer was also discussed. This inclination was quantified by the flow angle with respect to the X-axis; its calculation was made from horizontal and vertical velocity components. Lastly, the NTF for a 2.5 MW turbine were evaluated numerically for various sloped terrains. The results relating to greater distances were rendered dimensionless by H_{hub} , results related to the vicinity of the nacelle by $L_{nacelle}(=0.145D)$ and $H_{anemo}(=0.041D)$ (Fig. 3.4).

Tableau 3.1 Nacelle wind speed and power for three meshes ($U_{ref} = 20$ m/s and 20% escarpment)

Mesh	Cells number (x10 ⁶)	Nacelle Wind Speed [m/s]		Power [kW]
		Non-operating turbine	Operating turbine	
1	0.65	17.9	16.1	2922
2	1.1	16.83	15.57	2938
3	2.4	16.7	15.4	2950

3.3.1 Domain with no wind turbine

Figures 3.5a through 3.5d show a vertical plane of the computational domain in the case where no turbine was present. The coordinate system was centered on the future position of the wind turbine. Iso-contours of U_x/U_{ref} (dashed line) and streamlines (solid line) are shown for various escarpments. As expected, for these mild slopes followed by plateaus after the crests, no separation was observed. One similarity was noted in the solutions for all the escarpments: a flow deceleration at the beginning of the escarpment, followed by an acceleration to reach its maximum at the crest. Increasing the terrain slope had the effect of increasing the flow deceleration at the beginning of the escarpment and the flow acceleration at the crest. Streamlines

indicate the intensity of the flow inclination, which tended to increase with terrain slope. The stronger effects occurred near the ground and dissipated upward. However, this flow inclination was limited to the zone above the escarpment and remained significant beyond the height of $3H_{hub}$.

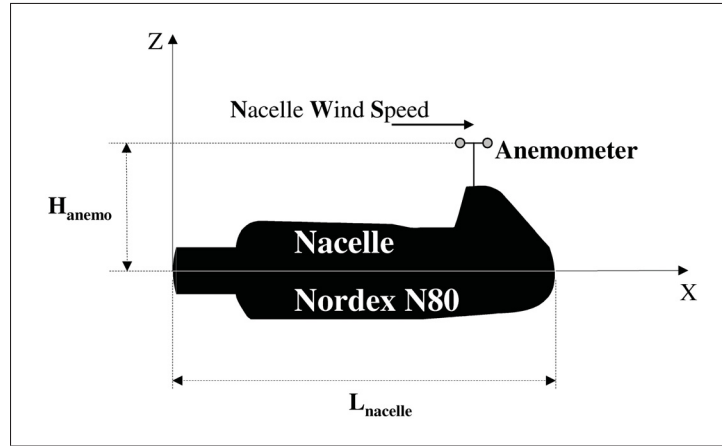


Figure 3.4 Geometry and velocity of the nacelle vicinity

Figures 3.5e through 3.5h show the speed-up around the beginning of the escarpment for various heights with respect to the ground. A maximum deceleration occurred exactly at the beginning of the escarpment. Its intensity increased with the terrain slope, particularly near the ground ($0.0625H_{hub}$) where the maximum value rose by almost 190% between the escarpments of 7.5% and 20%. For greater heights, a mild acceleration of flow was observed.

The speed-up around the crest for various escarpments is depicted for various heights on Figs. 3.5i through 3.5l. The most significant acceleration occurred near the ground. Increasing the slope of the terrain had various types of impact on speed-up, which tended to vary differently with respect to three height levels. At very great heights (about $5H_{hub}$), speed-up varied slightly with increasing terrain slope. Very close to the ground ($0.0625H_{hub}$), speed-up tended to decrease with increasing slope, but for the 20% escarpment, this trend was reversed. For intermediate heights, the speed-up amplified with increasing escarpment slope. Thus, from a slope of 7.5% to 20%, a ΔS maximum increase about 23% at height of ($0.5H_{hub}$) was observed. At these intermediate heights and upwards, the flow acceleration was dominated by inviscid

effects (pressure gradient) demonstrated by Rokenes et Krogstad (2009). Numerical results were also compared to those from an analytical method developed by Lemelin *et al.* (1988) shown in dashed line in the figures. The two results are in good agreement near the ground (at $Z/H_{hub}=0.1875$) and for high slopes. The disagreement in other cases could be explained by the limitations of the analytical solution.

Figures 3.6 and 3.7 provide information on the inflow conditions for mean flow and turbulence, respectively. Figure 3.6 shows the effect of the escarpment on horizontal velocity at the reference height (H_{hub}) with respect to the ground. For all slopes studied, two extrema of horizontal velocity were reported ; a minimum, corresponding to deceleration at the beginning of the escarpment, and a maximum, corresponding to acceleration at the crest. At the midpoint of the slope, horizontal velocity was essentially independent of the slopes, corresponding to an increase in horizontal velocity of 9%, compared with the reference velocity, for all slopes. Since this position corresponds to a speed-up that was independent of terrain slope, the wind turbine was therefore positioned at this location in order to highlight the effect of flow inclination on nacelle anemometry.

Turbulence intensity for the various escarpments is presented on Fig. 3.7 for a number of axial positions along the domain. At the hub height and at the middle of the escarpment, where the wind turbine would be located, turbulence intensity was approximately 11% and almost independent of the escarpment slope: between the 7.5% and 20% slopes, turbulence intensity increased by a mere 2.25%. Overall, turbulence intensity tended to increase along with slope. The greatest variation was found close to the ground, particularly around the beginning of the escarpment. Turbulence was dissipated along the flow downstream. This tendency of the computed turbulence along escarpments was confirmed in an experimental study conducted by Bowen et Lindley (1977).

The accuracy of cup anemometer depends on flow inclination. So the main objective of Fig. 3.8 and Fig. 3.9 is to quantify the value of flow inclination. Furthermore, the link between the flow inclination and the horizontal velocity is showed.

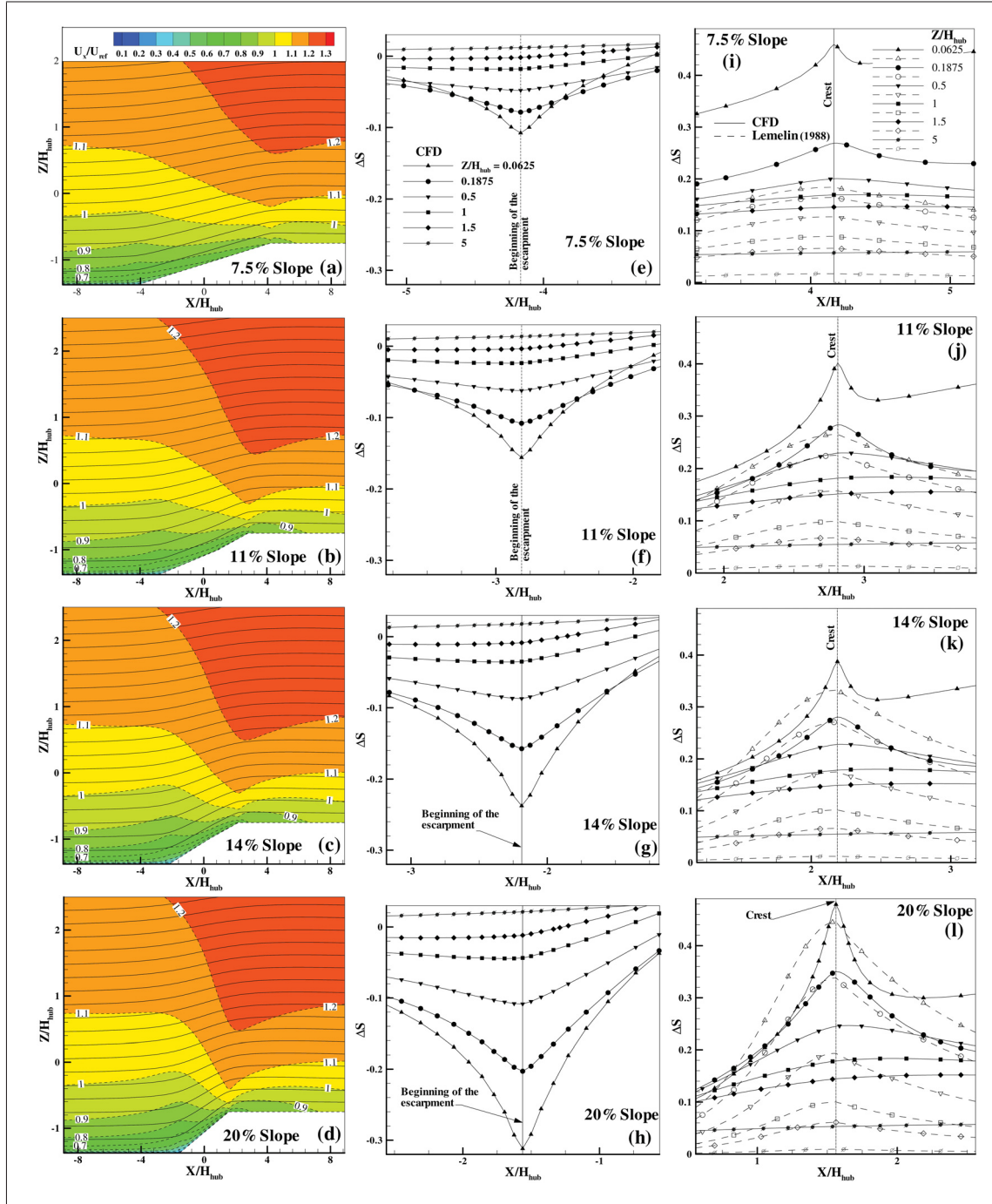


Figure 3.5 Escarpments with no turbine : (a-d) distribution of horizontal velocity and streamlines for longitudinal plane, (e-h) speed-up around the beginning of the escarpment and (i-l) around the crest (Lemelin's method with dashed line) ($U_{ref} = 20$ m/s)

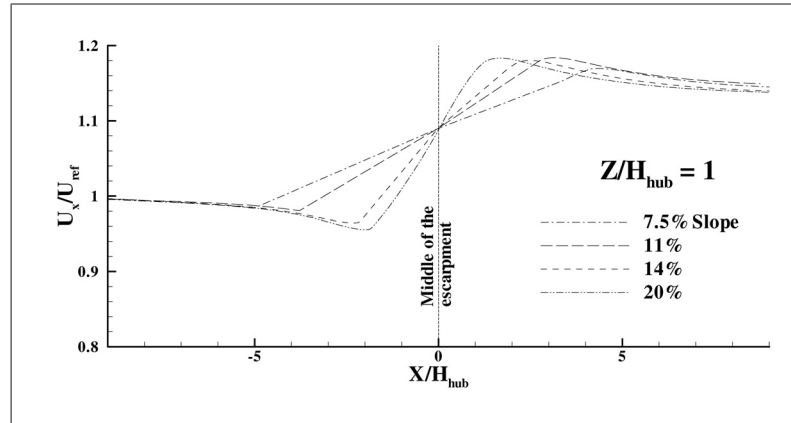


Figure 3.6 Escarpment with no turbine: horizontal velocity at hub height position for various escarpments ($U_{ref} = 20$ m/s)

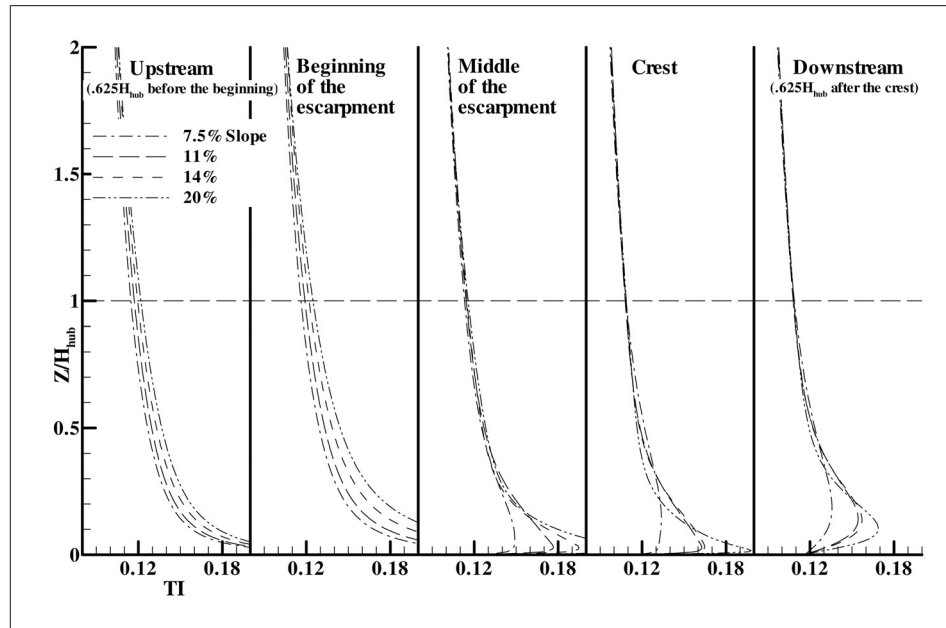


Figure 3.7 Escarpment with no turbine : turbulence intensity profiles for various axial positions ($U_{ref} = 20$ m/s)

The horizontal velocity at the location of the nacelle anemometer for the escarpment with no turbine is shown in Fig. 3.8a. As discussed above, speed-up was the same for the various escarpments studied. The inclination of flow for the domain with no turbine at the nacelle anemometer's position, as shown in Fig. 3.8b, varied greatly, clearly depending upon ground

topography. Between the flat terrain, where flow was horizontal, and the 20% escarpment, the flow inclination increased from zero to six degrees. Note that with no wind turbine, flow inclination have no effects on the horizontal velocity at the nacelle anemometer position.

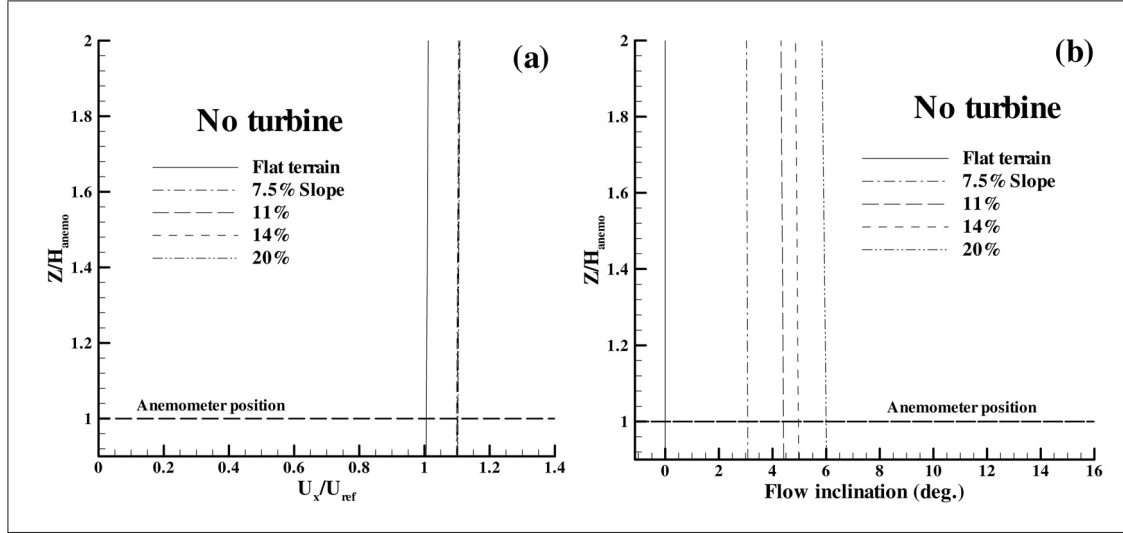


Figure 3.8 Description of the flow around the anemometer position (no turbine): (a) profile of horizontal velocity and (b) flow inclination ($U_{ref} = 20$ m/s)

3.3.2 Domain with wind turbine

The introduction of a non-operating turbine into the domain had the effect of accelerating the flow above the anemometer position (Fig. 3.9a), mainly due to the shape and curvature of the upper wall of the nacelle. It should also be noted that with the presence of the nacelle, the horizontal velocity at the anemometer position depends on the ground's topography and decreases as the ground slope is increasing: since the anemometer is positioned close to the rear of the nacelle, its wake has a significant impact on this region. One can assume that this disturbed area is quite sensitive to the flow inclination and expands with the increase of the terrain slope. The flow inclination, as shown in Fig. 3.9b, increased with the introduction of the nacelle and still depended on terrain slope. Introducing the nacelle into the domain, in the case of the flat terrain caused the flow inclination to vary from zero to 8 degrees at the anemometer position. For the 20% escarpment, the flow inclination increased by 6.5 degrees.

Introducing the operating turbine in the domain tended to slow the flow (Fig. 3.9c) due to the rotor action. The impact of the escarpment slope on the horizontal velocity at the anemometer position was reduced with respect to the non-operating case. However, the trend remained the same: decrease in speed as terrain slope increased. Away from the nacelle wall, the horizontal velocities in all cases tended to coincide due to the presence of the rotor. The introduction of the rotor also contributed to a further increase in flow angle (Fig. 3.9d).

To limit the effect of the flow inclination on the nacelle anemometer, the international committee draft standard (IEC61400-12-2, 2008) recommends to install the anemometer closer to the blade where in this case the rotor wake is considered less detrimental to the flow than the nacelle wake. This solution is not obvious to apply to the particular shape of the N80 nacelle. However, Albers *et al.* (1999) propose to reduce the sensitivity of the nacelle anemometer to the flow inclination by lifting the anemometer up by 1.3m above the nacelle body. Using this solution for our case, a practical result can be derived from Figs. 3.9a-3.9b. For the operating turbine, there was an anemometer height ($1.5H_{anemo}$) where horizontal velocity was almost independent of the terrain slope. For the non-operating turbine, this height was greater around $1.6H_{anemo}$.

Note that for case with no turbine and for case with non-operating turbine, U_x/U_{ref} at the height of the wind turbine was independent of U_{ref} . However, for the operating wind turbine, the variation of U_{ref} was felt significantly by U_x/U_{ref} , especially upstream and downstream of the nacelle. At the position of the anemometer, the effect of the variation of U_{ref} was noticeable.

Figure 3.10 describes the complex nature of the flow near the nacelle and particularly in its immediate wake. Streamlines and iso-velocities are plotted for flat terrain and for two escarpments and for cases featuring non-operating and operating turbines. For all terrain slopes, reversed flow was observed at the rear of the nacelle, along with the development of two opposite vortices, typical of flow behind a bluff body (Parameswaran *et al.*, 1993). Although these two vortices were relatively weak over the flat terrain (Figs. 3.10a and 3.10d) they became more noticeable with increasing escarpment slope. Due to nacelle geometry and flow inclination, each of these vortices was asymmetric. For the lesser escarpment slope, the anemometer was

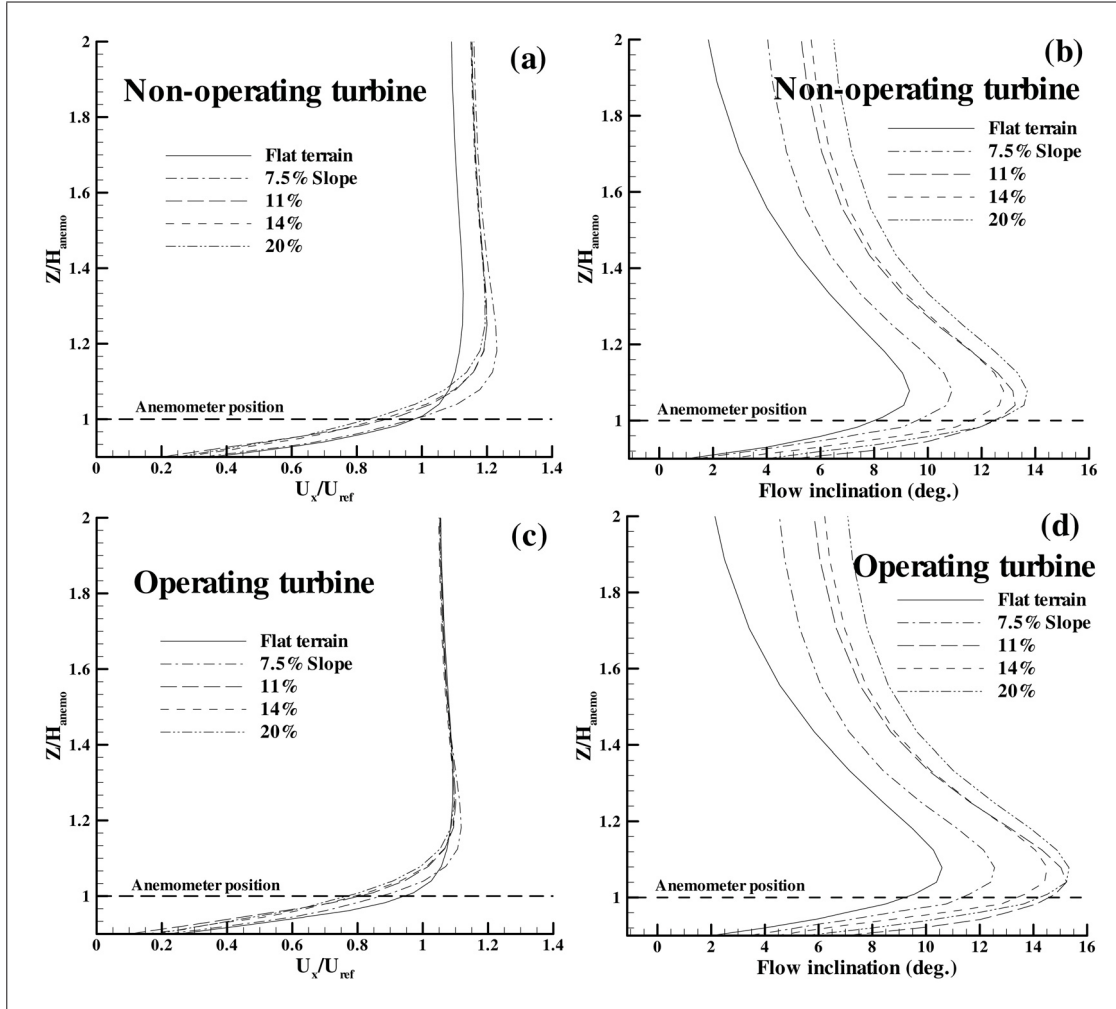


Figure 3.9 Description of the flow around the anemometer position (with non-operating turbine and with operating turbine): (a),(c) profile of horizontal velocity and (b),(d) flow inclination ($U_{ref} = 20$ m/s)

in an accelerated-flow region which slowed down gradually as the angle of flow increased along with terrain slope. Another acceleration zone, located at the lowest rear portion of the nacelle, grew steadily larger as the escarpment slope increased. Consequently, both of the wake vortices intensified with increasing escarpment slope. For the rotor in operation (Figs. 3.10d through 3.10f), the same trend was observed as for the non-operating rotor (Figs. 3.10a through 3.10c), but with slightly lower flow velocities. The wake also contained the two vortices, with the upper vortex disturbing flow at the anemometer position to a greater degree than at the lower vortex.

Figure 3.11 shows non-operating and operating NTF for various terrain configurations. Results were validated only for the flat terrain, where good agreement between numerical and experimental data was observed. The effect of the escarpment slope on the NTF was greater for high wind velocity than it was for low values. The influence of the escarpments on the NTF can be essentially summarized by two effects. Firstly, displacement of the NTF to the right was produced by the speed-up observed at the rotor's location (see Fig. 3.6). As discussed previously, this speed-up was nearly constant for all escarpment slopes. Secondly, the decrease of the speed at the location of the anemometer with increasing slope terrain (see Fig. 3.9a and Fig. 3.9c) caused a downward displacement of the NTF. However, this displacement of the NTF was more intense for low terrain slopes than for large slopes. Indeed, the decrease in NWS between the flat terrain and the 11% escarpment (with operating turbine and FSWS = 20 m/s) was approximately 23% ; the decrease in NWS between the 11% and 20% slopes was only 4.6%.

Assessing the NWS at a slightly higher height than the position of the anemometer ($Z/H_{anemo} = 1.5$), leads to a significant variation of the NTF (Fig. 3.12). In both cases, non-operating and operating turbine, the nacelle's effects and the generated wake were so weakened on the anemometer location that the NTF for various escarpments almost coincided. However, the effect of the speed-up on FSWS remained significant between the flat terrain and the various escarpments ; this is particularly noticeable on the NTF for a rotor in operation (Fig. 3.12b).

3.4 Conclusion

The effects of escarpment on nacelle anemometry were evaluated by simulating 3D turbulent flow through a Nordex wind turbine in a neutral atmospheric boundary layer. The rotor was modeled by the actuator-disk concept, and the nacelle was entirely represented in the mesh. The flat terrain and four escarpment slopes (7.5, 11, 14 and 20%) were taken into consideration. Numerical site calibrations on the various escarpments (simulations with no turbine) were also necessary in order to construct the nacelle transfer function.

The increase in the slope of the ground was accompanied by two phenomena that significantly influenced flow at the nacelle anemometer location: the speed-up and the flow inclination. At the beginning of the escarpment which is a location to avoid for a wind turbine, a slowdown in the flow was detected with increased turbulence intensity. Away from this area the speed-up was positive and remained even beyond the crest of the escarpment. The second phenomenon was the flow inclination, which increased significantly with terrain slope. The complexity of the nacelle's near wake was accentuated by this inclination of the flow and resulted in a slowdown of flow at the anemometer's location. This tendency remained significant up to the 11% slope, beyond this value slowdown weakened. Roughly speaking, the effects of the escarpments on the NTF resulted in an increase of the FSWS due to the speed-up and in a decrease of the NWS due to the flow inclination and its effect on nacelle wake.

A practical result emerged from this study is assessing the NWS at a higher height than the position of the anemometer reduced the effects of the escarpments on the NTF. Indeed, by raising the anemometer about 1.6 m ($Z/H_{anemo} = 1.5$) from its original position, the slowdown of the flow with increasing escarpment slope is reduced and remains only the effect of the speed-up.

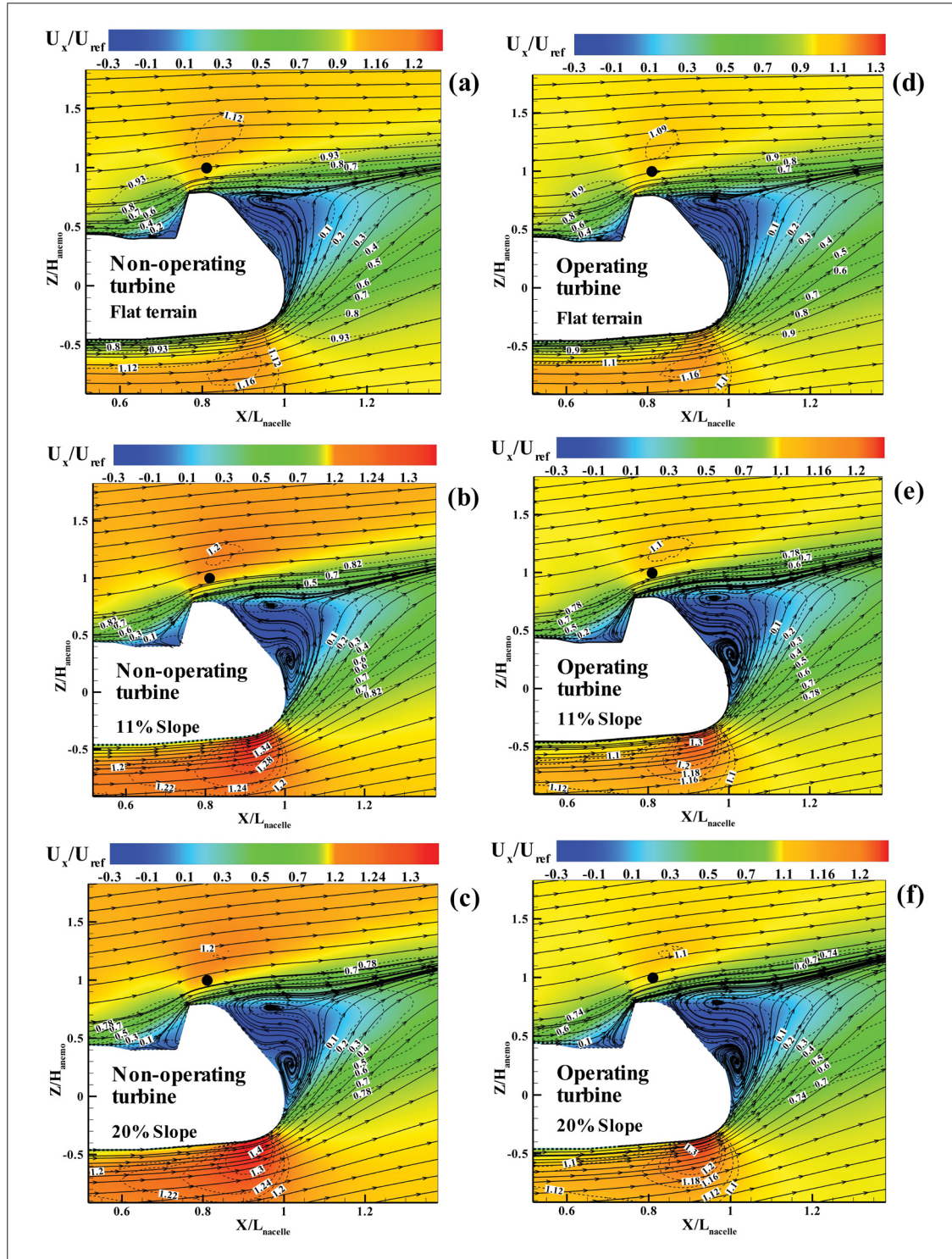


Figure 3.10 Distribution of horizontal velocity and streamlines in the vicinity of the nacelle for (a-c) non-operating turbine and (d-f) operating turbine ($U_{ref} = 20$ m/s, the black circle indicates the position of the anemometer)

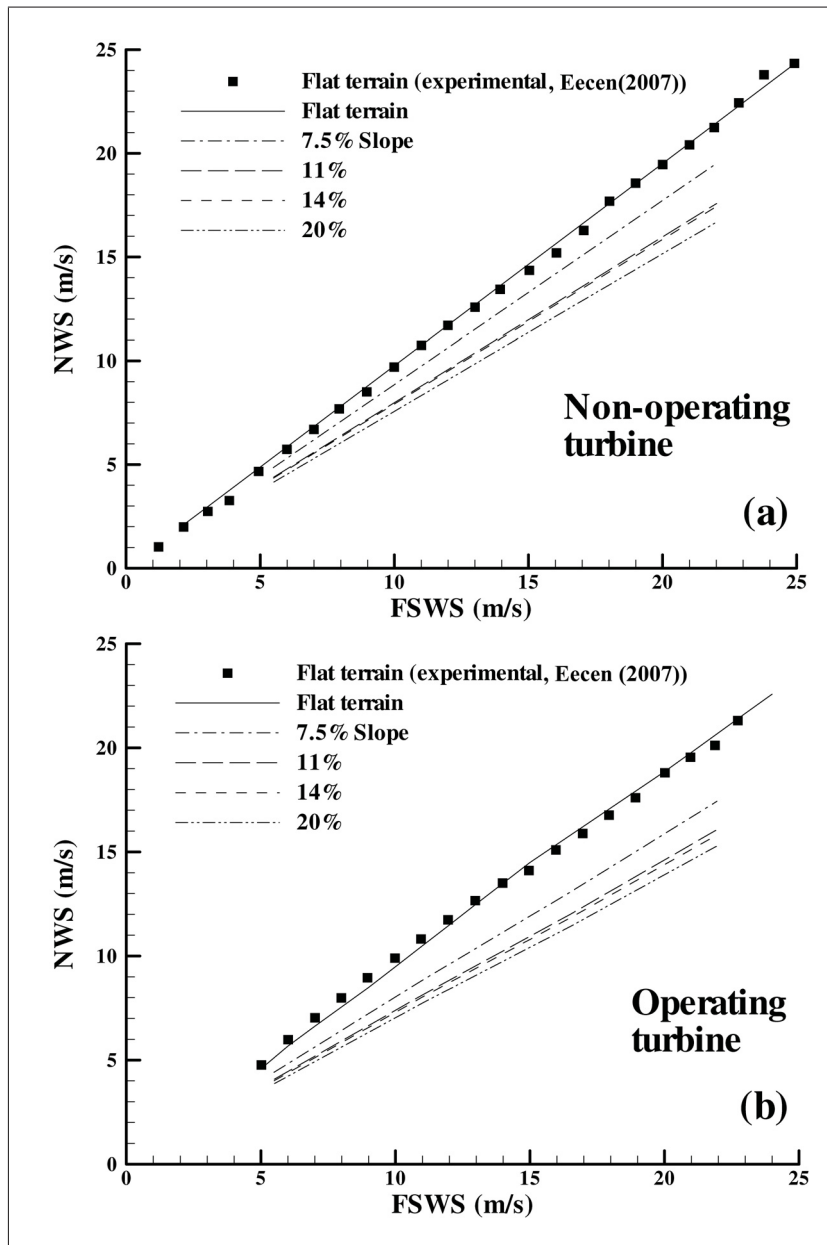


Figure 3.11 Effects of the escarpments on nacelle transfer function for (a) non-operating turbine and (b) operating turbine (NWS assessed at $Z/H_{anemo} = 1$)

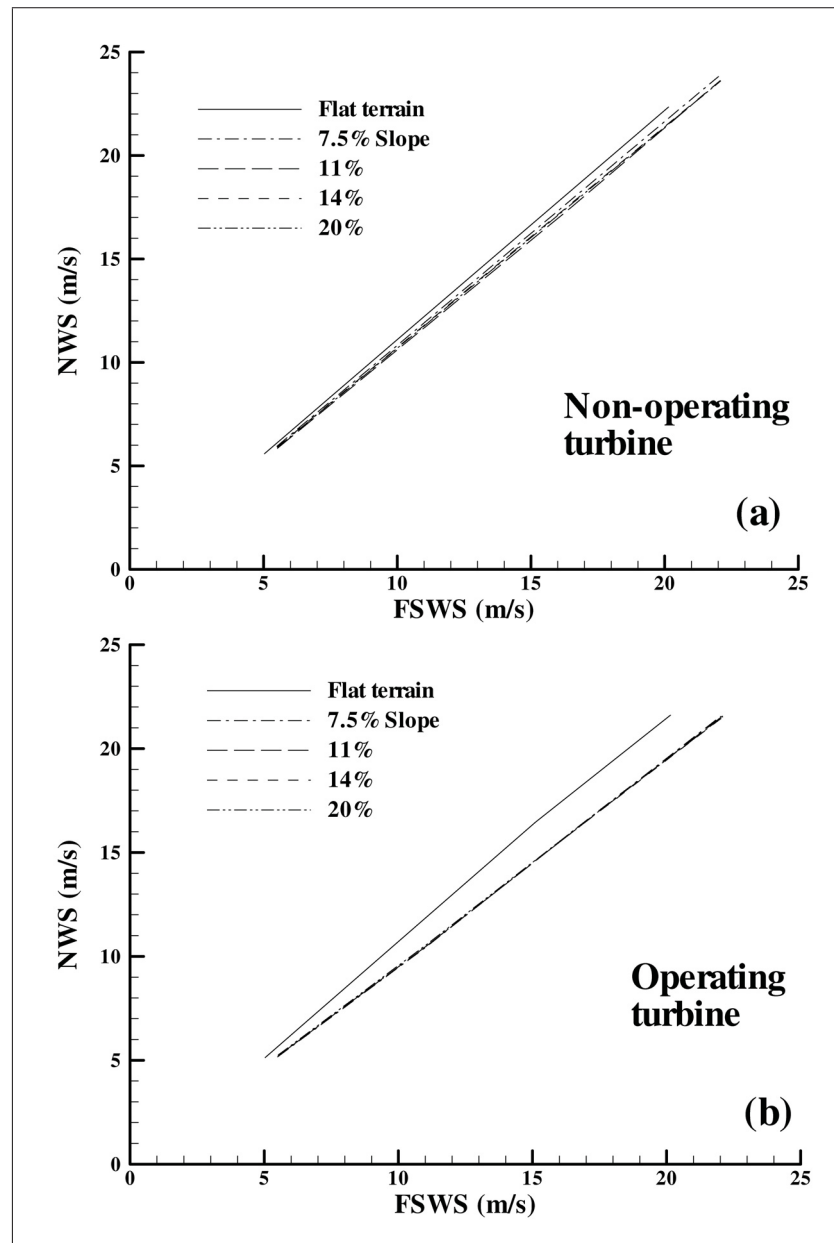


Figure 3.12 Effects of the escarpments on nacelle transfer function for (a) non-operating turbine and (b) operating turbine (NWS assessed at $Z/H_{anemo} = 1.5$)

CHAPITRE 4

EFFECTS OF WIND TURBINE ROTOR MODELLING ON NACELLE ANEMOMETRY

Khaled Ameer, Christian Masson
École de Technologie Supérieure, Université du Québec,
Montréal, (Québec), Canada, H3C 1K3

Ce chapitre est tiré de l'article soumis à la revue « Wind Engineering » le 15 novembre 2012.

Abstract

A numerical analysis of the flow near the nacelles of two wind turbines is performed through 3D RANS simulations with the $k-\omega$ sst turbulence model. The rotor is modeled using three approaches: two techniques based on the actuator disk and one based on the actuator line. The effects of the rotor representation on the predicted flow at the location of the nacelle anemometer are quantified. In general, agreement with measurements is better for the actuator line than the actuator disk which tends to underestimate the wind speed in the very near wake. At low wind speeds, the three rotor modelling techniques predict nearly identical nacelle transfer functions ; differences appear at higher wind speed where the the actuator line is slightly better compared to the other techniques.

Keywords: Wind turbine, 3D RANS, actuator disk, actuator line, turbulence modelling, nacelle anemometry, nacelle transfer function.

4.1 Introduction

Determination of the free stream wind speed (FSWS) at the location of a wind turbine is crucial to constructing its power curve and thus identifying any problems related to low energy production. The draft document IEC61400-12-2 (2008) recommends using nacelle anemometry to estimate the FSWS based on the measured wind speed of the nacelle-mounted anemometer. This is an especially attractive method as no meteorological mast is needed (Hunter *et al.*, 2001; Smith *et al.*, 2002; Cutler *et al.*, 2012). However, it requires the relationship, known as the Nacelle Transfer Function (NTF), between the FSWS and the Nacelle Wind Speed (NWS) to be known. To build this relationship, it is important to consider the structure of the very near wake, where vortices shed from root blade could interact with the nacelle.

Within the framework of Reynolds-Averaged Navier-Stokes (RANS) simulations, the most complete numerical simulation of the flow around a wind turbine should consider all length scales, including those of the atmospheric surface layer and the blade and nacelle boundary layers. In such simulations, the blade, nacelle, tower and ground are completely described in the computational domain. Such an approach is very expensive since it requires a large number of cells to form the grid and the consideration of blade rotation in a fixed reference frame represents a serious challenge. Duque *et al.* (2003) have resolved the RANS equations for a three-bladed wind turbine with a simplified hub and showed the importance of turbulence modelling on the capture of stall phenomena on the blades. With an unsteady fully turbulent $k-\omega$ sst RANS calculation and with an overset mesh, Zahle *et al.* (2009) were able to highlight the importance of the cyclic loading that the blades may undergo due to the tower wake in the case of a downwind turbine. Zahle et Sørensen (2011) showed the importance of the yaw and tilt angles of a 500kW rotor in the very near wake and its impact on the nacelle. They have also shown that, compared to an unsteady calculation, a steady-state simulation can capture most of the mean flow characteristics at the anemometer position.

A simplified representation of the rotor is possible through the actuator disk approach. The full blade geometry is not represented in the mesh, eliminating the need to calculate the blade boundary layer. In this way, modelling the rotor by the actuator disk technique is a practical

and less expensive approach than using the full description of the blades. The forces applied by the rotor on the flow are introduced through a circular permeable surface representing the blade swept area. This technique has been used extensively in the far-wake analysis of single wind turbines and wind farms (Mikkelsen *et al.*, 2001; Ammara *et al.*, 2002; Porté-Agel *et al.*, 2011). Masson and his coworkers (Smaïli et Masson, 2004; Masson et Smaïli, 2006; Ameer *et al.*, 2011) have used the actuator disk specifically to analyze the flow in the vicinity of the nacelle anemometer. The actuator disk approach, however, poorly reproduces vortical structures in the very near wake (Troldborg *et al.*, 2012).

In terms of cost, the actuator line (AL) is an intermediate technique between the full representation of the rotor and the actuator disk approach. Developed by Sørensen et Shen (2002), the actuator line approach provided improved modelling of the physics in the very near wake where vortical structures can be discerned. The effect of the blades is modeled by introducing forces along rotating lines representing the blades.

In this paper, a comparison of three approaches for modelling wind turbine rotors is carried out. Two techniques are derived from the actuator disk approach and one is based on the actuator line approach. They are used to analyze the velocity field near the nacelle downstream of the rotor. First, a wind tunnel model of a wind turbine developed by Technical University of Delft (TUDelft) was used to validate the results (axial, radial and tangential velocities in the very near wake). In the second part of the article, the 500kW Nordtank wind turbine was simulated to assess the impact of rotor modelling on the numerical evaluation of the NTF. All simulations were done using the 3D RANS equations with $k-\omega$ sst turbulence closure and the nacelle was fully represented in the calculation domain.

4.2 Mathematical Models and Numerical Considerations

4.2.1 Governing Equations

The incompressible, steady-state RANS equations were used for all simulations. The two-equation turbulence model $k-\omega$ sst (Menter, 1994), well known for its ability to properly model near-wall flows, was chosen to close the system of equations. Depending on the ambient flow

conditions, the constants of the turbulence model were chosen from two different sets. The original constants of Menter (Menter, 1994) were used for simulating the TUDelft turbine model tested in a wind tunnel. Modified constants calibrated for the neutral atmospheric boundary layer (Prospathopoulos *et al.*, 2008; Politis *et al.*, 2012; Boudreault *et al.*, 2011) were used for the full-scale Nordtank turbine. When the actuator line approach is used to represent the rotor, the transport equations are solved in a non-inertial rotating reference frame. Terms appearing due to rotation of the reference frame are added to the momentum equations (ANSYS, 2009). This approach is efficient because the flow is steady in the frame of reference attached to the blades.

4.2.2 Boundary Conditions

Periodic boundary conditions are used. The use of this condition is allowed since no tilt flow is considered at the rotor plane and the geometry of both nacelles is symmetrical with respect to the axis of rotation of the rotor. Thus, for the two-bladed TUDelft wind turbine, the domain is a half circular cylinder (Fig. 4.1) where the horizontal plane is the periodic boundary. For the three-bladed Nordtank wind turbine only one third of the cylinder is considered (Fig. 4.2) where the lateral planes are used as periodic boundary.

At the radial boundary, no flow is assumed to cross this surface and the radial gradients of all variables are set to zero. At the domain inlet, uniform velocity and turbulence properties are imposed. For the TUDelft turbine, the experimental turbulence intensity of the wind tunnel (1.2%) (Sant, 2007) is specified. For the Nordtank turbine, velocity, turbulent kinetic energy and specific turbulent dissipation rate are obtained by considering a logarithmic profile typical of a neutral atmospheric boundary layer, with hub height as the reference height and a roughness of 5 cm.

The domain outlet is located sufficiently far from the wind turbine to consider the gradients of all variables normal to this surface to be zero. The nacelle geometry is completely described in the computational domain, where a no-slip condition is imposed. The wall function approach (Launder et Spalding, 1974) is used to avoid the need for a very fine mesh near the nacelle wall.

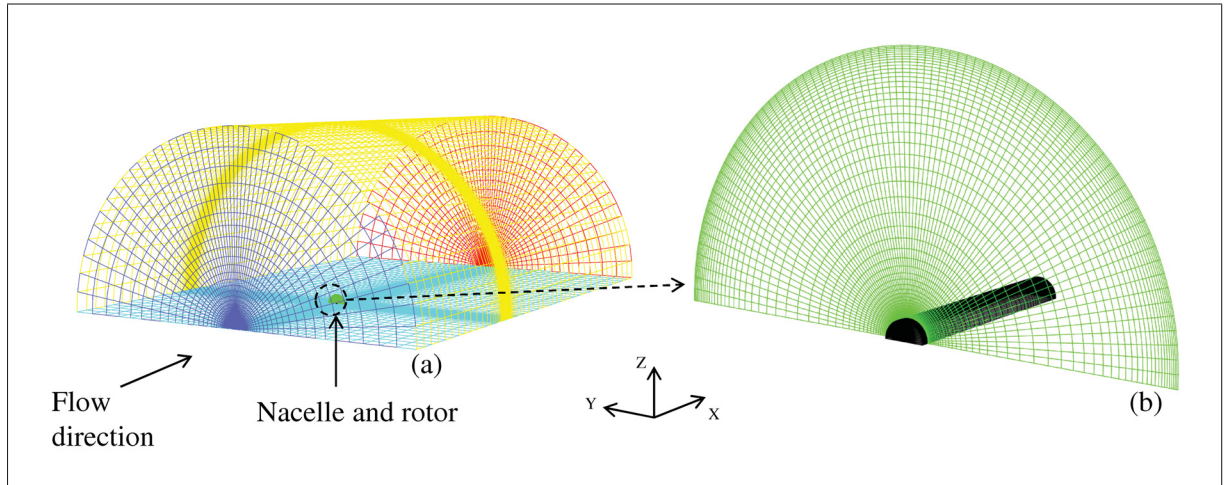


Figure 4.1 (a) Computational domain for the two-bladed TUDelft turbine and (b) a zoom of the rotor-nacelle region

The effect of the rotor on the flow is imposed through volume forces added to the momentum equations as source terms. More details on the determination of these forces are given in the following sections.

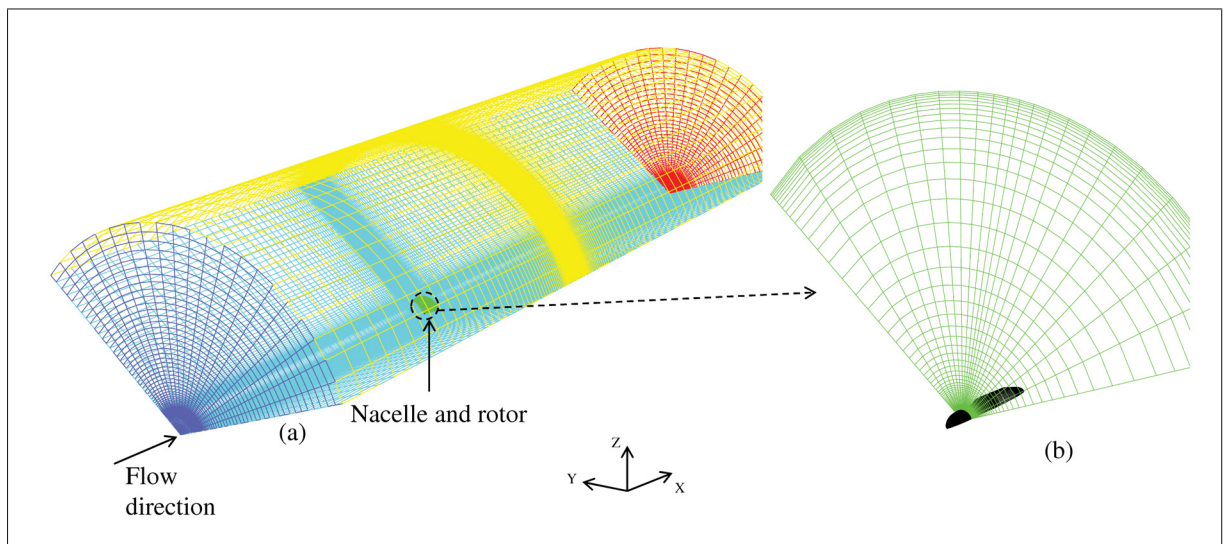


Figure 4.2 (a) Computational domain for the three-bladed Nordtank turbine and (b) a zoom of the rotor-nacelle region



4.2.3 Rotor Models

4.2.3.1 Actuator Disk Approach

Two approaches based on the actuator disk concept are used to evaluate the effects of the rotor on the flow. A first variant (AD- C_t), where the axial force is derived from the thrust coefficient (C_t), and a second variant (AD-BE) where the axial and tangential forces are evaluated using blade element (BE) theory.

The actuator disk is defined as the rotor swept area (Fig.4.3a). In each cell forming the permeable surface, forces are distributed in order to reproduce the time-averaged effect of the rotor on the fluid.

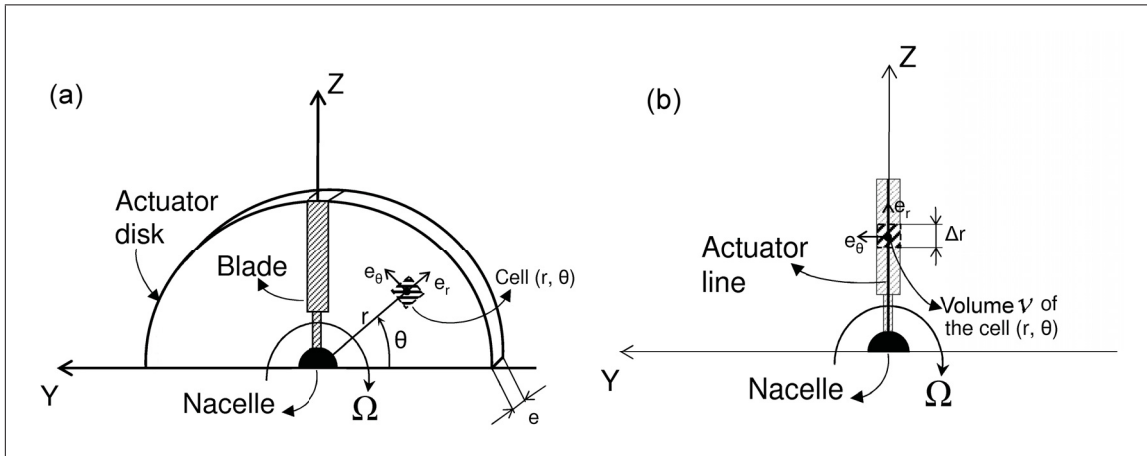


Figure 4.3 (a) Forces and blade direction for actuator disk and (b) actuator line

- **AD- C_t**

When data about the blade geometry and aerodynamic characteristics are not available, the AD- C_t model provides a simple approach to approximate the effect of the rotor on the flow. The actuator disk is loaded axially and uniformly ; this implies no wake rotation (Jiménez *et al.*, 2010; Wu et Porté-Agel, 2011). Two zones are considered on the rotor (Ameur *et al.*, 2011) : the lifting portion of the blade and the root. The effect of the lifting portion of the blade is estimated by the thrust coefficient of the turbine C_t and the introduced axial force per unit volume is,

$$F_n = -\frac{1}{2e} \rho U_\infty^2 C_t \quad (4.1)$$

where ρ is the air density, V_∞ is the undisturbed wind speed and e the thickness of the disk. For the blade root, the axial force per unit volume is evaluated with,

$$F_n = -\frac{1}{2e} \rho U_\infty^2 C_{D_{cylinder}} \quad (4.2)$$

where $C_{D_{cylinder}}$ is the drag coefficient of a circular cylinder.

- **AD-BE**

In the AD-BE approach the blade is divided into several sections along the span. Each section is considered as an airfoil. The aerodynamic forces introduced depend on the local flow velocity as well as blade geometry and airfoil characteristics. At each radial position, the normal and tangential forces per unit volume due to lift and drag are given by Ammara *et al.* (2002),

$$F_n = -\frac{B}{2\pi r e} \frac{\rho V_{rel} c}{2} (U_\theta C_l + U_n C_d) \quad (4.3)$$

$$F_\theta = \frac{B}{2\pi r e} \frac{\rho V_{rel} c}{2} (U_n C_l - U_\theta C_d) \quad (4.4)$$

B is the number of blades, C_l and C_d are the lift and drag coefficients of the airfoil, and c is the chord of the blade at radial position r . U_{rel} is the relative velocity of the fluid at the blade which may be decomposed into normal U_n and tangential U_θ components,

$$U_n = u_x \quad \text{and} \quad U_\theta = r \Omega + u_\theta \quad (4.5)$$

u_x and u_θ are the axial and tangential absolute velocities of the fluid at the position (r, θ) (Fig. 4.3a). Ω is the rotational speed of the rotor. Lift and drag coefficients are taken

from tabulated airofoil data, hence the importance of the angle of attack given by the relationship

$$\alpha = \arctan\left(\frac{U_n}{U_\theta}\right) - \beta \quad (4.6)$$

where β is the local pitch angle.

4.2.3.2 Actuator Line Approach

Unlike the actuator disk, the AL approach considers a discrete distribution of forces on a set of points along the axis of each blade (Fig. 4.3b). Such an approach requires taking into account the rotation of the blade which is done in this paper through calculation in a non-inertial reference frame. Normal and tangential forces per unit volume due to the lift and drag are evaluated by

$$F_n = -\frac{\rho V_{rel} c \Delta r}{2\mathcal{V}} (U_\theta C_l + U_n C_d) \quad (4.7)$$

$$F_\theta = \frac{\rho V_{rel} c \Delta r}{2\mathcal{V}} (U_n C_l - U_\theta C_d) \quad (4.8)$$

Δr is the length of the blade in the cell where forces are applied and $\mathcal{V}$ is the cell volume (Fig. 4.3b). To avoid numerical instabilities, forces due to the effect of each blade are not concentrated on the line representing the blade. These forces are smoothed according to a Gaussian distribution (Mikkelsen, 2003) on a set of points neighboring the actuator line. The forces due to the blade were distributed axially over thirty cells and azimuthally over ten cells in the immediate vicinity of the actuator line.

4.2.4 Wind Turbine Characteristics

The TUDelft rotor is 1.2 m in diameter and has two twisted blades with a tip pitch angle of 2° . The lifting part of the blade extends from $r=0.18$ m to the tip with an NACA0012 airfoil of 0.8 m chord. The aerodynamic characteristics of the NACA 0012 airfoil are taken from the technical report of Sheldahl et Klimas (1981). The rotor rotates at 700 RPM which corresponds to a tip speed ratio of 8. The nacelle is a simple circular cylinder (see Fig. 4.1b) which houses the rotor shaft and bearings. It was deliberately extended a distance downstream of one rotor diameter to minimize interaction between the wake and the structure supporting the turbine inside the wind tunnel. More details regarding experimental set-up can be found in Sant (2007).

The second turbine considered is the 500kW Nordtank NTK 500/41 installed at RisøDTU (Technical University of Denmark) (Diznabi, 2009). This stall-regulated turbine has a three bladed rotor of 41 m diameter. The rotor is tilted about 2° and rotates at 27.1 RPM (at rated power) when $U_\infty > 14$ m/s. The blade is composed of several airfoils: FFA-W3-xxx airfoils on the inner half and NACA63-xxx on the outer part (Bak *et al.*, 1999; Madsen, 1998). The nacelle has an axisymmetric shape (Fig. 4.2b) with a length of about 9 m (hub included). Chord and twist vary along the blade span with their values ranging from 0.265 to 1.63m and from 0.02 to 20° , respectively.

4.2.5 Numerical Considerations

The governing equations were solved using the finite volume technique as implemented in the commercial solver Ansys Fluent 12.1.4. Rhie-Chow interpolation with the SIMPLE algorithm were used for pressure-velocity coupling. Diffusive terms were discretized by second-order central-differencing. The third-order QUICK scheme was used for all convective terms.

For the actuator line implementation, the Multiple Reference Frame (MRF) (ANSYS, 2009) was used to introduce the effect of rotation. MRF allows multiple fluid/solid cell zones in the computational domain where a stationary or moving frame of reference may be used. Thus, a zone surrounding the wind turbine was created where the governing equations were solved in

a rotating frame of reference. In the remainder of the domain, the equations were expressed in an inertial frame of reference.

4.2.6 Computational Domain and Meshes

For both turbines, the dimensions of the computational domain were $10D$, $20D$ and $10D$ in the upstream, downstream and radial directions, (D representing the rotor diameter) respectively.

The mesh was structured and the cell shape was almost entirely hexahedral except around the x axis where a tetrahedral form was used. For the TUDelft model, an average of 6×10^5 cells were necessary for the actuator line approach to achieve grid independent results. The same mesh was also used for the actuator disk approach although this technique typically requires fewer cells. For the Nordtank turbine, 10^6 cells provided sufficient refinement. Grid convergence study was achieved with respect to two variables: axial velocity at a position near the nacelle and nacelle drag. The solution convergence was achieved by setting the residuals of all variables to 10^{-6} .

4.3 Results and Discussion

In Section 3.1, the simulated flow in the vicinity of the TUDelft turbine is presented. Detailed velocity fields around the nacelle as predicted by the actuator disk and actuator line approaches are shown and compared with measurements. Finally, NTFs are constructed using the three representations of the Nordtank rotor at various locations on the nacelle.

4.3.1 TUDelft Rotor

The TUDelft turbine simulations were carried out for a uniform inflow of 5.5 m/s. In the case of the AD- C_t approach, the experimental axial thrust coefficient was taken as 0.812 (Sant, 2007).

Figure 4.4 shows the evolution of the axial velocity in the near wake (XZ plane) and in the rotor plane (YZ plane). The AD- C_t approach (Figs. 4.4a-b) and AD-BE approach (Figs. 4.4c-d) predict essentially the same behaviour in the wake and no azimuthal variation is noticeable. However, the maximum velocity deficit predicted by the AD- C_t approach is higher than the one

predicted by the AD-BE approach. Figures 4.4(e-f) show the velocity fields using the actuator line where the effects of the blade on the flow are concentrated along the vertical bold line. As expected the vortical wake structure at the root and tip of the blade is captured. The rotor plane (Fig. 4.4f) shows the axial velocity discontinuity at the blade position and its clockwise rotation. As shown in Figures 4.4(a, c and e), the induction effects of the rotor are felt well upstream of the turbine. In the AD- C_t approach, the rotor effect extends a distance upstream which is nearly twice that produced by the AD-BE approach. Interestingly, the impact on the upstream flow is very limited for AL modelling with respect to the other approaches.

The structure of the near wake is illustrated in Figure 4.5 by plotting iso-vorticity contours on a vertical plane passing through the middle of the TUDelft rotor. The three rotor modelling techniques predict an expanding wake. Both implementations of the actuator disk (Fig. 4.5a and 4.5b) produce vorticity from the root and tip of the blade in the form of a continuous structure. In contrast, the actuator line approach (Fig. 4.5c) captures the structure of the helical tip and root vortex well and these vortices persist for three revolutions before diffusing into a continuous vortex sheet. Smoke visualization in the wake of the TUDelft turbine for the same tip speed (Haans *et al.*, 2005) shows that the vortex structure persists for one more turn than the numerical calculations suggest. Sørensen et Shen (2002) attributed this rapid diffusion of the helical structure to a mesh which becomes too coarse downstream and a low Reynolds number. It is also noted, in the region near the upper nacelle wall, where anemometers may be positioned, the flow is characterized by the interaction of vortices shedded from blade root and the link between the nacelle and blade. In fact, this link is connected to the hub and the geometry is not simple as represented in the grid of the TUDelft turbine. The separation zone located just to the rear of the nacelle further complicates the vortical structure of the flow since, in this zone, three sources of vorticity interact. It is expected that strong velocity gradients will characterize the flow close to the nacelle downstream of the rotor.

In Figures (4.6-4.8), radial, tangential and axial velocities in the near wake of the TUDelft rotor, evaluated by the three rotor modelling techniques are compared with experimental values (Sant, 2007) and those produced using the actuator surface (AS) approach (Sibuet Watters

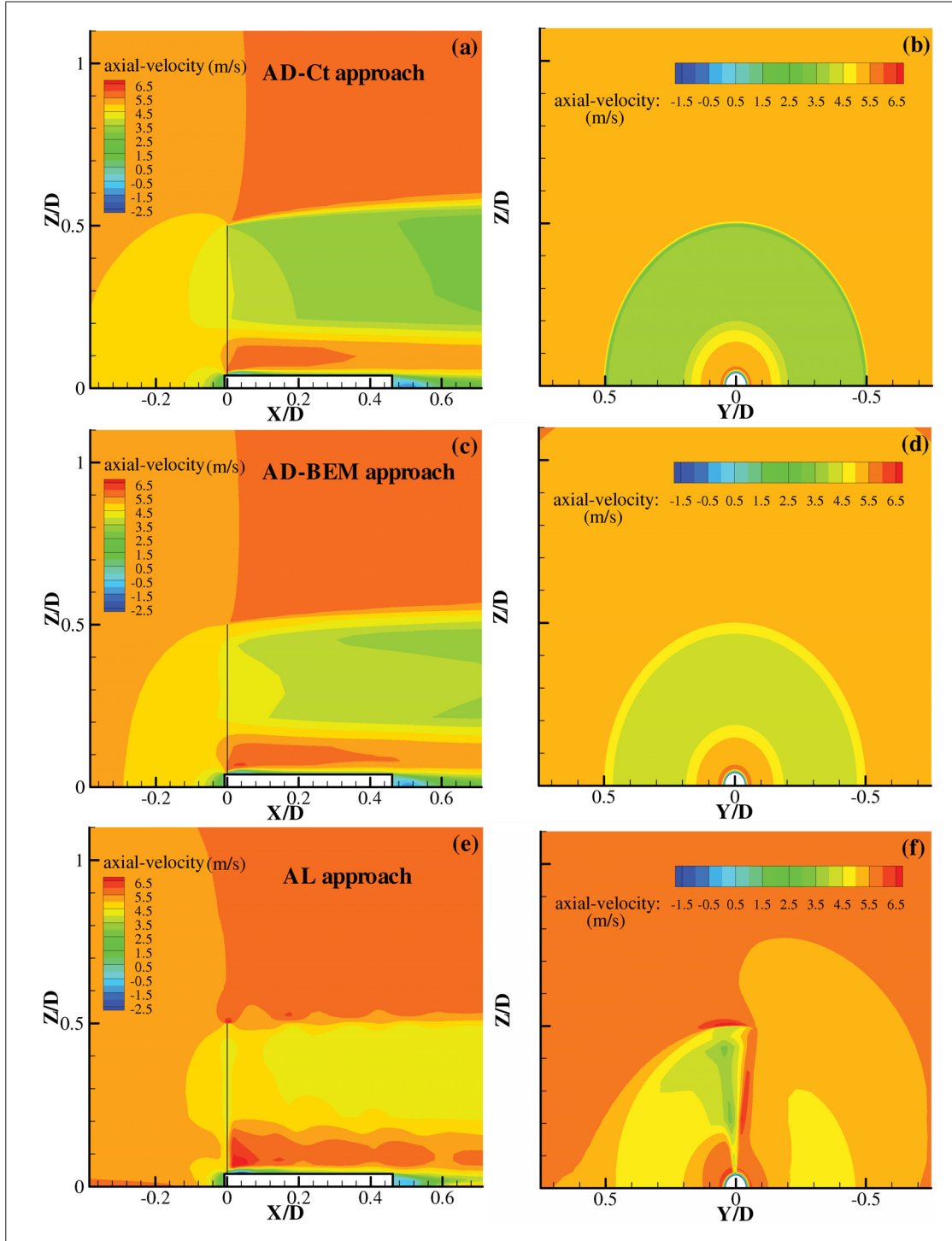


Figure 4.4 TUDelft turbine : Axial velocity contours in two vertical planes containing the near wake for (a-b) the AD- C_t approach, (c-d) the AD-BE approach, and (e-f) the AL approach

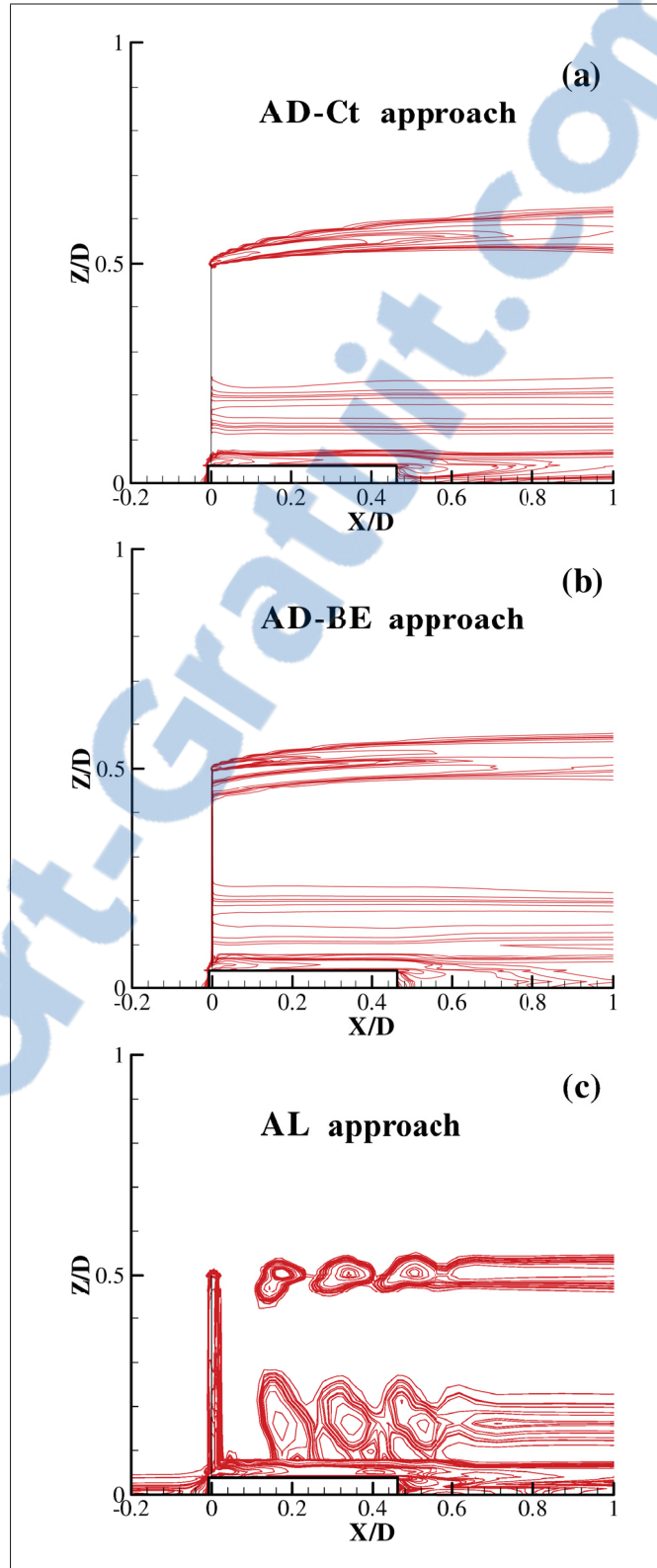


Figure 4.5 TUDelft turbine : Iso-vorticity contours in the very near wake for (a) the AD- C_t approach, (b) the AD-BE approach, and (c) the AL approach

et al., 2010). Velocity distributions with respect to the azimuthal position are shown ($\theta = 90^\circ$ is the blade position) at three downstream locations ($x/D=0.03$, 0.05 and 0.075) and three radial locations ($r/D=0.2$, 0.35 and 0.45). As expected, the two implementations of the actuator disk (AD- C_t and AD-BE) do not predict any azimuthal variation of speed. The shapes of the azimuthal distributions from the AL and AS approaches are in good agreement with the measurements, but significant differences can be observed in terms of numerical values at given azimuthal positions. Globally, the AL approach provides slightly better results than the AS technique. Note that the AS (Sibuet Watters *et al.*, 2010) was used without taking into account turbulence and the nacelle was not considered in the mesh.

In Figures 4.6(g-i) corresponding to the position $r/D=0.2$ on the blade (location near the root), the two approaches AD- C_t and AD-BE do not predict any radial velocity. But, moving towards the blade tip at $r/D=0.35$ (Figs. 4.6d-f) and $r/D=0.45$ (Figs. 4.6a-c), radial flow is detected with increasing velocity. At about third-span (Figs. 4.6d-f), the results of all approaches show no azimuthal variation of the radial velocities which is consistent with measurements. However, the velocity is slightly underestimated by the AL and AS compared to the actuator disk approaches.

Figure 4.7 shows that the AD- C_t approach does not produce any tangential velocity. The AD-BE approach evaluates a low constant tangential velocity particularly at the inner locations of the blade (Figs. 4.7g-i). It should be noted that as the rotation of the wake is in the opposite direction of blade rotation, it is quite normal to find negative tangential velocities. At all locations, the AL and AS approaches effectively detect the blade passage, producing a negative peak in tangential velocity. It is also noted that this peak tends to weaken in the axial direction of the flow. However, the AL approach tends to underestimate this peak compared to both the AS values and the measurements.

In Figure 4.8, both the AL and AS well capture the blade rotation and its impact on the axial velocity well. The use of the AL approach improves the agreement with measurements compared to other rotor models. Near the blade position, the axial velocity increases, then rapidly decreases at $\theta = 90^\circ$, and increases again. This double peak is characteristic of the blade rota-

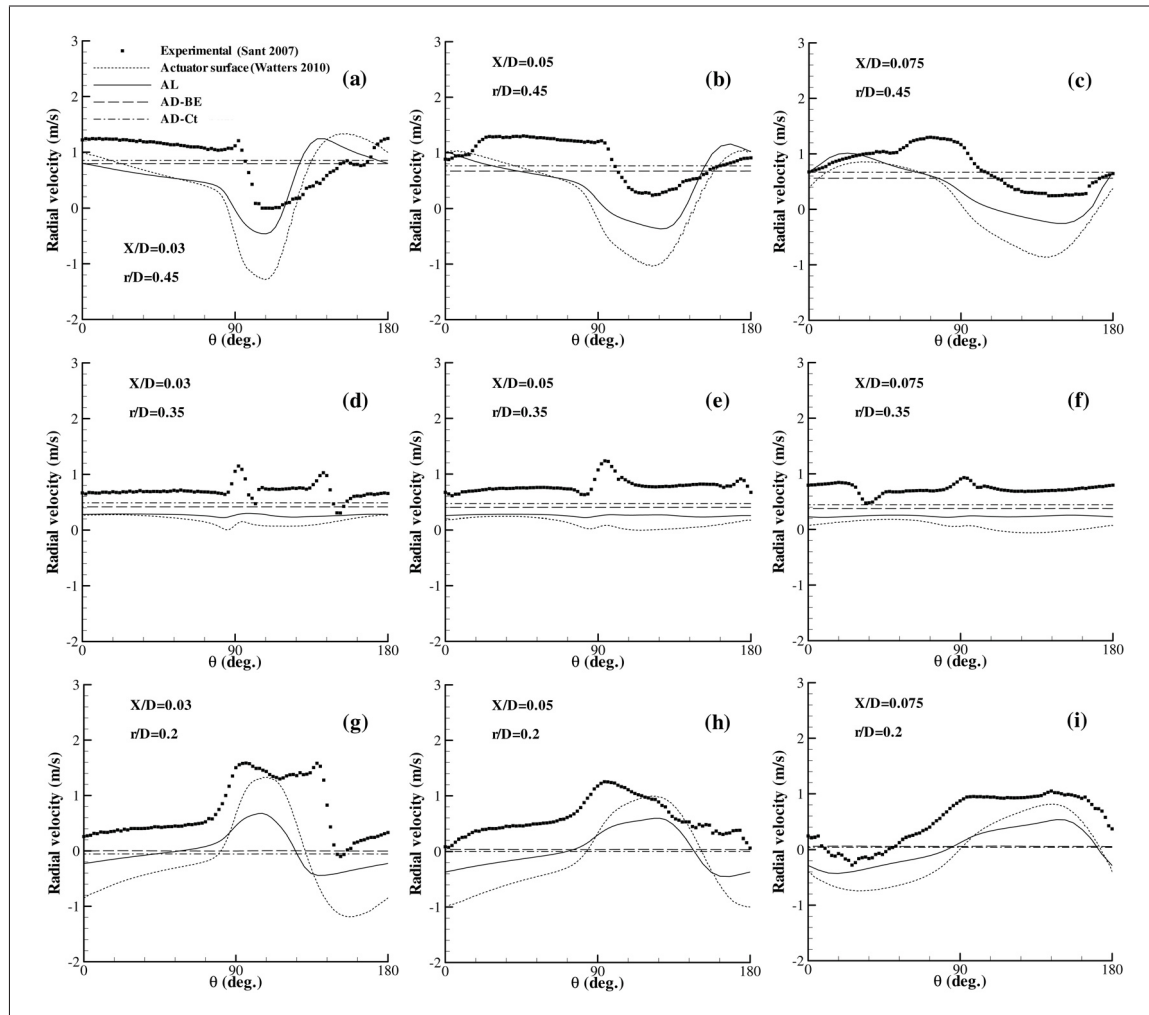


Figure 4.6 TUDelft turbine: Radial velocity in the very near wake for 3 axial positions ($X/D=0.03$, 0.05 and 0.075) and for 3 radial positions at (a-c) $r/D=0.45$, (d-f) $r/D=0.35$, and (g-i) $r/D=0.2$

tion, and tends to weaken in the axial flow direction. The $AD-C_t$ approach slows the flow more than the $AD-BE$, hence the prediction of a slightly lower axial velocity lower at all considered locations.

The nacelle geometry of the TUDelft wind turbine was designed to minimize flow disturbance in the wind tunnel. This simplified nacelle shape does not reflect that of large commercial wind turbines. In the following section, the analysis is carried out on a more realistic wind turbine,



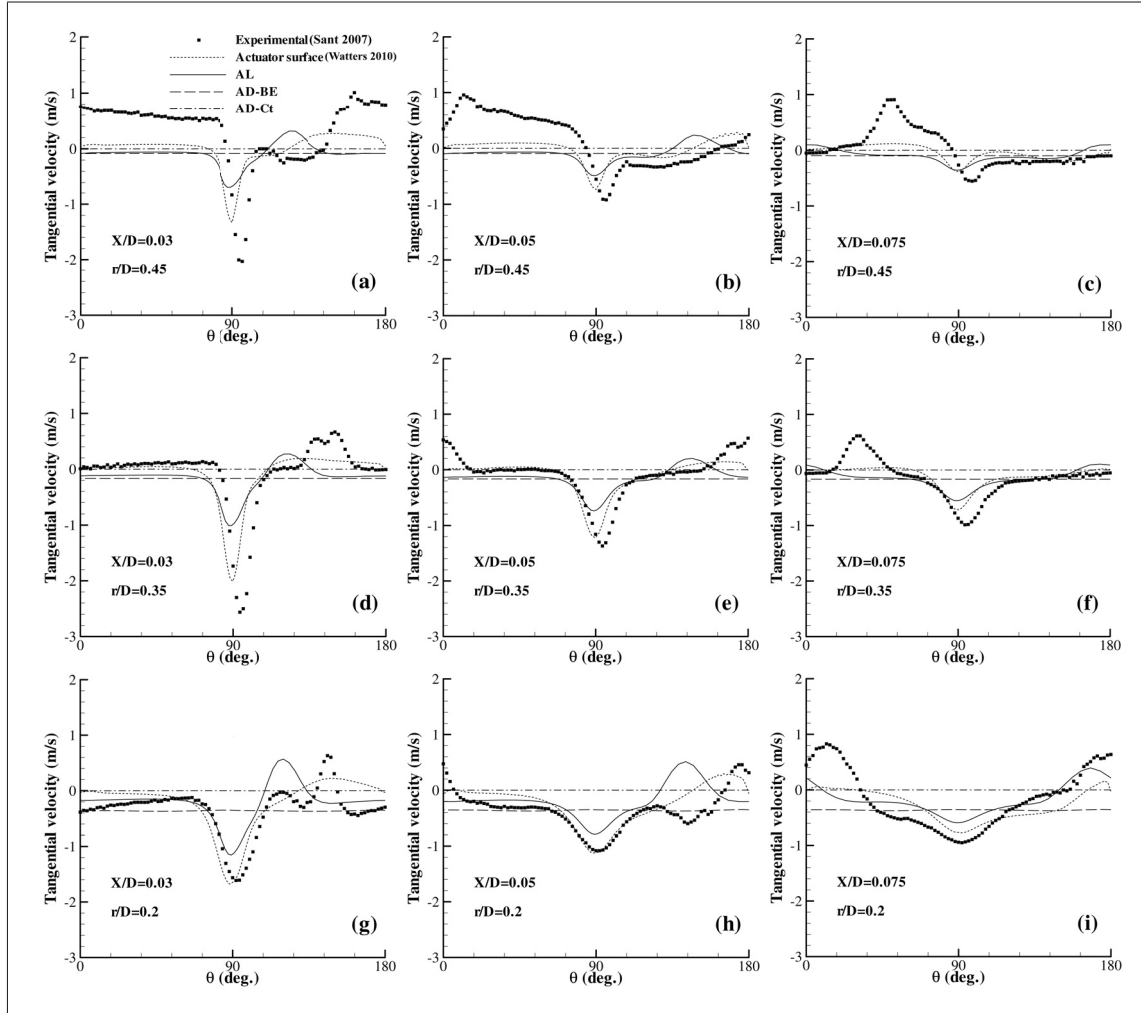


Figure 4.7 TUDelft turbine: Tangential velocity in the very near wake for 3 axial positions ($X/D=0.03$, 0.05 and 0.075) and for 3 radial positions at (a-c) $r/D=0.45$, (d-f) $r/D=0.35$, and (g-i) $r/D=0.2$

the Nordtank, with consideration of various locations near the nacelle wall where anemometers may be positioned.

4.3.2 Nordtank Rotor

This section focuses specifically on the NTF. For each rotor model, simulations at five freestream velocities were carried out, namely for $FSWS=6, 8, 10, 14$ and 20 m/s. For the $AD-C_t$ approach, these wind velocities corresponds to thrust coefficient values of $0.85, 0.74, 0.61, 0.37$

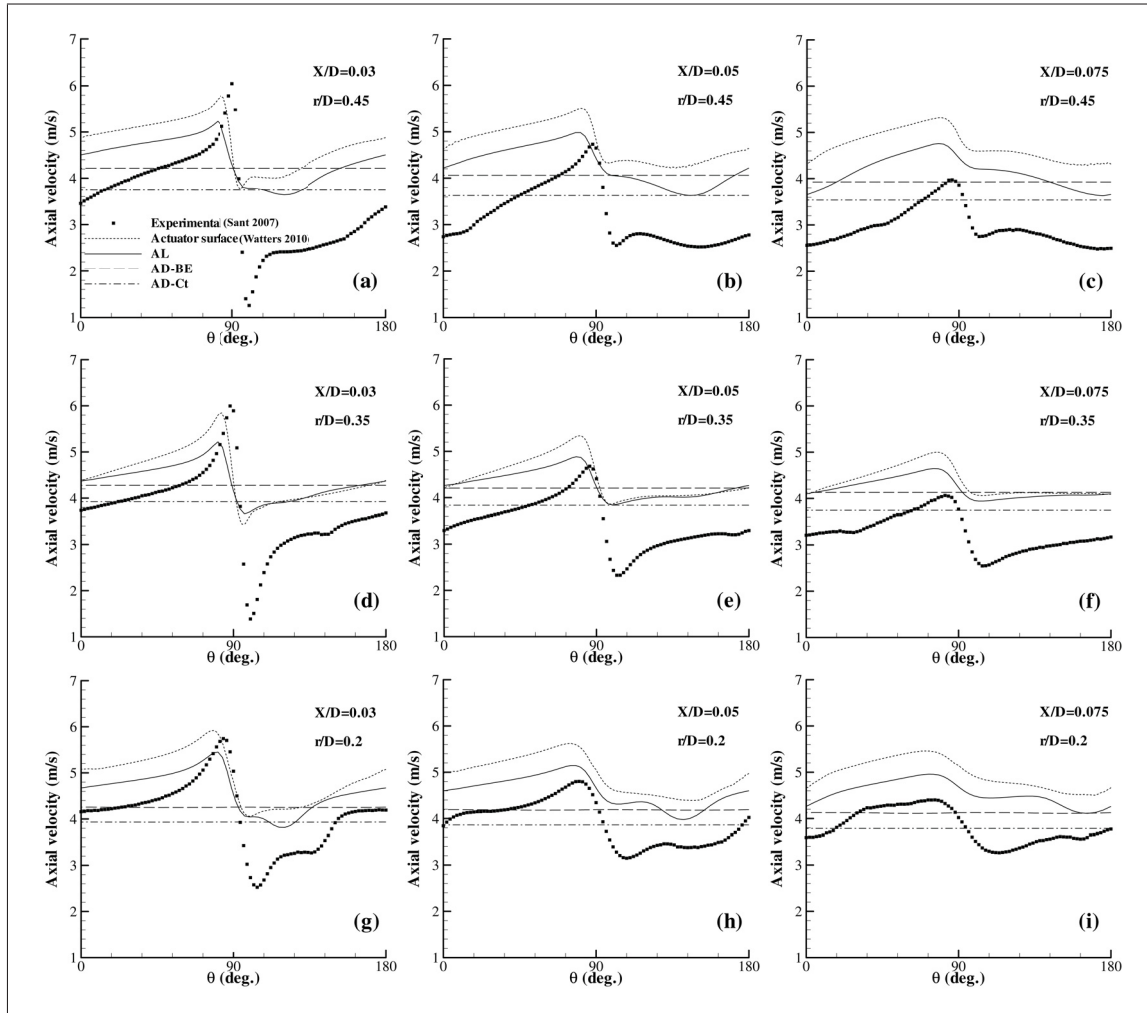


Figure 4.8 TUDelft turbine: Axial velocity in the very near wake for 3 axial positions ($X/D=0.03$, 0.05 and 0.075) and for 3 radial positions at (a-c) $r/D=0.45$, (d-f) $r/D=0.35$, and (g-i) $r/D=0.2$

and 0.2 , respectively, evaluated numerically by an AD approach (Mikkelsen, 2003).

The wind speed at the nacelle anemometer location for the AL approach is calculated from the azimuthally averaged axial velocity

$$NWS = \frac{1}{120^\circ} \int_{30^\circ}^{150^\circ} u_x d\theta \quad (4.9)$$

Four potential positions of the anemometer on the nacelle of the Nordtank turbine were considered to evaluate the NTF as shown in Fig. 4.9.

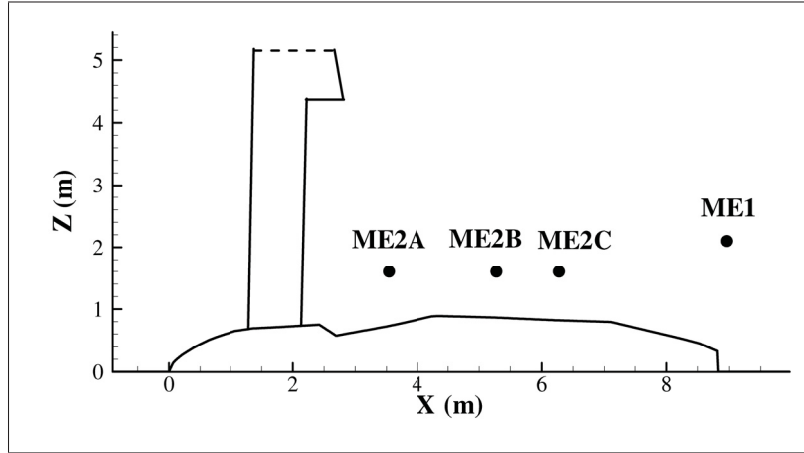


Figure 4.9 Potential anemometer positions on the Nordtank nacelle

Figures 4.10-4.13 show the NTF for the four potential anemometer positions on the Nordtank nacelle. Simulations results are compared to experimental measurements (Diznabi, 2009) and to a full rotor 3D-RANS calculation taken from Zahle *et al.* (2009). The mesh of the full rotor approach contains the actual blade geometry, the hub and the nacelle ; simulations were carried out using $k-\omega$ sst model in a uniform inflow.

Compared to the two actuator disk approaches, the actuator line provides results that are marginally in better agreement with measurements. At all positions on the nacelle and for FSWS = 14m/s, the AL approach improves the prediction of the NWS on average by 2.5% compared to AD-BE and by 4.6% compared to the AD- C_t . Due to its consideration of the azimuthal component of velocity in the wake and non-uniform loading over the disk, the AD-BE NTF predictions are more accurate than those predicted by the AD- C_t approach. Overall, the AL and the AD-BE approaches produce essentially the same NTF for FSWS < 10m/s. However, for high FSWS the difference between these two approaches increases. Thus for FSWS = 20m/s, a difference of about 1m/s is observed for all locations.

For low wind speeds ($FSWS < 7\text{m/s}$) and for the considered anemometer positions (except ME1, the furthest from the rotor) numerical values of the NTF (Figs. 4.10-4.12) tend to overestimate the NWS. This trend to overestimate the axial velocity in the very near wake was also visible in the simulations of the TUDelft turbine (see Fig. 4.8). For the range of $FSWS > 7\text{m/s}$, all numerical approaches underestimate the NWS compared to experimental values. Typically in the literature, about one diameter away the wind turbine, the actuator disk (Porté-Agel *et al.*, 2011) and actuator line (Troldborg *et al.*, 2012) approaches overestimate the average wind speed at the center of the wake. This opposite trends observed here in predicted velocity in the wake is essentially due to the analyzed region. Indeed, the region near the nacelle is characterized by a pressure gradient due to the wall geometry and vortices from the blade root and the cylindrical part. This complex flow probably needs a more sophisticated turbulence model with a more refined mesh, capable of correctly supporting the interaction of the boundary layer with the vortex system. The difference between our numerical values and the experiment may also be explained by the quality of airfoil characteristics data available, as well as neglecting the wind shear (Diznabi, 2009).

Unlike the full rotor technique, it should be noted that the trend of our results are degraded moving away from the rotor (moving from position ME2A to ME1). This is due to the vortical structure which becomes more complex towards the rear of the nacelle as described previously.

4.4 Conclusion

The flow around two wind turbines was simulated by a 3D-RANS calculation. The analysis focused on the very near wake on the nacelle where the anemometer is usually located. The nacelles of the turbines were represented in the mesh as accurately as possible. The rotor effects on the flow were modeled by three approaches: AD- C_t , AD-BE and AL based on the introduction of volume forces inside the RANS equations.

The velocity field simulated by the three approaches, was validated with an experimental TUDelft two-bladed wind turbine model. Results showed good agreement with experimental values, especially for the AL approach.

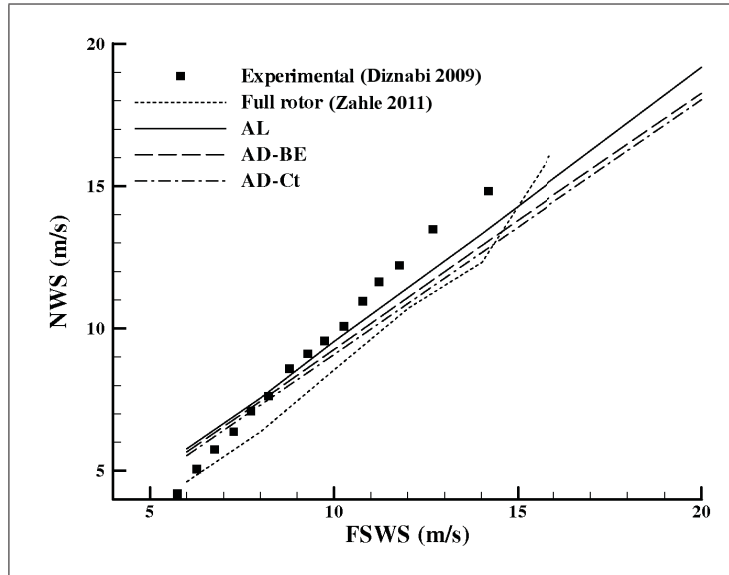


Figure 4.10 Nordtank turbine : NTF at ME2A position

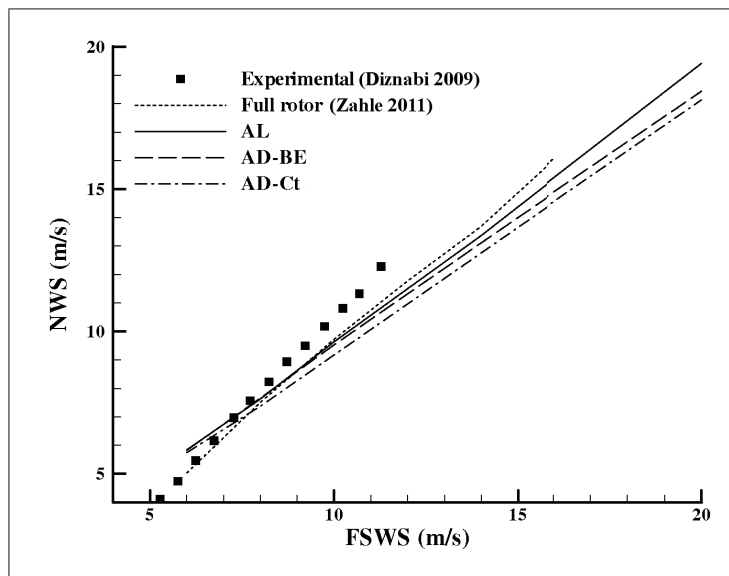


Figure 4.11 Nordtank turbine : NTF at ME2B position

The approach of the $AD-C_t$ is appropriate in cases where no geometry or aerodynamic data of the blades are available, models the rotor as a simple axial momentum absorber. Only an axial

force was applied uniformly on the actuator disk representing the area swept by the blades, so no tangential velocity was predicted.

The AD-BE approach, uses the same actuator disk than the AD- C_t but with applications of two forces (axial and tangential), improves the results slightly since the tangential velocity was detected. However, as for AD- C_t approach, no azimuthal variation in the three velocity components were detected.

The AL approach shows a significant improvement in modelling the rotor. The azimuthal variation of velocity in the very near wake was predicted and blade tip vortices were well captured. Usually the AL is used under an unsteady formulation. However, for the present paper, calculation in a rotating frame minimized the computational costs while preserving one of the strengths of this approach which is the prediction of the vortical structure of the wake.

Finally, the NTF curve, which is of practical importance for nacelle anemometry, was evaluated for the three-bladed 500kW Nordtank wind turbine. The actuator line was the approach which provided the best results compared to those of the actuator disk. At some locations of the nacelle, the NTF evaluated by the AL approach was equivalent to that of the full rotor which is more realistic but costly and difficult to implement.

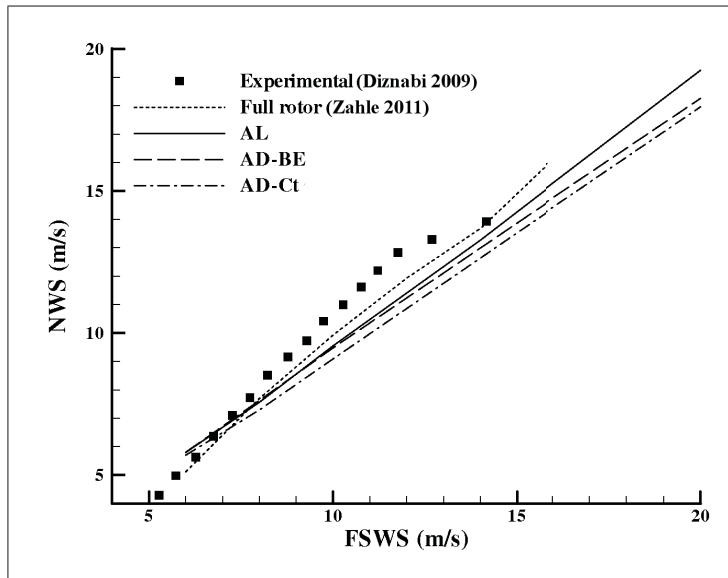


Figure 4.12 Nordtank turbine : NTF at ME2C position

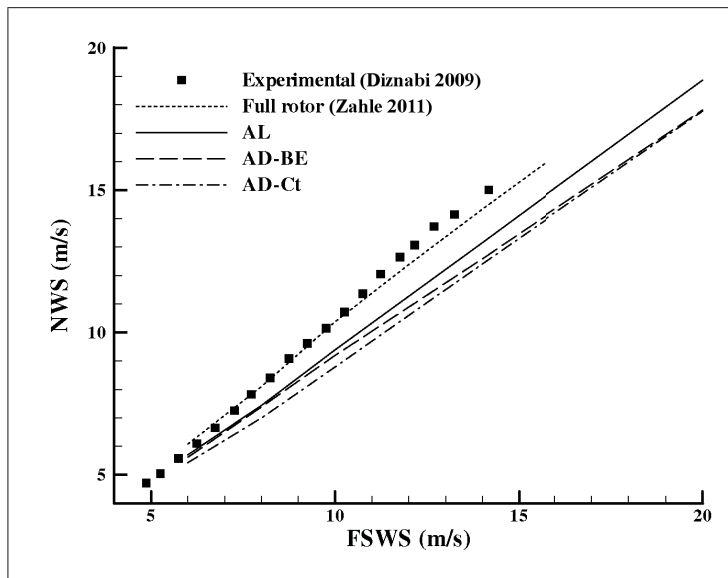


Figure 4.13 Nordtank turbine: NTF at ME1 position

CONCLUSION

Cette thèse a été dédiée entièrement à l'analyse de l'écoulement au voisinage immédiat des éoliennes. Le but principal qui était de mettre en place une méthode de CFD, pour simuler l'écoulement au niveau du rotor éolien, et son interaction avec la nacelle, a été atteint. L'analyse a été focalisée surtout sur l'emplacement de l'anémomètre afin d'évaluer numériquement la NTF, courbes indispensables aux tests de performances basés sur la technique de l'anémométrie à la nacelle.

Le moyeu et la nacelle, des quatre éoliennes utilisées dans ce travail, ont été représentés intégralement dans le maillage. La résolution des équations de Navier-Stokes a été réalisée suivant l'approche RANS en 2D axisymétrique et 3D, où deux modèles de turbulence ont été utilisés. Une attention particulière a été portée sur les conditions aux limites afin de reproduire une couche limite atmosphérique neutre pour une partie des résultats. La pente du sol et d'autres effets de terrain ont été investigués, et leurs impacts sur le sillage du rotor éolien au niveau de l'emplacement de l'anémomètre ont été quantifiés. Dans la dernière partie de ce travail, l'analyse de l'interaction du rotor avec la nacelle, s'est concentrée surtout sur la modélisation du rotor, où trois approches différentes ont été utilisées, sans toutefois que le sol n'ait été pris en considération. L'approche du disque actuateur à chargement uniforme, l'approche du disque actuateur généralisé où la rotation du sillage est considéré et enfin l'approche de la ligne actuatrice ; toutes ces modélisations utilisent des forces volumiques introduites dans l'écoulement en tant que termes sources, ont été implémentés et validés sur deux éoliennes. Enfin, les résultats sur les effets de la rugosité du sol ainsi que la variation de la géométrie de la nacelle sur l'écoulement au voisinage de l'éolienne sont présentés respectivement dans les annexes 1 et 2.

Contribution de la thèse

- La plupart des études de simulation du sillage d'éoliennes néglige la représentation de la nacelle ou bien l'approximent à l'aide d'une simple force. Dans notre étude, la géométrie de la nacelle a été introduite intégralement dans le maillage avec une représentation simplifiée du moyeu. Cette approche a été délicate à mettre en œuvre, surtout dans le

cas 3D avec une nacelle non axisymétrique où notre choix s'est porté sur un maillage structuré. L'imbrication de la nacelle avec le rotor approximé par un disque circulaire dans un domaine parallélépipédique n'a pu se faire qu'en utilisant un grand nombre de blocs. L'utilisation du logiciel Gambit n'a pas facilité cette tâche, puisque il accepte difficilement l'automatisation. Les bons choix des conditions aux limites afin de reproduire la couche limite atmosphérique neutre et un simple disque actuateur à chargement uniforme dans un premier temps pour représenter le rotor, ont permis d'approcher d'une façon correcte les valeurs expérimentales.

- L'utilisation du modèle de turbulence $k-\omega$ sst a permis d'améliorer les résultats par rapport au $k-\epsilon$. Par contre, il a été démontré l'inutilité d'effectuer un coûteux calcul jusqu'à la paroi de la nacelle, à travers la sous-couche limite visqueuse, et qu'une simple loi de paroi standard suffisait.
- Dans ce travail, quatre éoliennes ont été simulées, du modèle réduit avec un diamètre de rotor de l'ordre du mètre à l'éolienne de plus de 80 mètres, ceci a permis de montrer la puissance des méthodes de CFD ainsi que l'importance de la géométrie de la nacelle sur l'écoulement au niveau de l'emplacement de l'anémomètre. Ainsi, la différence entre un calcul 2D-axisymétrique et 3D pouvait être minime pour une nacelle ayant une forme axisymétrique (Jeumont J48) mais présentait un certain écart pour une nacelle de forme plus complexe (Nordex N80). Cette dernière contribution, ainsi que celles citées précédemment ont fait l'objet d'un poster présenté à la conférence de la CanWEA2010 et d'un article publié en 2011 dans le journal « Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics ».
- Plusieurs effets de terrain, sur l'écoulement au niveau de l'emplacement de l'anémomètre à la nacelle, ont été quantifiés. La pente du sol est parmi les facteurs qui ont un important impact sur la courbe de la NTF. Malgré l'accélération détectée lors de la calibration de

plusieurs escarpements sans éoliennes, une importante diminution de la vitesse axiale est observable au niveau de la nacelle de la Nordex N80. Cette diminution est due à l'inclinaison de l'écoulement ainsi qu'aux deux tourbillons qui se développent en aval de la nacelle et qui ont tendance à ralentir l'écoulement aux environs de l'emplacement de l'anémomètre.

- Les méthodes de CFD développées dans ce projet peuvent être un puissant outil pour déterminer le bon emplacement de l'anémomètre, là où l'écoulement est le moins perturbé. Ainsi, lors de l'analyse de l'effet de la pente du sol, pour diminuer l'impact de l'inclinaison de l'écoulement sur la nacelle, il a été démontré qu'il suffisait d'installer l'anémomètre à une plus grande distance de la surface de la nacelle. Ces deux dernières contributions ont été le sujet d'un article publié en 2012 dans le journal « Journal of Solar Energy Engineering ».
- La rugosité du sol agit directement sur le profil de vitesse de la couche limite atmosphérique. Il a été démontré qu'un sol plus rugueux tend à faire augmenter la vitesse axiale au niveau de l'anémomètre à la nacelle avec un léger impact sur l'inclinaison de l'écoulement. Un autre effet de sol a été investigué est celui de la hauteur de la nacelle. En faisant varier cette hauteur pour l'éolienne Jeumont J48, aucun impact significatif n'a été observé sur la NTF. Cette contribution a été le sujet d'un article de conférence en 2011 « Conference on Alternative Energy in Developing Countries and Emerging Economies ».
- La modélisation du rotor éolien par la technique de la ligne actuatrice a été réalisée et implémentée pour deux éoliennes dans un repère en rotation. Un profil d'entrée uniforme et des conditions périodiques dans la direction azimuthale ont été utilisés, ce qui a permis de minimiser le nombre de noeuds dans le maillage. Les résultats ont montré la capacité de cette approche à pouvoir capturer les tourbillons issus des extrémités des pales, par

rapport aux modélisations classiques du disque actuateur. L'application de la ligne actuatrice pour construire les courbes de la NTF, a permis aussi de mettre en évidence sa supériorité à approcher les mesures expérimentales par rapport aux techniques du disque actuateur. Cette contribution a été le sujet d'un article soumis dans la revue « Wind Engineering ».

- Les méthodes de CFD développées peuvent être aussi utilisées dans la conception de nouvelles formes de nacelle. Il a été démontré dans l'annexe 2, que l'inclinaison de la paroi où est installée l'anémomètre est celle qui est susceptible de produire le plus d'effets sur l'écoulement par rapport aux autres parties de la nacelle. Cette contribution a fait l'objet d'un poster présenté à la conférence de la CanWEA2011.
- Les résultats pratiques sur l'anémométrie à la nacelle obtenus dans ce travail peuvent constituer une contribution directe à la future norme IEC61400-12-2.

RECOMMANDATIONS

- L'étude de l'effet du sol sur l'emplacement de l'anémomètre à la nacelle par l'utilisation de simples escarpements n'est pas très représentative des terrains complexes. En effet, un terrain réel, avec une topographie plus accidentée peut être utilisé à cet effet. Toutefois, l'utilisation d'un modèle de turbulence plus sophistiqué, à même de capturer le caractère anisotrope de la couche limite atmosphérique, sera nécessaire.
- Le projet de la norme internationale concernant l'utilisation de l'anémométrie à la nacelle (IEC61400-12-2, 2008), ne prend pas clairement en compte la stratification thermique de l'atmosphère. S'il existe des écarts de température entre le sol et la hauteur du moyeu, la turbulence et le cisaillement du vent peuvent varier significativement à cause des effets de flottabilité (Alinot et Masson, 2005; Sumner et Masson, 2006; Chamorro et Porté-Agel, 2010). Il est donc recommandé de considérer l'instabilité de la couche limite atmosphérique, surtout que c'est un phénomène très caractéristique du climat nordique canadien.
- La technique de la ligne actuatrice dépend beaucoup de la façon dont les forces sont distribuées le long de la ligne représentant la pale, et son voisinage immédiat. Il serait intéressant de voir une distribution plus réaliste, qui épouse plus ou moins la forme de la pale, surtout lorsque la zone d'intérêt est proche du rotor.

ANNEXE I

EFFETS DE LA VARIATION DE LA RUGOSITÉ DU SOL SUR L'ÉCOULEMENT À L'EMPLACEMENT DE L'ANÉMOMÈTRE

Les effets de la rugosité du sol sur l'anémomètre à la nacelle sont présentés dans cette annexe. Cette étude a été présentée à la conférence International "Conference on Alternative Energy in Developing Countries and Emerging Economies, bangkok, 2011".

Il faut savoir que l'éolienne, les écartements et la méthodologie utilisés sont les mêmes que ceux de l'article 2.

1 Introduction

The aim of this paper is to analyse the effects of sloped terrain on the reading of nacelle anemometers. It is done through the numerical evaluation of the NTF for a Nordex turbine installed on flat terrain and on two escarpments (11% and 20%). For flat terrain, the free stream wind speed is simply the speed prescribed at the domain inlet. For a sloped terrain, a numerical site calibration is necessary before the construction of the NTF curve. The numerical calibration consists in modeling and simulating the escarpments without wind turbine and investigates how that topography influences the flow. The second part in this work is to analyze the effect of terrain roughness on the flow at the vicinity of the nacelle, particularly at the location of the anemometer. For this investigation, turbine as well as escarpments of the first part are used.

2 Results

Terrain with no turbine

Increasing roughness height from 2.5cm to 5cm implied a decrease in axial velocity (Fig. I.1 a) at the domain inlet from the ground to the reference height, where the two profiles converged ; above this height, the opposite effect was observed. Turbulence intensity (Fig. I.1 b) tended to increase with roughness ; the greatest difference was observed near the ground.

Figure I.2 shows the effects of roughness on the axial velocity for two escarpments as well as for three heights above ground. Upstream of the escarpment, where the terrain was flat, the velocity profile followed the profile imposed at the inlet.

Onward, and downstream from the escarpment, speed increased overall with the roughness of the ground ; this is explained by the fact that at these positions, flow met the inlet profile at H_{hub} and upward. This offset was due to terrain height. This velocity difference due to roughness did decrease, however, as the escarpment slope increased. Thus, at the crest and at H_{hub} , the difference between velocities was 0.16% for the 11% slope and decreased to 0.11% for the 20% slope.

The increase in roughness height implies that there was an increase in turbulence intensity in the middle of the escarpment and at height H_{hub} (Fig. I.3) of about 1% ; this difference remained essentially independent of the terrain slope. The vertical angle of the flow at mid-escarpment tended to decrease slightly with increasing ground roughness (Fig. I.4). For both escarpments, the decrease was approximately 0.13 degrees.

Terrain with turbine

Figure I.5 shows the roughness effects on axial velocity profile and vertical flow angle at the nacelle anemometer position for the non-operating wind turbine. For the 11% escarpment (Fig. I.5 a), increasing surface roughness had the effect of increasing the axial velocity of about 2.1% at H_{anemo} ; this difference increased to 2.4% for the 20% escarpment (Fig. I.5 b). The effect of

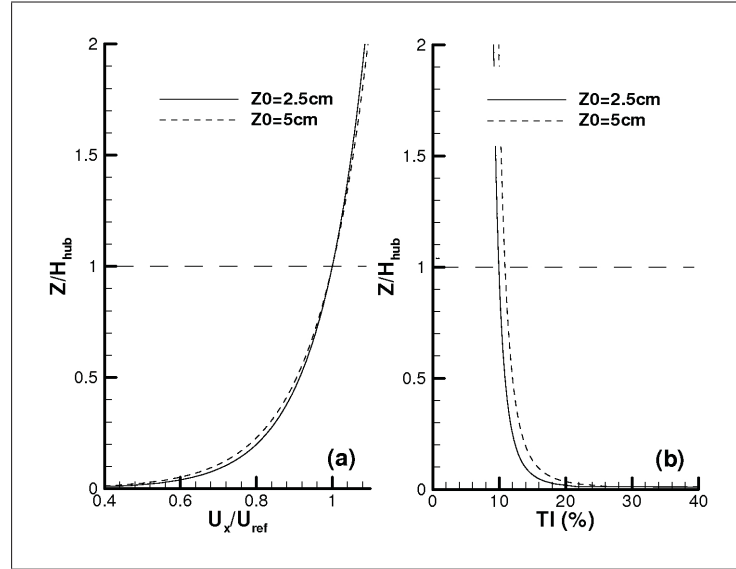


Figure I.1 Effects of roughness at the inlet domain on (a) axial velocity and (b) turbulence intensity

roughness on the axial velocity remained significant even beyond the height of $2H_{anemo}$. The opposite effect occurred with the vertical flow angle ; a decrease of 0.28 degrees was observed at the anemometer when roughness increased (11% escarpment). This difference increased slightly to 0.32 degrees for the 20% escarpment.

The operating turbine (Fig. I.6) reduced the effect of roughness on axial velocity. For the 11% escarpment (Fig. I.6 a) and at the anemometer's position, the difference in axial velocity was approximately 0.86% : a decrease by half with respect to the case of the non-operating turbine. This decrease was approximately 0.96% for the 20% escarpment (Fig. I.6 b). The effect of roughness on the velocity profile was almost insignificant at a height of approximately $1.2H_{anemo}$.

The right curves shown in Figures I.6a and I.6b demonstrate that the decrease of the vertical flow angle with variation of roughness was independent of escarpment slope and was essentially the same as for the case of the non-operating turbine. The effect of increasing ground roughness on the NTF (Figures I.7 and I.8) resulted in a shift of the curve upwards. This effect was greater for higher than for lower free stream wind speed. For the non-operating rotor and an

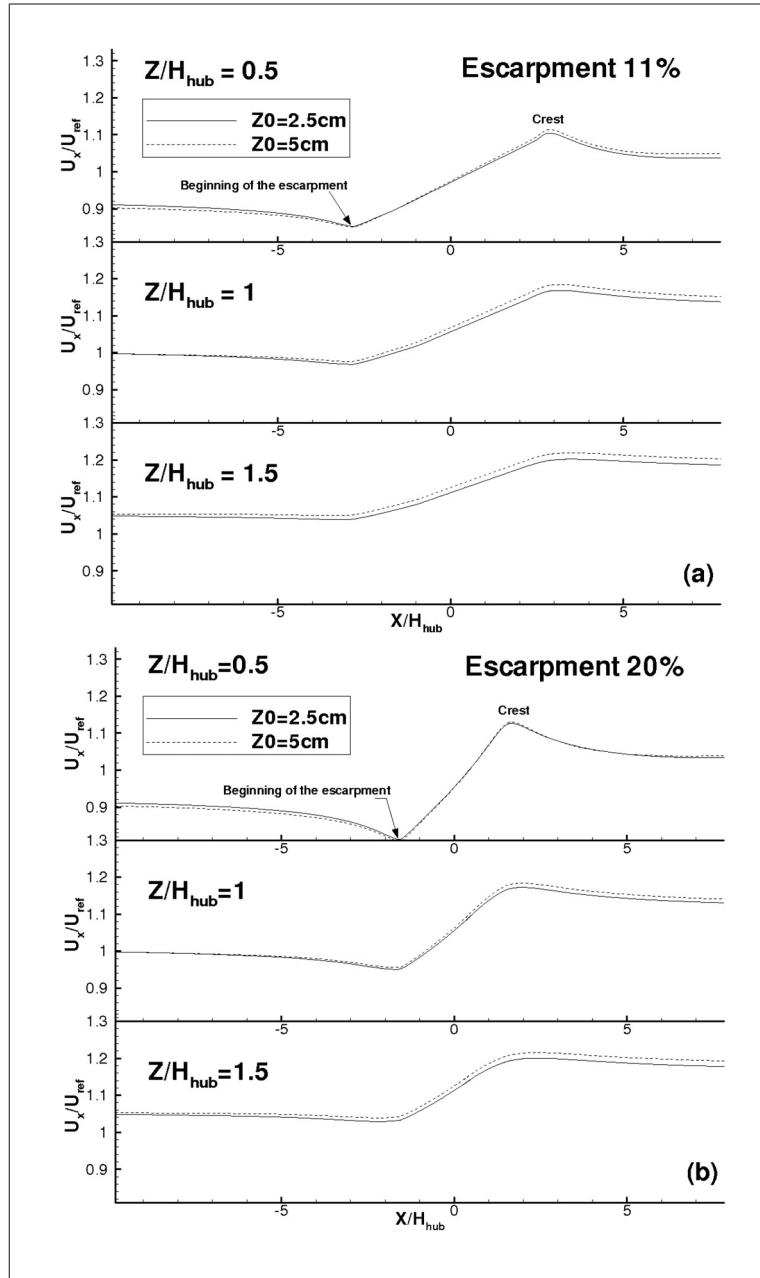


Figure I.2 Escarpment with no turbine : effects of roughness on speed-up for various heights and slopes of (a) 11% and (b) 20%

11% escarpment (Fig. I.7 a), nacelle wind speed increase was about 0.13m/s at FSWS=5m/s. This difference grew to 0.47m/s for FSWS=20m/s. These increases in speed due to surface roughness lessened slightly from the 11% escarpment to the 20% escarpment (Fig. I.7 b).

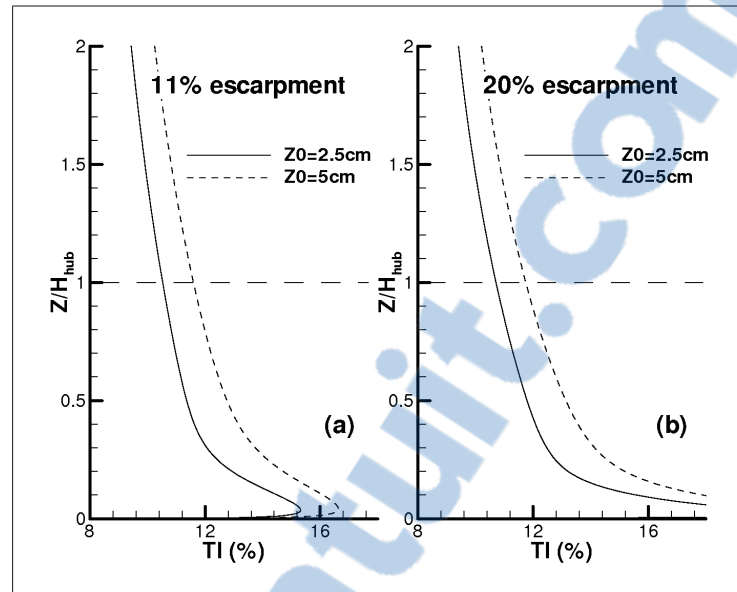


Figure I.3 Escarpment with no turbine : effects of roughness on turbulence intensity for escarpments of (a) 11% and (b) 20%

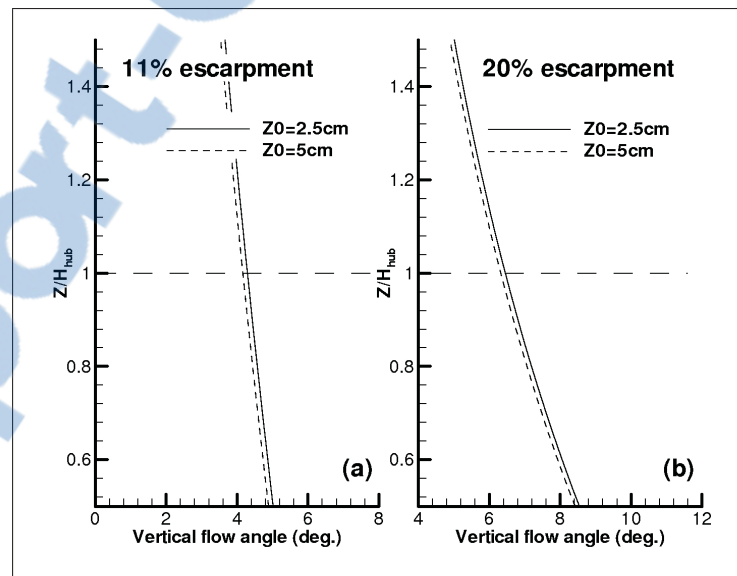


Figure I.4 Escarpment with no turbine : effects of roughness on vertical flow angle for escarpments of (a) 11% and (b) 20%

The operating rotor (Fig. I.8) significantly reduced the roughness effect on the NTF, and all differences observed for the non-operating turbine (Fig. I.7) were reduced by nearly half.

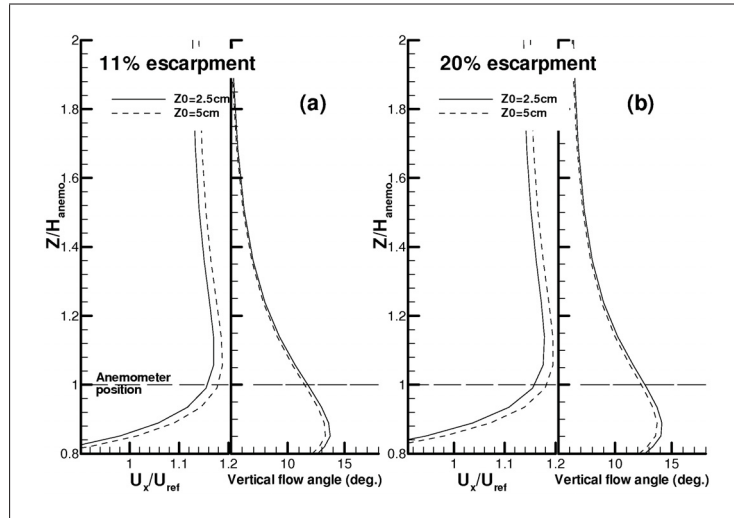


Figure I.5 Non-operating turbine : effects of roughness on axial velocity and vertical flow angle for escarpments of (a) 11% and (b) 20%

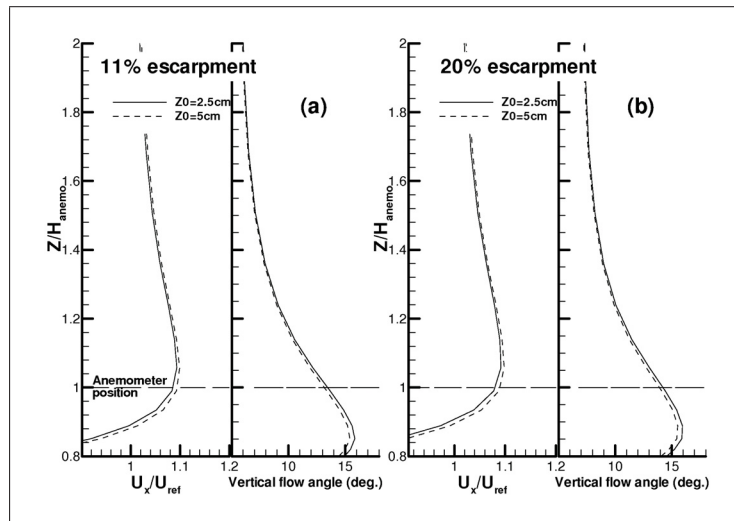


Figure I.6 Operating turbine : effects of roughness on axial velocity and vertical flow angle for escarpments of (a) 11% and (b) 20%

3 Conclusion

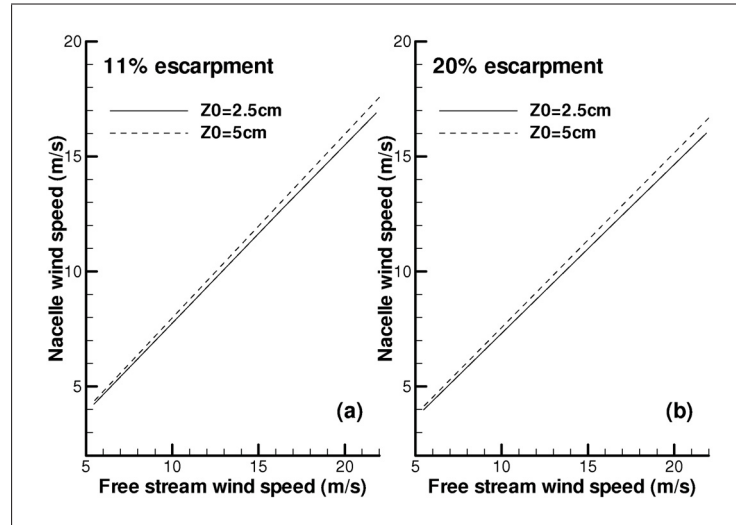


Figure I.7 Non-operating turbine : effects of roughness on NTF for escarpments of (a) 11% and (b) 20%

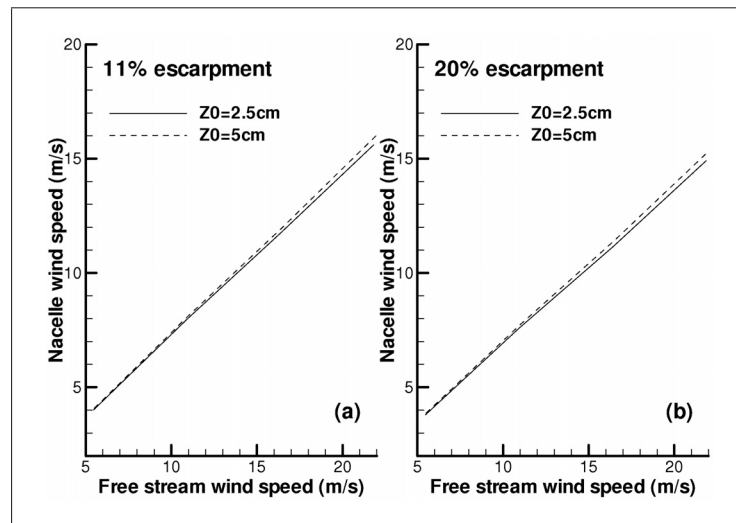


Figure I.8 Operating turbine : effects of roughness on NTF for escarpments of (a) 11% and (b) 20%

A more rugged ground on an escarpment tends to increase the speed at the nacelle anemometer with a slight decrease in the vertical angle of the flow. However, this effect is significantly reduced when the rotor is in operation.



ANNEXE II

EFFETS DE LA VARIATION DE LA GÉOMÉTRIE DE LA NACELLE SUR L'ÉCOULEMENT À L'EMPLACEMENT DE L'ANÉMOMÈTRE

Cette annexe a été présentée à la conférence de la CanWEA (Vancouver 2011) sous la forme d'un poster.

1 Objective

Investigation of nacelle geometry effects on fluid flow around nacelle wind turbine (Nordtank 500/41).

2 Numerical Methodology

- 2D axisymmetric incompressible steady RANS simulation.
- Turbulence model: $k-\omega$ sst of Menter with modified constants.
- Rotor: actuator disk (AD-Ct approach).

3 Results

- A short hub (see Fig. II.1) tends to slow the flow and the trend is reversed for an elongated hub ; this effect is observed just above the modified geometry.

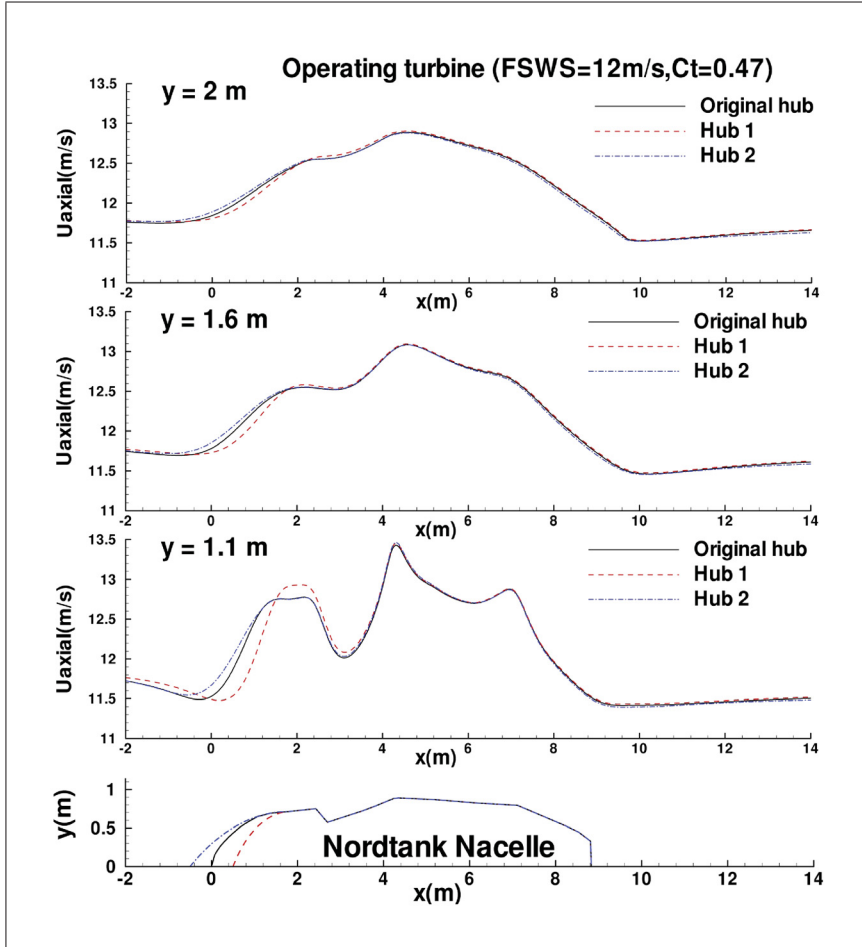


Figure II.1 Hub effects

- A more elongated rear shape of the nacelle decreases the recirculation zone. Their effects on the flow are very limited (see Fig. II.2) to this area and remain imperceptible at the location of the anemometer.
- The effect of the inclination of the nacelle wall on the flow is significant (see Fig. II.3) and it is observed along the entire length of the nacelle. An inclination of 1.6° downward leads to an increase in the axial velocity of 0.5 m/s ($x=6, y=1.1$ m) and the same tilt upward leads to a reduction velocity of about 0.3 m/s.

4 Conclusion

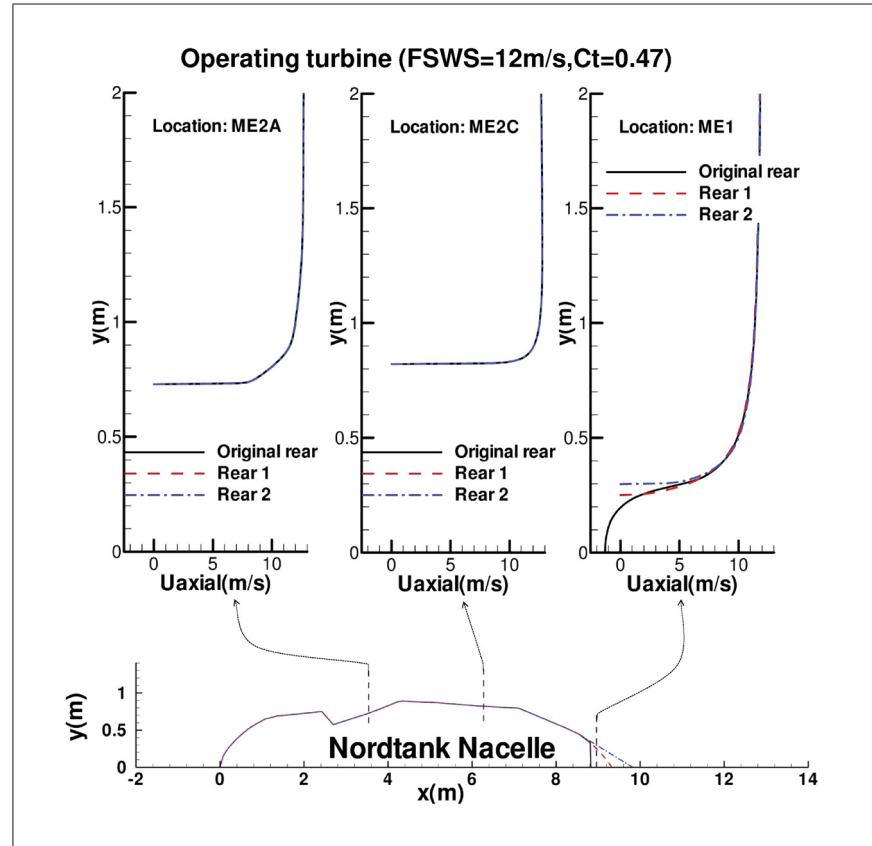


Figure II.2 Rear nacelle effects

Various nacelles geometries and their impacts on wind flow were investigated. This study can enhance the future standard of power performance testing using the nacelle anemometry.

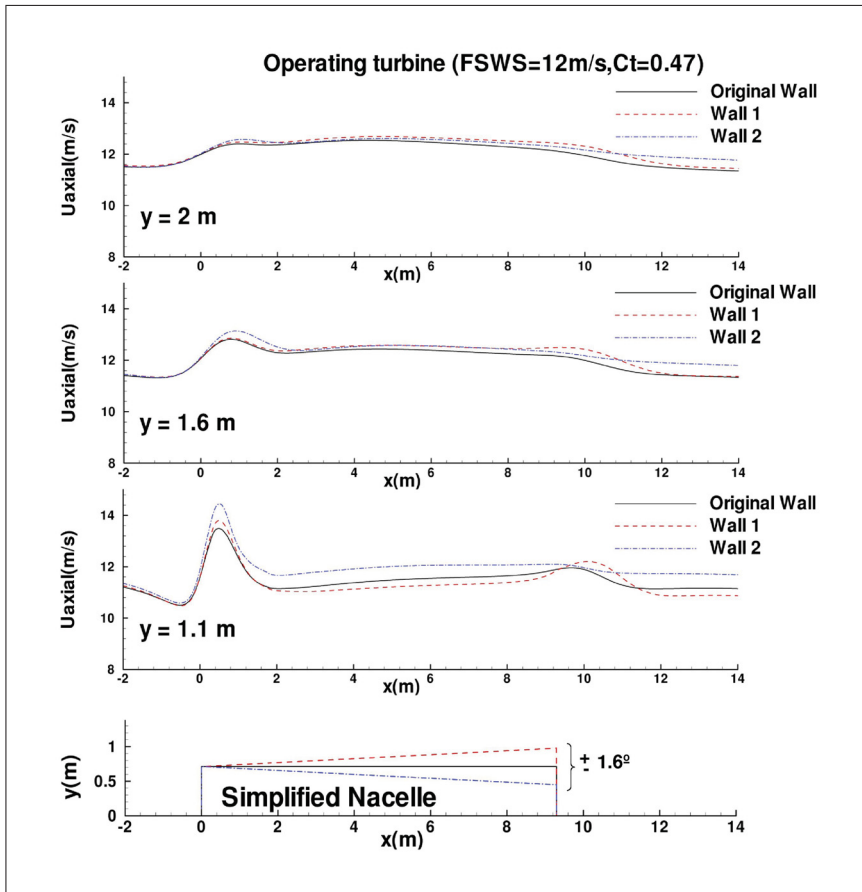


Figure II.3 Nacelle wall inclination effects

LISTE DE RÉFÉRENCES

- A. A. Afjeh et Jr. T. G. Keith. 1986. « A Simplified Free Wake Method for Horizontal-Axis Wind Turbine Performance Prediction ». *Journal of Fluids Engineering*, vol. 108, n° 4, p. 400–406.
- J. F. Ainslie. 1988. « Calculating the flowfield in the wake of wind turbines ». *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 27, p. 213–224.
- A. Albers, H. Klug, et D. Westermann. 1999. « Power performance verification ». In *EWECE1999, European Wind Energy Conference*. (Nice, France, 1999).
- C. Alinot et C. Masson. 2005. « k- ϵ Model for the Atmospheric Boundary Layer Under Various Thermal Stratifications ». *Journal of Solar Energy Engineering*, vol. 127, n° 4, p. 438–443.
- K. Ameer et C. Masson. 2012. « Effects of Terrain Slope on Nacelle Anemometry ». *Journal of Solar Energy Engineering*, vol. 134, n° 3, p. 1–10.
- K. Ameer, C. Masson, et P. J. Eecen. 2011. « 2D and 3D numerical simulation of the wind-rotor/nacelle interaction in an atmospheric boundary layer ». *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 99, n° 8, p. 833–844.
- I. Ammara, C. Leclerc, et C. Masson. 2002. « A Viscous Three-Dimensional Differential/Actuator-Disk Method for the Aerodynamic Analysis of Wind Farms ». *Journal of Solar Energy Engineering*, vol. 124, n° 4, p. 345–356.
- ANSYS, 2009. *ANSYS FLUENT 12.0, Theory Guide*, p. 816. Lebanon, USA, éd. ANSYS, Inc.
- I. Antoniou et T. F. Pedersen. 1997. *Nacelle Anemometry on a 1MW Wind Turbine : Comparing the power performance results by use of the nacelle or mast anemometer*. Technical Report Risø-R-1330(EN). Roskilde (Denmark) : Technical University of Denmark.
- K. Badcock. 2000. « Elements of computational fluid dynamics on block structured grids using implicit solvers ». *Progress in Aerospace Sciences*, vol. 36, n° 5-6, p. 351–392.
- C. Bak, P. Fuglsang, N. N. Sørensen, H. A. Madsen, W. Z. Shen, et J. N. Sørensen. 1999. *Airfoil Characteristics for Wind Turbines*. Technical Report Risø-R-1065. Roskilde (Denmark) : Technical University of Denmark.
- Y. Bazilevs, M. Hsu, I. Akkerman, S. Wright, K. Takizawa, et B. Henicke. 2011a. « 3D simulation of wind turbine rotors at full scale. Part I : Geometry modeling and aerodynamics ». *International Journal for Numerical Methods in Fluids*, vol. 65, p. 207–235.
- Y. Bazilevs, M. Hsu, J. Kiendl, R. Wüchner, et K. Bletzinger. 2011b. « 3D simulation of wind turbine rotors at full scale. Part II : Fluid–structure interaction modeling with composite blades ». *International Journal for Numerical Methods in Fluids*, vol. 65, p. 236–253.

- A. Bechmann et N. N. Sørensen. 2010. « Hybrid RANS/LES method for wind flow over complex terrain ». *Wind Energy*, vol. 13, n° 1, p. 36–50.
- S. Benjanirat et L. N. Sankar. 2004. « Recent Improvements to a Combined Navier-Stokes Full Potential Methodology for Modeling Horizontal Axis Wind Turbines ». In *Collection of the 2004 ASME Wind Energy Symposium Technical Papers at the 42nd AIAA Aerospace Sciences Meeting and Exhibit*. (Reno, NV, United States, 2004), p. 378–385.
- G. T. Bitsuamlak, T. Stathopoulos, et C. Bédard. 2004. « Numerical Evaluation of Wind Flow over Complex Terrain : Review ». *Journal of aerospace engineering*, vol. 17, n° 4, p. 135–145.
- B. Blocken, T. Stathopoulos, et J. Carmeliet. 2007. « CFD simulation of the atmospheric boundary layer : wall function problems ». *Atmospheric Environment*, vol. 41, n° 2, p. 238–252.
- L-E Boudreault, L. Dufresne, et C. Masson. 2011. « Numerical modeling of flow separation in neutral atmospheric boundary layer using the k- ω SST turbulence model ». In *19th Annual Conference of the CFD Society of Canada*. (Montréal, Canada, 2011).
- A. J. Bowen et D. Lindley. 1977. « A wind-tunnel investigation of the wind speed and turbulence characteristics close to the ground over various escarpment shapes ». *Boundary-Layer Meteorology*, vol. 12, n° 3, p. 259–271.
- P. Brodeur et C. Masson. 2008. « Numerical Site Calibration Over Complex Terrain ». *Journal of Solar Energy Engineering*, vol. 130, n° 3, p. 1–12.
- R. R. Brodeur et C. P. van Dam. 2001. « Transition prediction for a two-dimensional reynolds-averaged navier-stokes method applied to wind turbine airfoils ». *Wind Energy*, vol. 4, n° 2, p. 61–75.
- D. Cabezon, J. Sanz, A. Crespo, et A. Marti. 2009. « CFD modelling of the interaction between the Surface Boundary Layer and rotor wake mesh strategies ». In *EWEC2009, European Wind Energy Conference*. (Marseille, France, 2009).
- M. Calaf, C. Meneveau, et J. Meyers. 2010. « Large eddy simulation study of fully developed wind-turbine array boundary layers ». *Physics of Fluids*, vol. 22, n° 1, p. 1-16.
- C. E. Carcangiu, J. N. Sørensen, F. Cambuli, et N. Mandas. 2007. « CFD–RANS analysis of the rotational effects on the boundary layer of wind turbine blades ». *Journal of Physics : Conference Series*, vol. 75, p. 1–9.
- F. A. Castro, J. M. L. M. Palma, et A. Silva Lopes. 2003. « Simulation of the Askervein Flow. Part 1 : Reynolds Averaged Navier–Stokes Equations (k- ϵ) turbulence model ». *Boundary-Layer Meteorology*, vol. 107, n° 3, p. 501–530.
- T. Cebeci et P. Bradshaw, 1977. *Momentum transfer in boundary layers*, p. 407. Washington, D.C., USA, éd. Corp., Hemisphere Publishing.

- I. B. Celik, U. Ghia, P. J. Roache, C. J. Freitas, H. Coleman, et P. E. Raad. 2008. « Procedure for Estimation and Reporting of Uncertainty Due to Discretization in CFD Applications ». *Journal of Fluids Engineering*, vol. 130, n° 7, p. 1–4.
- L. P. Chamorro et F. Porté-Agel. 2010. « Effects of Thermal Stability and Incoming Boundary-Layer Flow Characteristics on Wind-Turbine Wakes : A Wind-Tunnel Study ». *Boundary-Layer Meteorology*, vol. 136, n° 3, p. 515–533.
- J. J. Chattot. 2006. « Helicoidal vortex model for steady and unsteady flows ». *Computers & Fluids*, vol. 35, n° 7, p. 733–741.
- F. K. Chow et R. L. Street. 2009. « Evaluation of Turbulence Closure Models for Large-Eddy Simulation over Complex Terrain : Flow over Askervein Hill ». *Journal of Applied Meteorology and Climatology*, vol. 48, n° 5, p. 1050–1065.
- A. T. Conlisk. 1997. « Modern Helicopter Aerodynamics ». *Annual Review of Fluid Mechanics*, vol. 29, n° 1, p. 515–567.
- W. A. Cook et W. R. Oakes. 1982. « Mapping Methods for Generating Three-Dimensional Meshes ». *Computers in Mechanical Engineering*, vol. 1, n° 1, p. 67–72.
- A. Crespo, F. Manwel, D. Moreno, E. Fraga, et J. Hernandez. 1985. « Numerical Analysis of Wind Turbine Wakes ». In *Workshop on wind energy application, Delphi, Greece*. (Delphi, Greece, 1985), p. 15–25.
- A. Crespo, J. Hernandez, E. Fraga, et C. Andreu. 1988. « Experimental Validation of the UPM Computer Code to Calculate Wind Turbine Wakes and Comparison with other Models ». *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 27, p. 77–88.
- A. Crespo, J. Hernández, et S. Frandsen. 1999. « Survey of modelling methods for wind turbine wakes and wind farms ». *Wind Energy*, vol. 2, n° 1, p. 1–24.
- N. J. Cutler, H. R. Outhred, et F. Iain. 2012. « Using nacelle-based wind speed observations to improve power curve modeling for wind power forecasting ». *Wind Energy*, vol. 15, p. 245–258.
- J-A. Dahlberg, S. Frandsen, T. F. Pedersen, R. Hunter, et H. Klug. 1999. « Is the nacelle-mounted anemometer an acceptable option in performance testing ? ». In *EWEC1999, European Wind Energy Conference*. (Nice, France, 1999), p. 624–627.
- B. Diznabi. 2009. « Investigation of the flow relation to nacelle anemometry ». Master thesis, Danish Technical University.
- Z. Du et M. S. Selig. 2000. « The effect of rotation on the boundary layer of a wind turbine blade ». *Renewable Energy*, vol. 20, p. 167–181.
- H. Dumitrescu et V. Cardos. 1998. « Wind Turbine Aerodynamic Performance by Lifting Line Method ». *International Journal of Rotating Machinery*, vol. 4, n° 3, p. 141–149.

- E. P. N. Duque, C. P. van Dam, et S. C. Hughes. 1999. « Navier-Stokes simulations of the NREL combined experiment phase II rotor ». *AIAA Paper*, vol. 37, n° c, p. 143–153.
- E. P. N. Duque, W. Johnson, C. P. VanDam, R. Cortes, et K. Yee. 2000. « Numerical Predictions of Wind Turbine Power and Aerodynamic Loads for the NREL Phase II Combined Experiment Rotor ». In *AIAA/ASME Wind Energy Symposium AIAA 38th Aerospace Sciences Meeting*. (Reno, Nevada, 2000).
- E. P. N. Duque, M. D. Burklund, et W. Johnson. 2003. « Navier-Stokes and Comprehensive Analysis Performance Predictions of the NREL Phase VI Experiment ». *Journal of Solar Energy Engineering*, vol. 125, n° 4, p. 457.
- P.J. Eecen et J.P. Verhoef. 2007. *EWTW Meteorological database Description June 2003-May 2007*. Technical Report ECN-E-07-041. Netherlands : ECN Windenergy.
- A. El Kasmi et C. Masson. 2008. « An extended $k-\epsilon$ model for turbulent flow through horizontal-axis wind turbines ». *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 96, n° 1, p. 103–122.
- EWEA. 2012. « Site Web de l'Association Européenne de l'Énergie Eolienne ». <<http://www.ewea.org/>>.
- E. Ferrer et X. Munduate. 2007. « Wind turbine blade tip comparison using CFD ». *Journal of Physics : Conference Series*, vol. 75, p. 1–10.
- Fluent, 2005. *Fluent 6.2 User's Guide*, p. 2216. Lebanon, USA.
- D. Foussekis, P. Fraunié, et C. Béguier. 1992. « Steady and unsteady separated flows around a profile. Application on the wind turbines ». *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 39, p. 41–49.
- S. Frandsen, J. N. Sørensen, R. Mikkelsen, T. F. Pedersen, I. Antoniou, et K. Hansen. 2009. « The generics of wind turbine nacelle anemometry ». In *EWEC2009, European Wind Energy Conference*. (Marseille, France, 2009).
- N. Gasset, G. J. Poitras, Y. Gagnon, et C. Brothers. 2005. « Study of Atmospheric Boundary Layer Flows Over a Coastal Cliff ». *Wind Engineering*, vol. 29, n° 1, p. 3–24.
- H. Glauert, 1947. *The elements of aerofoil and airscrew theory*, p. 232. New York, USA, éd. 2nd ed., Press, Cambridge Cambridgeshire ; New York : Cambridge University.
- R. Gomez-Elvira, A. Crespo, E. Migoya, F. Manuel, et J. Hernandez. 2005. « Anisotropy of turbulence in wind turbine wakes ». *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 93, n° 10, p. 797–814.
- A.D. Griffiths et J.H. Middleton. Mars 2010. « Simulations of separated flow over two-dimensional hills ». *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 98, n° 3, p. 155–160.

- A. Gross, H. F. Fasel, T. Friederich, et M. J. Kloker. 2012. « Numerical investigation of rotational augmentation for S822 wind turbine airfoil ». *Wind Energy*, vol. online.
- W. Haans, T. Sant, G. van Kuik, et G. van Bussel. 2005. « Measurement of Tip Vortex Paths in the Wake of a HAWT Under Yawed Flow Conditions ». *Journal of Solar Energy Engineering*, vol. 127, n° 4, p. 456–463.
- W. Haans, T. Sant, G. van Kuik, et G. van Bussel. 2008. « HAWT Near-Wake Aerodynamics, Part I : Axial Flow Conditions ». *Wind Energy*, vol. 11, p. 245–264.
- T. Hahm et S. Wußow. 2006. « Turbulent Wakes in Wind Farm Configuration ». In *EWEC2006, European Wind Energy Conference*. (Athens, Greece, 2006).
- M. Hansen, J. Sørensen, S. Voutsinas, N. Sørensen, et H. Madsen. 2006. « State of the art in wind turbine aerodynamics and aeroelasticity ». *Progress in Aerospace Sciences*, vol. 42, n° 4, p. 285–330.
- D.M. Hargreaves et N.G. Wright. 2007. « On the use of the k- ϵ model in commercial CFD software to model the neutral atmospheric boundary layer ». *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 95, n° 5, p. 355–369.
- M. M. Hefny et R. Ooka. 2009. « CFD analysis of pollutant dispersion around buildings : Effect of cell geometry ». *Building and Environment*, vol. 44, n° 8, p. 1699–1706.
- S. F. Hoerner, 1965. *Résistance à l'avancement dans les fluides*, p. 472. Paris, France, éd. Gauthier-Villars.
- R. Hunter, T. F. Pedersen, P. Dunbabin, I. Antoniou, S. Frandsen, H. Klug, A. Axel, et W. K. Lee. 2001. *European Wind Turbine Testing Procedure Developments Task 1 : Measurement Method to Verify Wind Turbine Performance Characteristics*. Technical Report Risø-R-1209(EN). Roskilde (Denmark) : Technical University of Denmark.
- IEC61400-12-1. 2005. *INTERNATIONAL STANDARD Wind turbines – Part 12-1 : Power performance measurements of electricity producing wind turbines*.
- IEC61400-12-2. 2008. *WIND TURBINES–Part 12-2 : Power performance of electricity producing wind turbines based on nacelle anemometry*.
- S. Ivanell, J. N. Sørensen, R. Mikkelsen, et D. Henningson. 2007. « Numerical analysis of the tip and root vortex position in the wake of a wind turbine ». *Journal of Physics : Conference Series*, vol. 75.
- S. Ivanell, R. Mikkelsen, J. N. Sørensen, et D. Henningson. 2010. « Stability analysis of the tip vortices of a wind turbine ». *Wind Energy*, vol. 13, p. 705–715.
- A. Jiménez, A. Crespo, E. Migoya, et J. Garcia. 2008. « Large-eddy simulation of spectral coherence in a wind turbine wake ». *Environmental Research Letters*, vol. 3, p. 1–9.

- A. Jiménez, A. Crespo, et E. Migoya. 2010. « Application of a LES technique to characterize the wake deflection of a wind turbine in yaw ». *Wind Energy*, vol. 13, p. 559–572.
- J. Johansen et N. N. Sørensen. 2004. « Aerofoil characteristics from 3D CFD rotor computations ». *Wind Energy*, vol. 7, p. 283–294.
- J. Johansen, N. N. Sørensen, J. A. Michelsen, et S. Schreck. 2002. « Detached-eddy simulation of flow around the NREL Phase VI blade ». *Wind Energy*, vol. 5, p. 185–197.
- R. Johnstone et G. N. Coleman. 2012. « The turbulent Ekman boundary layer over an infinite wind-turbine array ». *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 100, n° 1, p. 46–57.
- K. M. Kecskemety et J. J. McNamara. 2011. « Influence of Wake Effects and Inflow Turbulence on Wind Turbine Loads ». *AIAA Journal*, vol. 49, n° 11, p. 2564–2576.
- H. G. Kim, V. C. Patel, et C. M. Lee. 2000. « Numerical simulation of wind flow over hilly terrain ». *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 87, n° 1, p. 45–60.
- D. Kocurek. 1987. *Lifting Surface Performance Analysis for Horizontal Axis Wind Turbines*. Technical Report SERI/STR-217-3163. Colorado (USA) : Solar Energy Research Institute.
- R. B. Langtry, F. R. Menter, S. R. Likki, Y. B. Suzen, P. G. Huang, et S. Völker. 2006. « A Correlation-Based Transition Model Using Local Variables—Part II : Test Cases and Industrial Applications ». *Journal of Turbomachinery*, vol. 128, n° 3, p. 423–434.
- B. E. Launder et D. B. Spalding. 1974. « The numerical computation of turbulent flows ». *Computer methods in applied mechanics and engineering*, vol. 3, n° 2, p. 269–289.
- D. R. Lemelin, D. Surry, et A. G. Davenport. 1988. « Simple approximations for wind speed-up over hills ». *Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 28, p. 117–127.
- Y. Li, K. Paik, T. Xing, et P. M. Carrica. 2012. « Dynamic overset CFD simulations of wind turbine aerodynamics ». *Renewable Energy*, vol. 37, n° 1, p. 285–298.
- H. A. Madsen. 1998. *Forskning i Aeroelasticitet Rapport for EFP-97*. Technical Report Risø-R-1066(DA). Roskilde (Denmark) : Technical University of Denmark.
- C. Masson et A. Smaïli. Mai 2006. « Numerical study of turbulent flow around a wind turbine nacelle ». *Wind Energy*, vol. 9, n° 3, p. 281–298.
- C. Masson, I. Ammara, et I. Paraschivoiu. 1997. « An Aerodynamic Method for the Analysis of Isolated Horizontal-Axis Wind Turbines ». *International Journal of Rotating Machinery*, vol. 3, n° 1, p. 21–32.
- C. Masson, A. Smaïli, et C. Leclerc. 2001. « Aerodynamic analysis of HAWTs operating in unsteady conditions ». *Wind Energy*, vol. 4, n° 1, p. 1–22.

- F. R. Menter. 1994. « Two-equation eddy-viscosity turbulence models for engineering applications ». *AIAA Journal*, vol. 32, n° 8, p. 1598–1605.
- Jaques Mérand. 2012. « MOULIN À VENT, Site Web d'Universalis ». <<http://www.universalis.fr/encyclopedie/moulin-a-vent/>>.
- E. Migoya, A. Crespo, J. Garcia, F. Moreno, F. Manuel, A. Jiménez, et A. Costa. 2007. « Comparative study of the behavior of wind-turbines in a wind farm ». *Energy*, vol. 32, n° 10, p. 1871–1885.
- R. Mikkelsen. 2003. « Actuator Disc Methods Applied to Wind Turbines ». PhD thesis, Technical University of Denmark.
- R. Mikkelsen, J. N. Sørensen, et W. Z. Shen. 2001. « Modelling and analysis of the flow field around a coned rotor ». *Wind Energy*, vol. 4, n° 3, p. 121–135.
- S. Parameswaran, I. Kiris, R. Sun, et M. Gleason. 1993. « Flow structure around a 3D bluff body in ground proximity : A computational study ». *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 46-47, p. 791–800.
- T. F. Pedersen. 2004a. « On wind turbine power performance measurements at inclined air-flow ». *Wind Energy*, vol. 7, n° 3, p. 163–176.
- T. F. Pedersen, S. Gjerding, P. Ingham, P. Enevoldsen, J. K. Hansen, et H. K. Jørgensen. 2002. *Wind Turbine Power Performance Verification in Complex Terrain and Wind Farms*. Technical Report Risø-R-1330(EN). Roskilde (Denmark) : Technical University of Denmark.
- Troels Friis Pedersen. 2004b. *Characterisation and Classification of RISØP2546 Cup Anemometer*. Technical Report Risø-R-1364(ed.2)(EN). Roskilde, Danmark : RisøNational Laboratory.
- K. Pierce et A. C. Hansen. 1995. « Prediction of Wind Turbine Rotor Loads Using the Beddoes-Leishman Model for Dynamic Stall ». *Journal of Solar Energy Engineering*, vol. 117, n° 3, p. 200–204.
- E. S. Politis, J. Prospathopoulos, D. Cabezón, et K. S. Hansen. 2012. « Modeling wake effects in large wind farms in complex terrain : the problem , the methods and the issues ». *Wind Energy*, vol. 15, p. 161–182.
- F. Porté-Agel, H. Lu, et Y-T Wu. 2010. « A large-eddy simulation framework for wind energy applications ». In *The Fifth International Symposium on Computational Wind Engineering (CWE2010)*. (Chapel Hill, North Carolina, USA, 2010).
- F. Porté-Agel, Y. Wu, H. Lu, et R. J. Conzemius. 2011. « Large-eddy simulation of atmospheric boundary layer flow through wind turbines and wind farms ». *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 99, n° 4, p. 154–168.

- J. Prospathopoulos et S. G. Voutsinas. 2006. « Implementation Issues in 3D Wind Flow Predictions Over Complex Terrain ». *Journal of Solar Energy Engineering*, vol. 128, n° 4, p. 539–553.
- J. M. Prospathopoulos, E. S. Politis, et P. K. Chaviaropoulos. 2008. « Modelling wind turbine wakes in complex terrain ». In *EWEC2008, European Wind Energy Conference*. (Brussels, Belgium, 2008), p. 42–46.
- J. M. Prospathopoulos, E. S. Politis, K. G. Rados, et P. K. Chaviaropoulos. 2011. « Evaluation of the effects of turbulence model enhancements on wind turbine wake predictions ». *Wind Energy*, vol. 14, p. 285–300.
- P-E Réthoré, N. N. Sørensen, A. Bechmann, et F. Zhale. 2009. « Study of the atmospheric wake turbulence of a CFD actuator disc model ». In *EWEC2009, European Wind Energy Conference*. (Marseille, France, 2009), p. 1–9.
- P.J. Richards et R.P. Hoxey. 1993. « Appropriate boundary conditions for computational wind engineering models using the k- ϵ turbulence model ». *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 46-47, p. 145–153.
- P. J. Roache. 1994. « Perspective : A Method for Uniform Reporting of Grid Refinement Studies ». *Journal of Fluids Engineering*, vol. 116, p. 405–413.
- K. Rokenes et P. A. Krogstad. 2009. « Wind tunnel simulation of terrain effects on wind farm siting ». *Wind Energy*, vol. 12, n° 4, p. 391–410.
- B. Sanderse, S. P. van der Pijl, et B. Koren. 2011. « Review of computational fluid dynamics for wind turbine wake aerodynamics ». *Wind Energy*, vol. 14, p. 799–819.
- T. Sant. 2007. « Improving BEM-based Aerodynamic Models in Wind Turbine Design Codes ». PhD thesis, Delft University.
- N. Sezer-uzol et L. N. Long. 2006. « 3-D Time-Accurate CFD Simulations of Wind Turbine Rotor Flow Fields ». In *44th AIAA Aerospace Sciences Meeting and Exhibit*. (Reno, Nevada, 2006), p. 1–23.
- R. E. Sheldahl et P. C. Klimas. 1981. *Aerodynamic characteristics of seven airfoil sections through 180 degrees angle of attack for use in aerodynamic analysis of vertical axis wind turbines*. Technical Report SAND80-2114. Albuquerque, (USA) : Sandia National Laboratories.
- W. Z. Shen, J. N. Sørensen, et R. Mikkelsen. 2005. « Tip Loss Correction for Actuator/Navier–Stokes Computations ». *Journal of Solar Energy Engineering*, vol. 127, n° 2, p. 209–213.
- W. Z. Shen, J. N. Sørensen, et J. H. Zhang. 2007. « Actuator Surface Model for Wind Turbine Flow Computations ». In *EWEC2007, European Wind Energy Conference*. (Milan, Italy, 2007), p. 1–8.

- W. Z. Shen, W. J. Zhu, et J. N. Sørensen. 2011. « Actuator line/Navier–Stokes computations for the MEXICO rotor : comparison with detailed measurements ». *Wind Energy*, vol. 15, n° 5, p. 811–825.
- C. Sibuet Watters et C. Masson. 2010. « Modeling of lifting-device aerodynamics using the actuator surface concept ». *Int. J. Numer. Meth. Fluids*, vol. 62, p. 1264–1298.
- C. Sibuet Watters, S. P. Breton, et C. Masson. 2010. « Application of the actuator surface concept to wind turbine rotor aerodynamics ». *Wind Energy*, vol. 13, p. 433–447.
- F. J. Simoes et J. M. R. Graham. 1992. « Application of a free vortex wake model to a horizontal axis wind turbine ». *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 39, p. 129–138.
- A. Smaïli et C. Masson. 2002. « Aerodynamic Analysis of Rotor-Nacelle Interactions for Wind Turbines ». In *10th Annual Conference of the CFDSC*. (Windsor, Ontario, 2002).
- A. Smaïli et C. Masson. 2004. « On the rotor effects upon nacelle anemometry for wind turbines ». *Wind Engineering*, vol. 28, n° 6, p. 695–714.
- A. Smaïli, C. Masson, S. R. Taleb, et Y. Boucetta. 2004. « Nacelle Thermal Analysis of Wind Turbines operating in Nordic Climate ». In *Collection of ASME Wind Energy Symposium Technical Papers*. (Reno, Nevada, 2004), p. 394–402.
- B. Smith, H. Link, G. Randall, et T. McCoy. 2002. « Applicability of Nacelle Anemometer Measurements for Use in Turbine Power Performance Tests ». In *AWEA Windpower Conference 2002*. (Portland, USA, 2002).
- H. Snel. 1998. « Review of the present status of rotor aerodynamics ». *Wind Energy*, vol. 1, p. 46–69.
- H. Snel, R. Houwink, et J. Bosschers. 1994. *Sectional prediction of lift coefficients on rotating wind turbine blades in stall*. Technical Report ECN-C-93-052. Amsterdam (Netherlands) : National Aerospace Laboratory.
- J. N. Sørensen. 2011. « Aerodynamic Aspects of Wind Energy Conversion ». *Annual Review of Fluid Mechanics*, vol. 43, p. 427–448.
- J. N. Sørensen et C. W. Kock. 1995. « A model for unsteady rotor aerodynamics ». *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 58, p. 259–275.
- J. N. Sørensen et A. Myken. 1992. « Unsteady actuator disc model for horizontal axis wind turbines ». *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 39, p. 139–149.
- J. N. Sørensen et W. Z. Shen. 2002. « Numerical Modeling of Wind Turbine Wakes ». *Journal of Fluids Engineering*, vol. 124, n° 2, p. 393–399.

- J. N. Sørensen, W. Z. Shen, et X. Munduate. 1998. « Analysis of Wake States by a Full-field Actuator Disc Model ». *Wind Energy*, vol. 1, p. 73–88.
- N. N. Sørensen. 2009. « Transition for Airfoils and Rotors Using the gamma-Re Model ». *Wind Energy*, vol. 12, p. 715–733.
- N. N. Sørensen et J. A. Michelsen. 2004. « Drag Prediction for Blades at High Angle of Attack Using CFD ». *Journal of Solar Energy Engineering*, vol. 126, p. 1011–1016.
- T. Stovall, G. Pawlas, et P. Moriarty. 2010. « Wind Farm Wake Simulations in OpenFOAM ». In *48th AIAA Aerospace Sciences Meeting Including the New Horizons Forum and Aerospace Exposition*. (Orlando, USA, 2010).
- J. Sumner et C. Masson. 2006. « Influence of Atmospheric Stability on Wind Turbine Power Performance Curves ». *Journal of Solar Energy Engineering*, vol. 128, n° 4, p. 531.
- J. Sumner et C. Masson. 2010. « k- ϵ Simulations of the Neutral ABL : Achieving Horizontal Homogeneity on Practical Grids ». In *48th AIAA Aerospace Sciences Meeting Including the New Horizons Forum and Aerospace Exposition*. (Orlando, USA, 2010).
- N. Troldborg, J. N. Sørensen, et R. Mikkelsen. 2007. « Actuator Line Simulation of Wake of Wind Turbine Operating in Turbulent Inflow ». *Journal of Physics : Conference Series*, vol. 75, p. 012063.
- N. Troldborg, J. N. Sørensen, et R. Mikkelsen. 2010. « Numerical simulations of wake characteristics of a wind turbine in uniform inflow ». *Wind Energy*, vol. 13, p. 86–99.
- N. Troldborg, F. Zahle, P-E Réthoré, et N. N. Sørensen. 2012. « Comparison of the wake of different types of wind turbine CFD models ». In *50th AIAA Aerospace Sciences Meeting*. (Nashville, USA, 2012), p. 1–11.
- R. P. J. O. M. van Rooij et W. A. Timmer. 2003. « Roughness Sensitivity Considerations for Thick Rotor Blade Airfoils ». *Journal of Solar Energy Engineering*, vol. 125, n° 4, p. 468–478.
- J. Varela et D. Bercebal. 1999. *CFD Calculations of the Flow Around a Wind Turbine Nacelle*. Technical Report Informes TecnicosCiemat 910. Spain : Departamento de Energias Renovables.
- L. Vermeer. 2003. « Wind turbine wake aerodynamics ». *Progress in Aerospace Sciences*, vol. 39, p. 467–510.
- S. G. Voutsinas. 2006. « Vortex methods in aeronautics : how to make things work ». *International Journal of Computational Fluid Dynamics*, vol. 20, n° 1, p. 3–18.
- D. C. Wilcox, 1993a. *Turbulence modeling for CFD*, p. 460. La Canada, California, USA, éd. DCW Industries.

- D. C. Wilcox. 1993b. « Comparison of two-equation turbulence models for boundary layers with pressure gradient ». *AIAA Journal*, vol. 31, n° 8, p. 1414–1421.
- R. E. Wilson, P. B. S. Lissaman, et S. N. Walker. 1976. *Aerodynamic performance of wind turbines*. Technical Report ERDA/NSF/04014-76/1. USA : Energy Research and Development Administration.
- D. H. Wood. 1991. « A three-dimensional analysis of stall-delay on a horizontal-axis wind turbine ». *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 37, n° 1, p. 1–14.
- Y-T Wu et F. Porté-Agel. 2011. « Large-Eddy Simulation of Wind-Turbine Wakes : Evaluation of Turbine Parametrisations ». *Boundary-Layer Meteorology*, vol. 138, n° 3, p. 345–366.
- S. Wußow, L. Sitzki, et T. Hahm. Juillet 2007. « 3D-simulation of the turbulent wake behind a wind turbine ». *Journal of Physics : Conference Series*, vol. 75, p. 012033.
- G. Xu et L. N. Sankar. 2000. « Computational Study of Horizontal Axis Wind Turbines ». *Journal of Solar Energy Engineering*, vol. 122, p. 35–39.
- C. Yang et G. Tong. 2011. « Numerical computation and analyses on the blade aerodynamic performance of a horizontal axis wind turbine rotor ». In *2011 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, APPEEC 2011*. (Wuhan, China, 2011), p. 1–4.
- F. Zahle et N. N. Sørensen. 2011. « Characterization of the unsteady flow in the nacelle region of a modern wind turbine ». *Wind Energy*, vol. 14, p. 271–283.
- F. Zahle, N. N. Sørensen, et J. Johansen. 2009. « Wind Turbine Rotor-Tower Interaction Using an Incompressible Overset Grid Method ». *Wind Energy*, vol. 12, p. 594–619.