

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



Wind turbines –

Part 12-2: Power performance of electricity-producing wind turbines based on nacelle anemometry

Eoliennes –

Partie 12-2: Performance de puissance des éoliennes de production d'électricité basée sur l'anémométrie de nacelle

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-12-2:2013



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2013 IEC, Geneva, Switzerland

All rights reserved. Unless otherwise specified, no part of this publication may be reproduced or utilized in any form or by any means, electronic or mechanical, including photocopying and microfilm, without permission in writing from either IEC or IEC's member National Committee in the country of the requester.

If you have any questions about IEC copyright or have an enquiry about obtaining additional rights to this publication, please contact the address below or your local IEC member National Committee for further information.

Droits de reproduction réservés. Sauf indication contraire, aucune partie de cette publication ne peut être reproduite ni utilisée sous quelque forme que ce soit et par aucun procédé, électronique ou mécanique, y compris la photocopie et les microfilms, sans l'accord écrit de la CEI ou du Comité national de la CEI du pays du demandeur.

Si vous avez des questions sur le copyright de la CEI ou si vous désirez obtenir des droits supplémentaires sur cette publication, utilisez les coordonnées ci-après ou contactez le Comité national de la CEI de votre pays de résidence.

IEC Central Office
3, rue de Varembe
CH-1211 Geneva 20
Switzerland

Tel.: +41 22 919 02 11
Fax: +41 22 919 03 00
info@iec.ch
www.iec.ch

About the IEC

The International Electrotechnical Commission (IEC) is the leading global organization that prepares and publishes International Standards for all electrical, electronic and related technologies.

About IEC publications

The technical content of IEC publications is kept under constant review by the IEC. Please make sure that you have the latest edition, a corrigenda or an amendment might have been published.

Useful links:

IEC publications search - www.iec.ch/searchpub

The advanced search enables you to find IEC publications by a variety of criteria (reference number, text, technical committee,...).

It also gives information on projects, replaced and withdrawn publications.

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

Stay up to date on all new IEC publications. Just Published details all new publications released. Available on-line and also once a month by email.

Electropedia - www.electropedia.org

The world's leading online dictionary of electronic and electrical terms containing more than 30 000 terms and definitions in English and French, with equivalent terms in additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary (IEV) on-line.

Customer Service Centre - webstore.iec.ch/csc

If you wish to give us your feedback on this publication or need further assistance, please contact the Customer Service Centre: csc@iec.ch.

A propos de la CEI

La Commission Electrotechnique Internationale (CEI) est la première organisation mondiale qui élabore et publie des Normes internationales pour tout ce qui a trait à l'électricité, à l'électronique et aux technologies apparentées.

A propos des publications CEI

Le contenu technique des publications de la CEI est constamment revu. Veuillez vous assurer que vous possédez l'édition la plus récente, un corrigendum ou amendement peut avoir été publié.

Liens utiles:

Recherche de publications CEI - www.iec.ch/searchpub

La recherche avancée vous permet de trouver des publications CEI en utilisant différents critères (numéro de référence, texte, comité d'études,...).

Elle donne aussi des informations sur les projets et les publications remplacées ou retirées.

Just Published CEI - webstore.iec.ch/justpublished

Restez informé sur les nouvelles publications de la CEI. Just Published détaille les nouvelles publications parues. Disponible en ligne et aussi une fois par mois par email.

Electropedia - www.electropedia.org

Le premier dictionnaire en ligne au monde de termes électroniques et électriques. Il contient plus de 30 000 termes et définitions en anglais et en français, ainsi que les termes équivalents dans les langues additionnelles. Egalement appelé Vocabulaire Electrotechnique International (VEI) en ligne.

Service Clients - webstore.iec.ch/csc

Si vous désirez nous donner des commentaires sur cette publication ou si vous avez des questions contactez-nous: csc@iec.ch.

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



Wind turbines –

Part 12-2: Power performance of electricity-producing wind turbines based on nacelle anemometry

Eoliennes –

Partie 12-2: Performance de puissance des éoliennes de production d'électricité basée sur l'anémométrie de nacelle

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

PRICE CODE
CODE PRIX

XE

ICS 27.180

ISBN 978-2-83220-658-4

Warning! Make sure that you obtained this publication from an authorized distributor.
Attention! Veuillez vous assurer que vous avez obtenu cette publication via un distributeur agréé.

CONTENTS

FOREWORD.....	5
INTRODUCTION.....	7
1 Scope.....	8
2 Normative references	8
3 Terms and definitions	9
4 Symbols and units	13
5 Overview of test method	16
6 Preparation for performance test	19
6.1 General	19
6.2 Wind turbine	19
6.3 Test site	19
6.3.1 Terrain classification.....	20
6.3.2 RIX indices	20
6.3.3 Average slope	21
6.3.4 Determine terrain class.....	21
6.3.5 Ridge formations	22
6.4 Nacelle wind speed transfer function	23
6.5 Test plan	23
7 Test equipment.....	23
7.1 Electric power	23
7.2 Wind speed	24
7.3 Wind direction	24
7.3.1 Nacelle yaw position sensor	24
7.3.2 Nacelle wind direction sensor	25
7.3.3 Wind direction	25
7.4 Air density	25
7.5 Rotor speed	26
7.6 Pitch angle	26
7.7 Wind turbine status	26
7.8 Data acquisition.....	26
8 Measurement procedure.....	27
8.1 General	27
8.2 Wind turbine operation	27
8.3 Data system(s) synchronisation.....	27
8.4 Data collection	28
8.5 Data quality check.....	28
8.6 Data rejection.....	29
8.7 Data correction.....	30
8.8 Database.....	30
9 Derived results	31
9.1 Data normalisation	31
9.1.1 Density correction.....	31
9.2 Determination of measured power curve.....	32
9.3 Annual energy production (AEP).....	32
9.4 Power coefficient.....	33
9.5 Uncertainty analysis	34

10 Reporting format.....	34
Annex A (informative) Nacelle instrument mounting	42
Annex B (normative) Measurement sector procedure	44
Annex C (normative) Nacelle wind speed transfer function validity procedure	49
Annex D (normative) Nacelle wind speed transfer function measurement procedure	51
Annex E (normative) Evaluation of uncertainty in measurement	58
Annex F (normative) Theoretical basis for determining the uncertainty of measurement using the method of bins	62
Annex G (normative) NTF/NPC uncertainty estimates and calculation.....	70
Annex H (normative) Allowable anemometry instrument types	83
Annex I (informative) Results and uncertainty considerations.....	85
Annex J (informative) Example multi-turbine NTF/NPC uncertainty calculation.....	90
Annex K (informative) Organisation of test, safety and communication.....	98
Annex L (informative) NPC and NTF flowchart	100
Figure 1 – Procedural overview.....	18
Figure 2 – Presentation of example data: transfer function resulting from Annex D	37
Figure 3 – Presentation of example data: nacelle power performance test scatter plots	38
Figure 4 – Presentation of example data: binned power curve with uncertainty bands	38
Figure 5 – Presentation of example data: measured power curve and C_p curve	39
Figure A.1 – Mounting of anemometer on top of nacelle.....	43
Figure B.1 – Sectors to exclude due to wakes of neighbouring and operating wind turbines and significant obstacles	46
Figure B.2 – Example of the result of a sector self-consistency check.....	48
Figure D.1 – Nacelle transfer function for wind speed	56
Figure J.1 – Impact of multiple turbine testing on measurement uncertainty	97
Figure J.2 – Impact of multiple turbine testing on sampling uncertainty	97
Figure L.1 – NPC flowchart.....	100
Figure L.2 – NTF flowchart.....	101
Table 1 – Slope terrain classification	21
Table 2 – RIX terrain classification.....	22
Table 3 – Final terrain class.....	22
Table 4 – Maximum ridge step effects on terrain class	22
Table 5 – Example of a measured power curve.....	40
Table 6 – Example of estimated annual energy production.....	41
Table B.1 – Obstacle requirements: relevance of obstacles	45
Table D.1 – Example of presentation of a measured power curve based on data from the meteorological mast, for consistency check	57
Table E.1 – Uncertainty components in nacelle transfer function evaluation.....	59
Table E.2 – Uncertainty components in nacelle power curve evaluation	60
Table E.3 – Uncertainty components in nacelle based absolute wind direction	61
Table F.1 – Example cancellation sources	64
Table F.2 – List of category A and B uncertainties for NTF	64

Table F.3 – List of category A and B uncertainties for NPC	66
Table F.4 – Expanded uncertainties	69
Table G.1 – Estimates for uncertainty components from site calibration	70
Table G.2 – Estimates for uncertainty components from NTF measurement	72
Table G.3 – Estimates for uncertainty components from NPC measurement	74
Table G.4 – Estimates for $u_{V5,i}$ for NPC terrain class	76
Table G.5 – Estimates for uncertainty components for wind direction	77
Table G.6 – Estimates for contribution factors for site calibration	78
Table G.7 – Estimates for contribution factors for NTF	79
Table G.8 – Estimates for contribution factors for NPC	80
Table J.1 – List of correlated uncertainty components	91
Table J.2 – Sample AEP and uncertainty data from 3 turbines	93
Table J.3 – Component uncertainty contribution to AEP uncertainty on turbine 1	93
Table J.4 – Combination of uncertainty components across turbines	95

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-12-2:2013

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

WIND TURBINES –

**Part 12-2: Power performance of electricity-producing
wind turbines based on nacelle anemometry**

FOREWORD

- 1) The International Electrotechnical Commission (IEC) is a worldwide organization for standardization comprising all national electrotechnical committees (IEC National Committees). The object of IEC is to promote international co-operation on all questions concerning standardization in the electrical and electronic fields. To this end and in addition to other activities, IEC publishes International Standards, Technical Specifications, Technical Reports, Publicly Available Specifications (PAS) and Guides (hereafter referred to as "IEC Publication(s)"). Their preparation is entrusted to technical committees; any IEC National Committee interested in the subject dealt with may participate in this preparatory work. International, governmental and non-governmental organizations liaising with the IEC also participate in this preparation. IEC collaborates closely with the International Organization for Standardization (ISO) in accordance with conditions determined by agreement between the two organizations.
- 2) The formal decisions or agreements of IEC on technical matters express, as nearly as possible, an international consensus of opinion on the relevant subjects since each technical committee has representation from all interested IEC National Committees.
- 3) IEC Publications have the form of recommendations for international use and are accepted by IEC National Committees in that sense. While all reasonable efforts are made to ensure that the technical content of IEC Publications is accurate, IEC cannot be held responsible for the way in which they are used or for any misinterpretation by any end user.
- 4) In order to promote international uniformity, IEC National Committees undertake to apply IEC Publications transparently to the maximum extent possible in their national and regional publications. Any divergence between any IEC Publication and the corresponding national or regional publication shall be clearly indicated in the latter.
- 5) IEC itself does not provide any attestation of conformity. Independent certification bodies provide conformity assessment services and, in some areas, access to IEC marks of conformity. IEC is not responsible for any services carried out by independent certification bodies.
- 6) All users should ensure that they have the latest edition of this publication.
- 7) No liability shall attach to IEC or its directors, employees, servants or agents including individual experts and members of its technical committees and IEC National Committees for any personal injury, property damage or other damage of any nature whatsoever, whether direct or indirect, or for costs (including legal fees) and expenses arising out of the publication, use of, or reliance upon, this IEC Publication or any other IEC Publications.
- 8) Attention is drawn to the Normative references cited in this publication. Use of the referenced publications is indispensable for the correct application of this publication.
- 9) Attention is drawn to the possibility that some of the elements of this IEC Publication may be the subject of patent rights. IEC shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights.

International Standard IEC 61400-12-2 has been prepared by IEC technical committee 88: Wind turbines.

The text of this standard is based on the following documents:

FDIS	Report on voting
88/442/FDIS	88/445/RVD

Full information on the voting for the approval of this standard can be found in the report on voting indicated in the above table.

This publication has been drafted in accordance with the ISO/IEC Directives, Part 2.

A list of all parts in the IEC 61400 series, published under the general title *Wind turbines*, can be found on the IEC website.

The committee has decided that the contents of this publication will remain unchanged until the stability date indicated on the IEC web site under "<http://webstore.iec.ch>" in the data related to the specific publication. At this date, the publication will be

- reconfirmed,
- withdrawn,
- replaced by a revised edition, or
- amended.

The contents of the corrigendum of September 2016 have been included in this copy.

IMPORTANT – The “colour inside” logo on the cover page of this publication indicates that it contains colours which are considered to be useful for the correct understanding of its contents. Users should therefore print this publication using a colour printer.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-12-2:2013

INTRODUCTION

The purpose of this part of IEC 61400-12 is to provide a uniform methodology of measurement, analysis, and reporting of power performance characteristics for individual electricity-producing wind turbines utilising nacelle-anemometry methods. This standard is intended to be applied only to horizontal axis wind turbines of sufficient size that the nacelle-mounted anemometer does not significantly affect the flow through the turbine's rotor and around the nacelle and hence does not affect the wind turbine's performance. The intent of this standard is that the methods presented herein be utilised when the requirements set forth in IEC 61400-12-1:2005 are not feasible. This will ensure that the results are as consistent, accurate, and reproducible as possible within the current state of the art for instrumentation and measurement techniques.

This procedure describes how to characterise a wind turbine's power performance characteristics in terms of a measured power curve and the estimated annual energy production (AEP) based on nacelle-anemometry. In this procedure, the anemometer is located on or near the test turbine's nacelle. In this location, the anemometer is measuring wind speed that is strongly affected by the test turbine's rotor. This procedure includes methods for determining and applying appropriate corrections for this interference. However, it must be noted that these corrections inherently increase the measurement uncertainty compared to a properly-configured test conducted in accordance with IEC 61400-12-1:2005. The procedure also provides guidance on determination of measurement uncertainty including assessment of uncertainty sources and recommendations for combining them into uncertainties in reported power and AEP.

A key element of power performance testing is the measurement of wind speed. Even when anemometers are carefully calibrated in a quality wind tunnel, fluctuations in magnitude and direction of the wind vector can cause different anemometers to perform differently in the field. Further, the flow conditions close to a turbine nacelle are complex and variable. Therefore special care should be taken in the selection and installation of the anemometer. These issues are addressed in this standard.

The standard will benefit those parties involved in the manufacture, installation, planning and permitting, operation, utilisation and regulation of wind turbines. When appropriate, the technically accurate measurement and analysis techniques recommended in this standard should be applied by all parties to ensure that continuing development and operation of wind turbines is carried out in an atmosphere of consistent and accurate communication relative to environmental concerns. This standard presents measurement and reporting procedures expected to provide accurate results that can be replicated by others.

Meanwhile, a user of the standard should be aware of differences that arise from large variations in wind shear and turbulence intensity, and from the chosen criteria for data selection. Therefore, a user should consider the influence of these differences and the data selection criteria in relation to the purpose of the test before contracting power performance measurements.

WIND TURBINES –

Part 12-2: Power performance of electricity-producing wind turbines based on nacelle anemometry

1 Scope

This part of IEC 61400-12 specifies a procedure for verifying the power performance characteristics of a single electricity-producing, horizontal axis wind turbine, which is not considered to be a small wind turbine per IEC 61400-2. It is expected that this standard will be used when the specific operational or contractual specifications may not comply with the requirements set forth in IEC 61400-12-1:2005. The procedure can be used for power performance evaluation of specific turbines at specific locations, but equally the methodology can be used to make generic comparisons between different turbine models or different turbine settings.

The wind turbine power performance characterised by the measured power curve and the estimated AEP based on nacelle-measured wind speed will be affected by the turbine rotor (i.e. speeded up or slowed down wind speed). The nacelle-measured wind speed shall be corrected for this flow distortion effect. Procedures for determining that correction will be included in the methodology. In IEC 61400-12-1:2005, an anemometer is located on a meteorological tower that is located between two and four rotor diameters upwind of the test turbine. This location allows direct measurement of the 'free' wind with minimum interference from the test turbine's rotor. In this IEC 61400-12-2 procedure, the anemometer is located on or near the test turbine's nacelle. In this location, the anemometer is measuring wind speed that is strongly affected by the test turbine's rotor and the nacelle. This procedure includes methods for determining and applying appropriate corrections for this interference. However, it should be noted that these corrections inherently increase the measurement uncertainty compared to a properly-configured test conducted in accordance with IEC 61400-12-1:2005.

This IEC 61400-12-2 standard describes how to characterise a wind turbine's power performance in terms of a measured power curve and the estimated AEP. The measured power curve is determined by collecting simultaneous measurements of nacelle-measured wind speed and power output for a period that is long enough to establish a statistically significant database over a range of wind speeds and under varying wind and atmospheric conditions. In order to accurately measure the power curve, the nacelle-measured wind speed is adjusted using a transfer function to estimate the free stream wind speed. The procedure to measure and validate such a transfer function is presented herein. The AEP is calculated by applying the measured power curve to the reference wind speed frequency distributions, assuming 100 % availability. The procedure also provides guidance on determination of measurement uncertainty including assessment of uncertainty sources and recommendations for combining them into uncertainties in reported power and AEP.

2 Normative references

The following documents, in whole or in part, are normatively referenced in this document and are indispensable for its application. For dated references, only the edition cited applies. For undated references, the latest edition of the referenced document (including any amendments) applies.

IEC/TR 60688, *Electrical measuring transducers for converting a.c. electrical quantities to analogue or digital signals*

Amendment 1 (1997)

Amendment 2 (2001)

IEC 61400-12-1:2005, *Wind turbines – Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines*

IEC 61869-2, *Instrument transformers – Part 2: Additional requirements for current transformers*

IEC 61869-3, *Instrument transformers – Part 3: Additional requirements for inductive voltage transformers*

ISO/IEC 17025, *General requirements for the competence of testing and calibration laboratories*

ISO/IEC Guide 98-3, *Uncertainty of measurement – Part 3: Guide to the expression of uncertainty in measurement (GUM:1995)*

ISO 2533, *Standard atmosphere*

3 Terms and definitions

For the purposes of this document, the following terms and definitions apply.

3.1

accuracy

closeness of the agreement between the result of a measurement and a true value of the measurand

3.2

annual energy production (AEP)

estimate of the total energy production of a wind turbine during a one-year period by applying the measured power curve to different reference wind speed frequency distributions at hub height, assuming 100 % availability

3.3

annual energy production – measured (AEP-measured)

estimate of the total energy production of a wind turbine during a one-year period by applying the measured power curve to different reference wind speed frequency distributions at hub height, assuming 100 % availability, without power curve extrapolation to higher wind speeds

3.4

annual energy production – extrapolated (AEP-extrapolated)

estimate of the total energy production of a wind turbine during a one-year period by applying the measured power curve to different reference wind speed frequency distributions at hub height, assuming 100 % availability, with power curve extrapolation to cut-out wind speed of the turbine

3.5

complex terrain

terrain surrounding the test site that features significant variations in topography and terrain obstacles that may cause flow distortion

3.6

data set

collection of data that was sampled over a contiguous period

3.7

documentation

any information regarding the test which is kept in files and/or data, but which may not necessarily be presented in the final report

3.8

extrapolated power curve

extension of the measured power curve by estimating power output from the maximum measured wind speed to cut-out wind speed

3.9

flow distortion

change in air flow caused by obstacles, topographical variations, turbine's rotor, turbine's nacelle or other wind turbines that results in a significant deviation of the measured wind speed from the free stream wind speed

3.10

free stream wind speed

horizontal wind speed measured upstream of the rotor of the wind turbine generator that is unaffected by rotor aerodynamics

3.11

turbulence intensity

ratio of the wind speed standard deviation to the mean wind speed, determined from the same set of measured data samples of horizontal wind speed, and taken over a specific period of time

3.12

hub height (wind turbines)

height of the centre of the swept area of the wind turbine rotor above the ground level at the tower base

3.13

machine configuration change

a change to the turbine or intervention in the turbine operation which causes a significant change in the power performance of the turbine and which is not normal maintenance

EXAMPLE Replacements of hardware components, especially rotor blade, gearbox or generator; a change or update of the turbine software or its parameters, unplanned blade washing.

3.14

measured power curve

table and graph that represents the measured, corrected and normalised net power output of a wind turbine as a function of measured free stream wind speed, measured under a well-defined measurement procedure

3.15

measurement period

period during which a statistically significant database has been collected for the power performance test

3.16

measurement sector

a sector of wind directions from which data are selected for the measured power curve or during the determination of the nacelle transfer function

3.17**measurement uncertainty**

parameter, associated with the result of a measurement, which characterises the dispersion of the values that could reasonably be attributed to the measurand

3.18**method of bins**

data reduction procedure that groups test data for a certain parameter into intervals (bins). Normally used for wind speed bins but also applicable to other parameters.

Note 1 to entry: For each bin, the number of data sets or samples and their sum are recorded, and the average parameter value within each bin is calculated.

3.19**nacelle**

housing which contains the drive train and other elements on top of a horizontal axis wind turbine generator

3.20**nacelle power curve (NPC)**

the measured power performance of a wind turbine expressed as net active electric power output from the wind turbine as a function of free stream wind speed; for the NPC, the free stream wind speed is not directly measured, but rather the nacelle wind speed is measured and a nacelle transfer function is applied to arrive at the free stream wind speed

3.21**nacelle wind speed**

horizontal wind speed measured on top of or in front of the nacelle of a wind turbine

3.22**net active electric power**

measure of the wind turbine electric power output that is delivered to the electrical power network

3.23**normal maintenance**

any intervention which is done according to a defined regular maintenance program, independent from the fact that a power performance test is being done, e.g. oil change, blade washing (if due anyway, independent from the power performance test)

3.24**obstacles**

objects that block the wind and create distortion of the flow, such as buildings and trees

3.25**pitch angle**

angle between the chord line at a defined blade radial location (usually 100 % of the blade radius) and the rotor plane of rotation

3.26**power coefficient**

ratio of the net electric power output of a wind turbine to the power available in the free stream wind over the rotor swept area

3.27**power performance**

measure of the capability of a wind turbine to produce electric power and energy

3.28

rated power

quantity of power assigned, generally by a manufacturer, for a specified operating condition of a component, device or equipment

3.29

report

any information regarding the test which is stated in the final report

3.30

roughness length

extrapolated height at which the mean speed becomes zero if the vertical wind profile is assumed to have a logarithmic variation with height

3.31

ruggedness index

RIX_{xx}

a measure of terrain, the ruggedness index is calculated as the percentage of altitude differences within a given direction sector that exceed an altitude difference of $xx \times (D+H)$

3.32

site calibration

a procedure that quantifies and potentially reduces the effects of terrain and obstacles by measuring the correlation over wind direction between the wind speed measured at a reference meteorological mast and the wind speed measured at the wind turbine position

3.33

standard uncertainty

uncertainty of the result of a measurement expressed as a standard deviation

3.34

swept area

for a horizontal-axis turbine, the projected area of the moving rotor upon a plane normal to axis of rotation; for teetering rotors, it should be assumed that the rotor remains normal to the low-speed shaft

3.35

test site

location of the wind turbine under test and its surroundings

3.36

turbine online

status of the wind turbine, during normal operation excluding cut-in or cut-out, but including any operation at rotor speed in normal operating range where the turbine briefly disconnects from the grid, e.g. switching between generators, generator stages, star/delta or similar

3.37

wind shear

variation of wind speed across a plane perpendicular to the wind direction

4 Symbols and units

Symbol	Description	Unit
A	swept area of the wind turbine rotor	[m ²]
AEP	annual energy production	[Wh]
AEP_m	the measured AEP on turbine m	[Wh]
AEP_s	Sum of annual energy production	[Wh]
ASL	Above Sea Level	[m]
B	barometric pressure	[Pa]
B_{10min}	measured air pressure averaged over 10 minutes	[Pa]
C_p	power coefficient	
$C_{p,i}$	power coefficient in bin i	
c	sensitivity factor on a parameter (the partial differential)	
$c_{B,i}$	sensitivity factor of air pressure in bin i	[W/Pa]
$c_{d,i}$	sensitivity factor of data acquisition system in bin i	
$c_{k,i}$	sensitivity factor of component k in bin i	
$c_{l,j}$	sensitivity factor of component l in bin j	
$c_{m,i}$	sensitivity factor of air density correction in bin i	[W/m ³ kg]
$c_{m,k,i}$	sensitivity factor of component k in bin i on turbine m	
$c_{T,i}$	sensitivity factor of air temperature in bin i	[W/K]
$c_{V,i}$	sensitivity factor of wind speed in bin i	[W / ms ⁻¹]
D	rotor diameter	[m]
D_e	equivalent rotor diameter	[m]
D_n	rotor diameter of neighbouring and operating wind turbine	[m]
D_r	blade root diameter	[m]
Δz_i	Vertical distance between adjacent elevation points	[m]
<i>elevation</i>	elevation above sea level	[m]
$F(V)$	the Rayleigh cumulative probability distribution function for wind speed	
H	hub height of wind turbine	[m]
h	height of obstacle minus zero displacement	[m]
K	von Karman constant, 0,4	
NT	number of turbines	
L	distance between the turbine and met mast (2,5D) in terms of rotor diameters	
Le	distance between the wind turbine or the meteorological mast and an obstacle	[m]
Ln	actual distance between neighbouring and operating wind turbine or the meteorological mast and a neighbouring and operating wind turbine	[m]
Lh	actual height of obstacle	[m]
Lw	distance between the wind turbine or the meteorological mast and a neighbouring and operating wind turbine	[m]
M	number of uncertainty components in each bin	

Symbol	Description	Unit
MA	number of category A uncertainty components	
MB	number of category B uncertainty components	
N	number of bins	
Nh	number of hours in one year ≈ 8760	
N_i	number of 10-minute data sets in wind speed bin i	
N_j	number of 10-minute data sets in wind direction bin j	
N_m	number of bins on turbine m	
N_n	number of bins on turbine n	
N	number of samples within sampling interval	
n_{Test}	number of turbines tested	
n	velocity profile exponent ($n=0,14$)	
NPC	nacelle power curve	
NTF	nacelle transfer function	
P_i	normalised and averaged power output in bin i	[W]
P_0	porosity of obstacle (0: solid, 1: no obstacle)	
P_n	normalised power output	[W]
$P_{n,i,j}$	normalised power output of data set j in bin i	[W]
$P_{10\text{min}}$	measured power averaged over 10 minutes	[W]
P_w	the water vapour pressure	[Pa]
R	distance to mast centre	[m]
R_0	the gas constant ($=287,05$)	[J/(kg $\times$ K)]
Rw	the gas constant of water vapour ($=461,5$)	[J/(kg $\times$ K)]
RIX_{20}	the percentage of calculated slopes within a given direction sector that exceed 20 %	
$S_{sc,i}$	standard deviation of the wind speed ratios in bin i	
S	uncertainty component of category A	[W]
$s_{AEP,k}$	uncertainty in AEP from category A component k	[W]
$s_{AEP,m,k}$	uncertainty in AEP from category A component k on turbine m	[W]
$s_{k,i}$	category A standard uncertainty of component k in bin i	[W]
s_i	combined category A uncertainties in bin i	[W]
$s_{P,i}$	category A standard uncertainty of power in bin i	[W]
$s_{\alpha,j}$	category A standard uncertainty of wind speed ratios in bin j	[W]
se_{AEP}	standard error in the mean AEP of the sample	[Wh]
$slope_i$	slope between adjacent elevation points	[°]
T	absolute temperature	[K]
TI	turbulence intensity	
$T_{10\text{min}}$	measured absolute air temperature averaged over 10 minutes	[K]
T	time	[s]
U	horizontal wind speed component	[m/s]
U	uncertainty component of category B	

Symbol	Description	Unit
u_{AEP}	combined standard uncertainty in the estimated annual energy production	[Wh]
$u_{\text{AEP,AVG}}$	uncertainty in the average AEP	[Wh]
$u_{\text{AEP,k}}$	uncertainty in AEP from category B component k	[Wh]
$u_{\text{AEP,m,k}}$	uncertainty in AEP from category B component k on turbine m	[Wh]
$u_{\text{AEP,RATIO}}$	the ratio of the uncertainty in the AEP	[Wh]
$u_{\text{ano_class}}$	uncertainty related to anemometer class	[m/s]
$u_{\text{B,i}}$	category B standard uncertainty of air pressure in bin i	[Pa]
$u_{\text{c,i}}$	combined standard uncertainty of the power in bin i	[W]
u_{FS}	uncertainty component for free stream wind speed	[m/s]
u_i	combined category B uncertainties in bin i	
$u_{\text{k,i}}$	category B standard uncertainty of component k in bin i	
$u_{\text{m,k,i}}$	category B standard uncertainty of component k in bin i on turbine m	
$u_{\text{l,j}}$	standard uncertainty of component l in bin j	[W]
$u_{\text{m,i}}$	category B standard uncertainty of air density correction in bin i	[kg/m ³]
u_{N}	uncertainty component for nacelle wind speed	[m/s]
$u_{\text{NTFM,i}}$	a guess / estimate of the magnitude of the variation in results from a NTF measured at different times of the year using the same equipment	[W] [m/s]
$u_{\text{wind farm_AEP}}$	total uncertainty in wind farm AEP	[Wh]
$u_{\text{P,i}}$	category B standard uncertainty of power in bin i	[W]
$u_{\text{sc,i,j}}$	uncertainty component for site calibration in wind speed bin i and wind direction bin j	[W]
$u_{\text{V,i}}$	category B standard uncertainty of wind speed in bin i	[m/s]
u_{WD}	wind direction uncertainty	[°]
$u_{\text{WD,SENSOR}}$	wind direction uncertainty, nacelle measured	[°]
u_{YAW}	wind direction uncertainty, yaw component	[°]
$u_{\text{T,i}}$	category B standard uncertainty of air temperature in bin i	[K]
$u_{\alpha,i,j}$	combined standard uncertainty of site calibration in wind speed bin i and wind direction bin j	[m/s]
$u_{\text{c,m,i}}$	combined uncertainty in power in bin i on turbine m	[W]
V	wind speed	[m/s]
V_{ave}	annual average wind speed at hub height	[m/s]
V_{free}	measured nacelle wind speed, corrected with the nacelle transfer function	[m/s]
V_i	normalised and averaged wind speed in bin i	[m/s]
V_{n}	normalised wind speed	[m/s]
$V_{\text{n,i,j}}$	normalised wind speed of data set j in bin i	[m/s]
$V_{\text{met,i}}$	bin averages of the met-mast wind speed in bin i wind speed determined with the nacelle anemometer	[m/s]
V_{nacelle}	the measured value of the nacelle anemometer for which we want to estimate the free stream wind speed	[m/s]
$V_{\text{nacelle,i}}$	the bin average value of the nacelle anemometer for bin i	[m/s]

Symbol	Description	Unit
$V_{10\min}$	measured wind speed averaged over 10 minutes	[m/s]
v_P	wind speed evaluated from the power output	[m/s]
x	distance downstream obstacle to met mast or wind turbine	[m]
Z	height above ground	[m]
z_0	roughness length	[m]
α	disturbed sector	[°]
α_j	ratio of wind speeds in wind direction bin j (wind turbine position to meteorological mast position)	
ΔU_z	influence of an obstacle in wind speed difference	[m/s]
ρ	correlation coefficient	
$\rho_{k,l,i,j}$	correlation coefficient between uncertainty component k in bin i and uncertainty component l in bin j	
$\rho_{k,m,n}$	correlation coefficient between turbine m and turbine n for component k	
$\rho_{k,m,i,l,j,n}$	correlation coefficient between uncertainty component k in bin i on turbine m and uncertainty component l in bin j on turbine n	
ρ_0	reference air density	[kg/m ³]
$\rho_{10\min}$	derived air density averaged over 10 minutes	[kg/m ³]
$\rho_{ubi,m,n}$	correlation coefficient for pressure	
$\rho_{umi,m,n}$	correlation coefficient for method	
$\rho_{upi,m,n}$	correlation coefficient for electric power	
$\rho_{sp,m,n}$	statistical correlation coefficient	
$\rho_{uti,m,n}$	correlation coefficient for temperature	
$\rho_{uvi,m,n}$	correlation coefficient for wind speed	
$\sigma_{P,i}$	standard deviation of the normalised power data in bin i	[W]
$\sigma_{10\min}$	standard deviation of parameter averaged over 10 minutes	
$\sigma_u/\sigma_v/\sigma_w$	standard deviations of longitudinal/transversal/vertical wind speeds	[m/s]
Φ	relative humidity (range 0 to 1)	
Ω	angular speed	[s ⁻¹]

5 Overview of test method

This 'nacelle-anemometry' power performance measurement method is similar to the standard method described in IEC 61400-12-1:2005 in that data are obtained to characterise a wind turbine's power curve – that is power as a function of free stream wind speed. In both methods free stream wind speed is the horizontal component of free stream wind that would exist at the position of the centre of the turbine's rotor if the turbine were not present to obstruct the wind. In the IEC 61400-12-1:2005 method, an anemometer is placed on a meteorological tower between 2 and 4 rotor diameters distance to the turbine. In flat terrain, this position provides a reasonably good estimate of the wind speed that would be at the turbine if the turbine were not present. In complex terrain, a site calibration corrects for the distortion of wind speed between the meteorological tower and the position at the centre of the turbine's rotor.

In this nacelle-anemometry method, wind is measured using an anemometer mounted on or in front of the turbine's nacelle. This position is relatively close to the centre of the turbine's rotor so surrounding terrain and obstacles have less potential to distort the wind between the desired and the actual measurement positions. However, the turbine's rotor and nacelle distort the wind significantly. Therefore it is necessary to quantify this distortion and to account for it in the test procedure. This method describes this distortion in terms of a nacelle transfer function (NTF) which is obtained experimentally as described in Annex D as well as defining criteria to determine if a transfer function is valid for a certain turbine.

Once the transfer function is obtained, the nacelle-anemometry method to establish a power curve (the nacelle power curve (NPC)) is similar to the IEC 61400-12-1:2005 method. In this document this part of the method is called the 'Performance Test'. Similar data to that required by the IEC 61400-12-1:2005 test are obtained on wind speed (nacelle based wind speeds rather than meteorological tower wind speeds), wind direction (through turbine yaw position and wind vane rather than use of a wind vane on a meteorological tower), electrical power, air temperature, air pressure, and other conditions. The transfer function is applied to the measured wind speed in a manner analogous to that used for site calibration corrections. Valid data are selected and binned and the NPC is presented in tabular and graphical formats. AEP and the measurement uncertainties are determined and reported.

The following points shall be duly noted when using the method described in this standard. The definition of the resulting power curve is not identical to that of the IEC 61400-12-1:2005, as the transfer function can only be established and applied when the rotor is extracting power from the wind (i.e. turbine online). As a consequence, the power curve determined according to this standard does not consider occurrences during which the wind turbine is not online while it is available (start-up, stand-by for internal check, hysteresis effects, etc.). In this respect, the power curve is similar to, but not coincident with, the power curve B of IEC 61400-12-1:2005. In extreme cases the mean power output given by the power curve determined according to this standard may be significantly larger, and the AEP overestimated, as compared to IEC 61400-12-1:2005.

Furthermore, this method is based on the assumption that the terrain effects can be separated from the rotor effects, i.e. the terrain effects are captured in the site calibration whereas the rotor effects are captured in the transfer function. The assumption that all terrain effects are captured in the site calibration also underlies the IEC 61400-12-1:2005. However, the validity of this assumption has a stronger effect in the IEC 61400-12-2 methodology. For that reason additional uncertainty contribution due to terrain effects are taken into account. Finally, this method is based on the assumption that the transfer function and resulting power curve are not seasonally dependent. There is sufficient evidence to doubt this assumption. Therefore the uncertainty assessment reflects seasonal dependency. The user of this standard is cautioned to be aware of these issues when applying this standard in practice.

Note that a site calibration is not relevant to the measurement of a nacelle power curve. However, a site calibration may be required to determine the NTF.

A graphical representation of the overall nacelle power curve test method can be seen in Figure 1 and more details can be seen in Annex L.

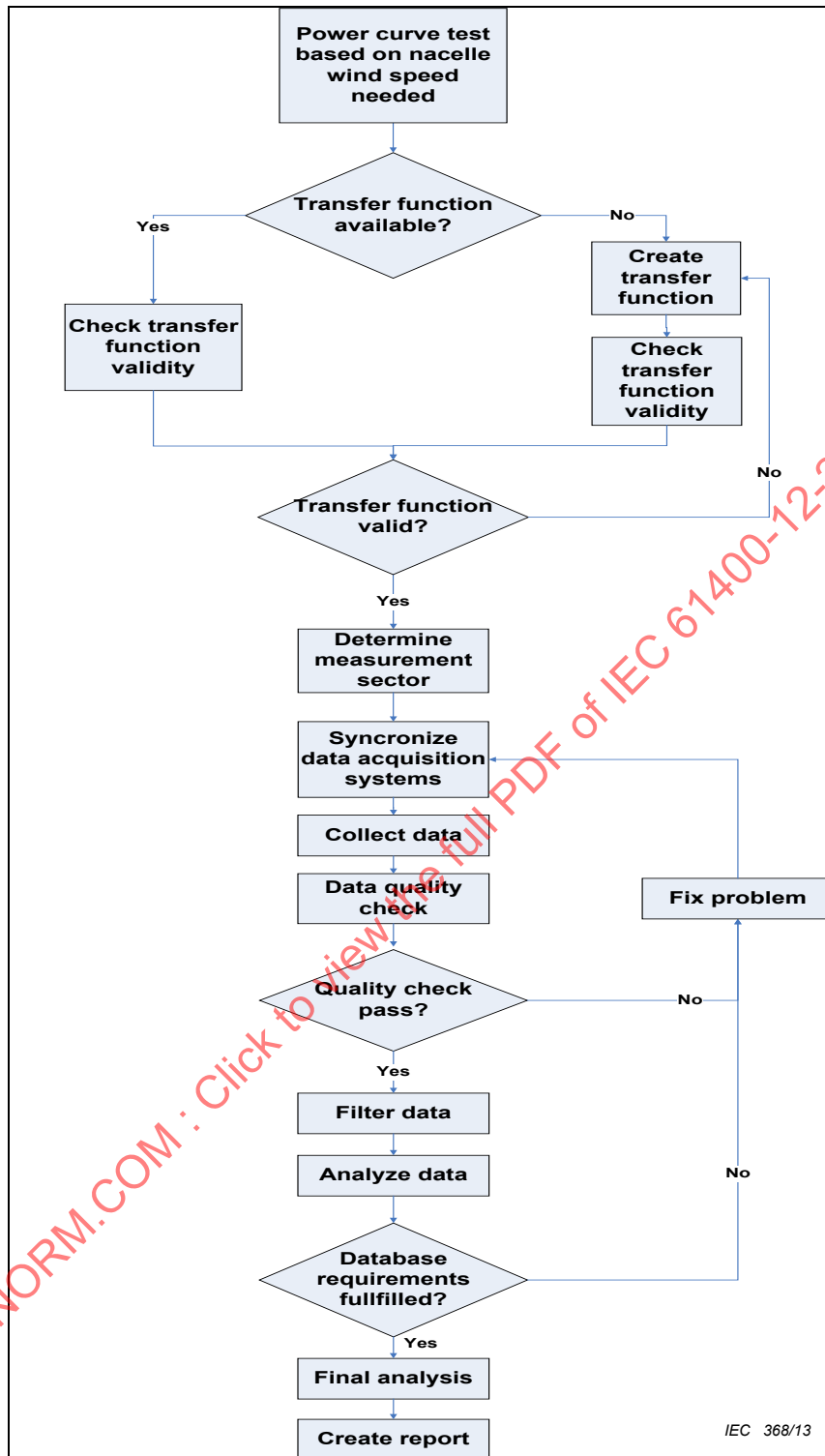


Figure 1 – Procedural overview

6 Preparation for performance test

6.1 General

The specific test conditions related to the power performance measurement of the wind turbine shall be well documented and reported, as detailed in Clause 10.

6.2 Wind turbine

As detailed in Clause 10, the wind turbine shall be assessed, described, and reported to uniquely identify the specific machine configuration that is tested.

The turbine configuration has significant influence on the measured nacelle power curve of the wind turbine. In particular, nacelle and rotor-based flow distortion effects will cause the wind speed as measured at the turbine nacelle to be different from, though correlated to, the free stream wind speed.

The turbine configuration shall be assessed for sources of influence on the NTF in order to:

- determine validity of a previously generated nacelle transfer function (Annex C);
- develop an appropriate nacelle transfer function (Annex D); and
- evaluate the uncertainty due to wind flow distortion (Annexes E, F and G).

All checks as per Annex C shall be done as part of the wind turbine assessment.

The turbine configuration shall be reported as detailed in Clause 10.

6.3 Test site

Conditions at the test site may significantly increase uncertainty in power performance measurements. Although the proximity of the nacelle anemometer to the desired measurement position (the rotor centre) reduces the distortion that exists between an anemometer that is mounted on a meteorological tower and the turbine rotor, topography and obstructions may still influence test results.

The test site shall be assessed for sources of wind flow distortion in order to:

- define a suitable measurement sector taking the location of obstacles and the terrain classification into consideration;
- evaluate the uncertainty in the power curve due to wind flow distortion.

The following factors shall be considered, in particular:

- topographical variations and reference roughness length (as defined in IEC 61400-12-1:2005);
- other wind turbines;
- turbulence as function of wind speed and wind direction;
- obstacles (buildings, trees, etc.).

Two factors are particularly important:

- First, other turbines or significant obstacles upwind of the test turbine produce wakes that influence both the test turbine's power production and the nacelle anemometer's measurements. There are currently no techniques available to minimise this interference with the measurement campaign. Therefore wakes shall be avoided.

- Second, topographical variations may change the vertical angle of the wind vector at the turbine. Depending on the position of the anemometer on the nacelle, the nacelle transfer function may be altered significantly by changes in the vertical angle of wind. Therefore, the relationship of local wind speed at the nacelle anemometer to vertical wind angle should be assessed. Based on this relationship and test site topology, certain wind directions may be excluded.

The measurement sector shall be determined using the procedure described in Annex B. It is strongly recommended that care is taken such that the average slopes of the 10° direction sectors making up the whole measurement sector have the same sign – i.e. the terrain in the measurement sector is either sloping down towards the turbine or sloping up towards the turbine. A measurement sector that mixes up and down slopes becomes difficult as the NTF is sensitive to this. Therefore, the measurement sector shall be restricted to slopes of the same sign and only an NTF derived for a slope of the same sign and satisfying the other terrain classification validity requirements (6.4) may be used.

The test site and the measurement sector shall be reported as detailed in Clause 10.

6.3.1 Terrain classification

Other conditions at the test site may adversely influence test results. These conditions can be accounted for by further exclusions of allowable wind directions if they are clearly reported in the test report. Wind directions that are not excluded for the reasons cited above are termed the 'measurement sector' even though the sector might not be contiguous.

Since local terrain may influence the NTF and NPC, a terrain classification is proposed in this section to allow an estimation of the uncertainty contribution of different types of terrain. This is done according based on similar variables as IEC 61400-12-1:2005, namely the average terrain slope as well as local terrain variations.

The terrain (incl. slope as defined in IEC 61400-12-1:2005) will be assessed from the turbine to 20 times the hub height in all directions. This information is used to determine if the site is 'flat' as defined in IEC 61400-12-1:2005.

6.3.2 RIX indices

In order to assess the terrain-related component of the uncertainty in the NTF from local terrain variations, a ruggedness index denoted by RIX shall be calculated for each 10° direction sector within the valid measurement sector (as defined in Annex B). The ruggedness index is calculated using the following method:

- 1) a topographic map¹ is digitised to a radius of 20 times the hub height from the test turbine;
- 2) in a given 10° direction sector, elevation points are determined every 30 metres along a line that extends through the centre of the direction sector;
- 3) the absolute difference in altitude Δz_i between adjacent elevation points is calculated as

$$\Delta z_i = |(\text{elevation}_i - \text{elevation}_{i-1})| \quad (1)$$

¹ The topographic map shall have a contour interval of 5 m or smaller. Alternatively the evaluation can be based on a digital terrain model based on a 30 m × 30 m grid or smaller and having a height accuracy for adjacent points of 1,0 m or 0,02 D, whichever is larger where D is the turbine diameter.

where:

- elevation_(i) and elevation_(i-1) are the elevations expressed in metres for adjacent elevation points; this is calculated for all elevation points up to 20 times the hub height;
- 4) the ruggedness index for the 10° sector is calculated as the percentage of calculated altitude differences within a given 10° sector that respectively exceed 0,04(D+H) (called RIX_{0,04}), 0,06(D+H) (called RIX_{0,06}) and 0,08(D+H) (called RIX_{0,08}). Note that points included in RIX_{0,08} are necessarily also included in RIX_{0,06} and RIX_{0,04} and points included in RIX_{0,08} and RIX_{0,06} also included in RIX_{0,04};
- 5) the ruggedness index for the measurement sector is calculated as the average of the ruggedness indices of 10 degree sectors that make up the measurement sector. The measurement sector is therefore characterised by three RIX indices.

6.3.3 Average slope

The average slope that will be used in the terrain classification is determined as follows:

- For each 10° sector calculate the slope from a radius of 5 times the hub height to the tower base.
- The average slope for the measurement sector is the average of the slopes for all 10° sectors that are part of the measurement sector.

For correct application of the nacelle transfer function it is important that we distinguish between positive and negative slopes. The transfer function will likely be different if the terrain drops by 20° when the wind flows to the turbine than if the terrain increases by 20° when the wind flows to the turbine.

6.3.4 Determine terrain class

The terrain class is evaluated by looking at average slope and the three RIX indices for the measurement sector. If the measurement sector contains both positive and negative slopes the test engineer should consider reducing the measurement sector as the results may be difficult to interpret and apply as it is likely that different transfer functions exists for positive and negative slopes.

The slope terrain class is defined in Table 1. The RIX terrain class is defined in Table 2.

Table 1 – Slope terrain classification

Absolute slope (%)	Slope terrain class
Compliant to IEC 61400-12-1:2005 Annex B (use L = 2,5D)	1
$0^\circ \leq \text{slope} < 10^\circ$, but not class 1	2
$10^\circ \leq \text{slope} < 15^\circ$	3
$15^\circ \leq \text{slope} < 20^\circ$	4
$20^\circ \leq \text{slope}$	5

Table 2 – RIX terrain classification

RIX (%)	RIX terrain class
Compliant to IEC 61400-12-1:2005 Annex B (use $L = 2,5D$)	0
$RIX_{0,04} < 16$ AND $RIX_{0,06} < 8$ AND $RIX_{0,08} < 4$ but not class 0	1
$RIX_{0,04} < 32$ AND $RIX_{0,06} < 16$ AND $RIX_{0,08} < 8$ but not class 1	2
$RIX_{0,04} < 48$ AND $RIX_{0,06} < 32$ AND $RIX_{0,08} < 16$ but not class 2	3
$RIX_{0,04} \geq 48$ OR $RIX_{0,06} \geq 32$ OR $RIX_{0,08} \geq 16$	4

The terrain class is the sum of the slope terrain class and the RIX terrain class with the understanding that the maximum terrain class is 5. If the sum of slope and RIX terrain class is higher than 5, then the terrain class is 5.

The final terrain class is shown in Table 3:

Table 3 – Final terrain class

Slope terrain class	RIX terrain class				
	0	1	2	3	4
1	1	2	3	4	5
2	2	3	4	5	5
3	3	4	5	5	5
4	4	5	5	5	5
5	5	5	5	5	5

6.3.5 Ridge formations

A ridge formation shall be treated differently as it possibly has only one point per 10° sector that is identified as complex terrain in the above procedure and could therefore be incorrectly classified as class 2. A ridge formation is defined as a step in terrain elevation where the step is larger than $0,08(H+D)$ between two adjacent elevated points. Additionally, such a step must be present in five adjacent 10° sectors or in all 10° sectors if the measurement sector contains less than five 10° sectors. The maximum ridge step is defined as the maximum elevation difference in meters of the points that make up the ridge. The maximum ridge step determines how the ridge affects the terrain class:

Table 4 – Maximum ridge step effects on terrain class

Maximum ridge step	Increase in terrain class
$0 \leq \text{maximum ridge step} < 0,08(H+D)$	0 (No ridge)
$0,08(H+D) \leq \text{maximum ridge step} < 2 \times 0,08(H+D)$	1
$2 \times 0,08(H+D) \leq \text{maximum ridge step} < 3 \times 0,08(H+D)$	2
$3 \times 0,08(H+D) \leq \text{maximum ridge step}$	3
where H = hub height and D = rotor diameter	

A ridge therefore increases the terrain complexity class depending on how steep the maximum slope is. The maximum terrain class is 5, so a ridge with a steep slope in terrain class 4 still gives a class 5 terrain class.

6.4 Nacelle wind speed transfer function

This method of determining power performance of a wind turbine requires a nacelle wind speed transfer function. This transfer function predicts what the free stream wind speed would be at the position of the centre of the turbine rotor if the turbine were not present using wind speed measured by a nacelle-mounted anemometer.

If a transfer function is not available then the nacelle wind speed transfer function must be measured in accordance with the procedure in Annex D. If a transfer function is available then it must be checked for validity using Annex C. If the transfer function is found to be valid then it can be used for the NPC, otherwise the nacelle wind speed transfer function must be measured in accordance with the procedure in Annex D.

If during an NPC measurement an NTF is used that has previously been measured in the same park it may be applied to turbines with a terrain classification differing maximum one terrain class from the terrain class during the NTF measurements; the terrain must also have the same sign of terrain slope in the measurement sector. (Please note that this may apply to a park where the park is built across a range of terrain classes).

If during an NPC measurement an NTF is used that has previously been measured in another park it may only be applied to turbines with a terrain classification that is the same as the terrain class during the NTF measurements; the terrain must also have the same sign of terrain slope in the measurement sector.

The terrain complexity is classified according to 6.3.

The uncertainty related to this NTF shall be evaluated as detailed in Annex E.

6.5 Test plan

A test plan shall be prepared prior to the test that addresses the information covered in Clause 10 of this standard to the extent that it can be determined prior to the tests. The guidelines in Annex K should also be considered regarding the organisation of the test, safety and communication.

7 Test equipment

7.1 Electric power

The net electric power of the wind turbine shall be measured using a power measurement device (e.g. power transducer) and based on measurements of current and voltage on each phase.

The class of the current transformers shall meet the requirements of IEC 61869-2 and the class of the voltage transformers, if used, shall meet the requirements of IEC 61869-3. They shall be class 0,5 or better.

The accuracy of the power measurement device, if it is a power transducer, shall meet the requirements of IEC 60688 and shall be class 0,5 or better. If the power measurement device is not a power transducer then the accuracy should be equivalent to class 0,5 power transducers. The operating range of the power measurement device shall be set to measure all positive and negative instantaneous power peaks generated by the wind turbine. As a guide, the full-scale range of the power measurement device should be set to -50% to $+200\%$ of the wind turbine rated power. All data shall be periodically reviewed during the test to ensure that the range limits of the power measurement device have not been exceeded. This also includes the possibility of in-situ verification. The power measurement device shall be mounted between the wind turbine and the electrical connection to ensure that only the net active electric power (i.e. reduced by self-consumption) is measured. It shall be stated

whether the measurements are made on the turbine side or the network side of the transformer.

The power measurement equipment (current transformer, voltage transformer, power measurement device) shall be calibrated traceable to national standards. Alternatively, an in-situ comparison may be done to a calibrated energy meter. The in-situ procedure used as well as the results must be documented.

7.2 Wind speed

Nacelle wind speed shall be measured with a nacelle- or spinner-mounted anemometer that meets the requirements in Annex H. The wind speed to be measured is defined as the average magnitude of the horizontal component of the instantaneous wind velocity vector, including only the longitudinal and lateral, but not the vertical, turbulence components. All reported wind speeds, and all uncertainties connected to operational characteristics shall be related to this wind speed definition.

The anemometer shall be of the same type, calibrated in the same wind tunnel and mounted in the same fashion as the anemometer used to measure the NTF, as described in Annex D.

The signal details shall be reported as described in Clause 10.

Before the measurement campaign, the anemometer shall be calibrated according to the procedure described in IEC 61400-12-1:2005 and/or Annex D. The mounting structure used for the calibration of the anemometer for wind speed measurement shall be the same as the mounting structure used for the measurement of the NTF. If this is not possible, differences should be kept small and shall be clearly documented. The mounting structure used during calibration of the NPC anemometer shall be the standard tubular mounting structure as used for the calibration of the anemometer for the NTF. The calibration is valid for one year of operation in the field. The anemometer shall either be post-test calibrated or two side by side mounted anemometers shall be used to ensure correct operation of the anemometers. Post-test calibration is recommended as it gives a more objective and accurate result. If an in-situ calibration is done, the procedure described in IEC 61400-12-1:2005 shall be used.

It is recommended that the anemometer be mounted as recommended in Annex A.

The uncertainty in wind speed measurement derives from five main sources (see Table E.2):

- the calibration of the instrument
- the operational characteristics of the anemometer
- flow distortion due to instrument mounting effects and nacelle
- the influence from the terrain
- the influence of the turbine rotor on the anemometer

Uncertainty in calibration shall be derived using a procedure similar to that described in IEC 61400-12-1:2005. Uncertainty due to operational characteristics shall be derived from IEC 61400-12-1:2005 on classification of anemometry. Uncertainty due to mounting effects shall be derived from Annex E. Uncertainty due to terrain influence shall be derived from Annex E. Uncertainty due to rotor influence shall be derived from Annex E.

7.3 Wind direction

7.3.1 Nacelle yaw position sensor

The turbine nacelle yaw position shall be measured. The signal from the wind turbine controller may be used for that purpose. The nacelle yaw position signal shall be verified in-situ to determine correct operation and establish the relation to True North. It is recommended

to do this verification by comparing the measured yaw position with known bearings to multiple known reference points, but other methods are also allowed.

It is recommended that a check be done to ensure that the nacelle position signal alignment has not changed during the power curve measurement.

7.3.2 Nacelle wind direction sensor

Nacelle wind direction shall be measured. The signal from the wind turbine controller may be used for that purpose. An instrument used for this purpose shall be mounted on a nacelle mounting structure, as described in Annex A. The nacelle wind direction signal shall be verified in-situ to determine correct operation and establish the relation relative to the nacelle's longitudinal axis such that this is zero or a constant value of degrees.

Apart from establishing an NTF to determine the rotor effect on wind speed, it is also possible to establish an NTF to determine rotor effect on wind direction, as briefly described in Annex D. The uncertainty due to flow distortion around the nacelle may be reduced by applying a wind direction transfer function determined using the data from the nacelle wind speed transfer function test. If a nacelle transfer function for wind direction is made, a site calibration for wind direction should also be assessed, using a similar methodology to the site calibration for wind speed.

The signal details shall be reported as detailed in Clause 10.

7.3.3 Wind direction

The measurement of wind direction on the nacelle of a wind turbine is influenced by the yaw position of the wind turbine. The wind vane gives a signal relative to the yaw position of the wind turbine. It is important to remember that the instantaneous wind direction is also influenced by the wake from the turbine rotor and the presence of the nacelle. The wind direction signal shall therefore be a combination of the instantaneous nacelle yaw position signal and the instantaneous wind vane signal. This addition cannot be done after the raw data have been averaged.

7.4 Air density

Air density shall be derived from the measurement of ambient air temperature and ambient absolute air pressure using equation (4) (See Clause 9). At high temperatures, it is also recommended that the ambient relative air humidity be measured and that the air density be corrected to account for the effect of the air humidity using formula (2).

$$\rho = \frac{1}{T} \left(\frac{B}{R_0} - \phi P_w \left(\frac{1}{R_0} - \frac{1}{R_w} \right) \right) \quad (2)$$

Where

- B is the barometric pressure [Pa];
- T is the absolute temperature [K];
- ϕ is the relative humidity (range 0 to 1);
- R_0 is the gas constant of dry air [287,05 J/kgK];
- R_w is the gas constant of water vapour [461,5 J/kgK];
- P_w is the vapour pressure [Pa];

$$P_w = 0,0000205e^{0,0631846T} \quad (3)$$

where vapour pressure P_w depends on mean air temperature.

Air temperature, pressure, and humidity measurements shall measure the ambient air conditions (i.e. not internal nacelle conditions). If the air pressure sensor is mounted on the turbine it shall be placed such that the measurement is not affected by the blades or by other equipment from the turbine such as the ventilation system.

The temperature sensor (and humidity sensor when used) shall be mounted within 10 metres of hub height, either on the turbine itself or on a local meteorological tower within a distance of four rotor diameters from the turbine. The temperature sensor shall measure the ambient outside air temperature without influence from the turbine equipment, e.g. ventilation or heating systems. If humidity is not measured and a correction for humidity at high temperatures is needed, then a value of $\phi=0,5$ shall be used in formula 2.

The air pressure shall be measured within 5 km from the turbine and shall be synchronised with the NPC measurement system to within 10 minutes. If the air pressure sensor is not mounted close to rotor centre altitude above sea-level (ASL), air pressure measurements shall be corrected to the rotor centre altitude ASL according to ISO 2533.

The combined uncertainty of the temperature signal shall be less than 3 °C. The combined uncertainty of the air pressure signal shall be less than 10 hPa.

7.5 Rotor speed

The turbine rotor speed should be measured or verified by checking that the relevant parameter settings of the turbine have not changed during the test duration. This measurement will be used to ensure the validity of the application of the NTF.

7.6 Pitch angle

The turbine blade pitch angles are recommended to be measured or verified by checking that the relevant parameter settings of the turbine have not changed during the test duration. This measurement will be utilised to ensure the validity of the application of the nacelle wind speed transfer function.

7.7 Wind turbine status

Sufficient status signals shall be identified, verified and monitored to allow the rejection criteria of Clause 8.6 to be applied. The status signal must identify curtailed situations such as noise reduced operation or power deregulation conditions. Typically, a generator grid connection status signal is sufficient. Obtaining these parameters from the turbine controller's data system, if available, is adequate. Obtaining an 'availability' status signal to ascertain the operational status of the wind turbine (available or not available) is recommended. The definition of each status signal shall be reported.

It is recommended to keep track of online and offline operation of the turbine as described in Table 1.

7.8 Data acquisition

A data acquisition system having a sampling rate per channel of at least 1 Hz shall be used to collect measurements and store pre-processed data.

The turbine controller data system (i.e. SCADA system) may be used for data acquisition as long as it fulfils the requirements and gives sufficient insight into the traceability of the signals and signal processing.

The calibration and accuracy of the data system chain (transmission, signal conditioning and data recording) shall be verified by injecting known signals at the transducer ends and

comparing these inputs against the recorded readings. This shall be done using instrumentation that is calibrated traceable to national standards. As a guideline, the uncertainty of the data acquisition system should be negligible compared with the uncertainty of the sensors.

Any influence or operation performed by the data acquisition system on the data shall be reported. The following checks shall be done:

- any averaging or filtering of the data by the data acquisition system shall be reported in such detail that its effect on the data and the uncertainty of the data can be established;
- any internal calibrations, applied offsets or corrections applied to the data shall be reported in such detail that the calibrations, applied offsets or corrections can be undone during data processing;
- the uncertainty of the whole signal chain shall be calculated for each signal;
- a correct treatment of the wind direction north jump (360° to 0° transition or vice versa) averaging shall be verified.

If the conditions in this paragraph cannot be fulfilled due to the fact that a turbine controller data system is used, a separate, independent data system that is capable to fulfil these requirements shall be installed and used instead.

8 Measurement procedure

8.1 General

The objective of the measurement procedure is to collect data that meet a set of clearly defined criteria to ensure that the data are of sufficient quantity and quality to accurately determine the power performance characteristics of the wind turbine. The measurement procedure shall be reported, as detailed in Clause 10, so that every procedural step and test condition can be reviewed and, if necessary, repeated.

Accuracy of the measurements shall be expressed in terms of measurement uncertainty, as described in Annex E. During the measurement period, data shall be periodically checked to ensure high quality and repeatability of the test results. These checks shall be reported. Test logs shall be maintained to document all important events during the power performance test.

8.2 Wind turbine operation

During the measurement period, the wind turbine shall be in normal operation, as prescribed in the wind turbine operations manual (or equivalent), and the machine configuration may not be changed. The operational status of the wind turbine shall be documented by the status signals as described in Clause 7 and it shall be stated in the report that the operational status has not changed throughout the test. Normal maintenance of the turbine shall be carried out throughout the measurement period, and such work shall be noted in the test log. Any special maintenance actions, such as frequent blade washing, which ensure good performance during the test shall in particular be noted. Such special maintenance actions shall by default not be made, unless agreed by contractual parties prior to commencement of the test.

8.3 Data system(s) synchronisation

If during one test the signals are measured with more than one data acquisition system, the synchronisation of all systems shall be ensured throughout the measurement period. The maximum synchronisation difference between any two data acquisition systems shall be less than 1 % of the averaging time. Any violation of this synchronisation requirement shall be reported. The pressure measurement is excluded from this criterion.

It is recommended to avoid synchronisation problems by measuring with one single measurement system. The recommended time convention is coordinated universal time (UTC)

or a reference to the UTC time base. The time correction applied for each update shall be logged. The selected time reference shall be reported.

8.4 Data collection

Data shall be collected continuously at a sampling rate of 1 Hz or faster. The data acquisition system should as a minimum store statistics of data sets of all signals as follows:

- 10-minute mean value;
- 10-minute standard deviation;
- 10-minute maximum value;
- 10-minute minimum value.

If the data collection system present in the turbine cannot do this for all signals, then 10-minute minimum, 10-minute maximum, 10-minute standard deviation and 10-minute mean must be stored for all wind speed and power signals. For the other signals storing a 10-minute mean signal will suffice.

Selected data sets shall be based on 10-minute periods derived from contiguous measured data. Data shall be collected until the requirements defined in 8.8 are satisfied.

The standard analysis will be based on the 10-minute statistics of the measured data. This has been chosen to keep the results closely linked to the IEC 61400-12-1:2005 standard.

It is important to note that the choice to use 10-minute statistics in itself influences the result of the power performance test, for instance through the effect of turbulence. Originally, the 10-minute period was selected, amongst other reasons, to allow for the time the wind needs to flow from mast to turbine and to ensure reasonable correlation between wind speed and power. In the case of nacelle anemometry this is no longer needed and there are arguments to reduce the averaging time to a period less than 10 minutes.

In order to keep the link with the IEC 61400-12-1:2005 standard and at the same time not prevent more accurate reporting, the choice has been made to always report the standard result based on 10-minute statistics, but to allow analysis based on shorter averaging periods to be reported as well. The validity of the applied transfer function shall be checked when using shorter averaging periods.

8.5 Data quality check

To ensure the data included in the final valid database of results are accurate, quality control steps shall be performed on the data during, or prior to, the data reduction and analysis process. The following sections list examples of quality control methods, but do not include all methods that may be required. Data points that fail to meet the quality control criteria defined by the user shall be removed from the valid database. All data filtering methodology shall be reported thoroughly as required by Clause 10. These steps are in addition to the check/calibration of the measurement system as described in 6.2.

Measured signals are in range and available

Ensure that each data set in which a required signal is outside the signal range is excluded from the valid database. Similarly, exclude data sets in which one or more of the required signals are unavailable or not operating for one or more samples. These exclusions must be reported and described as per the requirements listed in Clause 10.

Sensors are operating properly

The individual data set average, max, min and standard deviation statistics of the measured signals must be checked periodically to ensure the values are consistent with the expected values (e.g. no significant signal noise; or data when the sensors are influenced by their mounting structure or other sensors). Manually interrogating time-series and/or scatter plots

of a sub set of the measured data (database sampling) is suggested, in addition to automated techniques, in order to ensure all irregularities are identified. Additionally, compare like signals to each other (e.g. primary and control wind speed on meteorological tower; turbine-measured power and independent power signal; turbine yaw position to meteorological tower, or nearby wind direction measurement) to ensure the deviations are consistent with the expected values. Suspect data should be excluded from the valid database. These exclusions must be reported and described as per the requirements listed in Clause 10.

Ensure Data Acquisition System(s) is/are operating properly

Steps should be taken to verify that the data acquisition system operates properly throughout the measurement period. These steps include, but are not limited to:

- ensuring data records are not repeated;
- investigating the cause for any significant data gaps in measured signals;
- investigating any discontinuities in measured signals that do not correspond to data gaps.

If any issues are found, these findings shall be documented and reported. The checks themselves shall also be reported.

Sector self consistency check

Once a (draft) NPC is available the sector self-consistency check in B.2.2. shall be done.

8.6 Data rejection

Certain data sets shall be excluded from the database to ensure:

- analysis and results are commensurate with normal operating conditions of the turbine;
- corrupted and inaccurate data are excluded.

Data sets shall be excluded from the database under the following circumstances:

- external conditions other than wind speed are out of the operating range of the wind turbine;
- external conditions are out of the operating range of the test instruments;
- turbine is not online (except for turbines that temporarily go offline as part of normal operation, e.g. generator switching. These effects shall be captured in the power curve and the precise filter applied shall be reported);
- turbine is output-limited by external factors such as the power grid; this shall be documented in situ, for instance with a logbook or status-signal from the turbine;
- failure or degradation (e.g. due to icing) of test equipment;
- 10-minute average wind direction outside the measurement sector as defined in Annex B;
- blade icing events and snow cover on the nacelle;
- wind speed is out of the applicability range of the nacelle wind speed transfer function;
- data from time periods where the NTF is not valid shall be excluded (i.e. wrong parameter settings in the turbine);
- turbine cannot operate because of a turbine fault condition;
- turbine is manually shut down or in a test or maintenance operating mode.

Any other rejection criteria shall be clearly reported. All data rejected for these reasons shall be clearly documented and reported.

Subsets of the database collected under special operational conditions (e.g. high blade roughness due to dust, salt, insects, ice) or atmospheric conditions (e.g. precipitation, turbulence intensity, wind shear) that occur during the measurement period may be selected as special databases.

If it is to be expected that the grid frequency varies with more than 1 % during an average time of 600 seconds, the grid frequency shall be measured. Measurement data collected when the grid frequency is outside the nominal grid frequency ± 1 % shall be separately classified or shall be neglected.

8.7 Data correction

For the selected data sets the following data corrections shall be made to the following measurements:

- air pressure correction to rotor centre altitude ASL (if required by 7.4);
- the absolute wind direction shall be calculated from the nacelle yaw position and the nacelle vane signal;
- signal modifications applied by the wind turbine controller shall be taken into account to ensure correct final values;
- data may be corrected for any calibrations, applied offsets or corrections performed by the data acquisition system in order to ensure the highest data quality, as applicable and as long as clearly reported;
- nacelle wind speed shall be corrected to free stream wind speed using the transfer function determined in Annex D;
- any other corrections made to the data shall be reported clearly and in detail.

The data correction details shall be reported as detailed in Clause 10.

8.8 Database

After data normalisation (see 9.1) the selected data sets shall be sorted using the 'method of bins' procedure (see 9.2). The selected data sets shall at least cover a wind speed range extending from cut-in to 1,5 times the wind speed at 85 % of the rated power of the wind turbine. Alternatively, the wind speed range shall extend from cut-in to a wind speed at which 'AEP-measured' is greater than or equal to 95 % of 'AEP-extrapolated' (see 9.3). The report shall state which of the two definitions has been used to determine the range of the measured power curve. The wind speed range shall be divided into 0,5 m/s contiguous bins centred on multiples of 0,5 m/s.

The database shall be considered complete when it has met the following criteria:

- each bin includes a minimum of 30 minutes of sampled data;
- the database includes a minimum of 180 hours of sampled data.

Should a single incomplete bin be preventing completion of the test, then that bin value can be estimated by linear interpolation from the two adjacent complete bins.

In order to complete the power curve at high wind speeds the following procedure may be used. For wind speeds above 1,6 times the wind speed at 85 % of rated power the measurement sector can be opened.

The following condition shall be fulfilled when using the above two extended procedures: AEP-measured from extended procedures deviates less than 1 % from AEP-extrapolated up to the highest complete wind speed bin for the extended procedures (for the Rayleigh distribution in 9.3).

The database shall be presented in the test report as detailed in Clause 10.

9 Derived results

9.1 Data normalisation

9.1.1 Density correction

The air density shall be determined from measured air temperature, air pressure and relative humidity according to the formula:

$$\rho_{10\min} = \frac{1}{T_{10\min}} \left(\frac{B_{10\min}}{R_0} - \phi P_w \left(\frac{1}{R_0} - \frac{1}{R_w} \right) \right) \quad (4)$$

where

$\rho_{10\min}$ is the derived 10 min averaged air density;

$T_{10\min}$ is the measured absolute air temperature averaged over 10 min;

$B_{10\min}$ is the measured air pressure averaged over 10 min;

R_0 is the gas constant of dry air 287,05 J/(kgK);

ϕ is the relative humidity (range 0 to 1);

R_w is the gas constant of water vapour [461,5 J/kgK];

P_w is the vapour pressure [Pa].

$P_w = 0,000205 \exp(0,0613846T)$, where vapour pressure P_w depends on mean air temperature T [K].

The selected data sets shall be normalised to at least one reference air density. The reference air density shall be the average of the measured air density of the valid, collected data set at the site during the test period, or alternatively a pre-defined nominal air density for the site. The average measured air density shall be rounded to the nearest 0,01 kg/m³ and reported in accordance with Clause 10.

For a stall-regulated wind turbine with constant pitch and constant rotational speed, data normalisation shall be applied to the measured power output according to the formula:

$$P_n = P_{10\min} \times \frac{\rho_0}{\rho_{10\min}} \quad (5)$$

where

P_n is the normalised power output;

$P_{10\min}$ is the measured power averaged over 10 minutes;

ρ_0 is the reference air density.

For a wind turbine with active power control, the normalisation shall be applied to the wind speed according to the formula:

$$V_n = V_{\text{free}} \left(\frac{\rho_{10\min}}{\rho_0} \right)^{1/3} \quad (6)$$

where

V_n is the normalised wind speed;

V_{free} is the measured nacelle wind speed, corrected with the NTF, as detailed in Annex D.

9.2 Determination of measured power curve

The measured power curve is determined by applying the ‘method of bins’ for the normalised data sets, using 0,5 m/s bins and by calculation of the mean values of the normalised wind speed and normalised power output for each wind speed bin according to formulae (7) and (8):

$$V_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} V_{n,i,j} \quad (7)$$

$$P_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} P_{n,i,j} \quad (8)$$

where

V_i is the normalised and averaged wind speed in bin i ;

$V_{n,i,j}$ is the normalised wind speed of data set j in bin i ;

P_i is the normalised and averaged power output in bin i ;

$P_{n,i,j}$ is the normalised power output of data set j in bin i ;

N_i is the number of 10-minute data sets in bin i .

The measured power curve shall be presented as detailed in Clause 10.

9.3 Annual energy production (AEP)

Generic AEP is estimated by applying the measured power curve to different reference wind speed frequency distributions. A Rayleigh distribution, which is identical to a Weibull distribution with a shape factor of 2, shall be used as the reference wind speed frequency distribution. AEP estimations shall be made for hub height annual average wind speeds of 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10 and 11 m/s according to formula (9):

$$AEP = N_h \sum_{i=1}^N [F(V_i) - F(V_{i-1})] \left(\frac{P_{i-1} + P_i}{2} \right) \quad (9)$$

where

AEP is the annual energy production;

N_h is the number of hours in one year ≈ 8760 ;

N is the number of bins;

V_i is the normalised and averaged wind speed in bin i ;

P_i is the normalised and averaged power output in bin i .

$$F(V) = 1 - \exp \left(-\frac{\pi}{4} \left(\frac{V}{V_{ave}} \right)^2 \right) \quad (10)$$

where

$F(V)$ is the Rayleigh cumulative probability distribution function for wind speed;

V_{ave} is the annual average wind speed at hub height;

V is the wind speed.

The summation is initiated by setting V_{i-1} equal to $V_i - 0,5$ m/s and P_{i-1} equal to 0,0 kW.

For a specific development, nominal site conditions specifying the wind climate of the site may be known. If so, a site specific AEP may, additionally, be reported and computed based on this site-specific information.

The AEP shall be calculated in two ways, one designated 'AEP-measured', the other 'AEP-extrapolated'. If the measured power curve does not include data up to cut-out wind speed, the power curve shall be extrapolated from the maximum complete measured wind speed up to cut-out wind speed.

AEP-measured shall be obtained from the measured power curve by assuming zero power for all wind speeds above and below the range of the measured power curve.

AEP-extrapolated shall be obtained from the measured power curve by assuming zero power for all wind speeds below the lowest wind speed in the measured power curve and constant power for wind speeds between the highest wind speed in the measured power curve and the cut-out wind speed. The constant power used for the extrapolated AEP shall be the power value from the bin at the highest wind speed in the measured power curve.

AEP-measured and AEP-extrapolated shall be presented in the test report, as detailed in Clause 10. For all AEP calculations, the availability of the wind turbine shall be set to 100 %. For given annual average wind speeds, estimations of AEP-measured shall be labelled as 'incomplete' when calculations show that the AEP-measured is less than 95 % of the AEP-extrapolated.

Estimations of measurement uncertainty in terms of standard uncertainty of the AEP according to Annexes E, F and G, shall be reported for the AEP-measured for all given annual average wind speeds.

The uncertainties in AEP, described above, only deal with uncertainties originating from the power performance test and do not take into account uncertainties due to other important factors relating to actual long term energy production for a given installation, such as:

- uncertainty of the wind resource;
- uncertainty of turbine availability;
- uncertainty due to wind flow and wake modelling.

9.4 Power coefficient

The power coefficient, C_P , of the wind turbine shall be added to the test results and presented as detailed in Clause 10. C_P shall be determined from the measured power curve according to the following equation:

$$C_{P,i} = \frac{P_i}{\frac{1}{2} \rho_0 A V_i^3} \quad (11)$$

where

- $C_{P,i}$ is the power coefficient in bin i ;
 V_i is the normalised and averaged wind speed in bin i ;
 P_i is the normalised and averaged power output in bin i ;
 A is the swept area of the wind turbine rotor;
 ρ_0 is the reference air density.

9.5 Uncertainty analysis

An uncertainty analysis shall be done according to Annexes E, F and G. In certain circumstances it may be useful to calculate an average power curve from multiple tests, in which case the guidelines of Annexes I and J should be followed.

10 Reporting format

The test shall be reported in such detail that every significant procedural step and test condition can be reviewed, and, if necessary, repeated. This standard differentiates between documentation and reporting. The measurement party shall maintain all documentation for future reference, even in the event that the documentation is not reported. The documents should be retained for a prescribed period of time, typically ten years per ISO/IEC 17025. An example of such documentation would be turbine maintenance records. The following are the minimum nacelle power performance test reporting requirements.

The test report shall contain, at a minimum, the information contained in 10a) to 10m):

- a) An identification and description of the specific wind turbine configuration under test, in such detail as to be able to assess transfer function validity (see 6.2), including:
 - 1) turbine make, type, serial number, production year, nacelle description (e.g. drawings, measurements, photos) and type, hub description;
 - 2) rotor diameter and a description of the verification method used or reference to rotor diameter documentation;
 - 3) rotor speed or rotor speed range;
 - 4) rated power and rated wind speed;
 - 5) blade data: make, type, serial numbers, number of blades, fixed or variable pitch, zero pitch offset, and normal pitch angle(s);
 - 6) tower type, tower height and hub height;
 - 7) aviation light type, size, location, and a description of other ancillary equipment on the nacelle;
 - 8) description of the control system (device and software version) including but not limited to documentation of status signals being used for data reduction; turbine control parameters, as far as relevant to the transfer function test (e.g., pitch, yaw, nacelle wind speed and wind direction, rotational speed and power), by agreement between involved parties;
 - 9) description of grid conditions at the wind turbine, i.e. voltage, frequency and their tolerances, and a drawing indicating where the power transducer is connected, specifically in relation to an internal or external transformer and self-consumption of power;
 - 10) drawings and photographs of the nacelle anemometer and wind direction instrument location and mounting type, pre and post or in-situ calibration, data acquisition method, data acquisition averaging time (if multiple instruments a clear identifier of the primary measurements shall be reported);
 - 11) nacelle anemometer and vane signal type, signal conditioning, signal chain description.
- b) A description of the test site (see 6.3), including:

- 1) photographs of all measurement sectors preferably taken from the wind turbine at hub height;
 - 2) a test site map with such scale as to detail the surrounding area covering a radial distance of at least 20 times the wind turbine rotor diameter and indicating the topography, location of the wind turbine under test, meteorological masts (if applicable), significant obstacles, other wind turbines, vegetation type and height, and measurement sector;
 - 3) results of site assessment, as reported according to 6.3 terrain classification process;
 - 4) if a site calibration is undertaken to establish the nacelle transfer function, the limits of the final measurement sector(s) shall also be reported;
 - 5) terrain description including estimates of the slope angle for various directions;
 - 6) nominal site specific air density.
- c) A description of the test equipment, including the site calibration, nacelle transfer function, nacelle power curve tests (see Clause 7):
- 1) identification of the sensors and data acquisition system(s) for each measurement parameter, including documentation of calibrations for the sensors, transmission lines, and data acquisition system;
 - 2) description of the arrangement of anemometers on the mounting structure on the nacelle, following the requirements and descriptions in Annexes A and C;
 - 3) sketch of the arrangement of the mounting structure showing principle dimensions of the structure and instrument mounting fixtures;
 - 4) description of in-situ calibration method (if applicable) and documentation of results that show that the calibration is maintained;
 - 5) results of the end to end calibration for power, wind speed, wind direction, temperature and pressure.
- d) A description of the measurement procedure:
- 1) reporting of the procedural steps, test conditions, sampling rate, averaging time, measurement period;
 - 2) documentation of the data filtering, including exact filter criteria limit values, filtering order and the total number of data points removed;
 - 3) documentation of all corrections applied to the data;
 - 4) a summary of the test log book that records all important events during the power performance test; including a listing of all maintenance activities that occurred during the test and a listing of any special actions (such as blade washing) that were completed to ensure good performance;
 - 5) identification of any data rejection criteria beyond those listed in 8.6;
 - 6) in case more than one measurement system was used, a statement regarding the synchronisation of all systems shall be included. The maximum time difference registered between these systems shall be documented and a graph or table showing the time corrections made during the measurement campaign on each measurement system shall be shown.
- e) Data from each selected data set shall be presented in both tabular and graphical formats, providing statistics of measured power output as a function of wind speed and other important meteorological parameters including (refer to 8.4 to 8.8):
- 1) scatter plots of mean, standard deviation, maximum, and minimum power output as a function of wind speed (plots must include information on sample frequency). An example is shown in Figure 3;
 - 2) scatter plots of mean wind speed as a function of wind direction;
 - 3) special databases consisting of data collected under special operational or atmospheric conditions, per section 8.6, should also be presented as described above;
 - 4) if measured, rotational speed and pitch angle should be presented with a scatter plot including binned values versus wind speed and a table with the binned values;

- 5) definition of status signals, and plots of status signals during the measurement period.
- f) Presentation of measured power curve for the selected reference air density (see 9.1 and 9.2):
 - 1) the power curve shall be presented in a table similar to Table 5. For each wind speed bin, the table shall list:
 - normalised and averaged wind speed;
 - normalised and averaged power output;
 - number of data sets;
 - calculated C_p value;
 - standard uncertainties of category A (see Annexes E and F);
 - standard uncertainties of category B (see Annexes E and F);
 - combined standard uncertainty (see Annexes E and F);
 - 2) the power curve shall be presented in a graph similar to Figure 3 and Figure 4. The graph shall show as a function of normalised and averaged wind speed:
 - normalised and averaged power output;
 - combined standard uncertainty;
 - 3) the C_p curve shall be presented in a graph similar to Figure 5; in the graph the swept area of the rotor shall be indicated;
 - 4) both the graph and the table shall state the reference air density, used for the normalisation.
- g) Presentation of measured power curve for site specific air density (see 9.1 and 9.2):

If the site average air density is not within $0,05 \text{ kg/m}^3$ of the reference air density then a second presentation of the measured power curve shall be made. This presentation shall be the same as for the reference air density but shall show the power curve results obtained by normalisation to the site specific air density.

If more than one reference air density is selected, then a presentation of the measured power curve for all other reference air densities shall be made. This presentation shall be the same as for the reference air density but shall show the power curve results obtained by normalisation to the further selected reference air densities.
- h) Presentation of measured power curves collected under special operational and atmospheric conditions (see 8.6):

Power curves, derived from subsets of the database for special operational or atmospheric conditions, may also be reported. If this is the case, a power curve should be reported as for sea level air density, but with clear indication in all plots and tables of the special operational and/or atmospheric conditions.
- i) Presentation of estimated AEP for the reference air density (see 9.3):
 - 1) a table (see Table 6) that for each annual average hub height wind speed shall include:
 - AEP-measured;
 - standard uncertainty of AEP-measured (see Annexes E and F);
 - AEP-extrapolated;
 - 2) the table shall also state:
 - reference air density;
 - cut-out wind speed;
 - 3) if at any annual average wind speed AEP-measured is less than 95 % of AEP-extrapolated, the table shall also include the label, 'incomplete' in the column of values of AEP-measured.
- j) Presentation of estimated annual energy production for site specific air density (see 9.3):

If the site average air density is not within $0,05 \text{ kg/m}^3$ of the selected reference air density, then a second table of AEP shall be presented. This presentation shall be the same as for the reference air density, but shall show AEP results obtained by normalisation to the site specific air density.

If more than one reference air density is selected, then further AEP tables shall be presented for each reference air density. This presentation shall be the same as for the reference air density, but shall show AEP results obtained by normalisation to the further reference air densities.

- k) Presentation of results establishing the nacelle transfer function (see Annex D) (see Figure 2):

The nacelle transfer function shall be reported as per Annex D.

- l) Uncertainty of measurement (see Annex E):

Uncertainty assumptions on all uncertainty components shall be provided as well as assumptions regarding contribution of uncertainties and correlated / uncorrelated uncertainties, as described in Annexes E, F and G.

- m) Deviations from the procedure:

Any deviations from the requirements of this standard shall be clearly reported in a separate clause. Each deviation shall be supported with the technical rationale and an estimate of its effect on the test results.

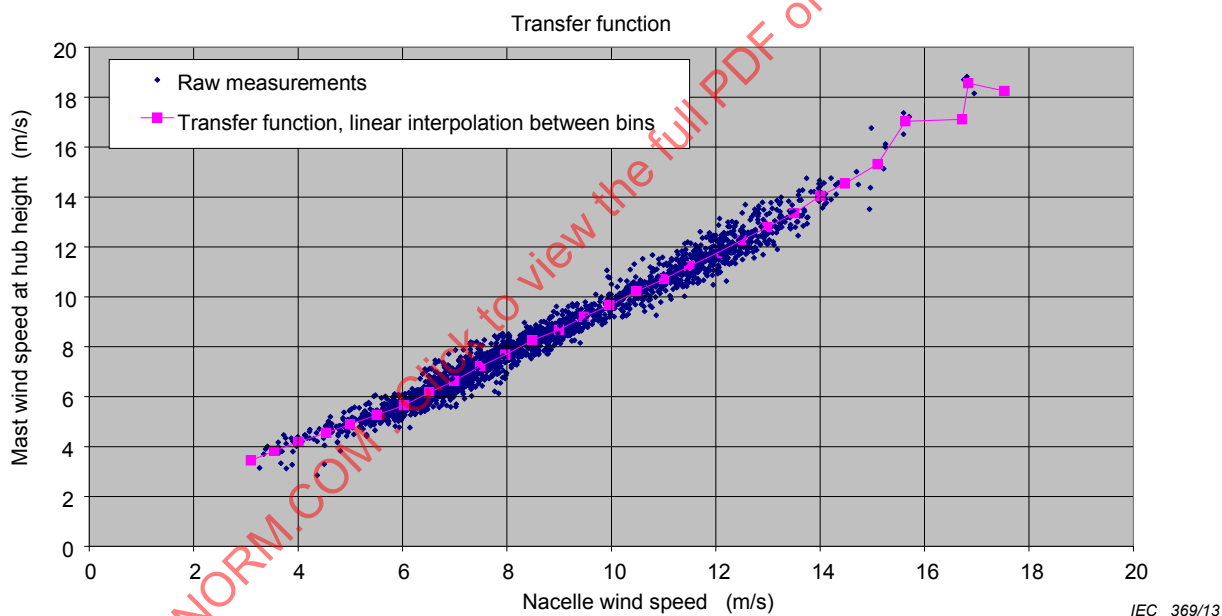
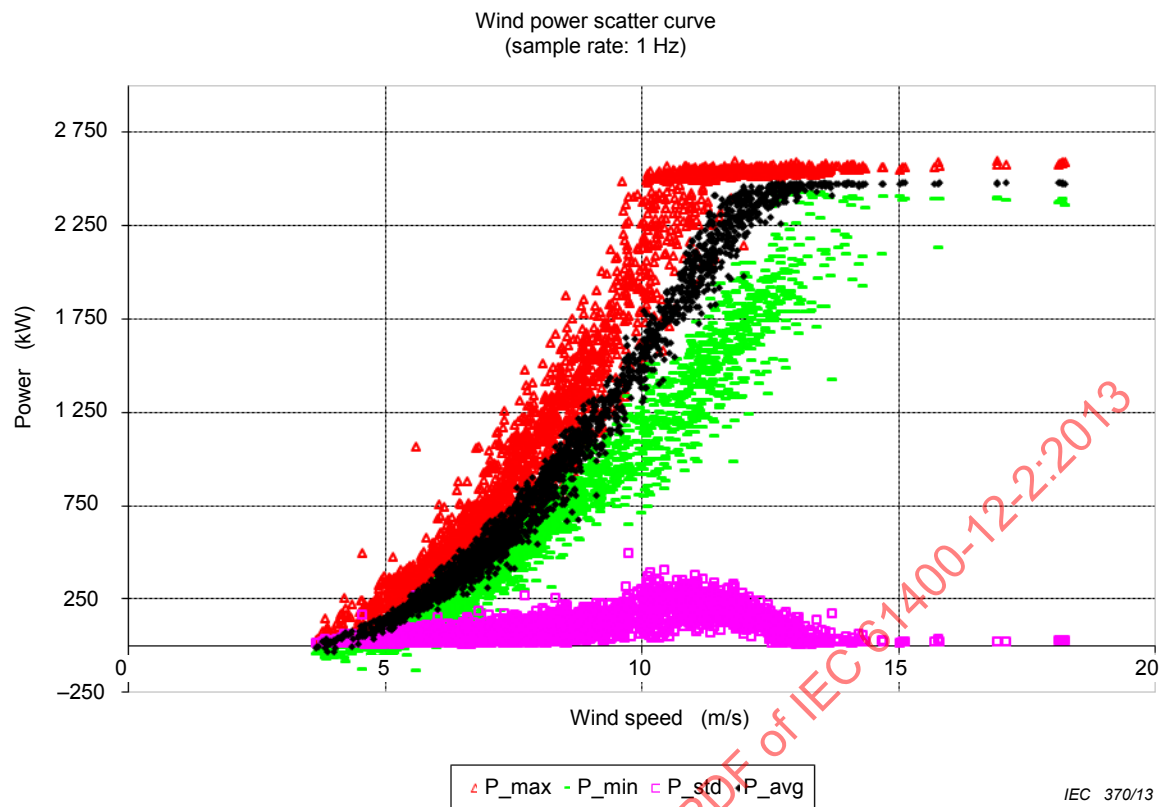


Figure 2 – Presentation of example data: transfer function resulting from Annex D



NOTE The fitted transfer function was used to create the estimate of free stream wind speed from the measured nacelle wind speed.

Figure 3 – Presentation of example data: nacelle power performance test scatter plots

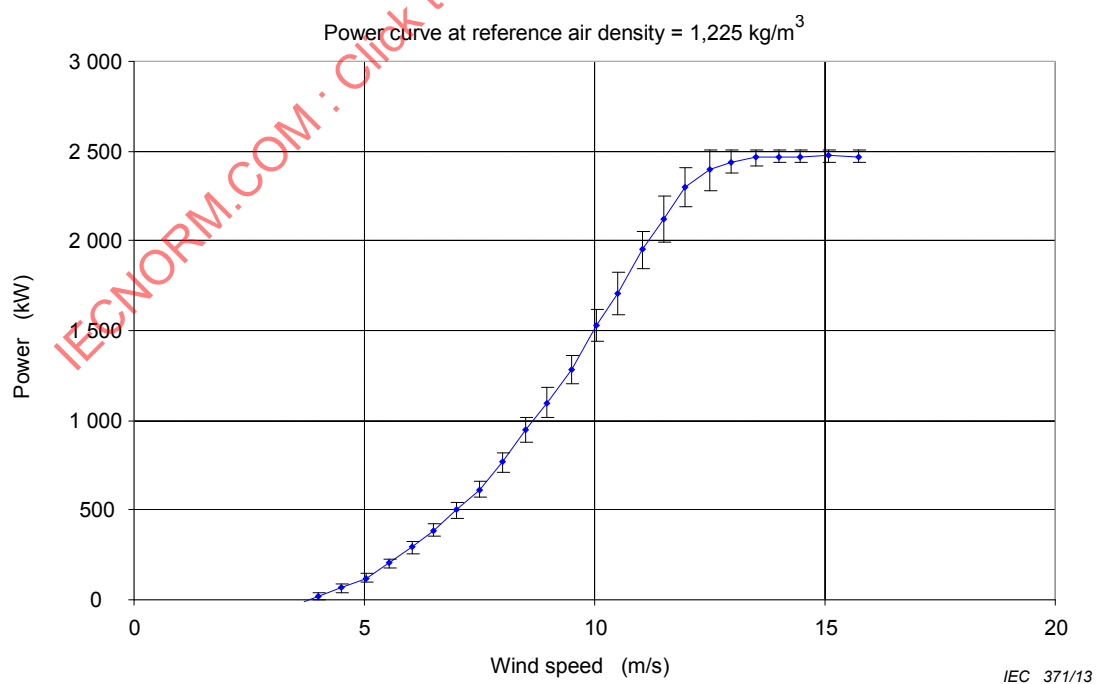


Figure 4 – Presentation of example data: binned power curve with uncertainty bands

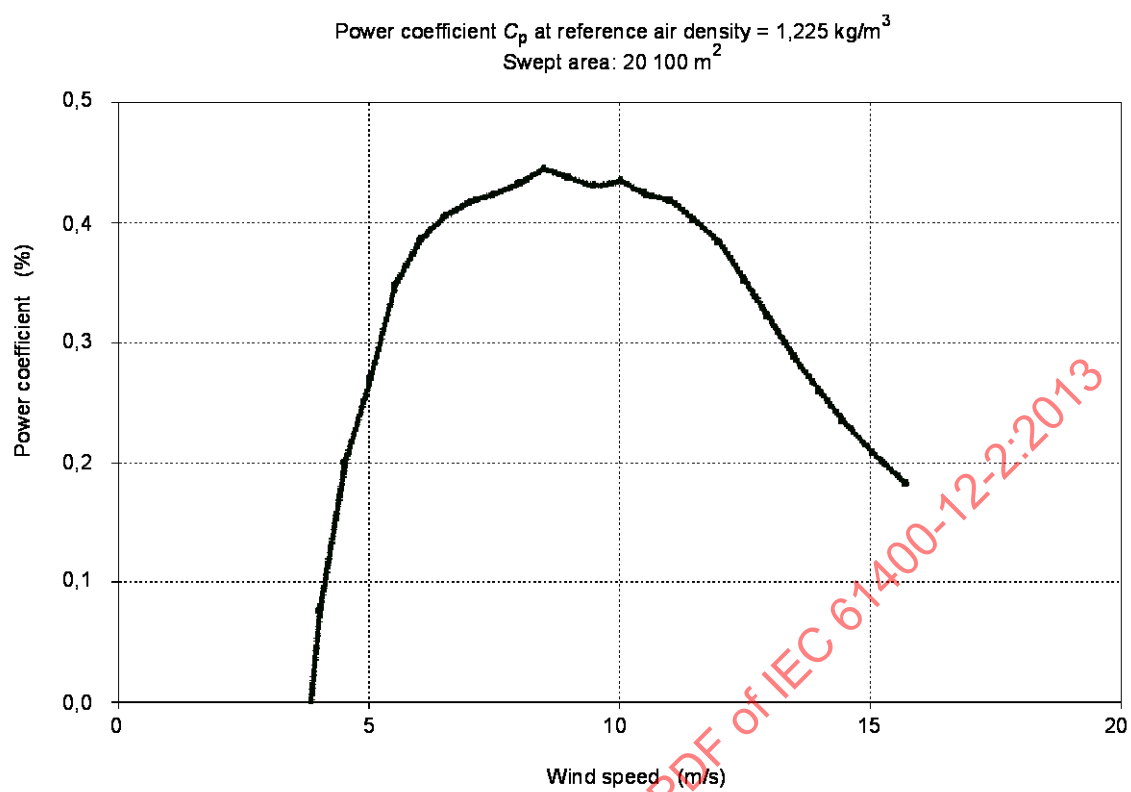


Figure 5 – Presentation of example data: measured power curve and C_p curve

Table 5 – Example of a measured power curve

Wind Turbine + cor. nacelle speed , for IEC MT 12-2							
Reference air density: 1,225 kg/m ³					Category A	Category B	Combined uncertainty
Bin no.	V _{free} stream wind speed	Power Output	C _p	No. of data sets	Standard uncertainty s _i	Standard uncertainty u _i	Standard uncertainty u _{ci}
	[m/s]	[kW]		#	[kW]	[kW]	[kW]
7	3,71	–9,3	–0,053	3	2,35	20,43	20,56
8	4,00	17,2	0,077	24	5,21	23,37	23,94
9	4,52	64,2	0,201	27	5,57	23,89	24,53
10	5,03	119,9	0,272	77	3,49	25,89	26,12
11	5,53	204,6	0,349	124	3,32	33,49	33,65
12	6,02	293,4	0,386	200	3,26	36,25	36,40
13	6,51	389,0	0,406	231	3,41	40,48	40,62
14	7,00	498,8	0,418	240	4,46	46,40	46,62
15	7,48	616,7	0,424	203	5,42	53,19	53,47
16	7,99	768,8	0,433	165	7,23	65,46	65,86
17	8,49	946,0	0,445	163	7,86	81,83	82,21
18	8,97	1 098,1	0,438	118	10,89	75,82	76,60
19	9,50	1 282,5	0,431	90	12,11	87,63	88,47
20	10,03	1 526,5	0,435	86	12,84	117,68	118,38
21	10,50	1 707,7	0,424	84	12,41	105,27	105,99
22	11,03	1 950,9	0,419	111	10,61	129,94	130,37
23	11,48	2 119,7	0,403	112	12,68	109,25	109,98
24	11,98	2 296,7	0,385	113	8,87	110,43	110,78
25	12,50	2 393,5	0,352	80	5,49	64,97	65,20
26	12,97	2 440,6	0,322	49	5,34	45,24	45,55
27	13,50	2 462,5	0,288	29	2,56	35,00	35,10
28	13,99	2 469,1	0,260	17	1,01	32,57	32,58
29	14,45	2 469,1	0,235	5	1,32	32,24	32,27
30	15,07	2 472,3	0,208	3	0,46	32,32	32,33
31	15,72	2 472,0	0,183	3	0,56	32,27	32,27

Table 6 – Example of estimated annual energy production

Estimated annual energy production (database A)					
Turbine: type = WindTurbine + nacelle anemometer TF, location = IEC PT -12-2					
Reference air density: 1,225 kg/m ³					
Cut-out wind speed: 25 m/s					
(extrapolation by constant power from last bin)					
Hub height annual average wind speed (Rayleigh) m/s	AEP – measured (measured power curve) MWh	Standard Uncertainty in AEP MWh	Standard uncertainty in AEP %	AEP – extrapolated (extrapolated power curve) MWh	
4	1 256	197	15,5	1 256	
5	2 732	359	13,2	2 738	
6	4 505	520	11,7	4 579	
7	6 186	618	10,2	6 518	incomplete
8	7 484	647	8,9	8 360	incomplete
9	8 306	665	8,3	9 988	incomplete
10	8 695	659	7,9	11 335	incomplete
11	8 753	609	7,3	12 372	incomplete

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-12-2:2013

Annex A (informative)

Nacelle instrument mounting

A.1 General

Appropriate arrangement of instruments on the nacelle is important for accurate wind turbine testing. In particular, the anemometer should be mounted to minimise flow distortions, especially from boom influences. The anemometer on the nacelle should be positioned to make it insensitive to turbine settings and the flow distortion caused by the complexity of the surrounding terrain. Other instruments and objects on the nacelle should be mounted in a way that avoids interference with the anemometer.

A.2 Preferred method for mounting of anemometer

The preferred method for mounting the anemometer is vertically on top of a tube with no other instruments or equipment nearby. All provisions of this section must be met in order to achieve negligible distortion of the wind measurements induced by the mounting. The anemometer should be mounted on a round vertical tube, with the same outer diameter as used during calibration, which carries the cable to the anemometer inside. The angle deviation from vertical should be less than 2° , and it is recommended to use an inclinometer to verify the verticality of the anemometer during installation. The tube should be no larger in diameter than the body of the anemometer. The bracket connecting the anemometer to the vertical tube should be compact, smooth, and symmetrical.

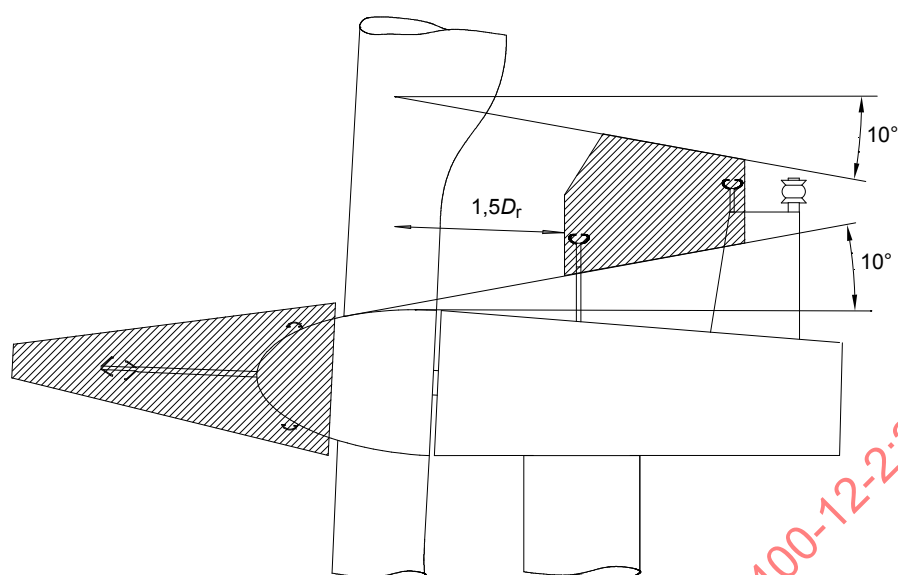
A.3 Preferred position of anemometer

The anemometer should be located in the symmetry plane of the nacelle. It should be located somewhere along the nacelle where the movements and vibrations are small. A candidate location, if possible, is to mount the anemometer on the extension of the tower centre.

A wind sensor mounted on the nacelle should be mounted above the boundary layer caused by the nacelle, indicated by the 10° line in Figure A.1, and it should also be mounted outside the influence of root vortices caused by the change from cylindrical blade root to profiled blade, indicated by the upper line of the grey area. Additionally, the sensor should be mounted at least one and a half blade root diameters ($1,5 D_r$) behind the blade root centre, and it should not be mounted on the downwind side of railings or in wake of other sensors or warning lights. The sensor should not be mounted within 1 m of the downwind end of the nacelle.

A wind sensor mounted on the spinner may be mounted, centred on the shaft axis, on a rod extending from the spinner at a practical distance based on engineering experience. Alternatively, it may be mounted on the spinner surface in the case that the measurement principle of the sensor is based on the flow over the spinner. Either way, it must be mounted at least $0,6 D_r$ in front of the blade root centre.

Figure A.1 shows the recommended locations for the anemometer. In this figure D_r is used for the blade root diameter.



IEC 373/13

NOTE The anemometer should be mounted inside the hatched areas.

Figure A.1 – Mounting of anemometer on top of nacelle

Annex B (normative)

Measurement sector procedure

B.1 Measurement sector procedure to be used during the determination of the nacelle transfer function (NTF) between free wind speed and nacelle anemometer wind speed

For the determination of the NTF, the measurement sector is defined according to the requirements in IEC 61400-12-1:2005.

B.2 Measurement sector procedure to be used during the determination of the nacelle power curve (NPC) (NTF has already been determined)

B.2.1 General

Neighbouring wind turbines, obstacles and terrain can influence the power performance assessment of a wind turbine. In case of power performance analysis by means of nacelle wind speed measurements, the anemometer is positioned at the location where the power is extracted from the wind, so that the effect of wind turbines, obstacles and terrain lies in a non-uniform distribution of the wind over the rotor plane.

The choice of suitable measurement sectors for the NPC shall be based on the key requirement that the wind speed, as measured by the nacelle anemometer in combination with the NTF, results in a wind speed which is representative for the wind speed incident onto the rotor of the wind turbine.

The wind direction measurement on a nacelle power curve contains two uncertainty components, namely the uncertainty of the yaw angle and the uncertainty of the wind direction measurement in the nacelle. This potentially large uncertainty is reflected in the measurement sector procedure (see also Annex E).

The measurement sector procedure requires two steps.

At first, a measurement sector compliant with the requirements described in B.2.1 shall be derived, based on theoretical assessment.

The requirements in B.2.1 are taken from IEC 61400-12-1:2005, where they are applied to ensure that the mast wind speed is representative for the wind turbine rotor, and, to this end, any situations where the mast or the turbine is exposed to wakes or to the influence of obstacles are excluded, as specified in IEC 61400-12-1:2005.

This condition may not be completely appropriate for the present standard. Even in case of existence of closer neighbouring wind turbines or obstacles, the test turbine has a power curve and the NTF may be valid. Other factors, on the other hand, may lead to a situation where this is not achieved. For example:

- The NTF may become invalid if the vertical flow inclination is too high and the above mentioned sector requirements do not avoid sectors with too steep slopes.
- The effect of the influence of obstacles is more complex and more difficult to interpret compared to the case considered by IEC 61400-12-1:2005.

For these reasons, as a second step, the self-consistency check method described in B.2.2 shall be used to check the validity of the measurement sector.

If the self consistency check method shows that there are problems, the sector shall be reduced accordingly, as indicated in the section B.2.2. If the measurement sector contains 10° sectors where the average slopes have both positive and negative sign care shall be taken. It is recommended that the average slope in the measurement sector has the same tendency (up or down) across all 10° sectors.

B.2.2 Requirements regarding obstacles and neighbouring and operating wind turbines

B.2.2.1 Requirements regarding neighbouring and operating wind turbines

It shall be verified that the wind turbine under test is not influenced by neighbouring wind turbines. If a neighbouring turbine is operated at any time during the power performance test, its wake shall be determined and accounted for as described in this Annex. If the neighbouring turbine is stopped at all times during the power performance test, it shall be considered as an obstacle.

The minimum distance from the wind turbine under test to neighbouring and operating wind turbines shall be two rotor diameters D_n of the neighbouring wind turbine or two rotor diameters D of the wind turbine under test if it has a larger diameter. The size of the sectors to exclude due to wakes from neighbouring and operating wind turbines shall be taken from Figure B.1 and B.2.2.3. The dimensions to be taken into account are the actual distance L_n and the rotor diameter D_n of the neighbouring and operating wind turbine.

The sectors shall be centred on the direction from the neighbouring and operating wind turbine to the tested wind turbine.

B.2.2.2 Requirements regarding obstacles

No significant obstacles (e.g. buildings, trees, parked wind turbines) shall exist in the measurement sector within a reasonable distance from the wind turbine. Only small buildings, connected to the wind turbine operation or the measurement equipment, are acceptable.

An obstacle model is used to predict the influence of obstacles upon the turbine position at hub height. The criterion for determining a significant obstacle is that the flow at hub height is affected by 1 % or more for any wind direction in the measurement sector. This criterion must be applied to the flow effect on the turbine.

The criteria for determining a significant obstacle is to exceed the limits in Table B.1.

Table B.1 – Obstacle requirements: relevance of obstacles

Distance to obstacle	Sector	Maximum obstacle height in relation to wind turbine tower base
$<2L$	360°	$<0,04 (H+D)$
$\geq 2L$ and $\leq 4L$	Measurement sector	$<0,08 (H+D)$
$\geq 4L$ and $\leq 8L$	Measurement sector	$<0,13 (H+D)$
$\geq 8L$ and $\leq 16L$	Measurement sector	$<0,25 (H+D)$
$\geq 2L$ and $\leq 16L$	Outside measurement sector	Not applicable

Sectors with a significant obstacle shall be excluded with reference to Figure B.1 and B.2.2.3. The dimensions to be taken into account are the actual distance L_e and an equivalent rotor diameter D_e of the obstacle. The equivalent rotor diameter of the obstacle shall be defined as:

$$D_e = \frac{2l_h l_w}{l_h + l_w} \quad (\text{B.1})$$

Where

D_e is the equivalent rotor diameter;

l_h is the height of the obstacle;

l_w is the width of the obstacle.

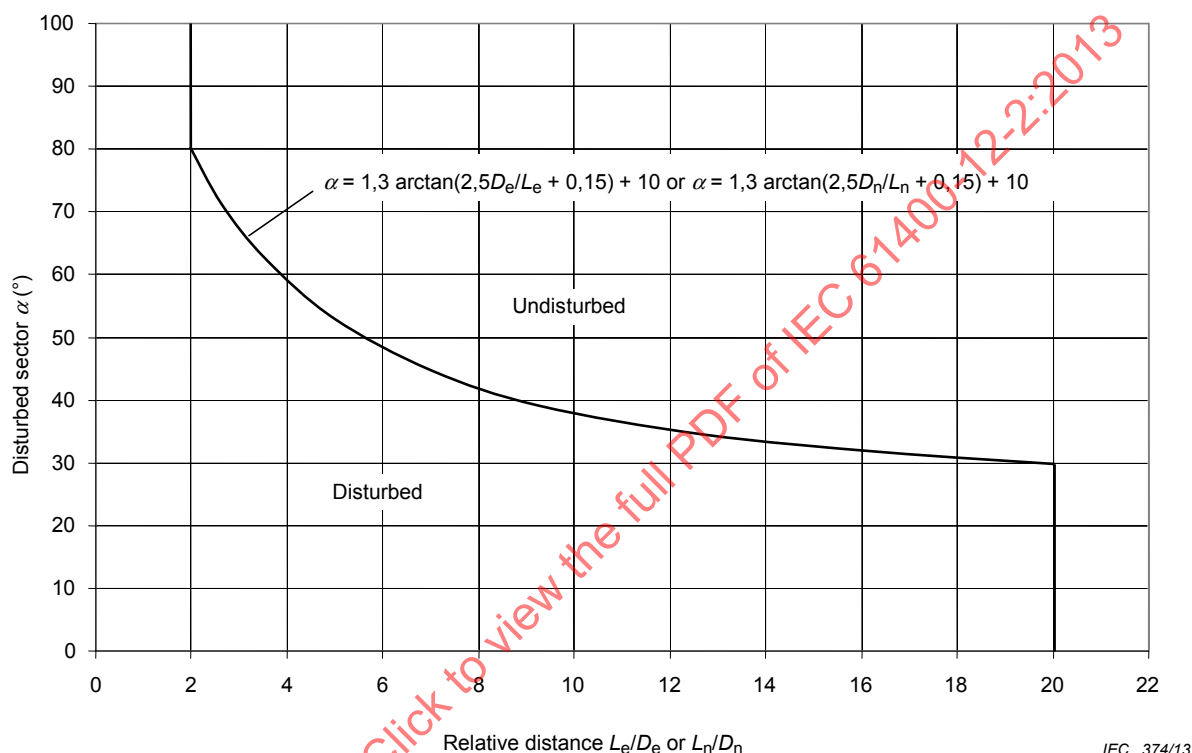


Figure B.1 – Sectors to exclude due to wakes of neighbouring and operating wind turbines and significant obstacles

Obstacles which extend more than 50 m in any direction shall be divided into partial obstacles that do not extend more than 50 m in any direction. These partial obstacles may overlap each other. The combination of these partial obstacles shall cover the original obstacle completely.

Each partial obstacle shall be evaluated separately. The significance of each partial obstacle shall be assessed and if it is found to be significant the sector to be excluded shall be determined. For example:

- 1) A quadratic obstacle of 90 m by 90 m is divided into 4 partial obstacles of 50 m by 50 m each. These partial obstacles are chosen in a way that they overlap each other by 10 m so that the combination of the 4 partial obstacles is identical to the original obstacle.
- 2) A squared obstacle of 70 m by 10 m is divided into 2 partial obstacles of 50 m by 10 m each. These partial obstacles are chosen in a way that they overlap each other by 30 m in the direction which has to be reduced so that the combination of the 2 partial obstacles is identical to the original obstacle.

B.2.2.3 Calculation of the excluded sector

After the size of the disturbed sector has been established using Figure B.1, the excluded sector(s) per obstacle or neighbouring turbine can be calculated by adding the one-sigma uncertainty of the absolute wind direction (i.e. the combination of nacelle yaw position and relative wind direction measurement) signal to both the upper and lower limit of the disturbed sector for that obstacle or neighbouring wind turbine. (This means that the disturbed sector grows by twice the one-sigma wind direction uncertainty).

The uncertainty of the wind direction measurement is discussed in more detail in Annex E.

As an example of calculation consider an operating neighbouring turbine located due east (at 90°) from the test turbine at a distance of four times the rotor diameter of the neighbouring turbine. This means that the size of the disturbed sector is 58° . If the 1 sigma uncertainty of the wind direction measurement is 10° , then the size of the excluded sector is 78° . This means that data where the measured wind direction is between 51° and 129° cannot be used.

It should be noted that in complex terrain the wind flow experienced by all turbines may not be from the same direction. Hence the geometric treatment of wakes as described above may not predict all wake conditions on the test turbine.

Further explanations regarding treatment and calculation of disturbed sectors can be found in the IEC 61400-12-1:2005.

B.2.3 Self-consistency check procedure for the measurement sector

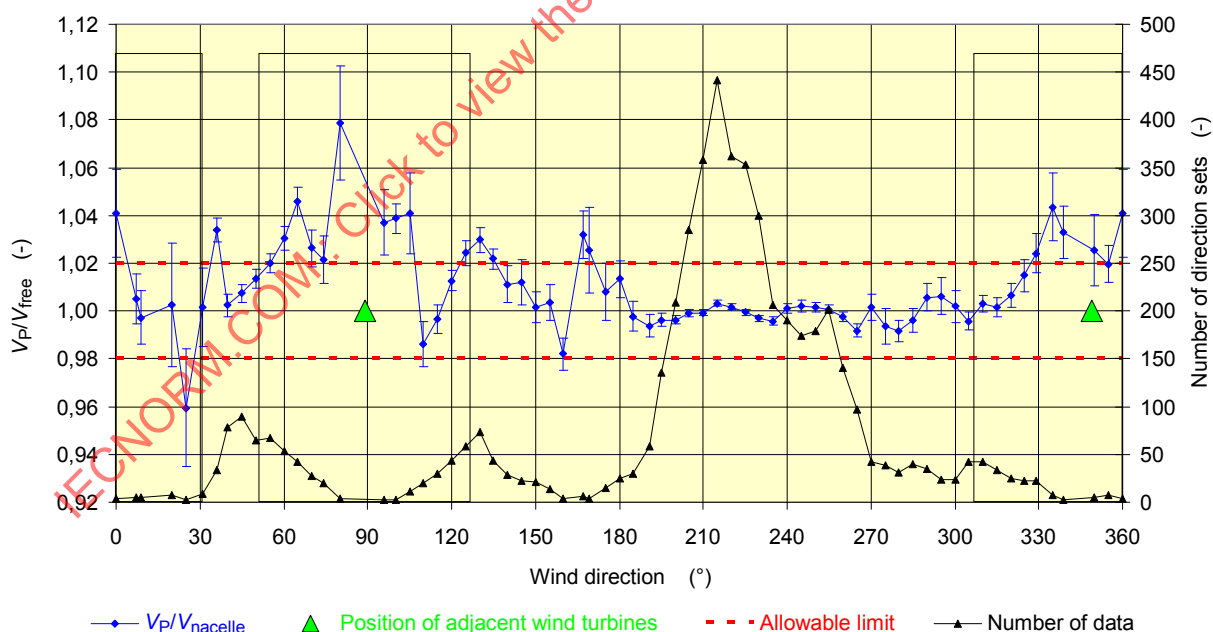
IEC 61400-12-2 requires a minimum distance to neighbouring turbines of at least 2 rotor diameters. This requirement has been taken from IEC 61400-12-1:2005. In IEC 61400-12-1:2005 this requirement is applied to ensure that the mast wind speed is representative for the wind turbine rotor. However, even in case of the existence of closer neighbouring wind turbines the test turbine has a power curve and the NTF may be valid. A proper solution to avoid sectors with too high influences of very close obstacles, neighbouring wind turbines or excessive vertical wind components due to terrain slope is the application of the sector self-consistency check as described below.

Sectors in which it is determined that the wind speed measurement with the nacelle anemometer in combination with the NTF is not representative for the wind speed incident to the rotor of the test turbine must be excluded from the NPC test.

Sectors where the NTF loses its representativeness shall be evaluated with the following sector self-consistency check:

- First evaluate an initial NPC from a sector, which is evaluated according to the rules of IEC 61400-12-1:2005. Perform also a bin average of the wind speed as function of the power output (reverse NPC).
- Apply the reverse NPC in order to evaluate the wind speed representative of the wind turbine rotor from the measurement of the active power for each 10-minute interval in which the test turbine is operational. This evaluation should cover all wind directions and not only the wind direction applied for the evaluation of the NPC. For stall regulated wind turbines the measured power must be normalised to the reference air density before the wind speed is evaluated in accordance with the reverse NPC. For this, formula (5) has to be applied inversely.
- Ideally, the wind speed evaluated from the power output V_P should be identical to the wind speed V_{free} determined with the nacelle anemometer under application of the NTF and normalised to the reference air density. The ratio of V_P and V_{free} shall be investigated as a function of the wind direction. For this, only wind speeds higher than cut-in wind speed and below rated wind speed should be considered. The ratio of V_P and V_{free} of the data filtered in this way shall be bin-averaged as function of the wind direction in sectors with a width of 5° .

- d) In sectors where the wind speed determined via the nacelle anemometer and the NTF is representative of the test turbine, the ratio of V_P and V_{free} is near unity. Sectors with critical vertical flow inclination (NTF not valid), critical wake situations (ratio of V_P and V_{free} too high) or critical obstacles can clearly be identified as variations of the bin-averaged ratio of V_P and V_{free} . These sectors shall be excluded from the final power curve test. For the identification of sectors to be excluded an allowable variation of the bin averaged ratio of V_P and V_{free} should be defined. A variation between 0,98 and 1,02 is recommended. Under certain conditions the allowable range may be extended to 0,97-1,03, if otherwise no proper sector remains. The largest deviation between the bin averaged ratio of V_P and V_{free} and 1 in the chosen measurement sector shall be considered as uncertainty of the NTF in terms of terrain effects.
- e) If the reverse NPC has not been evaluated from a sector in accordance with IEC 61400-12-1:2005, sectors with the lowest variation of the bin-averaged ratio of V_P and V_{free} should be considered as the proper sectors for the power curve test. (The variation is defined as the statistical uncertainty, the ratio of standard deviation and the square root of the number of data points). In this sector the bin-averaged ratio of V_P and V_{free} may deviate from 1, as data from improper sectors may influence the reverse NPC. In this case a maximum variation around this stable ratio of V_P and V_{free} shall be defined in order to identify the final power curve sector (e.g. $\pm 0,02$).
- f) The reverse NPC shall be re-evaluated from the identified measurement sector, and the sector self-consistency check shall be repeated with the re-calculated reverse NPC. If necessary, the measurement sector shall be adjusted in accordance with the results of the repeated test. If an adjustment is necessary, the reverse NPC and the self-consistency check shall be repeated again. This procedure shall be followed until the procedure converges. (Comment: Normally the procedure converges after the first step, i.e. no repetition of the test is necessary).
- g) An example of a result of a sector self-consistency check is shown in Figure B.2.



IEC 375/13

Figure B.2 – Example of the result of a sector self-consistency check

In the figure above, the blue bars indicate the statistical uncertainty of the bin averaged ratios of V_P and V_{free} . The shaded sectors show the sectors which would have to be excluded for a power curve test in accordance with IEC 61400-12-1:2005 due to wakes of neighbouring wind turbines. In the directions of the neighbouring wind turbines (green triangles) V_P is clearly increased compared to V_{free} .

Annex C

(normative)

Nacelle wind speed transfer function validity procedure

The transfer function can be significantly affected by turbine hardware and control. This Annex describes the criteria that need to be checked to assess if a transfer function measured at one turbine can be applied to another. The criteria in this Annex refer to a comparison of a measurement of a NTF on one turbine and the application of the NTF on another turbine (or the same turbine at a later date). The following shall be checked that they are identical within limits given before the test is started:

C.1 Measurement procedure:

The averaging time the data points are based on to calculate the transfer function shall be the same as the averaging time the data points are based on to calculate the nacelle power curve.

C.2 Terrain class and slope:

The terrain class when the NTF was established shall be the same as the terrain class when the NTF will be applied, unless the NTF is measured in the same wind farm as where it is applied in which case the terrain class may vary by ± 1 .

The sign of slope of the 10° sectors in the measurement sector shall be compared as well; a positive slope cannot be mixed with a negative slope. In case the measurement sector contains both positive and negative slopes the test engineer shall proceed with caution.

The sign of the slope of the terrain in the measurement sector when the NTF was established shall be the same as the sign of the slope of the terrain in the measurement sector when the NTF will be applied.

C.3 Measurement hardware:

- a) anemometer and vane type;
- b) anemometer and vane location (relative to the mounting structure) within 5 mm;
- c) Location of anemometer, vane and mounting structure on the nacelle within 100 mm.

C.4 Other turbine hardware:

- a) the blade type, including aerodynamic devices mounted on the blade;
- b) nacelle shape, within 100 mm;
- c) the size and location of equipment mounted on the nacelle (such as aviation lights); location within 100 mm.

C.5 Turbine controls:

- a) the control software and version to the extent that the changes significantly affect the power performance of the turbine as estimated by the manufacturer;
- b) all (changes to) parameters related to control of pitch, yaw, rotational speed, power and any other parameters to the extent that (changes to) these parameters significantly affect

the power performance of the turbine as estimated by the manufacturer; this is to be checked by comparing specific parameters and their related values;

c) operational modes (e.g. noise reduced operation, power curtailment).

If any of these validity criteria are not met, another transfer function shall be used. The validity check shall be reported in such detail that each of the 9 checks in Annex C is supported by evidence. Note that also the sector self-consistency check (see B.2.2) must be done before a valid test result can be reported. However, B.2.2 can only be carried out after an NPC is available whereas the checks in this Annex can be done before a test is started.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-12-2:2013

Annex D

(normative)

Nacelle wind speed transfer function measurement procedure

D.1 General

The nacelle wind speed transfer function should be measured on a turbine in similar terrain to the turbine to which the NTF will be applied to determine the NPC. If this is not possible then the NTF should be measured in flat terrain.

The nacelle wind speed transfer function measurement procedure is designed to assess the effect of the wind turbine rotor on the nacelle wind speed and to quantify the relationship of free stream wind speed to nacelle wind speed. The nacelle wind speed transfer function shall be established by a measurement that is almost identical to an IEC 61400-12-1:2005 measurement. All requirements of the IEC 61400-12-1:2005 shall be adhered to, unless this Annex explicitly deviates from the IEC 61400-12-1:2005.

The key result of the nacelle wind speed transfer function measurement is a table or a fitted function of flow correction factors for all measured wind speeds. Another result is an estimate of the uncertainty of these correction factors. This test may also provide information that justifies a change to the allowable measurement sector.

In line with 6.3 appropriate nacelle wind speed transfer functions shall be established for the valid sector according to terrain classification. If not already done, a WTG assessment (6.2), site assessment and terrain classification (6.3) shall be done. Similar to 6.5, a test plan shall be written which includes the test set-up, selection of sensors and measurement equipment and other relevant information. For the data acquisition system 7.8 applies.

D.2 Test setup and equipment

The signals that shall be measured are (according to IEC 61400-12-1:2005):

- wind speed on the meteorological mast;
- wind direction on the meteorological mast;
- wind turbine power;
- air temperature;
- air pressure;
- turbine generator grid connection status signal.

In addition to the requirements of the IEC 61400-12-1:2005, the following signals shall be measured:

- nacelle wind speed;
- nacelle wind direction;
- nacelle yaw position.

The following signals may be captured, to establish validity of the measured transfer function for future use:

- rotor speed;
- pitch angle(s).

Instead of measuring these signals, the software version, relevant parameters and their values may be documented for future validity check.

The data acquisition system may be external, it may be the turbine controller data system, or it may be a combination of both.

If multiple data acquisition systems are used, it shall be verified throughout the measurement that the synchronisation between any of the measurement systems does not deviate more than 1 % of the averaging time. Any deviations and/or corrections shall be reported.

If the turbine controller data system (e.g. SCADA system) is used, the calibration and accuracy of the data system chain (transmission, signal conditioning and data recording) shall be verified by injecting known signals at the transducer ends and comparing these inputs against the recorded readings. This shall be done using instrumentation that is calibrated traceable to national standards. As a guideline, the uncertainty of the data acquisition system should be negligible compared with the uncertainty of the sensors. Furthermore, all calibrations, offsets and corrections applied by the turbine controller data system shall be reported in such detail that these calibrations, offsets and corrections can be undone when post processing the data.

The nacelle anemometer shall be calibrated as described in Annex H. Nacelle anemometers shall be any type of anemometer as described in Annex H of this standard. The nacelle anemometer shall be post calibrated or verified in-situ following the in-situ calibration procedure of the IEC 61400-12-1:2005. In-situ calibration is made with two anemometers on nacelle or spinner and may be made with anemometry connected to the control system. Please note that the in-situ calibration is more complex than on a met mast due to the rotor swirl and that sometimes in-situ calibration may not be possible or fail for this reason. A post calibration in a wind tunnel is strongly recommended.

The nacelle wind direction signal shall be verified in-situ to determine correct operation and establish a specific relation to the nacelle's longitudinal axis. The nacelle yaw position shall be verified to determine correct operation and establish True North.

D.3 Site calibration

If a site calibration is required as per the IEC 61400-12-1:2005, it shall be performed as described in the IEC 61400-12-1:2005 and applied to the reference met mast wind speed. The following changes to the IEC 61400-12-1:2005 site calibration procedure are allowed:

- a) The site calibration data may be evaluated in such a way so as to capture variation of the site calibration results with wind speed in addition to the variation with wind direction. This would lead to flow correction values as a function of binned wind speed as well as wind direction. To ensure a reasonable chance to get sufficient data in each bin a 10° wide wind direction bin and 4 m/s wide wind speed bin shall be used. The wind speed bins shall be centred around 2 m/s plus integer multiples of 4 m/s.
- b) A linear regression of wind speed from the reference met mast versus wind speed from the temporary met mast for each wind direction bin may be made to determine the variation with wind speed and to allow a better characterisation in case offsets are present. In this case the flow correction factors are the resulting regression formula per wind direction bin.
- c) An additional analysis that may be evaluated is a wind direction site calibration in order to establish the difference in wind direction between the permanent mast and the temporary mast as a function of wind speed and wind direction at the temporary mast. The consideration behind such an evaluation is that the turbine rotor influences the wind direction on the nacelle as well as the wind speed on the nacelle. A more accurate result may be possible by applying an NTF on both wind speed and wind direction. An NTF on wind direction can be established from the same data as an NTF on wind speed. But in order to establish an NTF on wind direction, the influence of the terrain needs to be separated from the influence of the rotor as much as is possible. A site calibration on wind

direction will focus on offsets instead of ratios. Disregarding the influence of terrain and/or rotor on wind direction will increase the uncertainty of the absolute wind direction and therefore decrease the measurement sector when establishing an NPC.

The exact procedure used to establish a site calibration for wind speed and possibly wind direction shall be reported in such detail that it can be reviewed and, if necessary, repeated. An uncertainty assessment for all results from the site calibration shall be performed and reported.

D.4 Measurement procedure

A database shall be established as described in the IEC 61400-12-1:2005, with the following change:

- data shall be filtered using the 'turbine online' instead of the 'turbine available' status signal.

The database shall be considered complete when it has met criteria of 8.8 of this standard.

The nacelle wind speed shall be binned against the free stream wind speed according to the method of bins described in the IEC 61400-12-1:2005, with the free stream wind speed on the X-axis. Then a linear interpolation can be made to interpolate between bins. Using the data in the database, V_{free} shall be calculated using the following formula:

$$V_{\text{free}} = \frac{V_{\text{free},i+1} - V_{\text{free},i}}{V_{\text{nacelle},i+1} - V_{\text{nacelle},i}} \times (V_{\text{nacelle}} - V_{\text{nacelle},i}) + V_{\text{free},i} \quad (\text{D.1})$$

where

$V_{\text{nacelle},i}$ and $V_{\text{nacelle},i+1}$	are bin averages of the nacelle wind speed in bin i and $i+1$;
$V_{\text{free},i}$ and $V_{\text{free},i+1}$	are bin averages of the met-mast wind speed in bin i and $i+1$, flow correction factors shall be applied from the site calibration measurement, if appropriate;
V_{nacelle}	is the measured value of the nacelle anemometer for which we want to estimate the free stream wind speed;
V_{free}	is the free stream wind speed estimated using the measured nacelle and met mast wind speed, corrected for flow distortion due to terrain (V_{nacelle} and V_{free} , respectively).

The nacelle transfer function (NTF) is defined as V_{free} as a function of V_{nacelle} per bin. The NTF is only valid from the lowest wind speed bin to the highest wind speed bin and extrapolation of the NTF is never allowed.

Alternatively, the function of V_{free} on y-axis and V_{nacelle} on x-axis (binned on V_{nacelle}) may be fitted with a mathematical function. A weighted fit may be considered, for instance to adequately account for outliers. It shall be reported how the fit has been made and what weighting function has been used, as well as what the uncertainty contribution of the fitted result is.

A similar procedure can be followed to establish the NTF for wind direction; that procedure would focus on offsets rather than ratios.

D.5 Data quality check

A data quality check shall be performed as described in Clause 8.5.

Additionally, create and review scatter plots of relevant signals to verify that the provided met mast instrumentation and test site layout description are correct. For example:

Plot the 10-minute average primary and control anemometer ratio (as defined in IEC 61400-12-1:2005) versus wind direction. Compare the location (degrees with respect to True North or other reference) of the mounting structure (single hub-height anemometer mounting option) or the location of the primary/control anemometer wakes (double hub-height anemometer mounting option) inferred by these plots to the documented instrumentation arrangement. These plots can also be used to verify the documented turbine to meteorological tower bearing by comparing the inferred turbine wake centre with the expected value.

Discrepancies found shall be investigated and corrected for in the analysis, if possible. Unresolved discrepancies shall be reported in the measurement report.

D.6 Derived results

The derived results are:

- 1) A nacelle transfer function (NTF) for wind speed describing v_{free} as a binned result or a mathematical function of bin averaged V_{nacelle} .
- 2) A site calibration for wind speed (if required by the IEC 61400-12-1:2005), expressed as:
 - a) flow correction factors per wind direction bin, OR
 - b) flow correction factors per wind direction and wind speed bin, OR
 - c) linear regression parameters per wind direction bin.
- 3) Optionally, a nacelle transfer function (NTF) for wind direction, expressed as an offset per wind speed bin or as a mathematical function of nacelle wind speed.
- 4) Optionally, a site calibration for wind direction, expressed as:
 - d) offsets per wind direction bin, OR
 - e) offsets per wind direction and wind speed bin, OR
 - f) linear regression parameters per wind direction bin.
- 5) Results of the self-consistency check, as per D.8.
- 6) Uncertainty analysis on all of the derived results, per D.9.
- 7) Report on the nacelle transfer function, as per D.10.

D.7 Direction stability check

A measured transfer function may show larger variation in certain wind directions. This can be caused by the local terrain but also because the wind direction may fluctuate a lot if the wind is not from the predominant wind direction. It is recommended to analyse the variance of the transfer function with wind direction in the following way:

The data set that the transfer function is based on shall be binned into 10° wind direction bins, centred on integer multiples of 10° . Where a site calibration has been previously performed, it is recommended to use the same direction bins in order to reflect the directional effect of the site calibration on the transfer function. $v_{\text{free}}/V_{\text{nacelle}}$ shall be averaged for each bin, and the standard deviation of $v_{\text{free}}/V_{\text{nacelle}}$ shall be calculated for each direction. The wind speed range for which this is done shall be selected such that it excludes significant pitch activity with adequate margin to allow for the 10 minute averaging. It is also recommended to compare residuals as part of the stability check.

The average and standard deviation shall be plotted against the wind direction average of each bin. This plot will show if the transfer function is sensitive to wind direction. If a clear

effect of wind direction can be seen, the measurement sector may be reduced to include only those directions that show a consistent result.

In those cases where a sector has been reduced, the self-consistency check described in D.8 shall show evidence of the improvement of the new NTF.

D.8 Self-consistency check for NTF, using the NPC

The nacelle wind speed shall be corrected with the established transfer function, and a power curve and AEP shall be calculated using the corrected wind speed. Optionally, the nacelle wind direction may be corrected with the established transfer function for wind direction. Please note that the NPC referred to in this section is the NPC during the NTF measurement.

A power curve and AEP shall also be made based on the IEC 61400-12-1:2005 measurement and method, with the difference that the filtering shall be done with the turbine online signal. The same database of valid measured data shall be used for both analyses limiting the wind speed range, as necessary, to ensure both analyses cover the same wind speed range.

Both results shall be compared as binned power curves as well as AEP. The maximum difference in power per bin shall be 1 % of bin power or 0,5 % of rated power whichever is largest. The maximum difference in AEP shall be 1 % for hub height annual average wind speed 4 to 11 m/s as per 9.3.

If the self-consistency check does not meet the criteria listed above, the root cause shall be investigated and corrected or another NTF method should be considered for use. If the root cause for the discrepancy cannot be determined and as long as the differences on binned power and AEP are less than 3 % or 1,5 % of rated power whichever is largest, additional uncertainty must be estimated, documented and reported. If the differences are larger than 3 % of bin power or 1,5 % of rated power (whichever is largest) a new test shall be done.

D.9 Uncertainty

The uncertainty of the nacelle transfer function(s) shall be calculated according to Annexes E, F and G of this standard.

D.10 Reporting requirements

Apart from the documentation requirements of the IEC 61400-12-1:2005, the following requirements shall be fulfilled:

- the exact position of the nacelle mounting structure shall be reported, with 10 mm accuracy. The reference to which all distances are measured shall be clearly defined;
- the exact mounting of the nacelle anemometer on the nacelle mounting structure shall be reported with 1 mm accuracy;
- photos from the whole nacelle and nacelle mounting structure shall be made, to allow accurate repetition of the measurement setup;
- the nacelle anemometer type, serial number and calibration shall be reported;
- the nacelle wind direction mounting shall be reported such that it can be repeated within 1 degree accuracy;
- the exact filtering used to create the nacelle transfer function, the power curve based on the nacelle to free stream wind speed and the power curve based on the IEC 61400-12-1:2005 shall be reported to establish the exact filter criteria and the exact amount of data points removed per filtering step;
- type of transfer function (e.g. polynomial, binned) and the weighing function used (if applicable);

- presentation of measured data
 - scatter plot of mean free stream velocity as a function of nacelle wind velocity. An example is shown in Figure D.1;
 - power curve calculated using corrected nacelle wind speed. An example is shown in Table D.1;
 - power curve based on the IEC 61400-12-1:2005 measurements and method with the difference that the filtering shall be done with the turbine online;
 - AEP values for annual average wind speeds of integer wind speeds from 4 to 11 m/s for both power curves;
 - relative differences in power between both power curves for each wind speed bin;
 - relative differences in AEP between both power curves for each annual averaged wind speed;
 - table of binned values of the free stream wind speed and the corresponding nacelle wind speed (or relevant interpolating function) and the estimated uncertainty;
 - the correlation between v_{free} and V_{nacelle} shall be reported in the form of the coefficient of determination;

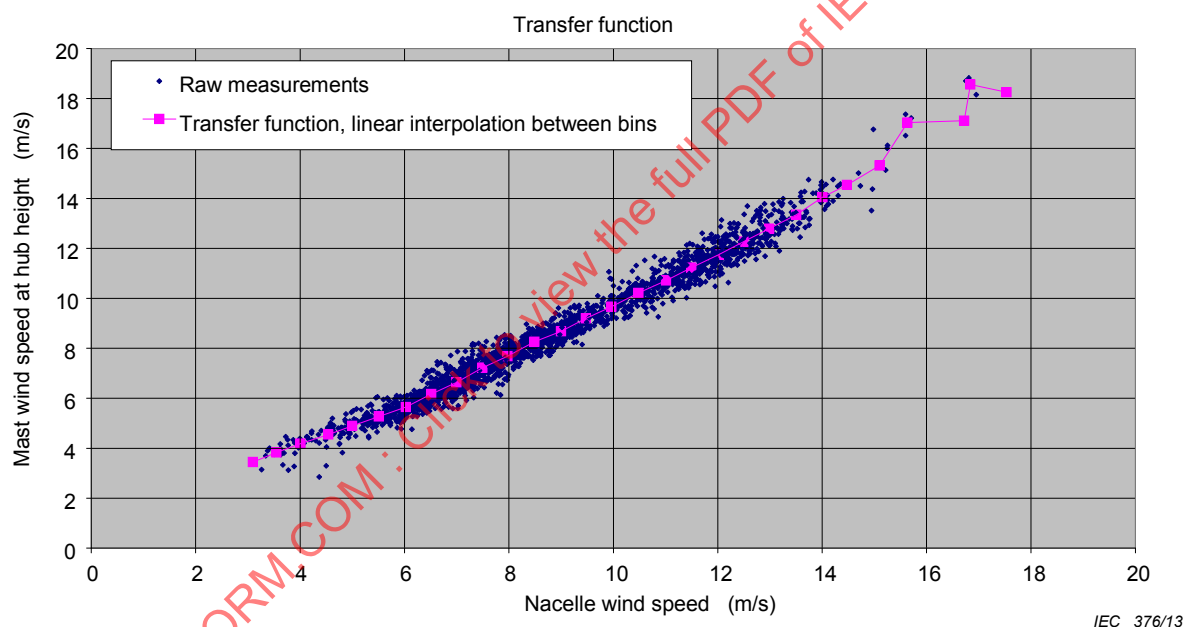


Figure D.1 – Nacelle transfer function for wind speed

Table D.1 – Example of presentation of a measured power curve based on data from the meteorological mast, for consistency check

Wind Turbine + Meteo Mast , for IEC MT 12-2							
Reference air density: 1,225 kg/m ³					Category A	Category B	Combined uncertainty
Bin no.	Hub Height wind speed [m/s]	Power Output [kW]	Cp	No. of data sets #	Standard uncertainty si [kW]	Standard uncertainty ui [kW]	Standard uncertainty uci [kW]
7	3,40	–19,7	–0,144	4	9,75	20,82	22,99
8	4,02	24,1	0,107	19	6,99	22,24	23,31
9	4,55	78,3	0,239	37	6,57	24,63	25,49
10	5,03	138,2	0,312	84	5,17	27,41	27,89
11	5,54	220,3	0,373	130	4,86	32,67	33,03
12	6,01	303,5	0,402	194	4,78	35,81	36,13
13	6,50	394,7	0,414	229	4,48	39,05	39,31
14	6,99	492,3	0,414	205	5,06	42,30	42,61
15	7,49	609,1	0,417	209	5,70	51,01	51,33
16	7,97	762,9	0,433	171	8,80	69,46	70,02
17	8,50	927,1	0,434	173	9,56	71,87	72,50
18	9,00	1 091,6	0,431	113	11,07	79,02	79,80
19	9,51	1 307,9	0,437	112	12,99	105,41	106,21
20	10,02	1 534,6	0,439	64	17,93	115,94	117,32
21	10,52	1 755,3	0,434	101	15,10	117,85	118,81
22	11,01	1 950,7	0,421	105	13,83	114,28	115,12
23	11,49	2 111,6	0,400	109	14,91	98,59	99,71
24	11,99	2 292,7	0,383	103	10,40	111,80	112,28
25	12,52	2 381,4	0,349	76	8,32	60,78	61,35
26	12,96	2 435,1	0,322	50	4,63	49,97	50,19
27	13,49	2 456,7	0,288	32	4,39	34,86	35,13
28	13,98	2 465,0	0,260	17	2,27	32,73	32,80
29	14,45	2 468,6	0,235	12	1,40	32,35	32,38
30	14,96	2 471,0	0,212	3	0,61	32,31	32,31

Annex E (normative)

Evaluation of uncertainty in measurement

E.1 General

This Annex addresses the requirements for the determination of uncertainty in measurement. The theoretical basis for determining the uncertainty using the method of bins can be found in Annex F and an example of estimating uncertainties in Annex G.

The measured NTF and NPC shall each be supplemented with an estimate of the uncertainty of the results due to uncertainty in the measurement as well as other factors such as terrain. The estimate shall be based on the ISO information publication 'Guide to the expression of uncertainty in measurement.'

Following the ISO Guide, there are two types of uncertainties: category A, the magnitude of which can be deduced from measurements, and category B, which are estimated by other means. In both categories, uncertainties are expressed as standard deviations and are denoted standard uncertainties.

E.2 The measurands

The measurands are the power curve, determined by the measured and normalised bin values of electric power and wind speed (see 9.1 and 9.2), and the estimated annual energy production (see 9.3). Uncertainties in the measurements are converted to uncertainty in the measurand by means of sensitivity factors.

E.3 Uncertainty components

Tables E.1 and E.2 provide minimum uncertainty parameters that shall be included in the uncertainty analysis of the NTF and NPC respectively.

Table E.1 – Uncertainty components in nacelle transfer function evaluation

Measured parameter	Uncertainty component	Uncertainty category
Site calibration (if carried out)	Reference position	
	Anemometer calibration	B
	Operational characteristics	B
	Mounting effects	B
	Data acquisition system	B
	Turbine position	
	Anemometer calibration	B
	Operational characteristics	B
	Mounting effects	B
	Data acquisition system	B
Free stream wind speed	Statistical variation	A
	Anemometer calibration	B
	Operational characteristics	B
	Mounting effects	B
	Site calibration (if carried out)	B
Nacelle wind speed	Data acquisition system	B
	Anemometer calibration due to wind speed (sonics)	B
	Anemometer calibration due to wind direction (sonics)	B
	Operational characteristics	B
	Mounting effects	B
Transfer function	Data acquisition system	B
	Type A uncertainty in transfer function regression or bin average as appropriate.	A
Method	Seasonal variation on site calibration results	B
	Seasonal variation (changing climatic conditions) on NTF	B

Table E.2 – Uncertainty components in nacelle power curve evaluation

Measured parameter	Uncertainty component	Uncertainty category
Electric power	Current transformers	B
	Voltage transformers	B
	Power transducer or power measurement device	B
	Data acquisition system	B
	Variability of electric power	A
Wind speed	Nacelle anemometer calibration due to wind speed	B
	Nacelle anemometer calibration due to direction	B
	Operational characteristics	B
	Mounting effects	B
	Flow distortion due to terrain (inflow)	B
	NTF	B
Air temperature	Data acquisition system	B
	Temperature sensor	B
	Radiation shielding	B
	Mounting effects	B
Air pressure	Data acquisition system	B
	Pressure sensor	B
	Mounting effects	B
Method	Data acquisition system	B
	Air density correction	B
	Dynamic power measurement	B
	Seasonal variation	B
	Variation in inflow to rotor	B
	Turbulence influence on binning	B

The components mentioned in Tables E.1 and E.2 constitute a minimum list of uncertainty components. Components can be added as needed.

NOTE The implicit assumption of the method of this standard is that the 10-minute mean power yield from a wind turbine is fully explained by the simultaneous 10-minute mean wind speed measured by the nacelle anemometer (related to the free stream wind speed by a turbine-type specific measured NTF) and the air density. This is not the case. Other flow variables affect both the power yield and the NTF. Thus identical wind turbines will yield different power and different nacelle wind speeds at different sites even if the free stream hub height wind speed and air density are the same. These other variables include turbulent fluctuations of wind speed (in three directions), the inclination of the flow vector relative to horizontal scale of turbulence, and shear of mean wind speed over the rotor. Presently, analytical tools offer little help in identification of the impact of these variables and experimental methods encounter equally serious difficulties.

The result is that the power curve will vary from one site to the next, but since the other influential variables are not measured and taken into account, the variation in the power curve will appear as uncertainty.

This apparent uncertainty stems from differences in observed power yield under different topographical and climatic conditions, i.e. when comparing an AEP measured in homogeneous terrain with an AEP measured at a non-homogeneous wind farm site.

Quantification of this apparent uncertainty is difficult. Depending on site conditions and climate, the uncertainty in the nacelle power curve may be on the order of 10 % or more. In general terms, the uncertainty may be expected to increase as the complexity of the site conditions under which the NTF was measured and the complexity of the site conditions under which the NPC was measured diverge, with increasing complexity of topography and with increasing frequency of non-neutral atmospheric conditions. This standard addresses this issue by adding uncertainty components such as seasonal variation and inflow to rotor.

E.4 Wind direction uncertainty

The uncertainty of the wind direction does not directly influence the uncertainty of the power curve or the uncertainty of the annual energy production but it does influence the calculation of the measurement sector, as required in Annex B. Therefore some estimates of the contributing uncertainty components are given here.

The uncertainty in the wind direction measurement consists of three components: the uncertainty in the yaw position, the uncertainty in the nacelle wind vane and the uncertainty in the data acquisition system, as shown in Table E.3. Furthermore the uncertainty in the yaw position consists of the uncertainty in the alignment (or sensor mounting) and of the signal resolution (or sensor uncertainty). The uncertainty in the nacelle measured wind direction consists of the calibration uncertainty (sonic sensors only), the in-situ calibration uncertainty and the effects the rotor and terrain have on the measurement (the latter includes up-flow effects for the specific site).

Table E.3 – Uncertainty components in nacelle based absolute wind direction

Measured parameter	Uncertainty component	Uncertainty category
Yaw position	Field calibration	B
	Signal resolution	B
Nacelle measured wind direction	Calibration – sensor mounting position uncertainty (sonic sensors only)	B
	Calibration – bin averaged wind direction difference due to wind direction (sonic sensors only)	B
	Calibration – bin averaged wind direction difference due to non vertical flow (sonic sensors only)	B
	Sensor alignment	B
	Rotor effect on average measured wind direction	B
	Terrain effects on average measured wind direction	B
Data acquisition system	Signal transmission	B
	System accuracy	B
	Signal conditioning	B

Annex F (normative)

Theoretical basis for determining the uncertainty of measurement using the method of bins

F.1 General

The corrected wind speed derived from application of an Nacelle Transfer Function (NTF) has uncertainty associated with measurement of the NTF and also with transferral of the NTF to the same or other turbines (of the same type) experiencing in-flow conditions different to those prevailing during measurement of the NTF relationship.

In evaluating the uncertainty, $u_{c,i}$, in the wind speed output from bin i of a measured NTF or in the power in bin i of a Nacelle Power Curve, the combined standard uncertainty can be expressed in its most general form by:

$$u_{c,i}^2 = \sum_{k=1}^M \sum_{l=1}^M c_{k,i} u_{k,i} c_{l,i} u_{l,i} \rho_{k,l,i,i} \quad (\text{F.1})$$

where

- $c_{k,i}$ is the sensitivity factor of component k in bin i ;
- $u_{k,i}$ is the standard uncertainty of component k in bin i ;
- $c_{l,j}$ is the sensitivity factor of component l in bin j ;
- $u_{l,j}$ is the standard uncertainty of component l in bin j ;
- M is the number of uncertainty components in each bin;
- $\rho_{k,l,i,j}$ is the correlation coefficient between uncertainty component k in bin i and uncertainty component l in bin j (in F.1 only the diagonal elements, $j = i$, are used)

The uncertainty component is the individual input quantity to the uncertainty of each measured parameter. The combined standard uncertainty in the estimated annual energy production, u_{AEP} , can in its most general form be expressed by:

$$u_{AEP}^2 = N_h^2 \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \sum_{k=1}^M \sum_{l=1}^M f_i c_{k,i} u_{k,i} f_j c_{l,j} u_{l,j} \rho_{k,l,i,j} \quad (\text{F.2})$$

where

- f_i is the relative occurrence of wind speed between V_{i-1} and V_i ($F(V_i) - F(V_{i-1})$) within bin i ;
- $F(V)$ is the Rayleigh cumulative probability distribution function for wind speed;
- N is the number of bins;
- N_h is the number of hours in one year ≈ 8760 .

It is seldom possible to deduce explicitly all the values of the correlation coefficients $\rho_{k,l,i,j}$ and normally significant simplifications are necessary. To allow the above expressions of combined uncertainties to be simplified to a practical level, the following assumptions may be made:

- uncertainty components are either fully correlated ($\rho = 1$, implying linear summation to obtain the combined standard uncertainty) or independent ($\rho = 0$, implying quadratic summation, i.e. the combined standard uncertainty is the square root of summed squares of the uncertainty components);
- all category A uncertainty components are mutually independent and category A and B uncertainty components are independent (irrespective of whether they are from the same bin or they are from different bins), while category B uncertainty are fully correlated with category B uncertainties from the same origin in a different bin (e.g. uncertainty in power transducer in different bins).

Note that where the NPC is derived across multiple wind turbines simultaneously the NTF measurement uncertainty is fully correlated across turbines and those components of the NTF uncertainty associated with site and in-flow conditions may also be considered fully correlated as long as the same NTF is used on all turbines.

Using these assumptions, the combined uncertainty of the power within a bin, $u_{c,i}$, can be expressed by:

$$u_{c,i}^2 = \sum_{k=1}^{M_A} c_{k,i}^2 s_{k,i}^2 + \sum_{k=1}^{M_B} c_{k,i}^2 u_{k,i}^2 = s_i^2 + u_i^2 \quad (\text{F.3})$$

where

- M_A is the number of category A uncertainty components;
- M_B is the number of category B uncertainty components;
- $s_{k,i}$ is the category A standard uncertainty of component k in bin i ;
- s_i are the combined category A uncertainties in bin i ;
- u_i are the combined category B uncertainties in bin i .

It should be noted that $u_{c,i}^2$ is not independent of bin size due to the dependency of s_i on the number of data sets in the bin (see equation F.3 and F.9).

The assumptions imply that the combined standard uncertainty in energy production, u_{AEP} , is:

$$u_{AEP}^2 = N_h^2 \sum_{i=1}^N f_i^2 \sum_{k=1}^{M_A} c_{k,i}^2 s_{k,i}^2 + N_h^2 \sum_{k=1}^{M_B} \left(\sum_{i=1}^N f_i c_{k,i} u_{k,i} \right)^2 \quad (\text{F.4})$$

The significance of the second term in this equation is that each individual category B uncertainty component progresses through to the corresponding AEP uncertainty, applying the assumption of full correlation across bins for the individual components. Finally, the cross-bin combined uncertainty components are added quadratically into a resulting AEP uncertainty.

F.2 Propagation of uncertainty through the stages of NTF/NPC measurement

The uncertainty evaluation shall recognise that certain uncertainties carry through to different stages of the NTF/NPC measurement and therefore are at risk of being overestimated, if the above assumptions concerning the independence between category B uncertainties are fully applied. This can be avoided by considering a degree of cancellation between uncertainties.

The examples in Table F.1 illustrate some of the situations where a degree of cancellation may be assumed to apply:

Table F.1 – Example cancellation sources

Uncertainty source	Cancels with uncertainty source	Conditional upon
Operational characteristics of reference anemometer on the reference mast during site calibration of the NTF test turbine site	Operational characteristics of reference anemometer on reference mast during NTF measurement on test turbine	The same model of anemometer (and preferably the same anemometer) is used on the reference mast during the site calibration measurement and during the NTF measurement and similar incoming flow conditions prevail.
Mounting effects of the reference anemometer on the reference mast during site calibration of the NTF test turbine site	Mounting effects of the reference anemometer on the reference mast during the NTF measurement	Precisely the same mounting configuration is used for the reference anemometer during the site calibration and NTF measurements.
Operational characteristics of nacelle anemometer on Test Turbine during determination of NTF	Operational characteristics of nacelle anemometer on the Test Turbine during determination of NPC	The same model of nacelle anemometer is used on the NTF and NPC test turbines and similar incoming flow conditions prevail.
Mounting effects for the nacelle anemometer on the Test Turbine during determination of the NTF	Mounting effects for the nacelle anemometer on the Test Turbine during determination of the NPC	The same mounting configuration is used on the NTF and NPC test turbines and similar flow conditions prevail.
Terrain effect on NTF during NTF measurement	Terrain effect on NTF during derivation of NPC	The terrain characteristics at the NTF measurement turbine and the terrain characteristics at the NPC test turbine are identical (i.e. the same turbine in both cases) or are very similar (i.e. neighbouring turbines on a ridge).

In all of the above cases, the degree of cancellation will decrease as the differences between the atmospheric conditions and/or site conditions prevailing during each stage of the measurement increase. These differences may arise as a result of carrying out different stages of the measurement on different sites (e.g. measuring the NTF on a simple site and using the NTF during the measurement of the NPC on a complex site) or during different seasons (e.g. measuring the NTF during the summer and measuring the NPC on the same or a different site during the winter).

This cancellation is already implicit in the IEC 61400-12-1:2005 uncertainty analysis, but is made explicit here. An example of implicit cancellation in the IEC 61400-12-1:2005 can be found in Annex E where the uncertainties for the site calibration are calculated. The operational characteristics of the anemometer are in principle a contributing factor to the site calibration uncertainty. As both anemometers are required to be of the same type, this uncertainty contribution is assumed to cancel and therefore not included in the calculation.

The specific contribution of each uncertainty component for both NTF and NPC can be found in Tables F.2 and F.3, respectively. Further details on the treatment of Category A and B uncertainties are given in Clauses F.3 and F.4, respectively.

Table F.2 – List of category A and B uncertainties for NTF

Category B: Instruments	Note	Standard	Uncertainty
Flow distortion due to terrain (site calibration)			$u_{SC,i}$
Reference anemometer calibration *	a	IEC 61400-12-1:2005	$u_{SC1,i}$
Reference anemometer operational characteristics*	a	IEC 61400-12-1:2005	$u_{SC2,i}$
Reference anemometer mounting effects *	a	IEC 61400-12-1:2005	$u_{SC3,i}$
Data acquisition system (transmission, accuracy and conditioning) *	a	IEC 61400-12-1:2005	$u_{dSC1,i}$
Turbine position anemometer calibration *	a	IEC 61400-12-1:2005	$u_{SC4,i}$
Turbine position operational characteristics *	a	IEC 61400-12-1:2005	$u_{SC5,i}$

Category B: Instruments	Note	Standard	Uncertainty
Turbine position anemometer mounting effects *	a	IEC 61400-12-1:2005	$u_{SC6,i}$
Data acquisition system (transmission, accuracy and conditioning) *	a	IEC 61400-12-1:2005	$u_{dSC2,i}$
Free stream wind speed			
Reference anemometer calibration *	a	IEC 61400-12-1:2005	$u_{FS,i}$
Reference anemometer operational characteristics*	a	IEC 61400-12-1:2005	$u_{FS1,i}$
Reference anemometer mounting effects *	a	IEC 61400-12-1:2005	$u_{FS2,i}$
Site calibration uncertainty *	bc		$u_{FS3,i}$
			$u_{FS4,i}$
Data acquisition system (transmission, accuracy and conditioning) *	bcd		$u_{dFS,i}$
Nacelle wind speed			
Nacelle anemometer calibration uncertainty due to wind speed *	a	Annex H or IEC 61400-12-1:2005	$u_{N,i}$
			$u_{N1,i}$
Nacelle anemometer calibration uncertainty due to wind direction (if sonic or propeller anemometer) *	ba	IEC 61400-12-1:2005	$u_{N2,i}$
Nacelle anemometer operational characteristics *	a	IEC 61400-12-1:2005	$u_{N3,i}$
Nacelle anemometer mounting effects *	a	IEC 61400-12-1:2005	$u_{N4,i}$
Data acquisition system (transmission, accuracy and conditioning) *			$u_{dN,i}$
Category B: method			
Method			
Seasonal variation (changing climatic conditions) on site calibration results *	d		$u_{M,i}$
			$u_{M1,i}$
Seasonal variation (changing climatic conditions) on NTF	d		$u_{M2,i}$
Category A: statistical			
Statistical uncertainty in captured data set			
Variance for NTF *	e		$s_{NTF,i}$
Variance for site calibration *	e		$s_{SC,i,j}$
* parameter required for the uncertainty analysis			
Note identification of uncertainties: a = reference to standard · c = other 'objective method' e = statistics b = calibration d = guess / estimate			

Table F.3 – List of category A and B uncertainties for NPC

Category B: Instruments	Note	Standard	Symbol	Sensitivity
Power Output Current transformers * Voltage transformers * Power transducer or * Power measurement device Data acquisition system (transmission, accuracy and conditioning) *	a a a c cd bcd	IEC 61869-2 IEC 61869-3 IEC 60688	$u_{P,i}$ $u_{P1,i}$ $u_{P2,i}$ $u_{P3,i}$ $u_{P4,i}$ $u_{dP,i}$	$c_{P,i} = 1$
Wind speed Anemometer calibration uncertainty due to wind speed * Anemometer calibration uncertainty due to direction (if sonic or propeller) * Operational characteristics * Mounting effects * Flow distortion due to terrain * NTF * Data acquisition system (transmission, accuracy and conditioning) *	ab b cd c cd bc bcd	IEC 61400-12-1:2005 IEC 61400-12-1:2005 IEC 61400-12-1:2005	$u_{V,i}$ $u_{V1,i}$ $u_{V2,i}$ $u_{V3,i}$ $u_{V4,i}$ $u_{V5,i}$ $u_{V6,i}$ $u_{dV,i}$	$c_{V,i} = \left \frac{P_i - P_{i-1}}{V_i - V_{i-1}} \right $
Air density <u>Temperature</u> Temperature sensor * Radiation shielding * Mounting effects * Data acquisition system (transmission, accuracy and conditioning) * <u>Air pressure</u> Pressure sensor * Mounting effects * Data acquisition system (transmission, accuracy and conditioning) *	a cd cd bcd a c bcd	ISO 2533	$u_{T,i}$ $u_{T1,i}$ $u_{T2,i}$ $u_{T3,i}$ $u_{dT,i}$ $u_{B,i}$ $u_{B1,i}$ $u_{B2,i}$ $u_{dB,i}$	$c_{T,i} = \frac{c_{v,i} \times V_i}{3 \times T_{Data,i}}$ NOTE For stall turbine sensitivity remains the same as IEC 61400-12-1:2005 $c_{B,i} = \frac{c_{v,i} \times V_i}{3 \times B_{Data,i}}$ NOTE For stall turbine sensitivity remains the same as IEC 61400-12-1:2005
Category B: method				
Method Air density correction * Dynamic power measurement * Seasonal variation on NPC* Variation rotor inflow * Turbulence effect on binning *	cd cd d de cd		$u_{M,i}$ $u_{M3,i}$ $u_{M4,i}$ $u_{M5,i}$ $u_{M6,i}$ $u_{M7,i}$	$c_{M,i} = 1$ $c_{T,i}$ and $c_{B,i}$ $c_{M,i} = 1$ $c_{M,i} = 1$ $c_{M,i} = 1$
Category A: statistical				
Statistical uncertainty contributions Electric power variation *	e		$s_{P,i}$	$c_{P,i} = 1$

* Parameter required for uncertainty analysis
Note identification of uncertainties: a = reference to standard; c = other 'objective' method; e = statistics. b = calibration; d = guess / estimate;

The examples in Annex G go through an estimate of the category A and B uncertainties for each bin of a measured power curve. The uncertainty of the power curve is derived, and finally the uncertainty of AEP is estimated. The example follows the ISO guide and the assumptions made above.

Using the combination of the category B uncertainty components according to equation (F.3) and taking the cancellation factors into account, all uncertainty components within each bin can be combined first to express the combined category B uncertainty of each measured parameter, as for example for the wind speed:

$$u_{V,i}^2 = \sum_k^M l_{V,k}^2 u_{V,k,i}^2 \quad (\text{F.5})$$

Where

$u_{V,i}$ is the total uncertainty of the wind speed in bin i;

$u_{V,k,i}$ is the standard uncertainty of wind speed component k in bin i (see Tables F.4 and F.5);

$l_{V,k}$ is the cancellation factor for uncertainty component k;

M is the number of wind speed uncertainty components.

It should be noted that cancellation factors are included in formula F.6. For $l = 1$ there is no cancellation and the formula reverts to the one used in the IEC 61400-12-1:2005. For $l < 1$ there is a degree of cancellation, and for $l = 0$ there is full cancellation. The following rules apply to cancellation:

- Because of the complex cause of the uncertainties it is difficult accurately determine the cancellation. To yield a reasonable, but conservative estimate of the overall uncertainty the cancellation factor shall not be applied to the first appearance of an uncertainty term, only to subsequent appearances. If for instance the same anemometer is used in the site calibration as during the NTF measurement, then the calibration uncertainty of the anemometer on the permanent met-mast is fully taken into account ($l=1$) in the uncertainty of the site calibration factors, but will cancel fully or partially in the TF-uncertainty. A full cancellation ($l=0$) is appropriate if the two measurements are done in a short enough time span that no drift in the calibration factors should be expected, otherwise a partial cancellation should be used ($1 > l > 0$).
- Statistical uncertainties never cancel and so they do not have a cancellation term
- There is no full cancellation apart from the example as given above, but in some cases there may be partial cancellation
- The estimates given in Annex G have to be taken as lower boundaries for cancellation; lower values can only be used when backed up by evidence.

Then the standard uncertainties of the measurands can be combined to get the total uncertainty in bin i using formula F.6. Formula F.7 can be used to calculate the standard uncertainty of the AEP.

$$u_{c,i}^2 = s_{P,i}^2 + u_{P,i}^2 + c_{V,i}^2 u_{V,i}^2 + c_{T,i}^2 u_{T,i}^2 + c_{B,i}^2 u_{B,i}^2 + c_{m,i}^2 u_{m,i}^2 \quad (\text{F.6})$$

Where the subscripts are as in Table F.5. It should be noted that the uncertainties due to the data acquisition system are part of the uncertainty of each measurement parameter and flow distortion due to terrain is included in the uncertainty of wind speed.

To calculate the uncertainty in AEP the uncertainty of each category B component needs to be combined over bins before adding the different components together, to accurately account for the correlations between bins.

$$u_{\text{AEP}}^2 = N_h^2 \sum_{i=1}^N f_i^2 \sum_{k=1}^{M_A} c_{k,i}^2 s_{k,i}^2 + N_h^2 \sum_{k=1}^{M_B} \left(\sum_{i=1}^N f_i c_{k,i} u_{k,i} \right)^2 \quad (\text{F.7})$$

Formula F.7 is identical to formula F.4 except that the cancellation factor f_i is included in the equation.

F.3 Category A uncertainties

F.3.1 General

The category A uncertainty that needs to be considered is the uncertainty of the measured and normalized electric power data in each bin, the variance in the site calibration (when performed) and the variance in the NTF.

F.3.2 Category A uncertainty in electric power

The standard deviation of the distribution of normalized power data in each bin is calculated by the equation:

$$\sigma_{P,i} = \sqrt{\frac{1}{N_i - 1} \sum_{j=1}^{N_i} (P_i - P_{n,i,j})^2} \quad (\text{F.8})$$

where

- $\sigma_{P,i}$ is the standard deviation of the normalized power data in bin i ;
- N_i is the number of 10 min data sets in bin i ;
- P_i is the normalized and averaged power output in bin i ;
- $P_{n,i,j}$ is the normalized power output of data set j in bin i .

The standard uncertainty of the normalized and averaged power in the bin is estimated by the equation:

$$s_i = s_{P,i} = \frac{\sigma_{P,i}}{\sqrt{N_i}} \quad (\text{F.9})$$

where

- $s_{P,i}$ is the category A standard uncertainty of power in bin i ;
- $\sigma_{P,i}$ is the standard deviation of the normalized power data in bin i ;
- N_i is the number of 10 min data sets in bin i .

F.4 Category B uncertainties

F.4.1 General

The category B uncertainties are assumed to be related to the instruments, the data acquisition system, and the terrain surrounding the power performance test site. If the uncertainties are expressed as uncertainty limits, or have implicit, non-unity coverage factors, the standard uncertainty must be estimated or they must be properly converted into standard uncertainties.

NOTE Consider an uncertainty expressed as an uncertainty limit $\pm U$. If a rectangular probability distribution is assumed, the standard uncertainty is:

$$\sigma = \frac{U}{\sqrt{3}} \quad (\text{F.10})$$

If a triangular probability distribution is assumed, the standard uncertainty is:

$$\sigma = \frac{U}{\sqrt{6}} \quad (\text{F.11})$$

F.4.2 Category B uncertainties in climatic variations

The power performance test may have been carried out under special atmospheric conditions that affect the test result systematically, such as very stable (large vertical shear and low turbulence) or unstable (little shear and high turbulence) atmospheric stratification or frequent and/or large changes in wind direction. This climatic uncertainty can be seen in the site calibration, the nacelle transfer function and the nacelle power curve. It is by nature a statistical uncertainty that can normally not be determined from the data because the data record is not sufficiently long. It is therefore captured by a category B uncertainty linked to the method used.

F.5 Expanded uncertainty

The combined standard uncertainties of the power curve and the AEP may additionally be expressed by expanded uncertainties. Referring to the ISO guide and assuming normal distributions, intervals having levels of confidence shown in Table F.4 can be found by multiplying these combined standard uncertainties by a coverage factor also shown in the table.

Table F.4 – Expanded uncertainties

Level of confidence %	Coverage factor
68,27	1
90	1,645
95	1,960
95,45	2
99	2,576
99,73	3

Annex G (normative)

NTF/NPC uncertainty estimates and calculation

G.1 Methods and assumptions

In this Annex an estimate is given of the magnitude of each uncertainty component and contribution factor as well as two examples where the calculation is further clarified. The general principles introduced in Annex E and Annex F are employed to derive the combined uncertainty in AEP.

This Annex is normative in that the methods and assumptions regarding uncertainties and correlations have to be followed unless evidence is provided upon which to base another choice. Unless commented in the notes, the uncertainty components are assumed to have a normally distributed uncertainty distribution.

Site calibration

The wind speed measurements are made on an upstream met mast with measured site calibration corrections applied to represent free stream conditions at the turbine position. The evaluation and interpretation of the power curve uncertainty must recognise the uncertainty effects of the site calibration.

Table G.1 – Estimates for uncertainty components from site calibration

	Source	Uncertainty component	Estimate of magnitude	Method
Reference anemometer	Calibration	$u_{SC1,i}$	0,1 m/s	The anemometer is calibrated according to IEC 61400-12-1:2005 procedures and the uncertainty estimate is based on the calibration.
	Operational characteristics	$u_{SC2,i}$	Class 1,2A	The sensor is classified per IEC 61400-12-1:2005 Annex I. This includes upflow and turbulence effects. This component has a rectangular uncertainty distribution.
	Mounting effects	$u_{SC3,i}$	1,0 %	Mounting effects are estimated per IEC 61400-12-1:2005 Annex G. The mast used for this example is designed according to best practice from IEC 61400-12-1:2005 so distortion is minimal
	Data acquisition system	$u_{dSC1,i}$	0,03 m/s	Considering for example a 0,1 % uncertainty of the full range of 30 m/s of the measurement channel. This includes transmission, accuracy and conditioning.
Turbine position anemometer	Calibration	$u_{SC4,i}$	0,1 m/s	The anemometer is calibrated according to IEC 61400-12-1:2005 procedures and the uncertainty estimate is based on the calibration.
	Operational characteristics	$u_{SC5,i}$	Class 1,2A	The sensor is classified per IEC 61400-12-1:2005 Annex I. A class 1,2A for class A terrain has been used for the estimated value. This includes upflow and turbulence effects. This component has a rectangular uncertainty distribution.
	Mounting effects	$u_{SC6,i}$	1,0 %	Mounting effects are estimated per IEC 61400-12-1:2005 Annex G. The mast used for this example is designed according to best practice from IEC 61400-12-1:2005 so distortion is minimal
	Data acquisition system	$u_{dSC2,i}$	0,03 m/s	Considering 0,1 % uncertainty of the full range of 30 m/s of the measurement channel. This includes transmission, accuracy and conditioning.

	Source	Uncertainty component	Estimate of magnitude	Method
Method	Seasonal variation	$u_{M1,i}$	2,0 %	A site calibration measured at different times of the year using same equipment will give different results. This is a guess / estimate of the magnitude of this effect but the actual uncertainty will depend on the site and the complexity of the wind. The longer the data set the lower this uncertainty will be.
Statistical	Variance in wind direction bins	$s_{SC,j}$	$\frac{s_{SC,j}}{\sqrt{N_j}}$	Wind speed dependent uncertainties from the site calibration regression have been derived. s is the standard deviation of the wind speed ratios in bin i , N is the number of data points in bin i . If a linear regression is done, the standard deviation of the residuals can be used, or an uncertainty analysis of the slope and offset parameters with related correlation coefficients.

The assumptions in the above table regarding uncertainties and correlations have to be followed unless evidence is provided upon which to base another choice.

The uncertainty components for $u_{SC,i,j}$ can be found in Table G.1. $u_{SC,i,j}$ is calculated similar to IEC 61400-12-1:2005 as:

$$u_{a,i,j} = \sqrt{\frac{I_{SC1}^2 u_{SC1,i}^2}{V_i^2} + \frac{I_{SC2}^2 u_{SC2,i}^2}{V_i^2} + \frac{I_{SC3}^2 u_{SC3,i}^2}{V_i^2} + \frac{I_{SC4}^2 u_{SC4,i}^2}{V_i^2} + \frac{I_{SC5}^2 u_{SC5,i}^2}{V_i^2} + \frac{I_{SC6}^2 u_{SC6,i}^2}{V_i^2} + \frac{I_{dSC1}^2 u_{dSC1,i}^2}{V_i^2} + \frac{I_{dSC2}^2 u_{dSC2,i}^2}{V_i^2} + \frac{I_{M1}^2 u_{M1,i}^2}{V_i^2} + s_{SC,j}^2} \quad (G.1)$$

and

$$u_{SC,i,j} = u_{a,i,j} V_i$$

$$= \sqrt{I_{SC1}^2 u_{SC1,i}^2 + I_{SC2}^2 u_{SC2,i}^2 + I_{SC3}^2 u_{SC3,i}^2 + I_{SC4}^2 u_{SC4,i}^2 + I_{SC5}^2 u_{SC5,i}^2 + I_{SC6}^2 u_{SC6,i}^2 + I_{dSC1}^2 u_{dSC1,i}^2 + I_{dSC2}^2 u_{dSC2,i}^2 + I_{M1}^2 u_{M1,i}^2 + s_{SC,j}^2} V_i^2 \quad (G.2)$$

where

$u_{SC,i,j}$ is the uncertainty of site calibration in wind speed bin i and wind direction bin j ;

I is the contribution factor;

N_j is the number of wind speed ratios in wind direction bin j ;

V_i is the wind speed in bin i .

The uncertainty related to anemometer class is defined as follows (also for NTF and NPC):

$$u_{ano_class} = (0,05m/s + 0,005 \times U_i) \times k / \sqrt{3} \quad (G.3)$$

where U_i and k are defined as per IEC 61400-12-1:2005

Nacelle transfer function uncertainty component estimates

The measurement of the NTF is carried out using the same reference mast and data logging system as used in the site calibration. However, since the NTF was measured in a different

season from the site calibration, additional uncertainty is introduced. This is due to the influence of possibly varying atmospheric stability and its unknown effect on the validity of the site calibration relationship (essentially relating the wind speed at two points in space) and the NTF (which in some way feels the influence of the disk averaging effect of the wind turbine rotor reduced to that point in space where the nacelle anemometer is located). The uncertainty components for $u_{v6,i}$ are as follows:

Table G.2 – Estimates for uncertainty components from NTF measurement

	Source	Uncertainty component	Estimate of magnitude	Method
Free stream wind speed	Anemometer calibration	$u_{FS1,i}$	0,1 m/s	Calibrated using best practice according to IEC 61400-12-1:2005 procedures. Calibration is assumed valid for one year in the field and this needs to be proven with post-calibration or in-situ calibration.
	Operational characteristics	$u_{FS2,i}$	Class 1,2A	The sensor is classified per IEC 61400-12-1:2005 as a class 1,2. This includes upflow and turbulence effects. This component has a rectangular uncertainty distribution.
	Mounting effects	$u_{FS3,i}$	1,0 %	The mast is designed according to best practice from IEC 61400-12-1:2005 so distortion is minimal
	Flow distortion due to terrain, site calibration undertaken	$u_{FS4,i}$	$u_{FS4,i} = \frac{\sum_j u_{SC,i,j} N_{i,j}}{\sum_j N_{i,j}}$ where $N_{i,j}$ is the number of data sets in the NTF data set in wind speed bin i and wind direction bin j.	
	Flow distortion due to terrain, no site calibration undertaken	$u_{FS4,i}$	2 % ($L \leq 3D$) 3 % ($L > 3D$)	If no site calibration is undertaken, the uncertainty estimate is based on the distance from the meteorological mast to the turbine
	Data acquisition system	$u_{dFS,i}$	0,03 m/s	Considering 0,1 % uncertainty of the full range of 30 m/s of the measurement channel. This includes transmission, accuracy and conditioning.
Nacelle wind speed	Anemometer calibration uncertainty due to wind speed	$u_{N1,i}$	0,15 m/s	Calibrated using best practice according to Annex D. Calibration is assumed valid for one year in the field and this needs to be proven with post-calibration or in-situ calibration.
	Anemometer calibration uncertainty due to wind direction	$u_{N2,i}$	1,0 %	Typical for sonic and propeller anemometers is that the wind speed uncertainty is directionally dependent.
	Operational characteristics	$u_{N3,i}$	Class 4A	Most standard nacelle sensors are not (yet) classified as per IEC 61400-12-1:2005 and in that case a conservative estimate shall be used. This component has a rectangular uncertainty distribution.
	Mounting effects	$u_{N4,i}$	2,0 %	The support structure and other objects on the nacelle as well as the location of the anemometer can have a significant effect on the measurement.
	Data acquisition system	$u_{dN,i}$	0,03 m/s	Considering 0,1 % uncertainty of the full range of 30 m/s of the measurement channel. This includes transmission, accuracy and conditioning.

	Source	Uncertainty component	Estimate of magnitude	Method
Method	Seasonal variation	$u_{M2,i}$	2,0 %	An NTF measured at different times of the year using same equipment will give different results. This is a guess / estimate of the magnitude of this effect but the actual uncertainty will depend on the site and the complexity of the wind. The longer the data set the lower this uncertainty will be.
Statistical	Statistical uncertainty in captured dataset	$s_{NTF,i}$	$\frac{s_{NTF,j}}{\sqrt{N_j}}$	Wind speed dependent uncertainties from the site calibration regression have been derived. s is the standard deviation of the wind speed ratios in bin j, N is the number of data points in bin j.

The assumptions in Table G.2 regarding uncertainties and correlations have to be followed unless evidence is provided upon which to base another choice.

$u_{V6,i}$ is calculated as follows:

$$u_{FS,i} = \sqrt{I_{FS1}^2 u_{FS1,i}^2 + I_{FS2}^2 u_{FS2,i}^2 + I_{FS3}^2 u_{FS3,i}^2 + I_{FS4}^2 u_{FS4,i}^2 + I_{dFS}^2 u_{dFS,i}^2} \quad (G.4)$$

$$u_{N,i} = \sqrt{I_{N1}^2 u_{N1,i}^2 + I_{N2}^2 u_{N2,i}^2 + I_{N3}^2 u_{N3,i}^2 + I_{N4}^2 u_{N4,i}^2 + I_{dN}^2 u_{dN,i}^2} \quad (G.5)$$

$$u_{M_NTF,i} = \sqrt{I_{M2}^2 u_{M2,i}^2} \quad (G.6)$$

$$u_{V6,i} = \sqrt{u_{FS,i}^2 + u_{N,i}^2 + u_{M_NTF,i}^2 + s_{NTF,i}^2} \quad (G.7)$$

Nacelle power curve uncertainty component estimates

Given the good agreement between the IEC 61400-12-1 and NPC power curves on the test turbine, it is assumed that site effects add a relatively small amount to the wind speed uncertainty for simple sites. However, when transferred to a more complex site, the wider range of in-flow conditions experienced by the turbines and nacelle anemometer mean that certain components of uncertainty should be increased. Some assumed values for transferral of the NTF to a complex terrain site are shown below, although they should be reassessed on a site specific basis.

Table G.3 – Estimates for uncertainty components from NPC measurement

	Source	Uncertainty component	Uncertainty estimate	Method
Power output	Current transformers	$u_{P1,i}$	0,75 %	Refer to 61400-12-1:2005 Class 0,5 at 20 % load. This component has a rectangular uncertainty distribution. (see IEC 61869-2)
	Voltage transformers	$u_{P2,i}$	0,5 %	Refer to 61400-12-1:2005. Class 0,5. This component has a rectangular uncertainty distribution. (see IEC 61869-3)
	Power transducer or power measurement device	$u_{P3,i}$	0,5 %	Refer to 61400-12-1:2005. Class 0,5. This component has a rectangular uncertainty distribution. (see IEC 60688)
	Data acquisition	$u_{dP,i}$	0,1 %	Uncertainty is assumed to be 0,1 % of full measurement range.
Nacelle wind speed	Anemometer calibration uncertainty due to wind speed	$u_{V1,i}$	0,15 m/s	Calibrated using best practice according to Annex D. Calibration is assumed valid for one year in the field and this needs to be proven with post-calibration or in-situ calibration.
	Anemometer calibration uncertainty due to wind direction	$u_{V2,i}$	1,0 %	Typical for sonic and propeller anemometers is that the wind speed uncertainty is directionally dependent.
	Operational characteristics	$u_{V3,i}$	Class 4B	Most standard nacelle sensors are not (yet) classified as per IEC 61400-12-1:2005 and in that case a conservative estimate shall be used. This component has a rectangular uncertainty distribution.
	Mounting effects	$u_{V4,i}$	2,0 %	The support structure and other objects on the nacelle as well as the location of the anemometer can have a significant effect on the measurement.
	Flow distortion due to terrain	$u_{V5,i}$	See Table G.4	This term captures the influence of the terrain on the flow over the nacelle (upflow, turbulence, shear) and subsequent effect on correlation between nacelle wind speed and free stream wind speed as measured during the NTF and NPC.
	NTF	$u_{V6,i}$	$u_{V6,i} = \sqrt{u_{FS,i}^2 + u_{N,i}^2 + u_{M,i}^2 + s_{NTF,i}^2}$	
	Data acquisition	$u_{dV,i}$	0,1 %	Uncertainty is assumed to be 0,1 % of full measurement range.
Air density	Temperature sensor	$u_{T1,i}$	0,5 °C	Standard uncertainty of the temperature sensor is assumed to be 0,5 °C.
	Radiation shielding	$u_{T2,i}$	2,0 °C	Standard uncertainty of the radiation shielding is assumed to be 2,0 °C.
	Mounting effects	$u_{T3,i}$	0,33 °C	Assumed to be 0,33 °C when the sensor is mounted within 10 metres from hub height.
	Data acquisition	$u_{dT,i}$	0,1 %	Uncertainty is assumed to be 0,1 % of full measurement range.
	Pressure sensor	$u_{B1,i}$	3,0 hPa	Standard uncertainty of the pressure sensor is assumed to be 3,0 hPa.
	Mounting effects	$u_{B2,i}$	20 % of correction	The standard uncertainty due to mounting effects is dependent on the vertical distance from hub height as well as from the horizontal distance to the turbine.
	Data acquisition	$u_{dB,i}$	0,1 %	Uncertainty is assumed to be 0,1 % of full measurement range.

	Source	Uncertainty component	Uncertainty estimate	Method
Method	Air density correction	$u_{M3,i}$	0,5 %	The air density correction is based on the assumption that C_p is constant over the wind speed range. However, even for small changes in air density this is only reasonably accurate. This specific uncertainty component captures the influence of this incorrect assumption on the NPC.
	Dynamic power measurement	$u_{M4,i}$	1 %	The class of the power measurement equipment reflects the full range uncertainty of a steady-state power measurement. The actual measurement is on dynamic power, so this uncertainty component captures the additional uncertainty in power. Add sensitivity factor based on the standard deviation of measured power.
	Seasonal variation (changing climatic conditions) on NPC	$u_{M5,i}$	2 %	A power curve measured at different times of the year using same equipment will give different results. This is a guess / estimate of the magnitude of this effect but the actual uncertainty will depend on the site and the complexity of the wind. The longer the data set the lower this uncertainty will be. The IEC 61400-12-1:2005 defines both a power curve for turbines at specific locations as well as a generic power curve. For a generic power curve this uncertainty component needs to be taken into account, for a site specific power curve this uncertainty component does not need to be taken into account completely.
	Variation to rotor inflow	$u_{M6,i}$	2 %	The wind speed is a single point measurement at hub height. The turbine power is a function of the wind distribution over the whole rotor. This component captures the related uncertainty, for instance due to shear. The IEC 61400-12-1:2005 defines both a power curve for turbines at specific locations as well as a generic power curve. For a generic power curve this uncertainty component needs to be taken into account, for a site specific power curve this uncertainty component does not need to be taken into account completely.
	Turbulence effect on averaging and binning	$u_{M7,i}$	1 %	The method of binning includes an inaccurate estimate of average power in the bin due to turbulence. The effect is larger for larger turbulence, and scales with the second derivative of the power curve. This means that the effect for lower wind speeds will cancel in part with the effect at medium wind speeds, just before rated power. The total effect depends on the applied wind speed distribution. The IEC 61400-12-1:2005 defines both a power curve for turbines at specific locations as well as a generic power curve. For a generic power curve this uncertainty component needs to be taken into account, for a site specific power curve this uncertainty component does not need to be taken into account completely.
Statistical	Variance in electrical power	$S_{P,i}$	$S_{P,i} = \frac{\sigma_{P,i}}{\sqrt{N_i}}$	Standard uncertainty of the normalised and averaged power is based on the standard deviation of power values in bin i and the number of data sets in bin i .

The assumptions in Table G.3 regarding uncertainties and correlations have to be followed unless evidence is provided upon which to base another choice.

Table G.4 – Estimates for $u_{V5,i}$ for NPC terrain class

NTF terrain class	NPC terrain class					
		1	2	3	4	5
	1	1 %	1,5 %	n.a.	n.a.	n.a.
	2	2 %	2,5 %	3 %	n.a.	n.a.
	3	n.a.	3,5 %	4 %	4,5 %	n.a.
	4	n.a.	n.a.	5 %	5,5 %	6 %
	5	n.a.	n.a.	n.a.	6,5 %	7 %

NOTE These figures are guesses / estimates. Other figures may be used as long as data is provided that warrants such a change in figures.

$u_{C,i}$ and u_{AEP} are calculated as follows:

$$u_{P,i} = \sqrt{I_{P1}^2 u_{P1,i}^2 + I_{P2}^2 u_{P2,i}^2 + I_{P3}^2 u_{P3,i}^2 + I_{P4}^2 u_{P4,i}^2 + I_{dP}^2 u_{dP,i}^2} \quad (G.8)$$

$$u_{V,i} = \sqrt{I_{V1}^2 u_{V1,i}^2 + I_{V2}^2 u_{V2,i}^2 + I_{V3}^2 u_{V3,i}^2 + I_{V4}^2 u_{V4,i}^2 + I_{V5}^2 u_{V5,i}^2 + u_{V6,i}^2 + I_{dV}^2 u_{dV,i}^2} \quad (G.9)$$

$$u_{T,i} = \sqrt{I_{T1}^2 u_{T1,i}^2 + I_{T2}^2 u_{T2,i}^2 + I_{T3}^2 u_{T3,i}^2 + I_{dT}^2 u_{dT,i}^2} \quad (G.10)$$

$$u_{B,i} = \sqrt{I_{B1}^2 u_{B1,i}^2 + I_{B2}^2 u_{B2,i}^2 + I_{dB}^2 u_{dB,i}^2} \quad (G.11)$$

$$u_{M,i} = \sqrt{I_{M3}^2 u_{M3,i}^2 + I_{M4}^2 u_{M4,i}^2 + I_{M5}^2 u_{M5,i}^2 + I_{M6}^2 u_{M6,i}^2 + I_{M7}^2 u_{M7,i}^2} \quad (G.12)$$

$$u_i = \sqrt{u_{P,i}^2 + c_{V,i}^2 u_{V,i}^2 + c_{T,i}^2 u_{T,i}^2 + c_{B,i}^2 u_{B,i}^2 + c_{M,i}^2 u_{M,i}^2} \quad (G.13)$$

$$u_{C,i} = \sqrt{s_i^2 + u_i^2} = \sqrt{s_{P,i}^2 + u_{P,i}^2 + c_{V,i}^2 u_{V,i}^2 + c_{T,i}^2 u_{T,i}^2 + c_{B,i}^2 u_{B,i}^2 + c_{M,i}^2 u_{M,i}^2} \quad (G.14)$$

$$u_{AEP} = N_h \sqrt{\sum_{i=1}^N f_i^2 s_i^2 + \left(\sum_{i=1}^N f_i u_i \right)^2} \quad (G.15)$$

Wind direction uncertainty

The uncertainty of the wind direction does not directly influence the uncertainty of the power curve or the uncertainty of the annual energy production but it does influence the calculation of the measurement sector. Therefore some estimates of the contributing uncertainty components are given here.

The uncertainty components for u_{WD} are given in Table G.5:

Table G.5 – Estimates for uncertainty components for wind direction

	Source	Uncertainty component	Estimate of magnitude	Method
Yaw position	In-situ calibration	u_{WD1}	3°	This can be estimated from comparing the variation between multiple yaw positions and related known reference points
	Signal resolution	u_{WD2}	0,5°	50 % of the yaw position signal resolution
	Data acquisition	u_{dWD1}	0,1°	Assumed uncertainty of 0,1 degree
Nacelle measured wind direction	Calibration sensor mounting(sonic sensor only)	u_{WD3}	1°	Estimated from calibration setup as described in Annex H
	Calibration maximum bin averaged wind direction difference due to wind direction (sonic sensor only)	u_{WD4}	2°	Estimated from calibration data as described in Annex H
	Calibration maximum bin averaged wind direction difference due to non vertical flow (sonic sensor only)	u_{WD5}	2°	Estimated from calibration data as described in Annex H
	Sensor alignment	u_{WD6}	2°	Estimated from sensor mounting on turbine
	Rotor effects on average measured wind direction	u_{WD7}	5°	This estimate assumes a transfer function for nacelle wind direction has not been developed and takes the complete rotor effect into account. This may be reduced by following the procedure from Annex D, point D3,3.
	Data acquisition	u_{dWD2}	0,1°	Assumed uncertainty of 0,1 degree

The assumptions in Table G.5 regarding uncertainties and correlations have to be followed unless evidence is provided upon which to base another choice.

u_{WD} is calculated as follows:

$$u_{WD,YAW} = \sqrt{u_{WD1}^2 + u_{WD2}^2 + u_{dWD1}^2} \quad (G.16)$$

$$u_{WD,SENSOR} = \sqrt{u_{WD3}^2 + u_{WD4}^2 + u_{WD5}^2 + u_{WD6}^2 + u_{WD7}^2 + u_{dWD2}^2} \quad (G.17)$$

$$u_{WD} = \sqrt{u_{WD,YAW}^2 + u_{WD,SENSOR}^2} \quad (G.18)$$

Contribution factors:

Terrain effects can be seen both in the NTF and the NPC. But similar terrain will have similar effects so a degree of contribution can also be assumed. Table G.6 gives the recommended contribution between various classes of terrain. The reference mast and anemometer are common to both the site calibration measurements, the NTF measurement and the 61400-12-1:2005 power performance measurements; therefore it is certainly the case that some aspects of the uncertainty associated with this particular measurement will contribute to multiple stages. The values indicate minimum values that shall be used. To what extent they contribute is highly subjective.

Table G.6 – Estimates for contribution factors for site calibration

	Source	contribution factor	Estimate of magnitude	Notes
Reference anemometer	Calibration	I_{SC1}	1	First appearance of an uncertainty term always contributes fully.
	Operational Characteristics	I_{SC2}	1	First appearance of an uncertainty term always contributes fully.
	Mounting effects	I_{SC3}	1	First appearance of an uncertainty term always contributes fully.
	Data acquisition system	I_{dSC1}	1	First appearance of an uncertainty term always contributes fully.
Turbine position anemometer	Calibration	I_{SC4}	1	Calibration uncertainty always contributes fully, it is inherent to the sensor.
	Operational Characteristics	I_{SC5}	0,5	Operational uncertainty contributes in part, as the anemometers on both mounting structures are identical but the anemometers may not see exactly the same turbulence and upflow.
	Mounting effects	I_{SC6}	0,5	Even with the mounting structure being the same, mounting effects are often a function of wind direction and therefore contribute.
	Data acquisition system	I_{dSC2}	1	First appearance of an uncertainty term always contributes fully.
Method	Seasonal variation	I_{M1}	1	First appearance of an uncertainty term always contributes fully.
Statistical	Variance in wind direction bins	n.a.	n.a.	Statistical variation always contributes fully.
Data acquisition	Data acquisition system	I_{dSC}	1	First appearance of an uncertainty term always contributes fully.

The assumptions in Table G.6 regarding uncertainties and correlations have to be followed unless evidence is provided upon which to base another choice.

Table G.7 – Estimates for contribution factors for NTF

	Source	Uncertainty component	Estimate of magnitude with site calibration	Estimate of magnitude without site calibration	Notes
Free stream wind speed	Anemometer calibration	I_{FS1}	1	1	Calibration uncertainty always contributes fully, it is inherent to the sensor.
	Operational characteristics	I_{FS2}	0,5	1	With site calibration: This contributes to a lesser degree as it is the same sensor as used on the mast for the site calibration.
	Mounting effects	I_{FS3}	0,25	1	With site calibration: This contributes to a lesser degree as it is the same sensor as used on the mast for the site calibration.
	Site calibration uncertainty	I_{FS4}	1	1	First appearance of an uncertainty term always contributes fully.
	Data acquisition system	I_{dFS}	1	1	It contributes fully as data is acquired in different environmental circumstances.
Nacelle wind speed	Anemometer calibration uncertainty due to wind speed	I_{N1}	1	1	Calibration uncertainty always contributes fully, it is inherent to the sensor.
	Anemometer calibration uncertainty due to wind direction	I_{N2}	1	1	Calibration uncertainty always contributes fully; it is inherent to the sensor.
	Operational characteristics	I_{N3}	1	1	It contributes fully as this is most likely a different kind of sensor behind the rotor so in a different environment.
	Mounting effects	I_{N4}	1	1	It contributes fully as this is most likely a different kind of sensor on a completely different kind of structure.
	Data acquisition system	I_{dN}	1	1	It contributes fully as data is acquired in different environmental circumstances.
Method	Seasonal variation	I_{M2}	1	1	First appearance of an uncertainty term always contributes fully.
Statistical	Nacelle anemometer operational characteristics	n.a.	n.a.	n.a.	Statistical variation always contributes fully.

The assumptions in Table G.7 regarding uncertainties and correlations have to be followed unless evidence is provided upon which to base another choice.

Table G.8 – Estimates for contribution factors for NPC

	Source	Contribution factors	Contribution magnitude	Notes
Power output	Current transformers	I_{P1}	1	First appearance of an uncertainty term always contributes fully.
	Voltage transformers	I_{P2}	1	First appearance of an uncertainty term always contributes fully.
	Power transducer or power measurement device	I_{P3}	1	First appearance of an uncertainty term always contributes fully.
	Data acquisition	I_{dP}	1	First appearance of an uncertainty term always contributes
Nacelle wind speed	Anemometer calibration uncertainty due to wind speed	I_{V1}	1	Calibration uncertainty always contributes fully, it is inherent to the sensor. First appearance of an uncertainty term always contributes fully.
	Anemometer calibration uncertainty due to wind direction	I_{V2}	1	Calibration uncertainty always contributes fully, it is inherent to the sensor.
	Operational characteristics	I_{V3}	0,7	Operational uncertainty contributes partially as the conditions will be roughly the same as the nacelle anemometer sees during the NTF measurement.
	Mounting effects	I_{V4}	0,7	Mounting effects uncertainty contributes partially as the support structure will be very similar as during the NTF measurement.
	Flow distortion due to terrain	I_{V5}	1	This terms contributes fully depending on the terrain classes of both the NTF test and the NPC test.
	NTF	I_{V6}	n.a.	The contribution terms for u_{V6} have been included in formula G.3 and G.4
	Data acquisition	I_{dV}	1	It contributes fully as data is acquired in different environmental circumstances.
Air density	Temperature sensor	I_{T1}	1	First appearance of an uncertainty term always contributes fully.
	Radiation shielding	I_{T2}	1	First appearance of an uncertainty term always contributes fully.
	Mounting effects	I_{T3}	1	First appearance of an uncertainty term always contributes fully.
	Data acquisition	I_{dT}	1	it contributes fully as data is acquired in different environmental circumstances.
	Pressure sensor	I_{B1}	1	Standard uncertainty of the pressure sensor is assumed to be 3,0 hPa.
	Mounting effects	I_{B2}	1	First appearance of an uncertainty term always contributes fully.
	Data acquisition	I_{dB}	1	Contribution at one stage as data is acquired in different environmental circumstances.
Method	Air density correction	I_{M3}	1	First appearance of an uncertainty term always contributes fully.
	Dynamic power measurement	I_{M4}	1	First appearance of an uncertainty term always contributes fully.
	Seasonal variation	I_{M5}	1	First appearance of an uncertainty term always contributes fully.
	Variation in inflow to rotor	I_{M6}	1	First appearance of an uncertainty term always contributes fully.
	Turbulence effect on binning	I_{M7}	1	First appearance of an uncertainty term always contributes fully.
Statistical	Variance in electrical power	n.a.	n.a.	Statistical variation always contributes fully.

The assumptions in Table G.8 regarding uncertainties and correlations have to be followed unless evidence is provided upon which to base another choice.

G.2 Uncertainty example calculations

G.2.1 Example description

These examples illustrate the following case where:

- i) the NTF is derived on a test turbine on a site where no site calibration is required;
- ii) an IEC 61400-12-1 power curve is derived on the NTF test turbine;
- iii) the NTF is applied to a different turbine of the same type in the same terrain

Example Case – NTF uncertainty

Without a site calibration, all the contribution factors are equal to 1 (contribution at one stage) for the NTF uncertainty. In the example 2 % uncertainty is used for the flow distortion due to terrain. The calculation for $u_{FS,i}$ is:

$$u_{FS,i} = \sqrt{(1)^2(0,01 \times V_i[m/s])^2 + (1)^2(0,034 m/s + 0,0034 \times V_i[m/s])^2 + (1)^2(0,01 \times V_i[m/s])^2 + (1)^2(0,02 \times V_i[m/s])^2 + (1)^2(0,03 m/s)^2}$$

$$= \sqrt{(0,024 \times V_i[m/s])^2 + (0,034 m/s + 0,0034 \times V_i[m/s])^2 + (0,03 m/s)^2} \quad (G.19)$$

The calculation for $u_{N,i}$ is very similar:

$$u_{N,i} = \sqrt{(1)^2(0,015 \times V_i[m/s])^2 + (1)^2(0,01 \times V_i[m/s])^2 + (1)^2(0,12 m/s + 0,012 \times V_i[m/s])^2 + (1)^2(0,02 \times V_i[m/s])^2 + (1)^2(0,03 m/s)^2}$$

$$= \sqrt{(0,027 \times V_i[m/s])^2 + (0,12 m/s + 0,012 \times V_i[m/s])^2 + (0,03 m/s)^2} \quad (G.20)$$

The uncertainty resulting from the method is given by formula G.6 and its calculation shown in formula G.21:

$$u_{M_NTF,i} = \sqrt{(1)^2(0,02 \times V_i[m/s])^2} \quad (G.21)$$

Example case – NPC uncertainty

In the example, the current and voltage transformers and the power transducer are all assumed to be of class 0,5.

The current transformers of class 0,5 (nominal loads of the current transformers are here designed to match the nominal power and not 200 % of nominal power). They have uncertainty limits, referring to IEC 61869-2, of $\pm 0,5$ % of the current at 100 % load.

At 20 % and 5 % loads, though, the uncertainty limits are increased to $\pm 0,75$ % and $\pm 1,5$ % of the current, respectively. For power performance measurements on wind turbines, the most important energy production is produced at a reduced power. Thus, we anticipate the uncertainty limits of $\pm 0,75$ % of the current at 20 % load to be a good average. The uncertainty distribution is assumed to be rectangular. It is assumed that the uncertainties of

the three current transformers are caused by external influence factors such as air temperature, grid frequency, etc. They are therefore assumed fully correlated (an exception from the general assumption) and are summed linearly. As each current transformer contributes by one-third to the power measurement, it follows that the uncertainty of all current transformers is proportional to the power as follows:

$$u_{P1,i} = \frac{0,0075 \times P_i [kW]}{\sqrt{3}} \times \frac{1}{3} \times 3 = 0,0043 \times P_i [kW] \quad (G.22)$$

The voltage transformers of class 0,5, have uncertainty limits, referring to IEC 61869-3, of $\pm 0,5$ % of the voltage at all loads. The uncertainty distribution is assumed to be rectangular. The grid voltage is normally rather constant and independent of the wind turbine power. The uncertainties of the three voltage transformers are as for the current transformers assumed to be caused by external influence factors such as air temperature, grid frequency, etc. They are therefore assumed fully correlated (an exception from the general assumption) and are summed linearly. As each voltage transformer contributes by one-third to the power measurement, it follows that the uncertainty of all voltage transformers is proportional to the power as follows:

$$u_{P2,i} = \frac{0,005 \times P_i [kW]}{\sqrt{3}} \times \frac{1}{3} \times 3 = 0,0029 \times P_i [kW] \quad (G.23)$$

If current and voltage transformers are not operated within their secondary loop operational load limits, additional uncertainties shall be added. The power transducer of class 0,5, referring to IEC 60688, with a nominal power of 2000 kW (200 % of the nominal power of the wind turbine) has an uncertainty limit of 10 kW. The uncertainty distribution is assumed to be rectangular. The uncertainty of the power transducer is thus:

$$u_{P3,i} = \frac{10 kW}{\sqrt{3}} = 5,8 kW \quad (G.24)$$

This leads to

$$\begin{aligned} u_{P,i} &= \sqrt{(1)^2 (0,0043 \times P_i [kW])^2 + (1)^2 (0,0029 \times P_i [kW])^2 + (1)^2 (5,8 kW)^2 + (1)^2 (0,001 \times 2500 kW)^2} \\ &= \sqrt{(1)^2 (0,0052 \times P_i [kW])^2 + (1)^2 (5,8 kW)^2} \end{aligned} \quad (G.25)$$

$u_{V,i}$ cannot be written in a simple mathematical form as it includes a category A uncertainty.

$$u_{T,i} = \sqrt{(1)^2 (0,5 K)^2 + (1)^2 (2,0 K)^2 + (1)^2 (0,3 K)^2 + (1)^2 (0,001 \times 40 K)^2} = 2, K \quad (G.26)$$

$$u_{B,i} = \sqrt{(1)^2 (3,0 hPa)^2 + (1)^2 (0,34 hPa)^2 + (1)^2 (0,001 \times 100 hPa)^2} = 3,0 hPa \quad (G.27)$$

$$u_{M,i} = \sqrt{(1)^2 (0,005 \times P_i [kW])^2 + (1)^2 (0,01 \times P_i [kW])^2 + (1)^2 (0,02 \times P_i [kW])^2 + (1)^2 (0,02 \times P_i [kW])^2 + (1)^2 (0,01 \times P_i [kW])^2} = 0,032 \times P_i [kW] \quad (G.28)$$

Annex H (normative)

Allowable anemometry instrument types

H.1 General

Anemometers that are used on a meteorological mast to establish a transfer function according to Annex D shall be of class 1,7A or better, as defined in the IEC 61400-12-1:2005.

Anemometers that are used on the nacelle, are recommended to be of class 2,5B or better (as defined in the IEC 61400-12-1:2005) but can be any of the following type:

- any form of cup anemometer
- any sonic anemometer
- any propeller anemometer

Any other type of anemometer (pitot tubes, hot wire anemometers, hot surface anemometers, etc.) shall not be used either to establish the transfer function or to measure the nacelle power curve.

Cup anemometers shall be calibrated according to IEC 61400-12-1:2005, cup anemometer calibration procedure.

Propeller anemometers shall be calibrated according the IEC 61400-12-1:2005, cup anemometer calibration procedure.

The reporting of the calibration of all sensors shall follow the requirements as set forth in the IEC 61400-12-1:2005, cup anemometer calibration procedure.

H.2 Calibration of sonic anemometers

Sonic anemometers shall be calibrated in the following manner:

Step 1: Wind speed calibration (required)

Perform a calibration analogous to IEC 61400-12-1:2005 ensuring that the sensor is exposed to the wind from the same direction as it would when mounted on the turbine. Measure the sensor wind speed against wind tunnel wind speed. Sensor must not be tilted unless it is mounted tilted in the final mounting arrangement on the turbine. A linear regression shall be done with tunnel wind speed on the y-axis. If slope and offset are found to be statistically different from 1 and 0, the slope and offset shall be used to calibrate the measured wind speed. The variation of the residuals shall be used to assess the sensor uncertainty and calibration uncertainty, analogous to the calculations as described in the IEC 61400-12-1:2005 cup anemometer calibration procedure.

Step 2: Wind direction calibration (required)

The sensor shall be calibrated according to IEC 61400-12-1:2005, Annex N: Calibration procedure for wind direction sensors. If this guidance is not available the approach outlined below shall be used.

Perform a rotation test regarding the sensitivity of the sensor to rotation around the vertical axis at a fixed wind tunnel speed of 8 m/s. The zero direction is defined as the direction on the sensor parallel to the centreline of the nacelle and into the oncoming wind, with the sensor mounted in a normal manner on the nacelle.

Care should be taken with mounting the sensor to ensure that the zero direction of the sensor aligns with the wind direction from the tunnel and that the uncertainty of the mounting is small. Measurements are required going from -45° through zero to $+45^\circ$ and back to -45° to ensure two passes of the zero direction. The rotation can be done either in 5° steps or continuous sweep (no faster than 1 degree per second). Further recommended wind speeds are 4 and 12 m/s for this test. Data shall be captured at 1 Hz.

Wind direction difference

The difference between the orientation of the sensor relative to the wind tunnel and the measured wind direction from the sensor shall be calculated and binned in 5° bins against the measured sensor wind direction. The centre bin shall range from $-2,5^\circ$ to $+2,5^\circ$. The sensor wind direction uncertainty due to wind direction shall be based on the uncertainty of the sensor mounting position in the wind tunnel and the maximum bin-averaged wind direction difference found in any of the bins.

Wind speed difference

The difference between the wind tunnel wind speed and measured wind speed shall be calculated and binned in 5° bins with respect to the measured sensor wind direction. The centre bin shall range from $-2,5^\circ$ to $+2,5^\circ$. The sensor wind speed uncertainty due to wind direction shall be the maximum bin-averaged wind speed difference found in any of the bins.

Step 3: Tilting test (recommended)

Perform a tilting test regarding the sensitivity of the sensor to rotation around the horizontal axis at a fixed wind tunnel speed of 8 m/s and with the wind tunnel wind coming from a direction of zero degrees. The anemometer shall be rotated in a vertical plane parallel with the wind tunnel wind speed vector. The anemometer shall be rotated from -45° to $+45^\circ$ (with zero degrees being an vertical / upright position). Data shall be captured at 1 Hz. The deviation from the wind tunnel speed and wind direction shall be calculated and binned against the rotation angle. The bins shall be 5° bins with the centre bin ranging from $-2,5^\circ$ to $+2,5^\circ$. The maximum of the bin averaged wind speed deviation and bin averaged wind direction deviation shall be used to calculate the contribution of non horizontal flow to the wind speed and wind direction uncertainty.

H.3 Recalibration of sonic anemometers

A sensor that has been used on the turbine to measure the transfer function must be recalibrated after the measurement campaign. In situ comparisons are an acceptable alternative. Maximum allowed deviation between calibration and recalibration is 1 % in wind speed range 4 to 12 m/s. The in-situ calibration procedure as described in the IEC 61400-12-1:2005 shall be used when an in-situ calibration is done.

H.4 Uncertainty of sonic and propeller anemometers

The final sensor wind speed uncertainty can be calculated by quadratically combining the calibration uncertainty, the uncertainty from the rotation test and the uncertainty from the tilting test appropriately.

The final sensor wind direction uncertainty can be calculated by quadratically combining the uncertainty from the rotating test and the tilting test appropriately (see Annex E).

The tilting test is also highly recommended for a cup anemometer and propeller anemometer and should be considered for wind vanes, as well as a gust test for the anemometers to determine influence from turbulence.

Annex I (informative)

Results and uncertainty considerations

I.1 General

This annex addresses the uncertainty considerations that arise when compiling test results from multiple turbines. When testing multiple turbines the quantities of interest are typically the mean AEP of the sample and the uncertainty in that mean. The mean AEP can most simply be determined by taking a simple average of the individual turbine AEPs. A more rigorous approach is to combine the data from all turbines to form a park power curve and apply the relevant wind distribution to the park curve.

The determination of the uncertainty in the average AEP is not as straightforward. One approach to combining uncertainties is a simple average of the individual test uncertainties. However, the simple average fails to account for the chief benefit of multiple tests, i.e. a reduction in the combined test uncertainty. A second approach is to calculate the standard uncertainty of the mean of the uncertainties:

$$u_{\text{AEP}_{\text{AVG}}} = \sqrt{\frac{1}{L} \sum_{i=1}^L u_{\text{AEP},i}^2} \quad (\text{I.1})$$

where

$u_{\text{AEP}_{\text{AVG}}}$ is the uncertainty in the average AEP;

$u_{\text{AEP},i}$ is the uncertainty in AEP for turbine i ;

L is the number of turbines tested.

However, in the case of nacelle anemometry tests Equation (I.1) is generally not applicable. Equation (I.1) assumes full independence among the individual turbine test results, meaning there is no correlation in the individual test results from one unit to the next. In practice, nacelle anemometry tests on multiple turbines will have a significant degree of correlation:

- most individual test turbines within a facility will utilize identical measurement systems;
- calibrations on individual nacelle anemometers will generally be performed at a single calibration facility;
- the same free stream to nacelle wind speed transfer function will typically be applied to all turbines.

As a consequence application of equation (I.1) would lead to an underestimation of the uncertainty in the average AEP.

Therefore, in order to accurately assess the uncertainty in the average AEP it is necessary to identify a practical method for handling correlated uncertainty components. An approach is suggested based on ISO/IEC Guide 98-3, with minor adjustments in the handling of correlation.

I.2 Method for calculation of measurement uncertainty

As a starting point, the expression for the combined standard uncertainty in the estimated annual energy production on a single turbine, u_{AEP} , is reproduced below.

$$u_{\text{AEP}}^2 = N_h^2 \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \sum_{k=1}^M \sum_{l=1}^M f_i c_{k,i} u_{k,i} f_j c_{l,j} u_{l,j} \rho_{k,l,i,j} \quad (1.2)$$

where

- N_h is the number of hours in one year ≈ 8760 ;
- N is the number of bins;
- M is the number of uncertainty components;
- f_i the relative occurrence of wind speed within bin i ;
- $c_{k,i}$ is the sensitivity factor of component k in bin i ;
- $u_{k,i}$ is the standard uncertainty of component k in bin i ;
- f_j the relative occurrence of wind speed within bin j ;
- $c_{l,j}$ is the sensitivity factor of component l in bin j ;
- $u_{l,j}$ is the standard uncertainty of component l in bin j ;
- $\rho_{k,l,i,j}$ is the correlation coefficient between uncertainty component k in bin i and uncertainty component l in bin j .

In order to expand the method of bins to multiple turbines two additional summations are needed.

$$u_{\text{AEP}}^2 = N_h^2 \sum_{m=1}^L \sum_{n=1}^L \left(\sum_{k=1}^M \sum_{l=1}^M \left(\sum_{i=1}^{N_m} \sum_{j=1}^{N_n} f_i c_{m,k,i} u_{m,k,i} f_j c_{n,l,j} u_{n,l,j} \rho_{m,n,k,l,i,j} \right) \right) \quad (1.3)$$

where

- N_m is the number of bins on turbine m ;
- N_n is the number of bins on turbine n ;
- $c_{m,k,i}$ is the sensitivity factor of component k in bin i on turbine m ;
- $u_{m,k,i}$ is the standard uncertainty of component k in bin i on turbine m ;
- $c_{n,l,j}$ is the sensitivity factor of component l in bin j on turbine n ;
- $u_{n,l,j}$ is the standard uncertainty of component l in bin j on turbine n ;
- $\rho_{m,n,k,l,i,j}$ is the correlation coefficient between uncertainty component k in bin i on turbine m and uncertainty component l in bin j on turbine n .

To evaluate equation (1.3) in its general form a correlation matrix, the size of which is determined by the number of bins (N), the number of uncertainty components (M) and the number of turbines (L), must be developed. Even with simplifying assumptions, development of a correlation matrix of this size is not practical. Moreover, by applying some simplifying assumptions, reasonable uncertainty estimates can be reached without the full correlation matrix described above.

The proposed approach is to avoid correlations at the bin level and instead consider only correlations after summing across bins. Per Annex F, the uncertainties of a given category A component on a given turbine are summed across bins assuming full independence (I.4a) and the uncertainties of a given category B component are summed assuming full correlation (I.4b).

$$s_{\text{AEP},m,k}^2 = N_h^2 \sum_{i=1}^{N_m} f_i^2 c_{k,i}^2 s_{k,i}^2$$

(I.4a)

category A uncertainty summation

$$u_{\text{AEP},m,k}^2 = N_h^2 \left(\sum_{i=1}^{N_m} f_i c_{k,i} u_{k,i} \right)^2$$

(I.4b)

category B uncertainty summation

where

$s_{\text{AEP},m,k}$ is the uncertainty in AEP from category A component k on turbine m;

$u_{\text{AEP},m,k}$ is the uncertainty in AEP from category B component k on turbine m;

$s_{k,i}$ is the standard uncertainty of category A component k in bin i.

The summations (I.4) are completed for each uncertainty component k on each turbine m to determine its contribution uncertainty in AEP. These uncertainties can then be combined across turbines through the introduction of correlation factors.

The following assumptions with regard to correlations between turbines may be made:

- all category A uncertainty components are independent of each other regardless of whether they are from the same turbine or different turbines;
- all category A uncertainty components are independent of all Category B uncertainty components regardless of whether they are from the same turbine or different turbines;
- all category B uncertainty components of different types are independent regardless of whether they are from the same turbine or different turbines;
- category B uncertainty components of the same type typically have some degree of correlation between turbines, ranging in value from 0 to 1.

With the aforementioned assumptions, the only correlation coefficients which must be determined are for uncertainty components of the same type between different turbines.

Applying these assumptions the summation across turbines for a given category A component k is shown in (I.5a), and the summation for a given category B component is shown in (I.5b).

$$s_{\text{AEP},k}^2 = \sum_{m=1}^L s_{\text{AEP},m,k}^2$$

(I.5a)

category A summation
for component across turbines

$$u_{\text{AEP},k}^2 = \sum_{m=1}^L u_{\text{AEP},m,k}^2 + 2 \sum_{m=1}^{L-1} \sum_{n=m+1}^L (u_{\text{AEP},m,k} u_{\text{AEP},n,k}) \rho_{m,n,k}$$

(I.5b)

category B summation
for component across turbines

where

$s_{\text{AEP},k}$ is the uncertainty in AEP from category A component k;

$u_{\text{AEP},k}$ is the uncertainty in AEP from category B component k;

$\rho_{m,n,k}$ is the correlation coefficient between turbine m and turbine n for component k.

Using this method the contribution of each uncertainty component to the uncertainty of the total AEP of the population is determined. It should be noted that further simplification may be

possible if it is assumed that for each of the M uncertainty components, the same (or close to the same) correlation coefficient applies for all of the permutations across the L turbines.

Since all category A and category B components are independent, the uncertainty in the total AEP of the population can be determined through a root-sum-square as represented in Equation (I.6).

$$u_{\text{AEP}} = \sqrt{\sum_{k=1}^{M_A} s_{\text{AEP},k}^2 + \sum_{k=1}^{M_B} u_{\text{AEP},k}^2} \quad (\text{I.6})$$

where

M_A is the number of category A uncertainty components;

M_B is the number of category B uncertainty components.

The average uncertainty in the AEP is simply the total uncertainty in AEP divided by the number of turbines N .

$$u_{\text{AEP}_{\text{AVG}}} = \frac{u_{\text{AEP}}}{N} \quad (\text{I.7})$$

More commonly, this uncertainty is expressed as a ratio

$$u_{\text{AEP}_{\text{RATIO}}} = \frac{u_{\text{AEP}}}{\sum_{m=1}^L \text{AEP}_m} \quad (\text{I.8})$$

where

AEP_m is the is the measured AEP on turbine m .

This approach effectively uncouples the rigorous mathematical formulation to a degree that yields a more manageable level of effort for practical application while preserving the strongest correlations of the full $L \times M \times N$ by $L \times M \times N$ matrix of correlation coefficients.

Application of the formulas above demonstrates that as the sample size increases, the average uncertainty in the AEP of all the turbines decreases; however, how much the average uncertainty decreases is highly dependent upon the degree of correlation between the turbines. Annex J provides guidance on estimating the degree of correlation between different turbines and a sample calculation.

I.3 Method for calculation of sampling uncertainty

If the aim of the nacelle anemometry test is to characterize the performance of the entire park, then an additional uncertainty component must be considered. This component is termed sampling uncertainty. It defines the stochastic or random error in sample, and indicates how well the mean of the sample of test turbines reflects the mean of entire wind farm.

If considering the mean AEP of a small sample of turbines out of a much larger population, the sampling uncertainty is given by

$$se_{AEP} = \frac{\sigma}{\sqrt{L}} \quad (I.9)$$

where

se_{AEP} is the standard error in the mean AEP of the sample.

Typically sampling uncertainty is not impacted by the percentage of the population surveyed because populations tend to be large and percentages surveyed tend to be small. However, if a population is “small,” and a “significant” portion of the population is tested, equation (I.9) is no longer valid. In order to account for higher ratios of sample size to population size, a correction factor is introduced; this factor is referred to as the “finite population correction” factor. Introducing this factor into formula I.9 yields.

$$se_{AEP} = \frac{\sigma}{\sqrt{L}} \sqrt{\frac{X-L}{X-1}} \quad (I.10)$$

where

X is the size of the population, typically the number of turbines in the wind farm;

L is the number of tested turbines.

Application of formula (I.10) shows that as the proportion of turbines tested to turbines in the population increases, the sampling uncertainty goes to zero.

I.4 Combined measurement and sampling uncertainty

If less than the entire park is tested, the total uncertainty in park AEP will be a function of both the measurement error and the sampling error. The sampling error may be considered fully independent of the measurement error, yielding

$$u_{PARK AEP} = \sqrt{u_{AEP}^2 + se_{AEP}^2} \quad (I.11)$$

NOTE It is not possible to estimate the precision of a test method with only one test result; therefore, formula (I.11) cannot be applied to test samples smaller than two. With only one test result the standard deviation in (I.10) is not defined, and no estimate of se is available. Thus sampling error can only be evaluated when testing multiple turbines.

Annex J (informative)

Example multi-turbine NTF/NPC uncertainty calculation

J.1 General

This annex applies the method developed in Annex I for the determination of uncertainty in a measurement derived from nacelle power curve measurements on multiple test turbines. Specifically, this annex provides an example of an uncertainty calculation from power curve test results on three individual turbines.

Per Annex F, on each individual turbine the uncertainties of each measured quantity are calculated per bin and converted into uncertainties in power via sensitivity factors. These uncertainties are then converted into uncertainties in AEP by considering the annual occurrence of wind in each bin. The combined uncertainty in AEP is obtained by summing the uncertainties either first across components and then across bins or vice-versa. While the former approach leads to a convenient expression for the combined uncertainty of an individual turbine, it makes combining uncertainties across turbines difficult. In order to facilitate the combination of uncertainties between turbines, this annex will apply the approach developed in Annex I of summing first across bins, then across turbines, and lastly across components.

In order to combine uncertainty components across turbines, it is necessary to define the degree of correlation for each component between each pair of turbines. In some cases it is reasonable to apply the simplifying assumptions of either full correlation or full independence; however, when testing a larger sample of units where the correlation among uncertainty components will vary, a more granular approach is more realistic. With the understanding it is seldom possible to deduce explicitly the values of correlation coefficients, this annex will propose a potential range of acceptable values.

In the tables and formulations to follow, the notation developed in Annex F and I apply. Specifically when defining correlation coefficients ρ , the indices m and n refer to individual test turbines, and the indices k and l refer to individual uncertainty components. When naming specific uncertainty components, the indices in Table G.3 will be used.

J.2 Outline of procedure

- a) Individual test turbine nacelle power curve uncertainty analyses for each test turbine, m , shall be performed in accordance with Annex G;
- b) The bin-wise uncertainties in electric power ($u_{P,i}$), wind speed ($u_{V,i}$), temperature ($u_{T,i}$), pressure ($u_{B,i}$), and method ($u_{M,i}$) shall be calculated and converted to uncertainties in AEP by considering the annual occurrence of wind speed in each bin;
- c) The total contribution to uncertainty in AEP of each uncertainty component, k , on each test turbine, m , shall be calculated by summing across bins using formulae (I.4a) and (I.4b);
- d) The contribution of each uncertainty component, k , to uncertainty in the AEP of all turbines (i.e. sum of individual turbine AEPs) shall be calculated by considering correlations between turbines and summing across these turbines using formulae (I.5a) and (I.5b);
- e) The uncertainty in the AEP of all turbines shall be calculated by summing across components, k , using formula (I.6);

Per step d), a list of correlation coefficients must be developed to define the degree of correlation for each component between turbines. To facilitate this development, Table J.1 is presented. The table treats each component uncertainty from Table E.2 individually and suggests ranges of correlation coefficient values. While highly subjective, these correlations

must be estimated. If possible, correlation studies should be utilized to evaluate the covariance and empirically determine the correlation coefficients.

Table J.1 – List of correlated uncertainty components

Measured parameter	Source	Correlation coefficient	Condition	Value range	Notes																																				
Electric power	Current transformers	$\rho_{up1,m,n}$	Same instrument make Different instrument make	0,7 to 1,0 0,0 to 0,2	C _T s of the same make tend to have similar cat B error values relative to the true value																																				
	Voltage transformers	$\rho_{up2,m,n}$	Same instrument make Different instrument make	0,7 to 1,0 0,0 to 0,2	V _T s of the same make tend to have similar cat B error. Direct measurement of voltage eliminates this uncertainty.																																				
	Power transducer or power measurement device	$\rho_{up3,m,n}$	Same instrument make Different instrument make	0,7 to 1,0 0,0 to 0,2	Power measurement devices of the same make tend to have similar cat B error																																				
	Dynamic power measurement	$\rho_{up4,m,n}$	Same instrument make Different instrument make	0,7 to 1,0 0,0 to 0,2	Power measurement devices of the same make tend to have similar cat B error																																				
	Data acquisition	$\rho_{udp,m,n}$	Same instrument make Different instrument make	0,7 to 1,0 0,0 to 0,2	Data acquisition devices of the same make tend to have similar cat B errors relative to the true value																																				
Wind speed	Nacelle anemometer calibration	$\rho_{uv1,m,n}$	Same calibration lab Different calibration lab	0,7 to 1,0 0,0 to 0,2	Calibration reference and method produces similar cat B error																																				
	Nacelle anemometer calibration uncertainty due to wind direction	$\rho_{uv2,m,n}$	Same instrument make Different instrument make	0,7 to 1,0 0,0 to 0,2	Anemometers of the same make tend to have similar cat B errors relative to the true value																																				
	Operational characteristics	$\rho_{uv3,m,n}$	Same instrument make	0,7 to 1,0	Anemometers of the same make tend to have similar cat B errors relative to the true value																																				
	Mounting effects	$\rho_{uv4,m,n}$	Per specification in this standard	0,7 to 1,0	Similar mounting required for use of a given transfer function drives a correlated uncertainty																																				
	Flow distortion due to terrain amongst test units	$\rho_{uv5,m,n}$	Terrain class matrix <table><tr><td></td><td>1</td><td>2</td><td>3</td><td>4</td><td>5</td></tr><tr><td>1</td><td>0,7 to 1,0</td><td>0,5 to 0,8</td><td>0,3 to 0,6</td><td>0,1 to 0,4</td><td>0,0 to 0,3</td></tr><tr><td>2</td><td>0,5 to 0,8</td><td>0,5 to 0,8</td><td>0,3 to 0,6</td><td>0,1 to 0,4</td><td>0,0 to 0,3</td></tr><tr><td>3</td><td>0,3 to 0,6</td><td>0,3 to 0,6</td><td>0,3 to 0,6</td><td>0,1 to 0,4</td><td>0,0 to 0,3</td></tr><tr><td>4</td><td>0,1 to 0,4</td><td>0,1 to 0,4</td><td>0,1 to 0,4</td><td>0,1 to 0,4</td><td>0,0 to 0,3</td></tr><tr><td>5</td><td>0,0 to 0,3</td><td>0,0 to 0,3</td><td>0,0 to 0,3</td><td>0,0 to 0,3</td><td>0,0 to 0,3</td></tr></table>			1	2	3	4	5	1	0,7 to 1,0	0,5 to 0,8	0,3 to 0,6	0,1 to 0,4	0,0 to 0,3	2	0,5 to 0,8	0,5 to 0,8	0,3 to 0,6	0,1 to 0,4	0,0 to 0,3	3	0,3 to 0,6	0,3 to 0,6	0,3 to 0,6	0,1 to 0,4	0,0 to 0,3	4	0,1 to 0,4	0,1 to 0,4	0,1 to 0,4	0,1 to 0,4	0,0 to 0,3	5	0,0 to 0,3	0,0 to 0,3	0,0 to 0,3	0,0 to 0,3	0,0 to 0,3	Increased terrain complexity and variation in terrain amongst test units will tend to have dissimilar cat B errors on the wind speed relative to the true value
		1	2	3	4	5																																			
1	0,7 to 1,0	0,5 to 0,8	0,3 to 0,6	0,1 to 0,4	0,0 to 0,3																																				
2	0,5 to 0,8	0,5 to 0,8	0,3 to 0,6	0,1 to 0,4	0,0 to 0,3																																				
3	0,3 to 0,6	0,3 to 0,6	0,3 to 0,6	0,1 to 0,4	0,0 to 0,3																																				
4	0,1 to 0,4	0,1 to 0,4	0,1 to 0,4	0,1 to 0,4	0,0 to 0,3																																				
5	0,0 to 0,3	0,0 to 0,3	0,0 to 0,3	0,0 to 0,3	0,0 to 0,3																																				
	Nacelle transfer function (NTF)	$\rho_{uv6,m,n}$	Same NTF Different NTF	1,0 0,0 to 0,5																																					

Measured parameter	Source	Correlation coefficient	Condition	Value range	Notes
	Data acquisition	$\rho_{udv,m,n}$	Same instrument make Different instrument make	0,7 to 1,0 0,0 to 0,2	Data acquisition devices of the same make tend to have similar cat B error
Temperature	Temperature sensor	$\rho_{ut1,m,n}$	Same instrument make Different instrument make	0,7 to 1,0 0,0 to 0,2	Temperature measurement devices of the same make tend to have similar cat B error
	Radiation shielding	$\rho_{ut2,m,n}$	Same instrument make Different instrument make	0,7 to 1,0 0,4 to 0,7	Radiation shields tend to have the same method errors relative to the true value
	Mounting effects	$\rho_{ut3,m,n}$	Same location and mounting Different location and mounting	0,7 to 1,0 0,0 to 0,2	
	Data acquisition	$\rho_{udt,m,n}$	Same instrument make Different instrument make	0,7 to 1,0 0,0 to 0,2	Data acquisition devices of the same make tend to have similar cat B error
Pressure	Pressure sensor	$\rho_{ub1,m,n}$	Single shared instrument Same instrument make Different instrument make	1,0 0,4 to 0,8 0 to 0,2	Pressure measurement devices of the same make tend to have similar cat B error.
	Mounting effects	$\rho_{ub2,m,n}$	Shared instrument Different Instruments	1,0 0,4 to 0,8	If using multiple instruments, mounting will likely be similar.
	Data acquisition	$\rho_{udb,m,n}$	Same instrument make Different instrument make	0,7 to 1,0 0,0 to 0,2	Data acquisition devices of the same make tend to have similar cat B error
Method	Air density correction	$\rho_{um4,m,n}$	Same correction methodology for all turbines	1,0	
	Seasonal variation	$\rho_{um5,m,n}$	Testing occurs during the same time periods Testing occurs during different time periods	1,0 0,3 to 0,8	
	Variation in inflow to rotor	$\rho_{um6,m,n}$	Similar inflow conditions Different inflow conditions	0,7 to 1,0 0,0 to 0,4	
Statistical	Variance in electrical power	$\rho_{sp,m,n}$		0,0	Inherently random and independent

The method of cancelling uncertainties may also be used to assess the relative uncertainties between NPC's on different turbines or different measurement periods. If a design change is made that has no or small impact on the NTF (e.g. an improved drivetrain efficiency) then the uncertainty of the AEP impact of the design change can be assessed by cancelling uncertainties that are the same or similar in both measurements.

J.3 Example of measurement uncertainty calculation

This example computes the uncertainty from a test containing three turbines out of a park of 33. The following assumptions with regard to correlation are made:

- the three turbines (#1, #2, and #3) share a single pressure sensor;
- the three turbines utilize the same make and model DAQs;
- the measurement setups on #1 and #2 are identical;

- the power measurement equipment on #3 is different from #1 and #2;
- the temperature sensor on #3 is different from #1 and #2;
- the nacelle anemometer on #3 was calibrated at a different facility from #1 and #2.
- the three turbines are in different terrain: the 1st turbine is in terrain class 1, the second turbine is in terrain class 3, and the 3rd turbine is in terrain class 5.

Per step a) the individual test turbine nacelle power curve uncertainty analyses is performed for each test turbine. This step has been completed and the results are shown below.

Table J.2 – Sample AEP and uncertainty data from 3 turbines

	AEP (MWh)	Uncertainty (MWh)	Uncertainty ratio (%)
Turbine 1	6 540,7	1 321,0	20,20 %
Turbine 2	6 867,7	1 373,8	20,00 %
Turbine 3	6 279,1	1 281,4	20,41 %

Per step b) the bin-wise uncertainties in electric power, wind speed, temperature, etc. are calculated and where necessary converted to electric power via sensitivity factors.

Per step c) these uncertainties in power are converted to uncertainty AEP by considering the occurrence of wind in each bin. The total uncertainty contribution of each component is calculated by summing across bins using formulae (I.4a) and (I.4b). A sample of these calculations on the first turbine is shown in (J.3).

Table J.3 – Component uncertainty contribution to AEP uncertainty on turbine 1

Bin center	Wind hours	Category B										Category A
		Electric power		Wind speed		Air temperature		Air pressure		Method		Electric power variation
(m/s)	(h)	uP,1 (kW)	etc.	uV,1 (kW)	etc.	uT,1 (kW)	Etc.	uB,1 (kW)	etc.	uM,1 (kW)	...	sP (kW)
3,0	341,7	0,05	...	0,16	...	0,02	...	0,00	...	0,00	...	12,5
3,5	384,9	0,09	...	1,35	...	0,04	...	0,01	...	0,00	...	7,6
4,0	419,9	0,10	...	4,47	...	0,04	...	0,01	...	0,00	...	7,0
4,5	446,4	0,34	...	6,98	...	0,14	...	0,02	...	0,01	...	6,6
5,0	464,2	0,60	...	9,46	...	0,25	...	0,04	...	0,01	...	5,1
5,5	473,6	0,95	...	13,33	...	0,40	...	0,07	...	0,02	...	4,9
6,0	474,9	1,31	...	15,93	...	0,55	...	0,09	...	0,02	...	4,8
6,5	468,9	1,71	...	18,13	...	0,71	...	0,12	...	0,03	...	4,5
7,0	456,4	2,13	...	20,81	...	0,88	...	0,15	...	0,04	...	5,0
7,5	438,2	2,64	...	26,45	...	1,10	...	0,18	...	0,05	...	5,7
8,0	415,4	3,30	...	38,22	...	1,37	...	0,23	...	0,06	...	8,8
8,5	389,0	4,01	...	39,51	...	1,67	...	0,27	...	0,07	...	9,5
9,0	360,1	4,73	...	44,78	...	1,96	...	0,32	...	0,08	...	11,1
9,5	329,5	5,67	...	60,68	...	2,35	...	0,39	...	0,10	...	13,0
10,0	298,3	6,63	...	66,69	...	2,75	...	0,45	...	0,11	...	17,8
10,5	267,2	7,60	...	69,25	...	3,16	...	0,52	...	0,13	...	15,0
11,0	236,8	8,45	...	65,71	...	3,51	...	0,58	...	0,15	...	13,8
11,5	207,8	9,14	...	57,46	...	3,79	...	0,63	...	0,16	...	14,9

Bin center	Wind hours	Category B										Category A
		Electric power		Wind speed		Air temperature		Air pressure		Method		Electric power variation
(m/s)	(h)	uP,1 (kW)	etc.	uV,1 (kW)	etc.	uT,1 (kW)	Etc.	uB,1 (kW)	etc.	uM,1 (kW)	...	sP (kW)
12,0	180,5	9,93	...	66,03	...	4,12	...	0,68	...	0,17	...	10,4
12,5	155,3	10,31	...	30,85	...	4,28	...	0,71	...	0,18	...	8,3
13,0	132,3	10,55	...	24,05	...	4,38	...	0,72	...	0,18	...	4,5
13,5	111,7	10,64	...	7,96	...	4,42	...	0,73	...	0,18	...	4,4
14,0	93,3	10,67	...	3,55	...	4,43	...	0,73	...	0,18	...	2,3
14,5	77,3	10,69	...	1,67	...	4,44	...	0,73	...	0,19	...	1,4
15,0	63,4	10,70	...	1,07	...	4,44	...	0,73	...	0,19	...	0,6
15,5	51,6	10,70	...	0,48	...	4,44	...	0,73	...	0,19	...	0,3
16,0	41,6	10,71	...	0,09	...	4,44	...	0,73	...	0,19	...	0,3
Sum across bins (MWh)		28,42	...	208,02	...	11,80	...	1,94	...	0,49	...	14,4

Here the contributions of the first component in each uncertainty category of the nacelle power curve test are tabulated. The contributions from the remaining power, wind speed, temperature, pressure, and method uncertainty components would be calculated in the same manner.

Per step d) the contribution of each uncertainty component to the uncertainty in the AEP of all turbines is determined by considering correlations between turbines. The correlation coefficients used in this example are shown in Table J.4. These components are summed across turbines using formulae (I.5a) and (I.5b). Application of Equation (I.5a) is shown for the first component in each group.

$$\begin{aligned}
 & \begin{array}{ccccccc}
 & \text{wtg1} & \text{wtg2} & \text{wtg3} & & \text{wtg1} & \text{wtg2} \\
 & \text{wtg2} & \text{wtg3} & \rho_{2,3} & & \rho_{1,2} & \text{wtg1} \\
 & \downarrow & \downarrow & \downarrow & & \downarrow & \downarrow \\
 u_{AEP, u_{P,1}}^2 = & (28,42)^2 & + (29,56)^2 & + (27,57)^2 & + 2(28,42)(29,56)(0,8) & + 2(28,42)(27,57)(0,2) & + 2(29,56)(27,57)(0,2) \\
 & \vdots & \vdots & \vdots & & \vdots & \vdots \\
 u_{AEP, u_{V,1}}^2 = & (208,02)^2 & + (216,34)^2 & + (201,78)^2 & + 2(208,02)(216,34)(0,9) & + 2(208,02)(201,78)(0,2) & + 2(216,34)(201,78)(0,2) \\
 & \vdots & \vdots & \vdots & & \vdots & \vdots \\
 u_{AEP, u_{T,1}}^2 = & (11,80)^2 & + (12,27)^2 & + (11,45)^2 & + 2(11,80)(12,27)(0,9) & + 2(11,80)(11,45)(0,2) & + 2(12,27)(11,45)(0,2) \\
 & \vdots & \vdots & \vdots & & \vdots & \vdots \\
 u_{AEP, u_{B,1}}^2 = & (1,94)^2 & + (1,94)^2 & + (1,94)^2 & + 2(1,94)(1,94)(1) & + 2(1,94)(1,94)(1) & + 2(1,94)(1,94)(1) \\
 & \vdots & \vdots & \vdots & & \vdots & \vdots \\
 u_{AEP, u_{M,1}}^2 = & (0,49)^2 & + (0,51)^2 & + (0,48)^2 & + 2(0,49)(0,51)(1) & + 2(0,49)(0,48)(1) & + 2(0,51)(0,48)(1) \\
 & \vdots & \vdots & \vdots & & \vdots & \vdots \\
 u_{AEP, s_P}^2 = & (14,40)^2 & + (14,98)^2 & + (13,97)^2 & & &
 \end{array}
 \end{aligned}$$

The result for the full list of uncertainty components is shown in Table J.4.

Table J.4 – Combination of uncertainty components across turbines.

Source	Contribution to uncertainty in AEP on turbine 1	Contribution to uncertainty in AEP on turbine 2	Contribution to uncertainty in AEP on turbine 3	$\rho_{k,1,2}$ or $\rho_{k,2,1}$	$\rho_{k,1,3}$ or $\rho_{k,3,1}$	$\rho_{k,2,3}$ or $\rho_{k,3,2}$	Contribution combined across turbines
k	(MWh)	(MWh)	(MWh)				(MWh)
Current transformers	28,42	29,56	27,57	0,8	0,2	0,2	66,52
Voltage transformers	18,95	19,71	18,38	0,8	0,2	0,2	44,35
Power transducer or power measurement device	112,30	116,79	108,93	0,8	0,2	0,2	262,84
Dynamic power measurement	65,64	68,27	63,67	0,8	0,2	0,2	153,63
Data acquisition	38,90	40,46	37,73	0,9	0,9	0,9	113,12
Nacelle anemometer calibration	208,02	216,34	201,78	0,9	0,2	0,2	496,03
Nacelle anemometer calibration uncertainty due to wind direction	138,68	144,23	134,52	0,9	0,2	0,2	330,69
Operational characteristics	243,71	253,46	236,40	0,9	0,9	0,9	708,71
Mounting effects	194,16	201,93	188,34	0,9	0,9	0,9	564,62
Flow distortion due to terrain amongst test units	658,74	685,09	638,98	0,6	0,3	0,2	1 510,23
Nacelle transfer function (NTF)	881,08	916,32	854,65	1	1	1	2 652,05
Data acquisition	81,42	84,68	78,98	0,9	0,9	0,9	236,77
Temperature sensor	11,80	12,27	11,45	0,9	0,2	0,2	28,14
Radiation shielding	47,19	49,08	45,77	0,9	0,5	0,7	127,3
Mounting effects	7,79	8,10	7,56	0,9	0,9	0,9	22,66
Data acquisition	2,36	2,45	2,29	0,9	0,9	0,9	6,86
Pressure sensor	1,94	1,94	1,94	1	1	1	5,82
Mounting effects	12,96	12,96	12,96	1	1	1	38,88
Data acquisition	1,94	1,94	1,94	1	1	1	5,83
Air density correction	0,49	0,51	0,48	1	1	1	1,48
Seasonal variation	416,05	432,69	403,57	1	1	1	1 252,31
Variation in inflow to rotor	416,05	432,69	403,57	0,8	0,3	0,4	1 025,5
Variance in electrical power	14,40	14,98	13,97	0	0	0	25,04

Per step e) we apply formula (I.6) and take the root-sum-square of all components to calculate the total uncertainty in the measured AEP of the turbines.

$$u_{AEP} = \sqrt{\begin{aligned} & (66,52)^2 + (44,35)^2 + (262,84)^2 + (153,63)^2 + (113,12)^2 \\ & + (496,03)^2 + (330,69)^2 + (708,71)^2 + (564,62)^2 + (1510,23)^2 + (2652,05)^2 + (236,77)^2 \\ & + (28,14)^2 + (127,3)^2 + (22,66)^2 + (6,86)^2 \\ & + (5,82)^2 + (38,88)^2 + (5,83)^2 \\ & + (1,48)^2 + (1252,31)^2 + (1025,5)^2 \\ & + (25,04)^2 \end{aligned}}$$

$$= 3646,68 \text{ MWh}$$

The average uncertainty is then

$$u_{AEP_{AVG}} = \frac{3646,68 \text{ MWh}}{3} = 1215,56 \text{ MWh}$$

and the uncertainty ratio is

$$u_{AEP_{RATIO}} = \frac{3646,68 \text{ MWh}}{19687,50 \text{ MWh}} = 18,52\%$$

J.4 Example of sampling uncertainty calculation

The sampling error for the three turbines tested above is determined from formula (I.9). The standard deviation in AEP for the three turbines is 4,49 %. Given the full population of the park is 33 turbines, the following sampling uncertainty is calculated

$$se_{AEP} = \frac{4,49\%}{\sqrt{3}} \sqrt{\frac{33-3}{33-1}} = 2,51\%$$

J.5 Combined uncertainty

The total combined uncertainty for the park AEP is calculated as the root-sum-square of the measurement uncertainty and sampling uncertainty.

$$u_{PARKAEP} = \sqrt{(18,52\%)^2 + (2,51\%)^2} = 18,69\%$$

J.6 Discussion of sample size and uncertainty

To evaluate the impact of sample size on the overall uncertainty, the results from the three test turbines example are extrapolated out to 33 turbines, assuming identical results for each additional 3 turbines tested. The resulting reduction in measurement uncertainty is plotted in Figure J.1.

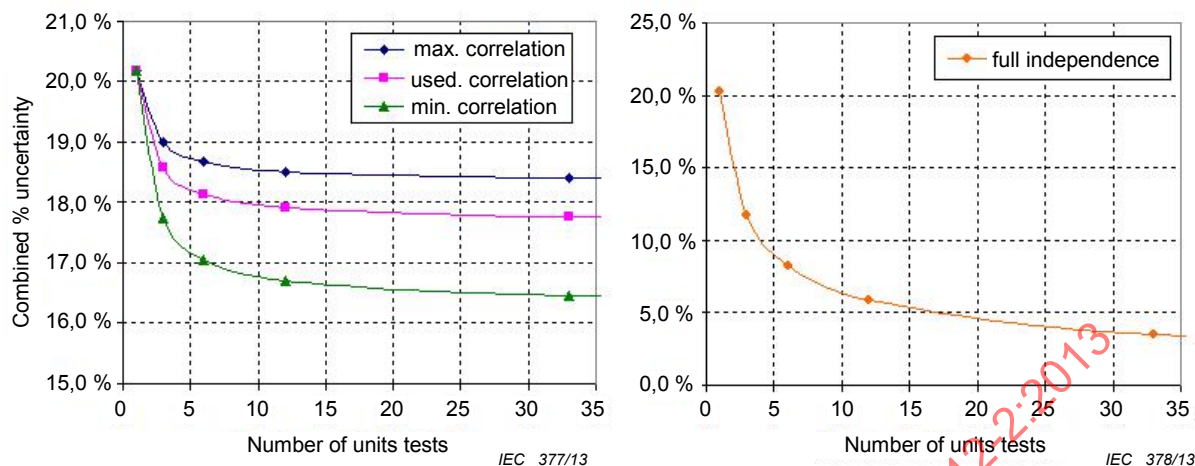


Figure J.1 – Impact of multiple turbine testing on measurement uncertainty

In the three turbine example 96 % of the uncertainty components are inherently correlated. This is compared with 96,5 % if the highest set of correlation factors (as defined in Table J.1) are selected and 93 % if the lowest set of factors are selected. Results are shown in Figure J.1 for these two cases as well. Also shown in Figure J.1 is the result assuming full independence between all turbines.

To evaluate the impact of sampling error, the results from the three test turbines example are extrapolated out to additional turbines (again assuming identical results) and the resulting reduction in sampling uncertainty is plotted in Figure J.2.

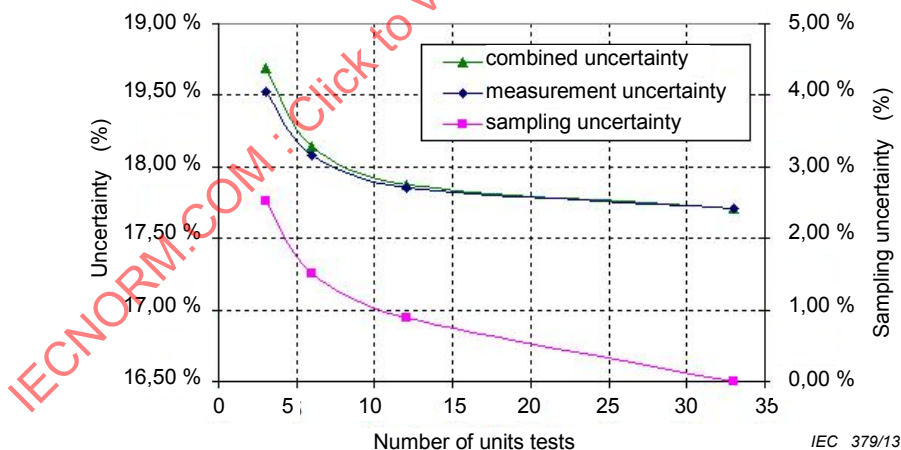


Figure J.2 – Impact of multiple turbine testing on sampling uncertainty

Assuming all 33 turbines were tested, the sampling uncertainty would be 0 %. Therefore the only uncertainty would be the measurement uncertainty. From Figure J.2, the measurement uncertainty for a sample of 33 turbines is 17,7 %.

Annex K (informative)

Organisation of test, safety and communication

K.1 General

This Annex gives recommendations on how a test can be organised regarding the assignment of roles and responsibilities, safety and communication between the Involved Parties. The term Involved Parties shall refer to all parties affected by the test in any way.

K.2 Responsibility for test

A Chief of Test shall be identified and communicated to the Involved Parties. The Chief of Test shall have responsibility for preparing the test plan, selecting all other test personnel, the interpretation of the test methods and procedures, assessment of the test data and preparation of a test report.

K.3 Safety during test

All testing personnel shall be site oriented, adequately familiar with and trained to work under the hazardous conditions that may prevail at the site and follow applicable safety regulations.

K.4 Communication

Any Turbine Under Test shall be marked clearly as being under test, the planned duration of the test as well as contact information for the Chief of Test and/or other safety representatives and emergency services. Any access to the Turbine Under Test by any person shall be recorded in a log book and the Chief of Test shall be informed. Any remote change to the operating mode of the Turbine Under Test shall also be reported to the Chief of Test.

K.5 Prior to test

All relevant drawings, documents, specifications, certificates and reports shall be placed at the disposal of the Chief of Test. Shortly before the start of tests the Turbine Under Test shall be subjected to a thorough inspection to ensure that the agreed test conditions are met. A Test Plan shall be prepared before start of tests by the Chief of Test and be agreed upon by the Involved Parties. The Test Plan shall be distributed to the Involved Parties with ample time for consideration and agreement in writing. Where the test plan is not clear the provisions in IEC 61400-12-2 shall prevail. Where neither the test plan, nor this standard is clear the interpretation by the Chief of Test shall prevail.

K.6 During test

The inspection report and any relevant observation during calibration of instruments, test preparation or test duration shall be recorded in writing by the Chief of Test, distributed immediately to the Involved Parties for written comment and included in the test report with the responses received. An observation shall be classified as relevant if any representative of a party considers it relevant.

K.7 After test

If requested by any Involved Party the Turbine(s) Under Test shall be subjected to a post-testing inspection of identical scope to the pre-testing inspection. The Chief of Test shall prepare the final report within the time frame agreed in the Test Plan in draft format and distribute to the Involved Parties.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-12-2:2013

Annex L (informative)

NPC and NTF flowchart

Figures L.1 and L.2 show an NPC flowchart and an NTF flowchart, respectively.

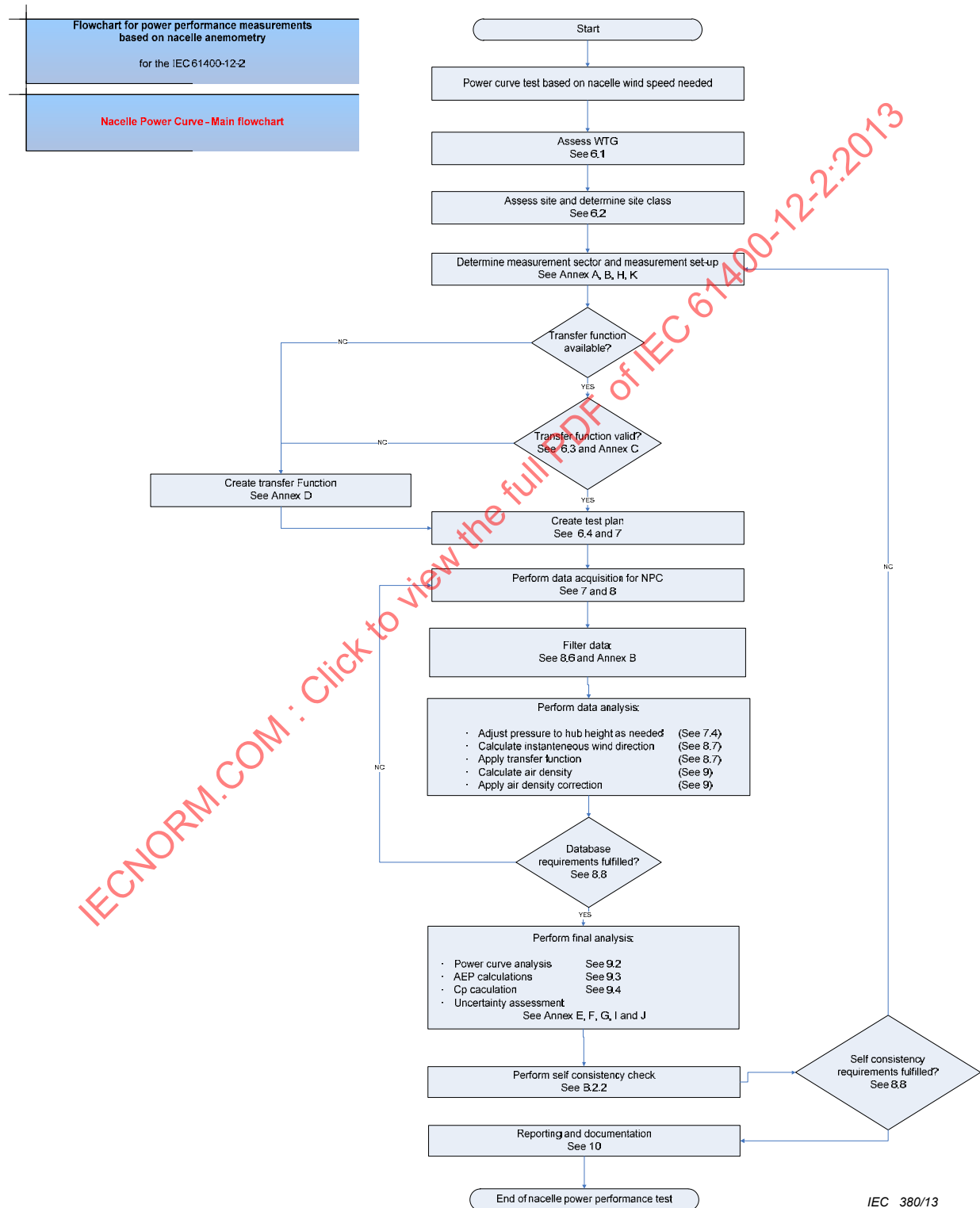


Figure L.1 – NPC flowchart

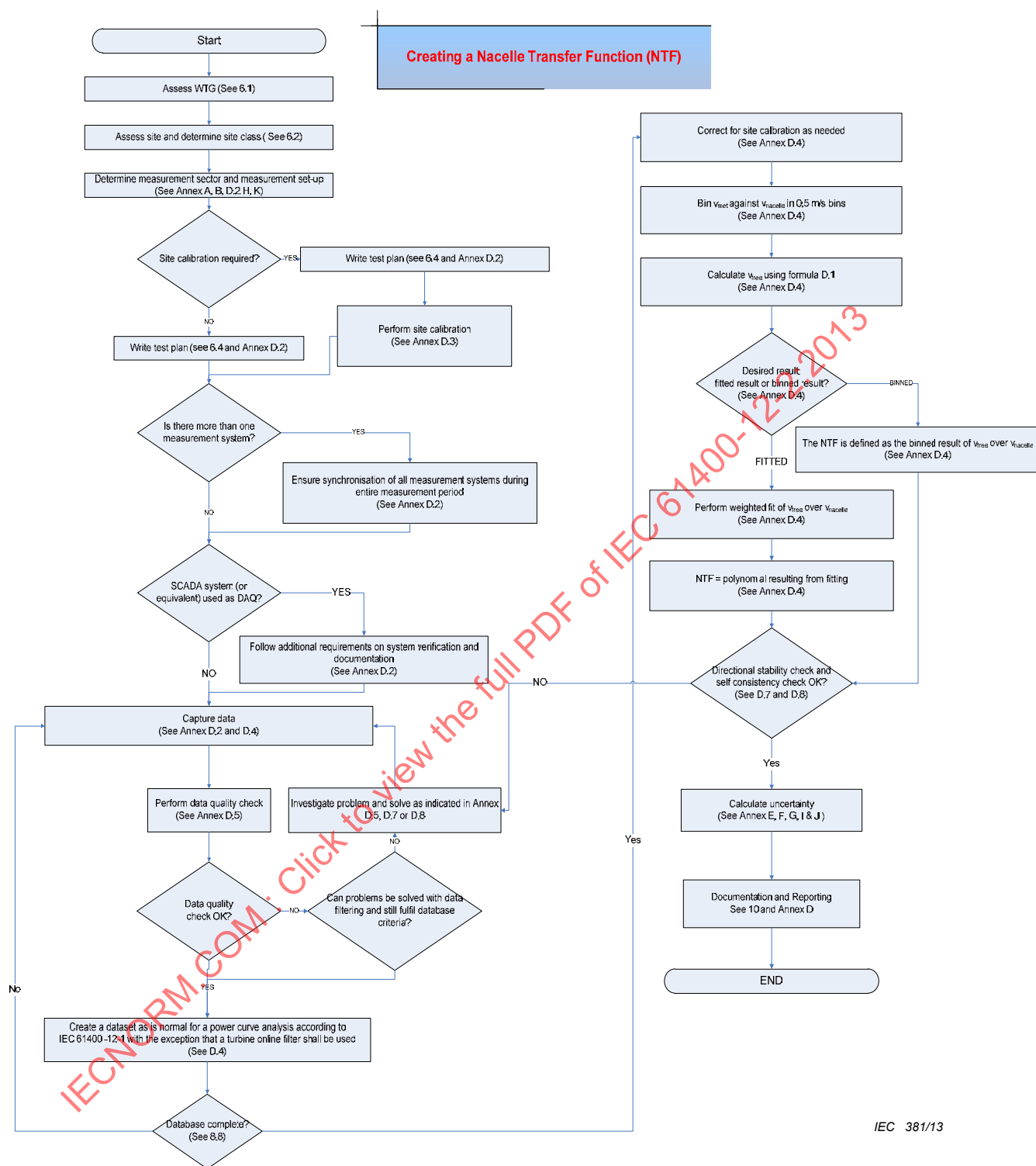


Figure L.2 – NTF flowchart

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	105
INTRODUCTION.....	107
1 Domaine d'application	108
2 Références normatives	108
3 Termes et définitions	109
4 Symboles et unités	113
5 Vue d'ensemble de la méthode d'essai	117
6 Préparation de l'essai de performance.....	120
6.1 Généralités.....	120
6.2 Eoliennes	120
6.3 Site d'essai	121
6.3.1 Classification du terrain	121
6.3.2 Indices RIX.....	122
6.3.3 Pente moyenne	122
6.3.4 Détermination de la classe de terrain.....	123
6.3.5 Formations de crête.....	124
6.4 Fonction de transfert de vitesse du vent à la nacelle	124
6.5 Plan d'essai.....	125
7 Matériel d'essai	125
7.1 Puissance électrique	125
7.2 Vitesse du vent.....	126
7.3 Direction du vent	126
7.3.1 Capteur d'orientation de la nacelle.....	126
7.3.2 Capteur de direction du vent à la nacelle	127
7.3.3 Direction du vent	127
7.4 Masse volumique de l'air	127
7.5 Vitesse du rotor	128
7.6 Angle d'inclinaison	128
7.7 Etat de l'éolienne.....	128
7.8 Acquisition des données.....	129
8 Mode opératoire de mesure	129
8.1 Généralités.....	129
8.2 Exploitation de l'éolienne.....	129
8.3 Synchronisation du ou des systèmes d'acquisition de données.....	130
8.4 Collecte des données	130
8.5 Contrôle de qualité des données	131
8.6 Rejet de données	132
8.7 Correction des données.....	132
8.8 Base de données	133
9 Résultats dérivés.....	134
9.1 Normalisation des données	134
9.1.1 Correction de la masse volumique	134
9.2 Détermination de la courbe de puissance mesurée.....	135
9.3 Production annuelle d'énergie (AEP)	135
9.4 Coefficient de puissance	136
9.5 Analyse d'incertitude	137

10	Format de rapport.....	137
Annexe A (informative)	Montage des appareils sur la nacelle.....	147
Annexe B (normative)	Mode opératoire pour le secteur de mesure.....	149
Annexe C (normative)	Mode opératoire du contrôle de validité de la fonction de transfert de vitesse du vent à la nacelle.....	156
Annexe D (normative)	Mode opératoire de détermination de la fonction de transfert de vitesse du vent à la nacelle.....	158
Annexe E (normative)	Evaluation de l'incertitude de mesure.....	166
Annexe F (normative)	Fondement théorique pour déterminer l'incertitude de mesure en utilisant la méthode des tranches.....	170
Annexe G (normative)	Estimations et calcul de l'incertitude de la fonction de transfert de la nacelle et de la courbe de puissance de la nacelle.....	179
Annexe H (normative)	Types d'appareils d'anémométrie admissibles.....	194
Annexe I (informative)	Résultats et considérations sur l'incertitude.....	197
Annexe J (informative)	Exemple de calcul d'incertitude sur la fonction de transfert de la nacelle et sur la courbe de puissance de la nacelle pour plusieurs turbines.....	203
Annexe K (informative)	Organisation de l'essai, de la sécurité et de la communication.....	213
Annexe L (informative)	Organigramme du mode opératoire de détermination de la courbe de puissance de la nacelle et de la fonction de transfert de la nacelle.....	215
Figure 1	– Vue d'ensemble du mode opératoire.....	120
Figure 2	– Présentation d'un exemple de données: fonction de transfert résultant de l'Annexe D.....	141
Figure 3	– Présentation d'un exemple de données: nuages de points de l'essai de performance de puissance de la nacelle.....	142
Figure 4	– Présentation d'un exemple de données: courbe de puissance en tranches avec les plages d'incertitude.....	143
Figure 5	– Présentation d'un exemple de données: courbe du coefficient de puissance C_p	144
Figure A.1	– Montage de l'anémomètre en haut de la nacelle.....	148
Figure B.1	– Secteurs à exclure en raison des sillages d'éoliennes voisines et en exploitation et d'obstacles significatifs.....	152
Figure B.2	– Exemple de résultat du contrôle de cohérence interne de secteur.....	155
Figure D.1	– Fonction de transfert de vitesse du vent à la nacelle.....	164
Figure J.1	– Impact du nombre de turbines testées sur l'incertitude de mesure.....	211
Figure J.2	– Impact de l'essai du nombre de turbines testées sur l'incertitude d'échantillonnage.....	212
Figure L.1	– Organigramme du mode opératoire de détermination de la courbe de puissance de la nacelle.....	217
Figure L.2	– Organigramme de la fonction de transfert de la nacelle.....	220
Tableau 1	– Classification des terrains par pente.....	123
Tableau 2	– Classification des terrains par RIX.....	123
Tableau 3	– Classe finale de terrain.....	124
Tableau 4	– Effets de marche maximale de la crête sur la classe de terrain.....	124
Tableau 5	– Exemple de courbe de puissance mesurée.....	145
Tableau 6	– Exemple de production annuelle d'énergie estimée.....	146

Tableau B.1 – Exigences concernant les obstacles: pertinence des obstacles	151
Tableau D.1 – Exemple de présentation d'une courbe de puissance mesurée basée sur les données du mât météorologique, pour le contrôle de cohérence	165
Tableau E.1 – Composantes d'incertitude dans l'évaluation de la fonction de transfert de la nacelle	167
Tableau E.2 – Composantes d'incertitude dans l'évaluation de la courbe de puissance de la nacelle	168
Tableau E.3 – Composantes d'incertitude de la direction absolue du vent mesurée sur la nacelle	169
Tableau F.1 – Exemple de sources d'annulation	172
Tableau F.2 – Liste des incertitudes de catégorie A et B pour la fonction de transfert de la nacelle	173
Tableau F.3 – Liste des incertitudes de catégorie A et B pour la courbe de puissance de la nacelle	174
Tableau F.4 – Incertitudes élargies	178
Tableau G.1 – Estimations des composantes d'incertitude d'après la calibration du site	179
Tableau G.2 – Estimations des composantes d'incertitude d'après la détermination de la fonction de transfert de la nacelle	181
Tableau G.3 – Estimations des composantes d'incertitude d'après la détermination de la courbe de puissance de la nacelle	183
Tableau G.4 – Estimations de $u_{v5,i}$ pour une classe de terrain de la courbe de puissance de la nacelle	185
Tableau G.5 – Estimations des composantes d'incertitude sur la direction du vent	186
Tableau G.6 – Estimations des facteurs de contribution à la calibration du site	188
Tableau G.7 – Estimations des facteurs de contribution pour la fonction de transfert de la nacelle	189
Tableau G.8 – Estimations des facteurs de contribution pour la courbe de puissance de la nacelle	190
Tableau J.1 – Liste des composantes d'incertitude corrélées	204
Tableau J.2 – Exemple de production annuelle d'énergie et de données d'incertitude des 3 turbines	207
Tableau J.3 – Contribution de l'incertitude des composantes à l'incertitude sur la production annuelle d'énergie de la turbine 1	207
Tableau J.4 – Combinaison des composantes d'incertitude entre les turbines	209

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

ÉOLIENNES –

**Partie 12-2: Performance de puissance des éoliennes
de production d'électricité basée sur l'anémométrie de nacelle**

AVANT-PROPOS

- 1) La Commission Electrotechnique Internationale (CEI) est une organisation mondiale de normalisation composée de l'ensemble des comités électrotechniques nationaux (Comités nationaux de la CEI). La CEI a pour objet de favoriser la coopération internationale pour toutes les questions de normalisation dans les domaines de l'électricité et de l'électronique. A cet effet, la CEI – entre autres activités – publie des Normes internationales, des Spécifications techniques, des Rapports techniques, des Spécifications accessibles au public (PAS) et des Guides (ci-après dénommés "Publication(s) de la CEI"). Leur élaboration est confiée à des comités d'études, aux travaux desquels tout Comité national intéressé par le sujet traité peut participer. Les organisations internationales, gouvernementales et non gouvernementales, en liaison avec la CEI, participent également aux travaux. La CEI collabore étroitement avec l'Organisation Internationale de Normalisation (ISO), selon des conditions fixées par accord entre les deux organisations.
- 2) Les décisions ou accords officiels de la CEI concernant les questions techniques représentent, dans la mesure du possible, un accord international sur les sujets étudiés, étant donné que les Comités nationaux de la CEI intéressés sont représentés dans chaque comité d'études.
- 3) Les Publications de la CEI se présentent sous la forme de recommandations internationales et sont agréées comme telles par les Comités nationaux de la CEI. Tous les efforts raisonnables sont entrepris afin que la CEI s'assure de l'exactitude du contenu technique de ses publications; la CEI ne peut pas être tenue responsable de l'éventuelle mauvaise utilisation ou interprétation qui en est faite par un quelconque utilisateur final.
- 4) Dans le but d'encourager l'uniformité internationale, les Comités nationaux de la CEI s'engagent, dans toute la mesure possible, à appliquer de façon transparente les Publications de la CEI dans leurs publications nationales et régionales. Toutes divergences entre toutes Publications de la CEI et toutes publications nationales ou régionales correspondantes doivent être indiquées en termes clairs dans ces dernières.
- 5) La CEI elle-même ne fournit aucune attestation de conformité. Des organismes de certification indépendants fournissent des services d'évaluation de conformité et, dans certains secteurs, accèdent aux marques de conformité de la CEI. La CEI n'est responsable d'aucun des services effectués par les organismes de certification indépendants.
- 6) Tous les utilisateurs doivent s'assurer qu'ils sont en possession de la dernière édition de cette publication.
- 7) Aucune responsabilité ne doit être imputée à la CEI, à ses administrateurs, employés, auxiliaires ou mandataires, y compris ses experts particuliers et les membres de ses comités d'études et des Comités nationaux de la CEI, pour tout préjudice causé en cas de dommages corporels et matériels, ou de tout autre dommage de quelque nature que ce soit, directe ou indirecte, ou pour supporter les coûts (y compris les frais de justice) et les dépenses découlant de la publication ou de l'utilisation de cette Publication de la CEI ou de toute autre Publication de la CEI, ou au crédit qui lui est accordé.
- 8) L'attention est attirée sur les références normatives citées dans cette publication. L'utilisation de publications référencées est obligatoire pour une application correcte de la présente publication.
- 9) L'attention est attirée sur le fait que certains des éléments de la présente Publication de la CEI peuvent faire l'objet de droits de brevet. La CEI ne saurait être tenue pour responsable de ne pas avoir identifié de tels droits de brevets et de ne pas avoir signalé leur existence.

La Norme internationale CEI 61400-12-2 a été établie le comité d'études 88 de la CEI: Eoliennes.

Le texte de cette norme est issu des documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
88/442/FDIS	88/445/RVD

Le rapport de vote indiqué dans le tableau ci-dessus donne toute information sur le vote ayant abouti à l'approbation de cette norme.

Cette publication a été rédigée selon les Directives ISO/CEI, Partie 2.

Une liste de toutes les parties de la série CEI 61400, publiées sous le titre général *Eoliennes*, peut être consultée sur le site web de la CEI.

Le comité a décidé que le contenu de cette publication ne sera pas modifié avant la date de stabilité indiquée sur le site web de la CEI sous "<http://webstore.iec.ch>" dans les données relatives à la publication recherchée. A cette date, la publication sera

- reconduite,
- supprimée,
- remplacée par une édition révisée, ou
- amendée.

Le contenu du corrigendum de septembre 2016 a été pris en considération dans cet exemplaire.

IMPORTANT – Le logo "*colour inside*" qui se trouve sur la page de couverture de cette publication indique qu'elle contient des couleurs qui sont considérées comme utiles à une bonne compréhension de son contenu. Les utilisateurs devraient, par conséquent, imprimer cette publication en utilisant une imprimante couleur.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-12-2:2013

INTRODUCTION

Le but de la présente partie de la CEI 61400-12 est de fournir une méthodologie uniforme de mesure, d'analyse et de rapport des caractéristiques de performance de puissance des éoliennes individuelles de production d'électricité utilisant les méthodes d'anémométrie de nacelle. La présente norme est destinée à être appliquée aux seules éoliennes à axe horizontal dont les dimensions sont suffisantes pour que l'anémomètre monté sur la nacelle n'ait pas d'influence significative sur l'écoulement traversant le rotor de la turbine et passant autour de la nacelle et donc n'ait pas d'influence sur la performance de l'éolienne. Le but de la présente norme est d'utiliser les méthodes présentées dans celle-ci lorsque les exigences présentées dans la CEI 61400-12-1:2005 ne sont pas réalisables. Ceci garantit que les résultats sont cohérents, exacts et autant que possible reproductibles dans l'état de l'art actuel des techniques d'instrumentation et de mesure.

Ce mode opératoire décrit la façon de caractériser les caractéristiques de performance de puissance d'une éolienne en termes de courbe de puissance mesurée et la production annuelle d'énergie (AEP) estimée en se basant sur l'anémométrie de nacelle. Dans ce mode opératoire, l'anémomètre est situé sur la nacelle de la turbine testée ou près de celle-ci. À cet emplacement, l'anémomètre mesure la vitesse du vent, qui subit une forte influence du rotor de la turbine testée. Ce mode opératoire présente des méthodes de détermination et d'application de corrections appropriées de cette interférence. On doit toutefois noter que ces corrections augmentent intrinsèquement l'incertitude de mesure par rapport à un essai correctement configuré réalisé conformément à la CEI 61400-12-1:2005. Ce mode opératoire fournit également des directives relatives à la détermination de l'incertitude de mesure, incluant l'évaluation des sources d'incertitude et des recommandations pour les combiner en incertitudes de puissance et de production annuelle d'énergie consignées.

Un élément fondamental de l'essai de performance de puissance est la mesure de la vitesse du vent. Même lorsque les anémomètres sont soigneusement étalonnés dans une soufflerie de qualité, des fluctuations d'amplitude et de direction du vecteur vent peuvent conduire des anémomètres différents à se comporter différemment sur le site. En outre, les conditions d'écoulement à proximité de la nacelle d'une turbine sont complexes et variables. Il convient donc d'apporter un soin particulier au choix et à l'installation de l'anémomètre. Ces questions sont traitées dans la présente norme.

Cette norme profitera aux parties prenantes dans la fabrication, l'installation, la planification et l'autorisation, l'exploitation, l'utilisation et la régulation des éoliennes. Le cas échéant, il convient que toutes les parties appliquent les techniques de mesure et d'analyse techniquement précises recommandées dans la présente norme, pour s'assurer d'effectuer une mise en place et une exploitation continues dans une atmosphère de communication cohérente et précise vis-à-vis des problèmes environnementaux. Cette norme présente des modes opératoires de mesure et de rapport dont on s'attend qu'ils fournissent des résultats précis pouvant être reproduits par d'autres personnes.

D'autre part, il convient qu'un utilisateur de cette norme soit informé des différences provenant des variations importantes du cisaillement du vent et de l'intensité de turbulence et des critères choisis pour le choix des données. Il convient donc qu'un utilisateur tienne compte de l'influence de ces différences et des critères de choix des données en relation avec le but de l'essai avant de commencer des mesures de performance de puissance.

ÉOLIENNES –

Partie 12-2: Performance de puissance des éoliennes de production d'électricité basée sur l'anémométrie de nacelle

1 Domaine d'application

La présente partie de la CEI 61400-12 spécifie un mode opératoire pour vérifier les caractéristiques de performance de puissance d'une éolienne simple de production d'électricité à axe horizontal, qui n'est pas considérée comme une petite éolienne selon la CEI 61400-2. Il est prévu que cette norme sera utilisée lorsque les spécifications d'exploitation ou contractuelles spécifiques peuvent ne pas être conformes aux exigences présentées dans la CEI 61400-12-1:2005. Ce mode opératoire peut être utilisé pour l'évaluation de la performance de puissance de turbines spécifiques à des emplacements spécifiques, mais cette méthodologie peut également être utilisée pour effectuer des comparaisons génériques entre différents modèles de turbines ou différents réglages de turbines.

La performance de puissance des éoliennes caractérisée par la courbe de puissance mesurée et la production annuelle d'énergie estimée, basées sur la vitesse du vent mesurée au niveau de la nacelle, subit l'influence du rotor de la turbine (c'est-à-dire une vitesse du vent accélérée ou ralentie). La vitesse du vent mesurée à la nacelle doit être corrigée de cet effet de distorsion de l'écoulement. Les modes opératoires pour déterminer cette correction sont inclus dans la méthodologie. Dans la CEI 61400-12-1:2005, un anémomètre est situé sur un mât météorologique à une distance comprise entre deux et quatre fois le diamètre du rotor au vent de la turbine testée. Cet emplacement permet une mesure directe du vent «libre» avec une gêne minimale du rotor de la turbine testée. Dans ce mode opératoire de la CEI 61400-12-2, l'anémomètre est situé sur la nacelle de la turbine testée ou près de celle-ci. À cet emplacement, l'anémomètre mesure la vitesse du vent, qui subit une forte influence du rotor et de la nacelle de la turbine testée. Ce mode opératoire présente des méthodes de détermination et d'application de corrections appropriées de cette interférence. On devrait toutefois noter que ces corrections augmentent intrinsèquement l'incertitude de mesure par rapport à un essai correctement configuré réalisé conformément à la CEI 61400-12-1:2005.

La norme CEI 61400-12-2 décrit la façon de caractériser la performance de puissance d'une éolienne en termes de courbe de puissance mesurée et de production annuelle d'énergie estimée. La courbe de puissance mesurée est déterminée en recueillant des mesures simultanées de la vitesse du vent mesurée à la nacelle et de la puissance de sortie pendant une période suffisamment longue pour créer une base de données statistiquement significative sur une certaine plage de vitesses du vent et dans des conditions de vent et des conditions atmosphériques variables. Pour mesurer précisément la courbe de puissance, la vitesse du vent mesurée à la nacelle est ajustée en utilisant une fonction de transfert pour estimer la vitesse du vent en écoulement libre. Le mode opératoire de mesure et de validation de cette fonction de transfert est présenté dans le présent document. La production annuelle d'énergie est calculée en appliquant la courbe de puissance mesurée aux distributions des fréquences de vitesse du vent de référence, en faisant l'hypothèse d'une disponibilité de 100 %. Ce mode opératoire fournit également des directives relatives à la détermination de l'incertitude de mesure, incluant l'évaluation des sources d'incertitude et des recommandations pour les combiner en incertitudes de puissance et de production annuelle d'énergie consignées.

2 Références normatives

Les documents suivants sont cités en référence de manière normative, en intégralité ou en partie, dans le présent document et sont indispensables pour son application. Pour les

références datées, seule l'édition citée s'applique. Pour les références non datées, la dernière édition du document de référence s'applique (y compris les éventuels amendements).

CEI/TR 60688, *Transducteurs électriques de mesure convertissant les grandeurs électriques alternatives en signaux analogiques ou numériques*

Amendement 1 (1997)

Amendement 2 (2001)

CEI 61400-12-1:2005, *Wind turbines – Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines* (disponible en anglais seulement)

CEI 61869-2, *Transformateurs de mesure – Partie 2: Exigences supplémentaires concernant les transformateurs de courant*

CEI 61869-3, *Transformateurs de mesure – Partie 3: Exigences supplémentaires concernant les transformateurs de tension*

ISO/CEI 17025, *Exigences générales concernant la compétence des laboratoires d'étalonnages et d'essais*

Guide ISO/CEI 98-3, *Incertitude de mesure – Partie 3: Guide pour l'expression de l'incertitude de mesure (GUM:1995)*

ISO 2533, *Atmosphère type*

3 Termes et définitions

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

3.1

exactitude

étroitesse de l'accord entre le résultat d'une mesure et une valeur vraie du mesurande

3.2

production annuelle d'énergie (AEP)

estimation de la production totale d'énergie d'une éolienne pendant une période d'une année en appliquant la courbe de puissance mesurée à différentes distributions des fréquences de vitesse du vent de référence à la hauteur du moyeu, en faisant l'hypothèse d'une disponibilité de 100 %

3.3

production annuelle d'énergie mesurée (AEP mesurée)

estimation de la production totale d'énergie d'une éolienne pendant une période d'une année en appliquant la courbe de puissance mesurée à différentes distributions des fréquences de vitesse du vent de référence à la hauteur du moyeu, en faisant l'hypothèse d'une disponibilité de 100 %, sans extrapolation de la courbe de puissance à des vitesses supérieures du vent

3.4

production annuelle d'énergie extrapolée (AEP extrapolée)

estimation de la production totale d'énergie d'une éolienne pendant une période d'une année en appliquant la courbe de puissance mesurée à différentes distributions des fréquences de vitesse du vent de référence à la hauteur du moyeu, en faisant l'hypothèse d'une disponibilité de 100 %, avec extrapolation de la courbe de puissance jusqu'à la vitesse du vent à la coupure de la turbine

3.5

terrain complexe

terrain entourant le site d'essai présentant des variations significatives de topographie et des obstacles de terrain pouvant produire une distorsion de l'écoulement

3.6

ensemble de données

collection de données échantillonnées pendant une période contiguë

3.7

documentation

toute information concernant l'essai, conservée dans des fichiers et/ou des données, mais pouvant ne pas être nécessairement présentée dans le rapport final

3.8

courbe de puissance extrapolée

extension de la courbe de puissance mesurée en estimant la puissance de sortie depuis la vitesse maximale mesurée du vent jusqu'à la vitesse du vent à la coupure

3.9

distorsion de l'écoulement

modification de l'écoulement de l'air provoquée par des obstacles, des variations topographiques, le rotor de la turbine, la nacelle de la turbine ou d'autres éoliennes, produisant un écart significatif de la vitesse mesurée du vent par rapport à la vitesse du vent en écoulement libre

3.10

vitesse du vent en écoulement libre

vitesse horizontale du vent mesurée en amont du rotor de l'aérogénérateur, ne subissant pas l'influence de l'aérodynamique du rotor

3.11

intensité de turbulence

rapport de l'écart-type de la vitesse du vent à la vitesse moyenne du vent, déterminé à partir du même ensemble d'échantillons de données mesurées de la vitesse horizontale du vent et pris pendant une période de temps spécifique

3.12

hauteur du moyeu (éoliennes)

hauteur du centre de la surface balayée du rotor de l'éolienne au-dessus du niveau du sol dans la base de la tour

3.13

modification de configuration de la machine

modification sur la turbine ou intervention dans l'exploitation de la turbine, produisant une modification significative de la performance de puissance de la turbine et ne constituant pas une maintenance normale

EXEMPLE Remplacement de composants matériels, en particulier de la pale du rotor, de la boîte de vitesses ou du générateur; modification ou mise à jour du logiciel de la turbine ou de ses paramètres, lavage des pales non prévu.

3.14

courbe de puissance mesurée

tableau et graphique représentant la puissance nette de sortie mesurée, corrigée et , normalisée d'une éolienne en fonction de la vitesse mesurée du vent en écoulement libre, mesurée selon un mode opératoire de mesure bien défini

3.15**période de mesure**

période pendant laquelle une base de données statistiquement significative a été recueillie pour l'essai de performance de puissance

3.16**secteur de mesure**

secteur de directions du vent à partir duquel des données sont sélectionnées pour la courbe de puissance mesurée ou pendant la détermination de la fonction de transfert de la nacelle

3.17**incertitude de mesure**

paramètre associé au résultat d'une mesure, qui caractérise la dispersion des valeurs pouvant être raisonnablement attribuées au mesurande

3.18**méthode des tranches**

mode opératoire de réduction des données regroupant en intervalles (tranches) les données d'essai pour un certain paramètre. Normalement utilisée pour des tranches de vitesses du vent mais également applicable à d'autres paramètres

Note 1 à l'article: Pour chaque tranche, le nombre d'ensembles de données ou d'échantillons et leur somme sont enregistrés et la valeur moyenne du paramètre de chaque tranche est calculée.

3.19**nacelle**

logement contenant la transmission et d'autres éléments en haut d'un aérogénérateur à axe horizontal

3.20**courbe de puissance de la nacelle (NPC)**

performance de puissance mesurée d'une éolienne, exprimé en puissance de sortie électrique active nette de l'éolienne en fonction de la vitesse du vent en écoulement libre; pour la courbe de puissance de la nacelle, la vitesse du vent en écoulement libre n'est pas mesurée directement mais on mesure plutôt la vitesse du vent à la nacelle et on applique une fonction de transfert de nacelle pour parvenir à la vitesse du vent en écoulement libre

3.21**vitesse du vent à la nacelle**

vitesse horizontale du vent mesurée en haut de la nacelle d'une éolienne ou devant celle-ci

3.22**puissance électrique active nette**

mesure de la puissance de sortie électrique de l'éolienne fournie au réseau électrique

3.23**maintenance normale**

toute intervention effectuée en conformité avec un programme de maintenance régulière définie, indépendamment du fait qu'un essai de performance de puissance est effectué, par exemple changement d'huile, lavage des pales (s'il est nécessaire, indépendamment de l'essai de performance de puissance)

3.24**obstacles**

objets faisant obstacle au vent et créant une distorsion de l'écoulement, tels que des bâtiments et des arbres

3.25

angle d'inclinaison

angle entre la corde à un emplacement radial défini d'une pale (généralement 100 % du rayon de la pale) et le plan de rotation du rotor

3.26

coefficient de puissance

rapport de la puissance électrique nette de sortie d'une éolienne à la puissance disponible dans le vent non perturbé sur la surface balayée du rotor

3.27

performance de puissance

mesure de la capacité d'une éolienne à produire de la puissance et de l'énergie électriques

3.28

puissance nominale

quantité de puissance assignée, généralement par un fabricant, pour une condition d'exploitation spécifiée d'un composant, d'un dispositif ou d'un matériel

3.29

rapport

toute information concernant l'essai, consignée dans le rapport final

3.30

longueur de rugosité

hauteur extrapolée à laquelle la vitesse moyenne devient nulle si on suppose que le profil vertical du vent présente une variation logarithmique avec la hauteur

3.31

indice de robustesse

RIX_{xx}

mesure du terrain, l'indice de robustesse est calculé comme le pourcentage des différences d'altitude dans un secteur de direction donné dépassant une différence d'altitude de $xx \times (D+H)$

3.32

calibration du site

mode opératoire quantifiant et réduisant potentiellement les effets du terrain et des obstacles en mesurant la corrélation en fonction de la direction du vent entre la vitesse du vent mesurée sur un mât météorologique de référence et la vitesse du vent mesurée dans la position de l'éolienne

3.33

incertitude-type

incertitude du résultat d'une mesure exprimée sous la forme d'un écart-type

3.34

surface balayée

pour une turbine à axe horizontal, surface projetée du rotor mobile sur un plan normal par rapport à l'axe de rotation; pour des rotors à balancier, il convient de faire l'hypothèse que le rotor reste normal par rapport à l'arbre à faible vitesse

3.35

site d'essai

emplacement de l'éolienne à l'essai et son environnement

3.36**turbine en ligne**

état de l'éolienne en fonctionnement normal, sauf au démarrage ou à la coupure, mais incluant toute exploitation à la vitesse du rotor dans la plage normale d'exploitation où la turbine est brièvement déconnectée du réseau électrique, par exemple pour une commutation entre générateurs, étages du générateur, étoile/triangle ou similaire

3.37**cisaillement du vent**

variations de la vitesse du vent sur un plan perpendiculaire à la direction du vent

4 Symboles et unités

Symbole	Description	Unité
A	surface balayée du rotor de l'éolienne	[m ²]
AEP	production annuelle d'énergie	[Wh]
AEP_m	production annuelle d'énergie mesurée sur la turbine m	[Wh]
AEP_s	Somme de la production annuelle d'énergie	[Wh]
ASL	Altitude au-dessus du niveau de la mer	[m]
B	pression atmosphérique	[Pa]
B_{10min}	moyenne sur 10 minutes de la pression atmosphérique mesurée	[Pa]
C_p	coefficient de puissance	
$C_{p,i}$	coefficient de puissance dans la tranche i	
c	facteur de sensibilité sur un paramètre (différence partielle)	
$c_{B,i}$	facteur de sensibilité de la pression de l'air dans la tranche i	[W/Pa]
$c_{d,i}$	facteur de sensibilité du système d'acquisition de données dans la tranche i	
$c_{k,i}$	facteur de sensibilité de la composante k dans la tranche i	
$c_{l,j}$	facteur de sensibilité de la composante l dans la tranche j	
$c_{m,i}$	facteur de sensibilité de la correction de la masse volumique de l'air dans la tranche i	[W/m ³ kg]
$c_{m,k,i}$	facteur de sensibilité de la composante k dans la tranche i sur la turbine m	
$c_{T,i}$	facteur de sensibilité de la température de l'air dans la tranche i	[W/K]
$c_{V,i}$	facteur de sensibilité de la vitesse du vent dans la tranche i	[W / ms ⁻¹]
D	diamètre du rotor	[m]
D_e	diamètre équivalent du rotor	[m]
D_n	diamètre du rotor de l'éolienne voisine en exploitation	[m]
D_r	diamètre pales-rotor	[m]
Δz_i	Distance verticale entre des points d'élévation adjacents	[m]
<i>elevation</i>	élévation au-dessus du niveau de la mer	[m]
$F(V)$	fonction de distribution de probabilité cumulative de Rayleigh pour la vitesse du vent	
H	hauteur du moyeu de l'éolienne	[m]
h	hauteur d'un obstacle moins un déplacement nul	[m]
K	constante de von Karman, 0,4	

Symbole	Description	Unité
NT	nombre de turbines	
L	distance entre la turbine et le mât permanent (2,5D) en termes de diamètres de rotor	
Le	distance entre l'éolienne ou le mât météorologique et un obstacle	[m]
Ln	distance effective avec une éolienne voisine en exploitation ou entre le mât météorologique et une éolienne voisine en exploitation	[m]
Lh	hauteur effective entre deux obstacles	[m]
Lw	distance entre l'éolienne ou le mât météorologique et une éolienne voisine en exploitation	[m]
M	nombre de composantes d'incertitude de chaque tranche	
MA	nombre de composantes d'incertitude de catégorie A	
MB	nombre de composantes d'incertitude de catégorie B	
N	nombre de tranches	
Nh	nombre d'heures dans une année ≈ 8760	
N_i	nombre d'ensembles de données de 10 minutes dans la tranche i de l'éolienne	
N_j	nombre d'ensembles de données de 10 minutes dans la tranche j de direction du vent	
N_m	nombre de tranches sur la turbine m	
N_n	nombre de tranches sur la turbine n	
N	nombre d'échantillons dans un intervalle d'échantillonnage	
n_{Test}	nombre de turbines soumises à essai	
n	exposant du profil de vitesse ($n = 0,14$)	
NPC	courbe de puissance de la nacelle	
NTF	fonction de transfert de la nacelle	
P_i	puissance de sortie normalisée et moyennée dans la tranche i	[W]
P_0	porosité d'un obstacle (0: plein, 1: pas d'obstacle)	
P_n	puissance de sortie normalisée	[W]
$P_{n,i,j}$	puissance de sortie normalisée de l'ensemble de données j dans la tranche i	[W]
$P_{10\text{min}}$	moyenne sur 10 minutes de la puissance mesurée	[W]
P_w	pression de vapeur d'eau	[Pa]
R	distance jusqu'au centre du pylône	[m]
R_0	constante des gaz parfaits ($= 287,05$)	[J/(kg $\times$ K)]
R_w	constante de gaz de la vapeur d'eau ($= 461,5$)	[J/(kg $\times$ K)]
RIX_{20}	pourcentage des pentes calculées dans un secteur de direction donné dépassant 20 %	
$S_{sc,i}$	écart-type des rapports de vitesse du vent dans la tranche i	
S	composante d'incertitude de catégorie A	[W]
$S_{AEP,k}$	incertitude sur la production annuelle d'énergie de la composante k de catégorie A	[W]

Symbole	Description	Unité
$s_{AEP,m,k}$	incertitude sur la production annuelle d'énergie de la composante k de catégorie A sur la turbine m	[W]
$s_{k,i}$	incertitude-type de catégorie A de la composante k dans la tranche i	[W]
s_i	incertitudes composées de catégorie A dans la tranche i	[W]
$s_{P,i}$	incertitude-type de catégorie A sur la puissance dans la tranche i	[W]
$s_{\alpha,j}$	incertitude-type de catégorie A sur les rapports de vitesse du vent dans la tranche j	[W]
se_{AEP}	erreur-type de la production annuelle d'énergie moyenne de l'échantillon	[Wh]
$slope_i$	pente entre des points d'élévation adjacents	[°]
T	température absolue	[K]
TI	intensité de turbulence	
T_{10min}	moyenne sur 10 minutes de la température absolue mesurée de l'air	[K]
T	temps	[s]
U	composante horizontale de la vitesse du vent	[m/s]
U	composante d'incertitude de catégorie B	
u_{AEP}	incertitude-type composée sur la production annuelle d'énergie estimée	[Wh]
$u_{AEP,AVG}$	incertitude sur la production annuelle d'énergie moyenne	[Wh]
$u_{AEP,k}$	incertitude de catégorie B sur la production annuelle d'énergie de la composante k	[Wh]
$u_{AEP,m,k}$	incertitude de catégorie B sur la production annuelle d'énergie de la composante k sur la turbine m	[Wh]
$u_{AEP,RATIO}$	incertitude relative sur la production annuelle d'énergie	[Wh]
u_{ano_class}	incertitude associée à la classe d'anémomètre	[m/s]
$u_{B,i}$	incertitude-type de catégorie B sur la pression d'air dans la tranche i	[Pa]
$u_{c,i}$	incertitude-type composée sur la puissance dans la tranche i	[W]
u_{FS}	composante d'incertitude sur la vitesse du vent en écoulement libre	[m/s]
u_i	incertitudes composées de catégorie B dans la tranche i	
$u_{k,i}$	incertitude-type de catégorie B de la composante k dans la tranche i	
$u_{m,k,i}$	incertitude-type de catégorie B de la composante k dans la tranche i sur la turbine m	
$u_{l,j}$	incertitude-type de la composante l dans la tranche j	[W]
$u_{m,i}$	incertitude-type de catégorie B sur la correction de masse volumique de l'air dans la tranche i	[kg/m ³]
u_N	composante d'incertitude sur la vitesse du vent à la nacelle	[m/s]
$u_{NTFM,i}$	prévision approximative de l'amplitude de la variation des résultats d'une fonction de transfert de la nacelle (fonction de transfert de la nacelle) mesurée à différents moments de l'année en utilisant le même matériel	[W] [m/s]

Symbole	Description	Unité
$u_{\text{wind farm_AEP}}$	incertitude totale sur la production annuelle d'énergie du parc éolien	[Wh]
$u_{P,i}$	incertitude-type de catégorie B sur la puissance dans la tranche i	[W]
$u_{sc,i,j}$	Composante d'incertitude sur la calibration du site dans la tranche i de vitesse du vent et la tranche j de direction du vent	[W]
$u_{V,i}$	incertitude-type de catégorie B sur la vitesse du vent dans la tranche i	[m/s]
u_{WD}	Incertitude sur la direction du vent	[°]
$u_{WD,SENSOR}$	incertitude sur la direction du vent mesurée à la nacelle	[°]
u_{YAW}	composante de lacet de l'incertitude sur la direction du vent	[°]
$u_{T,i}$	incertitude-type de catégorie B sur la température de l'air dans la tranche i	[K]
$u_{\alpha,i,j}$	Composante de l'incertitude-type sur la calibration du site dans la tranche i de vitesse du vent et la tranche j de direction du vent	[m/s]
$u_{c,m,i}$	Composante de l'incertitude sur la puissance dans la tranche i sur la turbine m	[W]
V	vitesse du vent	[m/s]
V_{ave}	moyenne annuelle de la vitesse du vent à la hauteur du moyeu	[m/s]
V_{free}	vitesse du vent mesurée à la nacelle, corrigée de la fonction de transfert de la nacelle (vitesse libre)	[m/s]
V_i	vitesse du vent normalisée et moyennée dans la tranche i	[m/s]
V_n	vitesse normalisée du vent	[m/s]
$V_{n,i,j}$	vitesse normalisée du vent de l'ensemble de données j dans la tranche i	[m/s]
$V_{met,i}$	moyennes des tranches de vitesses du vent sur le mât dans la tranche i , vitesse du vent déterminée avec l'anémomètre de la nacelle	[m/s]
$V_{nacelle}$	valeur mesurée de l'anémomètre de la nacelle pour laquelle on souhaite estimer la vitesse du vent en écoulement libre	[m/s]
$V_{nacelle,i}$	valeur moyenne de tranche de l'anémomètre pour la tranche i	[m/s]
V_{10min}	moyenne sur 10 minutes de la vitesse du vent mesurée	[m/s]
v_P	vitesse du vent évaluée d'après la puissance de sortie	[m/s]
x	distance en aval d'un obstacle jusqu'au mât météorologique ou à l'éolienne	[m]
Z	hauteur au-dessus du sol	[m]
z_0	longueur de rugosité	[m]
α	secteur perturbé	[°]
α_j	rapport des vitesses du vent dans la tranche j de direction du vent (position de l'éolienne par rapport à la position du mât météorologique)	
ΔU_z	influence d'un obstacle sur la différence de vitesse du vent	[m/s]
ρ	coefficient de corrélation	

Symbole	Description	Unité
$\rho_{k,i,j}$	coefficient de corrélation entre la composante d'incertitude k dans la tranche i et la composante d'incertitude l dans la tranche j	
$\rho_{k,m,n}$	coefficient de corrélation entre la turbine m et la turbine n pour la composante k	
$\rho_{k,m,i,l,j,n}$	coefficient de corrélation entre la composante d'incertitude k dans la tranche i sur la turbine m et la composante d'incertitude l dans la tranche j sur la turbine n	
ρ_0	masse volumique de référence de l'air	[kg/m ³]
ρ_{10min}	moyenne sur 10 minutes de la masse volumique de l'air dérivée	[kg/m ³]
$\rho_{ubi,m,n}$	coefficient de corrélation de pression	
$\rho_{umi,m,n}$	coefficient de corrélation de méthode	
$\rho_{upi,m,n}$	coefficient de corrélation de puissance électrique	
$\rho_{sp,m,n}$	coefficient de corrélation statistique	
$\rho_{uti,m,n}$	coefficient de corrélation de température	
$\rho_{uvi,m,n}$	coefficient de corrélation de vitesse du vent	
$\sigma_{P,i}$	écart-type des données de puissance normalisées dans la tranche i	[W]
σ_{10min}	'Ecart-type sur le paramètre moyenné sur 10 minutes	
$\sigma_u/\sigma_v/\sigma_w$	écarts-types des vitesses de vent longitudinal/transversal/vertical	[m/s]
Φ	humidité relative (plage de 0 à 1)	
Ω	vitesse angulaire	[s ⁻¹]

5 Vue d'ensemble de la méthode d'essai

Cette méthode de mesure de performance de puissance par «anémométrie de nacelle» est similaire à la méthode normale décrite dans la CEI 61400-12-1:2005 en ce que des données sont obtenues pour caractériser une courbe de puissance de l'éolienne, c'est-à-dire la puissance en fonction de la vitesse du vent en écoulement libre. Dans les deux méthodes, la vitesse du vent en écoulement libre est la composante horizontale du vent non perturbé qui existerait dans la position du centre du rotor de la turbine si la turbine n'était pas présente pour faire obstacle au vent. Dans la méthode de la CEI 61400-12-1:2005, un anémomètre est placé sur un mât météorologique à une distance de la turbine comprise entre 2 et 4 fois le diamètre du rotor. En terrain plat, cette position fournit une estimation relativement bonne de la vitesse du vent telle qu'elle serait au niveau de la turbine si la turbine n'était pas présente. En terrain complexe, un étalonnage du site corrige la distorsion de vitesse du vent entre le mât météorologique et la position au centre du rotor de la turbine.

Dans cette méthode par «anémométrie de nacelle», le vent est mesuré en utilisant un anémomètre monté sur la nacelle de la turbine ou devant celle-ci. Cette position est relativement proche du centre du rotor de la turbine, de sorte que le terrain et les obstacles environnants sont moins susceptibles de déformer le vent entre les positions de mesure désirée et réelle. Toutefois, le rotor et la nacelle de la turbine déforment le vent d'une manière significative. Il est donc nécessaire de quantifier cette distorsion et d'en tenir compte dans le mode opératoire d'essai. Cette méthode décrit cette distorsion en termes de Fonction de transfert de la nacelle (NTF), obtenue expérimentalement comme décrit à l'Annexe D et définit également des critères permettant de déterminer si une fonction de transfert est valable pour une certaine turbine.

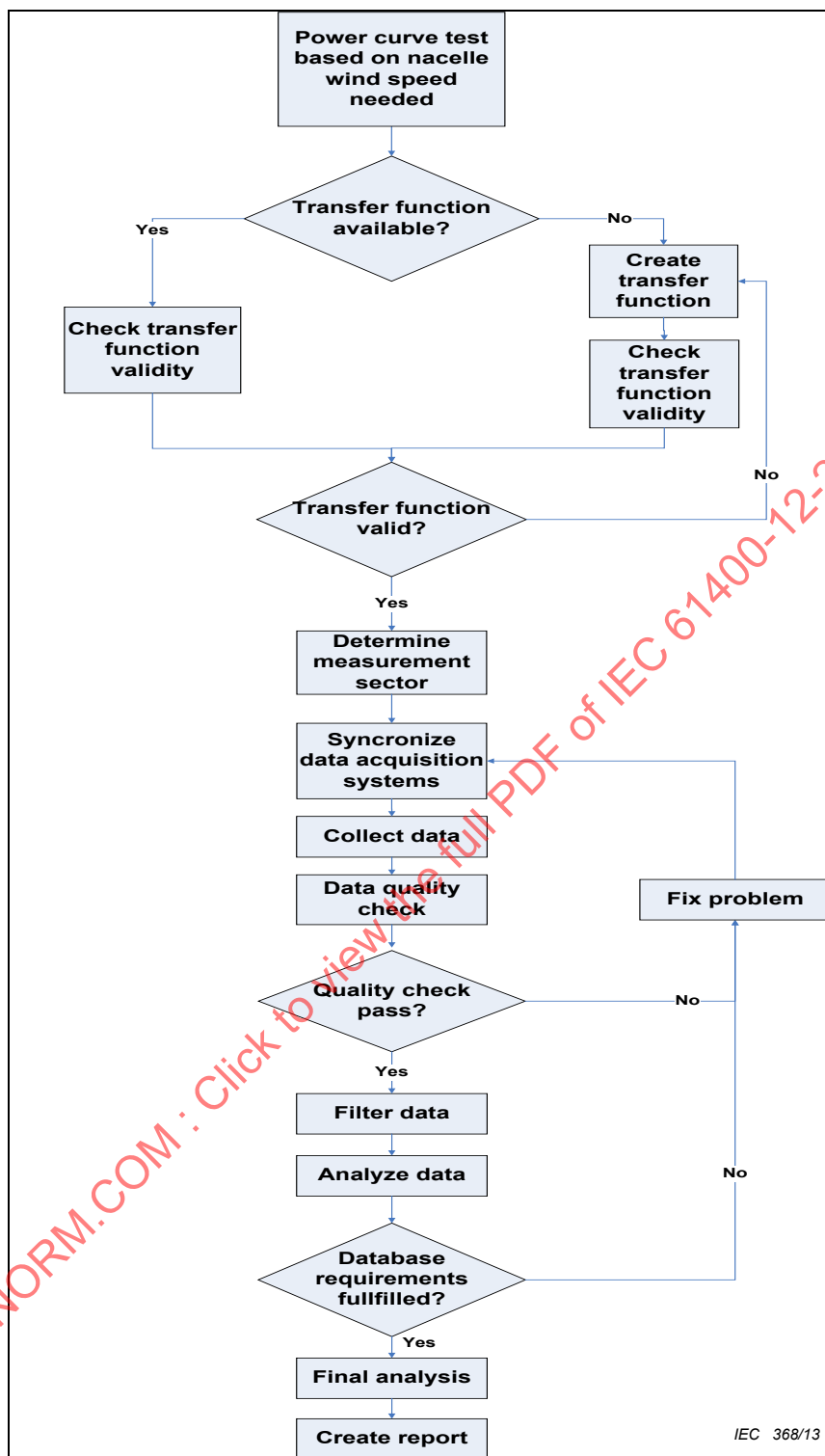
Lorsque la fonction de transfert est obtenue, la méthode par «anémométrie de nacelle» pour déterminer une courbe de puissance (la courbe de puissance de la nacelle) est similaire à la méthode de la CEI 61400-12-1:2005. Dans ce document, cette partie de la méthode est appelée «Essai de performance». Des données similaires à celles qui sont requises par l'essai de la CEI 61400-12-1:2005 sont obtenues sur la vitesse du vent (vitesses du vent basées sur la nacelle plutôt que vitesses du vent sur une tour météorologique), la direction du vent (par l'orientation de la turbine et d'une girouette plutôt que l'utilisation d'une girouette sur un pylône météorologique), la puissance électrique, la température de l'air, la pression de l'air et d'autres conditions. La fonction de transfert est appliquée à la vitesse du vent mesurée d'une manière analogue à celle qui est utilisée pour les corrections de calibration du site. Des données valables sont choisies et classées par tranche et la courbe de puissance de la nacelle est présentée au moyen de formats tabulaires et graphiques. La production annuelle d'énergie et les incertitudes de mesure sont déterminées et consignées.

Les points suivants doivent être notés comme il convient lorsqu'on utilise la méthode décrite dans la présente norme. La définition de la courbe de puissance résultante n'est pas identique à celle de la CEI 61400-12-1:2005, car la fonction de transfert ne peut être déterminée et appliquée que lorsque le rotor extrait de l'énergie du vent (c'est-à-dire, la turbine en ligne). En conséquence, la courbe de puissance déterminée conformément à la présente norme n'envisage pas des cas pendant lesquels l'éolienne n'est pas en ligne alors qu'elle est disponible (démarrage, arrêt pour contrôle interne, effets d'hystérésis, etc.). À cet égard, la courbe de puissance est similaire à la courbe de puissance B de la CEI 61400-12-1:2005 sans coïncider avec celle-ci. Dans les cas extrêmes, la puissance moyenne de sortie donnée par la courbe de puissance déterminée selon la présente norme peut être significativement plus grande et la production annuelle d'énergie surestimée, par rapport à la CEI 61400-12-1:2005.

De plus, cette méthode est basée sur l'hypothèse selon laquelle les effets du terrain peuvent être séparés des effets du rotor, c'est-à-dire que les effets du terrain sont pris en compte lors de l'étalonnage du site, tandis que les effets du rotor sont pris en compte dans la fonction de transfert. L'hypothèse selon laquelle tous les effets du terrain sont pris en compte lors de l'étalonnage du site est également sous-jacent dans la CEI 61400-12-1:2005. Toutefois, la validité de cette hypothèse a une plus grande influence sur la méthodologie de la CEI 61400-12-2. Pour cette raison, les contributions d'incertitude supplémentaires dues aux effets du terrain sont prises en compte. Cette méthode est finalement basée sur l'hypothèse selon laquelle la fonction de transfert et la courbe de puissance résultante ne dépendent pas de la saison. Il existe suffisamment de preuves pour douter de cette hypothèse. L'évaluation de l'incertitude représente donc la dépendance par rapport à la saison. Il est recommandé à l'utilisateur de la présente norme d'être informé de ces questions lorsqu'il applique cette norme dans la pratique.

Noter qu'une calibration du site n'est pas appropriée à la mesure d'une courbe de puissance de nacelle. Toutefois, une calibration de site peut être requise pour déterminer la fonction de transfert de la nacelle.

Une représentation graphique de la méthode d'essai de la courbe de puissance globale de la nacelle peut être consultée à la Figure 1 et de plus amples détails peuvent être consultés à l'Annexe L.



Légende

Anglais	Français
Power curve test based on nacelle wind speed needed	Essai de courbe de puissance basé sur la vitesse du vent à la nacelle nécessaire
Transfer function available?	Fonction de transfert disponible ?
Yes	Oui
No	Non
Check transfer function validity	Contrôle de la validité de la fonction de transfert
Create transfer function	Création de la fonction de transfert

Anglais	Français
Check transfer function validity	Contrôle de la validité de la fonction de transfert
Transfer function valid?	Fonction de transfert valide ?
Yes	Oui
No	Non
Determine measurement sector	Détermination du secteur de mesure
Synchronize data acquisition systems	Synchronisation des systèmes d'acquisition de données
Collect data	Collecte des données
Data quality check	Contrôle de la qualité des données
Fix problem	Traitement du problème
Quality check pass?	Contrôle de la qualité réussi ?
Yes	Oui
No	Non
Filter data	Filtrage des données
Analyze data	Analyse des données
Database requirements fulfilled?	Exigences de la base de données satisfaites ?
Yes	Oui
No	Non
Final analysis	Analyse finale
Create report	Création du rapport

Figure 1 – Vue d'ensemble du mode opératoire

6 Préparation de l'essai de performance

6.1 Généralités

Les conditions d'essai spécifiques concernant la mesure de performance de puissance de l'éolienne doivent être bien documentées et consignées, comme détaillé à l'Article 10.

6.2 Eoliennes

Comme détaillé à l'Article 10, l'éolienne doit être évaluée, décrite et consignée pour identifier de manière unique la configuration spécifique de la machine soumise à essai.

La configuration de la turbine a une influence significative sur la courbe de puissance mesurée de la nacelle de l'éolienne. En particulier, les effets de distorsion de l'écoulement au niveau de la nacelle et du rotor font que la vitesse du vent mesurée à la nacelle de la turbine est différente de la vitesse du vent en écoulement libre, bien qu'elles soient corrélées.

Les sources d'influence sur la fonction de transfert de la nacelle de la configuration de la turbine doivent être évaluées pour:

- déterminer la validité d'une fonction de transfert de nacelle définie précédemment (Annexe C);
- déterminer une fonction de transfert de nacelle appropriée (Annexe D); et
- évaluer l'incertitude due à la distorsion de l'écoulement du vent (Annexes E, F et G).

Tous les contrôles de l'Annexe C doivent être réalisés dans le cadre de l'évaluation de l'éolienne.

La configuration de la turbine doit être consignée comme détaillé à l'Article 10.

6.3 Site d'essai

Les conditions au site d'essai peuvent augmenter de manière significative l'incertitude sur les mesures de performance de puissance. Bien que la proximité de l'anémomètre de la nacelle avec la position de mesure désirée (centre du rotor) diminue la distorsion existant entre un anémomètre monté sur un pylône météorologique et le rotor de la turbine, la topographie et des obstacles peuvent toujours avoir une influence sur les résultats d'essai.

Les sources de distorsion de l'écoulement du vent doivent être évaluées au site d'essai pour:

- définir un secteur de mesure approprié en tenant compte de l'emplacement des obstacles et de la classification du terrain;
- évaluer l'incertitude sur la courbe de puissance due à la distorsion de l'écoulement du vent.

En particulier, les facteurs suivants doivent être pris en compte:

- les variations topographiques et la longueur de rugosité de référence (comme définies dans la CEI 61400-12-1:2005);
- les autres éoliennes;
- la turbulence en fonction de la vitesse du vent et de la direction du vent;
- les obstacles (bâtiments, arbres, etc.).

Deux facteurs sont particulièrement importants:

- Premièrement, les autres turbines ou des obstacles significatifs au vent de la turbine testée produisent des sillages ayant une influence à la fois sur la production d'énergie de la turbine testée et sur les mesures de l'anémomètre de la nacelle. Aucune technique n'est actuellement disponible pour minimiser cette interférence avec la campagne de mesures. Les sillages doivent donc être évités.
- Deuxièmement, les variations topographiques peuvent modifier l'angle vertical du vecteur vent au niveau de la turbine. Selon la position de l'anémomètre sur la nacelle, la fonction de transfert de la nacelle peut être modifiée de façon significative par les variations de l'angle vertical du vent. Il convient donc d'évaluer la relation de la vitesse locale du vent au niveau de l'anémomètre de la nacelle par rapport à l'angle vertical du vent. En se basant sur cette relation et sur la topologie du site d'essai, certaines directions du vent peuvent être exclues.

Le secteur de mesure doit être déterminé en utilisant le mode opératoire décrit à l'Annexe B. Il est fortement recommandé de prendre soin à ce que les pentes moyennes des secteurs de direction de 10° constituant la totalité du secteur de mesure soient de même signe, c'est-à-dire que le terrain dans le secteur de mesure est soit en pente descendante vers la turbine, soit en pente montante vers la turbine. Un secteur de mesure qui mélange les pentes montantes et descendantes devient difficile à interpréter car la fonction de transfert de la nacelle est sensible à ce facteur. Le secteur de mesure doit donc être limité aux pentes de même signe et seule une fonction de transfert de nacelle déterminée pour une pente de même signe et satisfaisant aux autres exigences de validité de classification de terrain (6.4) peut être utilisée.

Le site d'essai et le secteur de mesure doivent être consignés comme détaillé à l'Article 10.

6.3.1 Classification du terrain

Les autres conditions au site d'essai peuvent avoir une influence défavorable sur les résultats d'essai. On peut tenir compte de ces conditions par d'autres exclusions des directions admissibles du vent si elles sont clairement consignées dans le rapport d'essai. Les directions du vent qui ne sont pas exclues pour les raisons citées ci-dessus sont appelées «secteur de mesure» même si le secteur peut ne pas être continu.

Puisque le terrain local peut avoir une influence sur la fonction de transfert de la nacelle et la courbe de puissance de la nacelle, une classification du terrain est proposée dans cette partie, permettant une estimation de la contribution d'incertitude de différents types de terrain. Ceci est réalisé en se basant sur des variables similaires à la CEI 61400-12-1:2005, à savoir, la pente moyenne du terrain ainsi que les variations locales du terrain.

Le terrain (pente d'inclinaison telle que définie dans la CEI 61400-12-1:2005 incluse) sera évalué depuis la turbine jusqu'à 20 fois la hauteur du moyeu dans toutes les directions. Ces informations sont utilisées pour déterminer si le site est «plat» comme défini dans la CEI 61400-12-1:2005.

6.3.2 Indices RIX

Pour évaluer la composante de l'incertitude dépendant du terrain dans la fonction de transfert de la nacelle par rapport aux variations locales du terrain, un indice de robustesse, appelé RIX, doit être calculé pour chaque secteur de direction de 10° dans le secteur de mesure valable (comme défini à l'Annexe B). L'indice de robustesse est calculé en utilisant la méthode suivante:

- 1) une carte topographique¹ est numérisée sur un rayon de 20 fois la hauteur du moyeu par rapport à la turbine testée;
- 2) dans un secteur de direction donné à 10°, les points d'élévation sont déterminés tous les 30 mètres sur une ligne passant par le centre du secteur de direction;
- 3) la différence d'altitude absolue Δz_i entre des points d'élévation adjacents est calculée comme suit

$$\Delta z_i = |(\text{elevation}_i - \text{elevation}_{i-1})| \quad (1)$$

où:

- elevation (i) et elevation (i-1) sont les élévations exprimées en mètres pour des points d'élévation adjacents; celles-ci sont calculées pour tous les points d'élévation allant jusqu'à 20 fois la hauteur du moyeu.
- 4) l'indice de robustesse pour le secteur de 10° est calculé comme le pourcentage différence d'altitude calculées dans un secteur de 10° donné dépassant respectivement 0,04(D+H) (appelé $RIX_{0,04}$), 0,06(D+H) (appelé $RIX_{0,06}$) et 0,08(D+H) (appelé $RIX_{0,08}$). Noter que les points inclus dans $RIX_{0,08}$ sont nécessairement également inclus dans $RIX_{0,06}$ et $RIX_{0,04}$ et les points inclus dans $RIX_{0,08}$ et $RIX_{0,06}$ sont également inclus dans $RIX_{0,04}$;
 - 5) l'indice de robustesse pour le secteur de mesure est calculé comme la moyenne des indices de robustesse des secteurs de 10 degrés constituant le secteur de mesure. Le secteur de mesure est donc caractérisé par trois indices RIX.

6.3.3 Pente moyenne

La pente moyenne qui sera utilisée dans la classification du terrain est déterminée comme suit:

- Pour chaque secteur de 10°, calculer la pente à partir d'un rayon de 5 fois la hauteur du moyeu jusqu'à la base du mât.
- La pente moyenne pour le secteur de mesure est la moyenne des pentes pour tous les secteurs de 10° faisant partie du secteur de mesure.

¹ La carte topographique doit avoir un intervalle de contour inférieur ou égal à 5 m. En variante, l'évaluation peut être fondée sur un modèle numérique de terrain basé sur une grille de 30 m × 30 m ou moins et ayant une précision de hauteur des points adjacents de 1,0 m ou 0,02 D, en prenant la plus grande de ces deux valeurs, où D est le diamètre de la turbine

Pour appliquer correctement la fonction de transfert de la nacelle, il est important de faire une distinction entre les pentes positives et négatives. La fonction de transfert sera vraisemblablement différente si le niveau du terrain baisse de 20° par rapport à un terrain qui monte de 20° , lorsque le vent s'écoule vers la turbine.

6.3.4 Détermination de la classe de terrain

La classe de terrain est évaluée en examinant la pente moyenne et les trois indices RIX pour le secteur de mesure. Si le secteur de mesure contient des pentes à la fois positives et négatives, il convient que l'ingénieur chargé des essais envisage de réduire le secteur de mesure car les résultats peuvent être difficiles à interpréter et à appliquer car il est probable qu'il existe des fonctions de transfert différentes pour les pentes positives et négatives.

La classe de terrain par pente est définie dans le Tableau 1. La classe de terrain par RIX est définie dans le Tableau 2.

Tableau 1 – Classification des terrains par pente

Pente absolue (%)	Classe de terrain par pente
Conforme à la CEI 61400-12-1:2005, Annexe B (utiliser $L = 2,5D$)	1
$0 \leq \text{pente} < 10^\circ$, mais pas la classe 1	2
$10^\circ \leq \text{pente} < 15^\circ$	3
$15^\circ \leq \text{pente} < 20^\circ$	4
$20^\circ \leq \text{pente}$	5

Tableau 2 – Classification des terrains par RIX

RIX (%)	Classe de terrain par RIX
Conforme à la CEI 61400-12-1:2005, Annexe B (utiliser $L = 2,5D$)	0
$RIX_{0,04} < 16$ ET $RIX_{0,06} < 8$ ET $RIX_{0,08} < 4$ mais pas la classe 0	1
$RIX_{0,04} < 32$ ET $RIX_{0,06} < 16$ ET $RIX_{0,08} < 8$ mais pas la classe 1	2
$RIX_{0,04} < 48$ ET $RIX_{0,06} < 32$ ET $RIX_{0,08} < 16$ mais pas la classe 2	3
$RIX_{0,04} \geq 48$ OU $RIX_{0,06} \geq 32$ OU $RIX_{0,08} \geq 16$	4

La classe de terrain est la somme de la classe de terrain par pente et de la classe de terrain par RIX, étant entendu que la classe de terrain maximale est de 5. Si la somme des classes de terrain par pente et par RIX est supérieure à 5, alors la classe de terrain est de 5.

La classe finale de terrain est présentée dans le Tableau 3:

Tableau 3 – Classe finale de terrain

Classe de terrain par pente	Classe de terrain par RIX				
	0	1	2	3	4
1	1	2	3	4	5
2	2	3	4	5	5
3	3	4	5	5	5
4	4	5	5	5	5
5	5	5	5	5	5

6.3.5 Formations de crête

Une formation de crête doit être traitée différemment car elle peut n'avoir qu'un seul point par secteur de 10° identifié comme un terrain complexe selon le mode opératoire ci-dessus et en conséquence peut être incorrectement classée dans la classe 2. Une formation de crête est définie comme une marche dans une élévation de terrain, la taille de la marche étant supérieure à $0,08(H+D)$ entre deux points d'élévation adjacents. De plus, une telle marche doit être présente dans cinq secteurs adjacents de 10° ou dans l'ensemble des secteurs de 10°, si le secteur de mesure contient moins de cinq secteurs de 10°. La marche maximale de la crête est définie comme la différence d'élévation maximale en mètres des points constituant la crête. La marche maximale de la crête détermine la façon dont la crête influe sur la classe de terrain.

Tableau 4 – Effets de marche maximale de la crête sur la classe de terrain

Marche maximum de la crête	Accroissement de la classe de terrain
$0 \leq \text{marche maximale de la crête} < 0,08(H+D)$	0 (Aucune crête)
$0,08(H+D) \leq \text{marche maximale de la crête} < 2 \times 0,08(H+D)$	1
$2 \times 0,08(H+D) \leq \text{marche maximale de la crête} < 3 \times 0,08(H+D)$	2
$3 \times 0,08(H+D) \leq \text{marche maximale de la crête}$	3
où H = hauteur du moyeu et D = diamètre du rotor	

Une crête augmente donc la classe de complexité du terrain en fonction de la raideur de la pente maximale. La classe de terrain maximale est de 5, de sorte qu'une crête avec une pente raide dans une classe de terrain 4 donne toujours une classe de terrain 5.

6.4 Fonction de transfert de vitesse du vent à la nacelle

Cette méthode de détermination de performance de puissance d'une éolienne nécessite une fonction de transfert de vitesse du vent à la nacelle. Cette fonction de transfert prédit ce que serait la vitesse du vent en écoulement libre au niveau du centre du rotor de la turbine si la turbine n'était pas présente, en utilisant la vitesse du vent mesurée par un anémomètre monté sur la nacelle.

Si aucune fonction de transfert n'est disponible, la fonction de transfert de vitesse du vent à la nacelle doit être mesurée conformément au mode opératoire de l'Annexe D. Si une fonction de transfert est disponible, sa validité doit alors être contrôlée en utilisant l'Annexe C. Si la fonction de transfert se révèle valable, elle peut alors être utilisée pour la courbe de puissance de la nacelle, sinon, la fonction de transfert de vitesse du vent à la nacelle doit être mesurée conformément au mode opératoire de l'Annexe D.

Si, pendant une mesure de courbe de puissance de la nacelle, on utilise une fonction de transfert de la nacelle ayant été mesurée précédemment dans le même parc, celle-ci peut être appliquée à des turbines ayant une classification de terrain qui diffère au maximum d'une classe de terrain par rapport à la classe de terrain des mesures de fonction de transfert de la nacelle; le terrain doit alors également avoir le même signe de pente de terrain dans le secteur de mesure. (Noter que ceci peut s'appliquer à une ferme lorsque le parc est installé sur un éventail de classes de terrain).

Si pendant une mesure de courbe de puissance de la nacelle on utilise une fonction de transfert de la nacelle ayant été mesurée précédemment dans un autre parc, celle-ci ne peut être appliquée qu'à des turbines ayant la même classification de terrain que la classe de terrain des mesures de fonction de transfert de la nacelle; le terrain doit alors également avoir le même signe de pente de terrain dans le secteur de mesure.

La complexité du terrain est classée conformément au 6.3.

L'incertitude associée à cette fonction de transfert de la nacelle doit être évaluée comme détaillé à l'Annexe E.

6.5 Plan d'essai

Un plan d'essai doit être préparé avant l'essai traitant les informations couvertes à l'Article 10 de la présente norme dans la mesure où il peut être déterminé avant les essais. Il convient de tenir compte des directives de l'Annexe K concernant l'organisation de l'essai, la sécurité et la communication.

7 Matériel d'essai

7.1 Puissance électrique

La puissance électrique nette de l'éolienne doit être mesurée en utilisant un dispositif de mesure de puissance (par exemple, un capteur de puissance) et doit être basée sur des mesures de courant et de tension sur chaque phase.

La classe des transformateurs de courant doit satisfaire aux exigences de la CEI 61869-2 et la classe des transformateurs de tension, le cas échéant, doit satisfaire aux exigences de la CEI 61869-3. Ils doivent être de classe 0,5 ou mieux.

Si le dispositif de mesure est un capteur de puissance, son exactitude doit satisfaire aux exigences de la CEI 60688 et doit être de classe 0,5 ou mieux. Si le dispositif de mesure de puissance n'est pas un capteur de puissance, il convient alors que l'exactitude soit équivalente à des capteurs de puissance de classe 0,5. La plage d'exploitation du dispositif de mesure de puissance doit être fixée de manière à mesurer toutes les crêtes de puissances instantanées positives et négatives générées par l'éolienne. Comme guide, il convient de fixer la plage à pleine échelle du dispositif de mesure de puissance de -50% à $+200\%$ de la puissance assignée de l'éolienne. Toutes les données doivent être périodiquement revues pendant l'essai pour s'assurer que les limites de la plage du dispositif de mesure de puissance n'ont pas été dépassées. Ceci inclut également la possibilité de vérification in situ. Le dispositif de mesure de puissance doit être monté entre l'éolienne et la connexion électrique pour s'assurer que seule la puissance électrique active nette (c'est-à-dire, réduite de l'autoconsommation) est mesurée. On doit indiquer si les mesures sont effectuées côté turbine ou côté réseau du transformateur.

Le matériel de mesure de puissance (transformateur de courant, transformateur de tension, dispositif de mesure de puissance) doit être étalonné, traçable par rapport à des étalons nationaux. En variante, une comparaison par rapport à un mesureur d'énergie étalonné peut être effectuée in situ. Le mode opératoire in situ utilisé ainsi que les résultats doivent être documentés.

7.2 Vitesse du vent

La vitesse du vent à la nacelle doit être mesurée avec un anémomètre monté sur la nacelle ou le disque de moyeu et satisfaisant aux exigences de l'Annexe H. La vitesse du vent à mesurer est définie comme l'amplitude moyenne de la composante horizontale du vecteur instantané de vitesse vectorielle du vent, incluant uniquement les composantes de turbulence longitudinale et latérale, mais pas verticale. Toutes les vitesses de vent consignées et toutes les incertitudes associées aux caractéristiques d'exploitation doivent être associées à cette définition de vitesse du vent.

L'anémomètre doit être du même type, étalonné dans le même tunnel aérodynamique et être monté de la même façon que l'anémomètre utilisé pour mesurer la fonction de transfert de la nacelle, comme décrit à l'Annexe D.

Les détails des signaux doivent être consignés comme décrit à l'Article 10.

Avant la campagne de mesure, l'anémomètre doit être étalonné conformément au mode opératoire décrit dans la CEI 61400-12-1:2005 et/ou à l'Annexe D. La structure de montage utilisée pour l'étalonnage de l'anémomètre pour la mesure de vitesse du vent doit être la même que la structure de montage utilisée pour la détermination de la fonction de transfert de la nacelle. Si ce n'est pas possible, il convient que les différences restent faibles et elles doivent être clairement documentées. La structure de montage utilisée lors de l'étalonnage de l'anémomètre utilisé pour la détermination de la courbe de puissance de la nacelle doit être la structure de montage tubulaire normale utilisée pour l'étalonnage de l'anémomètre utilisé pour la détermination de la fonction de transfert de la nacelle. L'étalonnage est valable pendant une année d'exploitation sur le site. L'anémomètre doit être étalonné après l'essai ou deux anémomètres montés côte à côte doivent être utilisés pour assurer le bon fonctionnement des anémomètres. Un étalonnage après essai est recommandé car il donne un résultat plus objectif et plus précis. Si un étalonnage in situ est effectué, le mode opératoire décrit dans la CEI 61400-12-1:2005 doit être utilisé.

Il est recommandé de monter l'anémomètre comme stipulé à l'Annexe A.

L'incertitude sur la mesure de vitesse du vent est issue de cinq sources principales (voir Tableau E.2):

- l'étalonnage de l'instrument
- les caractéristiques d'exploitation de l'anémomètre
- la distorsion de l'écoulement due aux effets du support de l'instrument et à la nacelle
- l'influence du terrain
- l'influence du rotor de la turbine sur l'anémomètre

L'incertitude d'étalonnage doit être déterminée en utilisant un mode opératoire similaire à celui qui est décrit dans la CEI 61400-12-1:2005. L'incertitude due aux caractéristiques d'exploitation doit être déterminée d'après la CEI 61400-12-1:2005 sur la classification de l'anémométrie. L'incertitude due aux effets de montage doit être déterminée d'après l'Annexe E. L'incertitude due à l'influence du terrain doit être déterminée d'après l'Annexe E. L'incertitude due à l'influence du rotor doit être déterminée d'après l'Annexe E.

7.3 Direction du vent

7.3.1 Capteur d'orientation de la nacelle

L'orientation de la nacelle de la turbine doit être mesurée. Le signal du contrôleur de l'éolienne peut être utilisé à cet effet. Le signal d'orientation de la nacelle doit être vérifié in situ pour déterminer le bon fonctionnement et établir la relation avec le nord géographique. Il est recommandé d'effectuer cette vérification en comparant l'orientation mesurée à des

relevés connus pour plusieurs points de référence connus, mais d'autres méthodes sont également admises.

Il est recommandé d'effectuer un contrôle pour s'assurer que l'alignement du signal de position de la nacelle n'a pas changé pendant la détermination de la courbe de puissance.

7.3.2 Capteur de direction du vent à la nacelle

La direction du vent à la nacelle doit être mesurée. Le signal du contrôleur de l'éolienne peut être utilisé à cet effet. Un instrument utilisé à cet effet doit être monté sur une structure de montage de nacelle, comme décrit à l'Annexe A. Le signal de direction du vent à la nacelle doit être vérifié in situ pour déterminer le bon fonctionnement et établir la relation par rapport à l'axe longitudinal de la nacelle de façon que celle-ci soit égale à zéro ou à une valeur constante en degrés.

Hormis l'établissement d'une fonction de transfert de la nacelle pour déterminer l'effet du rotor sur la vitesse du vent, il est également possible d'établir une fonction de transfert de la nacelle pour déterminer l'effet du rotor sur la direction du vent, comme décrit brièvement à l'Annexe D. L'incertitude due à la distorsion de l'écoulement autour de la nacelle peut être réduite en appliquant une fonction de transfert de direction du vent obtenue à partir des données de l'essai de fonction de transfert de vitesse du vent à la nacelle. Si une fonction de transfert de la nacelle pour la direction du vent est réalisée, il convient d'évaluer également une calibration du site pour la direction du vent, en utilisant une méthodologie similaire à la calibration du site pour la vitesse du vent.

Les détails des signaux doivent être consignés comme détaillé à l'Article 10.

7.3.3 Direction du vent

La mesure de la direction du vent sur la nacelle d'une éolienne est influencée par l'orientation de l'éolienne. La girouette fournit un signal relatif par rapport à l'orientation de l'éolienne. Il est important de se souvenir que la direction instantanée du vent est également influencée par le sillage du rotor de la turbine et la présence de la nacelle. Le signal de direction du vent doit donc être une combinaison du signal instantané de l'orientation de la nacelle et du signal instantané de la girouette. Cette addition ne peut pas être effectuée après avoir moyenné les données brutes.

7.4 Masse volumique de l'air

La masse volumique de l'air doit être déterminée à partir de la mesure de la température de l'air ambiant et de la pression absolue de l'air ambiant en utilisant l'équation (4) (voir Article 9). Aux températures élevées, il est également recommandé de mesurer l'humidité relative de l'air ambiant et de corriger la masse volumique de l'air pour tenir compte de l'effet de l'humidité de l'air en utilisant la formule (2).

$$\rho = \frac{1}{T} \left(\frac{B}{R_0} - \phi P_w \left(\frac{1}{R_0} - \frac{1}{R_w} \right) \right) \quad (2)$$

où

B est la pression atmosphérique [Pa];

T est la température absolue [K];

ϕ est l'humidité relative (plage de 0 à 1);

R_0 est la constante de gaz de l'air sec [287,05 J/kgK];

R_w est la constante de gaz de la vapeur d'eau [461,5 J/kgK];

P_w est la pression de vapeur [Pa];

$$P_w = 0,0000205e^{0,0631846T} \quad (3)$$

où la pression de vapeur P_w dépend de la température moyenne de l'air.

Les mesures de température, de pression et d'humidité de l'air doivent mesurer les conditions de l'air ambiant (c'est-à-dire, pas les conditions internes à la nacelle). Si le capteur de pression d'air est monté sur la turbine, il doit être disposé de façon que la mesure ne subisse pas l'influence des pales ou d'un autre matériel de la turbine, par exemple le système de ventilation.

Le capteur de température (et le capteur d'humidité s'il est utilisé) doit être monté à moins de 10 mètres de la hauteur du moyeu, soit sur la turbine elle-même, soit sur un mât météorologique à une distance de la turbine inférieure à quatre fois le diamètre du rotor. Le capteur de température doit mesurer la température ambiante de l'air extérieur sans être influencé par le matériel de la turbine, par exemple les systèmes de ventilation ou de chauffage. Si l'humidité n'est pas mesurée et qu'une correction d'humidité aux températures élevées est nécessaire, alors une valeur de $\phi = 0,5$ doit être utilisée dans la formule 2.

La pression atmosphérique doit être mesurée à moins de 5 km de la turbine et doit être synchronisée avec le système de mesure de courbe de puissance de la nacelle toutes les 10 minutes au plus. Si le capteur de pression atmosphérique n'est pas monté à une altitude au-dessus du niveau de la mer (ASL) proche de celle du centre du rotor, les mesures de pression de l'air doivent être corrigées en fonction de l'altitude ASL du centre du rotor, conformément à l'ISO 2533.

L'incertitude composée sur le signal de température doit être inférieure à 3 °C. L'incertitude composée sur le signal de pression atmosphérique doit être inférieure à 10 hPa.

7.5 Vitesse du rotor

Il convient de mesurer ou de vérifier la vitesse du rotor de la turbine en contrôlant que les réglages des paramètres appropriés de la turbine n'ont pas changé pendant la durée de l'essai. Cette mesure sera utilisée pour s'assurer de la validité de l'application de la fonction de transfert de la nacelle.

7.6 Angle d'inclinaison

Il est recommandé de mesurer ou de vérifier les angles d'inclinaison des pales de la turbine en vérifiant que les réglages des paramètres appropriés de la turbine n'ont pas changé pendant la durée de l'essai. Cette mesure sera utilisée pour s'assurer de la validité de l'application de la fonction de transfert de vitesse du vent à la nacelle.

7.7 Etat de l'éolienne

Des signaux d'état en nombre suffisant doivent être identifiés, vérifiés et surveillés pour pouvoir appliquer le critère de rejet du chapitre 8.6. Le signal d'état doit identifier des situations dégradées telles qu'un fonctionnement à bruit réduit ou des conditions de dérégulation de l'énergie. Un signal d'état de connexion du générateur au réseau électrique est généralement suffisant. L'obtention de ces paramètres depuis les données du système de contrôle de la turbine, si disponible, convient. L'obtention d'un signal d'état de «disponibilité» pour s'assurer de l'état d'exploitation de l'éolienne (disponible ou indisponible) est recommandée. La définition de chaque signal d'état doit être consignée.

Il est recommandé de conserver la trace du fonctionnement en ligne et hors ligne de la turbine, comme décrit dans le Tableau 1.

7.8 Acquisition des données

Un système d'acquisition de données ayant une vitesse d'échantillonnage par canal d'au moins 1 Hz doit être utilisé pour recueillir les mesures et mémoriser les données prétraitées.

Le système de contrôle de la turbine (c'est-à-dire, le système SCADA) peut être utilisé pour l'acquisition des données tant qu'il satisfait aux exigences et fournit une connaissance suffisante de la traçabilité des signaux et du traitement du signal.

L'étalonnage et l'exactitude de la chaîne du système d'acquisition de données (transmission, conditionnement du signal et enregistrement des données) doivent être vérifiés en injectant des signaux connus aux extrémités des capteurs et en comparant ces entrées aux indications enregistrées. Ceci doit être réalisé en utilisant des instruments étalonnés traçables par rapport à des étalons nationaux. Comme ligne directrice, il convient que l'incertitude du système d'acquisition de données soit négligeable par rapport à l'incertitude sur les capteurs.

Toute influence ou opération exécutée sur les données par le système d'acquisition de données doit être consignée. Les vérifications suivantes doivent être effectuées:

- tout moyennage ou filtrage des données par le système d'acquisition de données doit être consigné à un niveau de détail suffisant pour que son effet sur les données et l'incertitude des données puisse être déterminés;
- tous les étalonnages internes, décalages ou corrections appliqués aux données doivent être consignés à un niveau de détail suffisant pour que les étalonnages, les décalages ou les corrections appliqués puissent être annulés pendant le traitement des données;
- l'incertitude sur toute la chaîne de signaux doit être calculée pour chaque signal;
- un traitement correct du moyennage du saut au nord de la direction du vent doit être vérifié (transition de 360° à 0° ou vice versa).

Si les conditions de cet alinéa ne peuvent pas être satisfaites en raison du fait de l'utilisation d'un système de contrôle de la turbine pour les données, un système séparé et indépendant d'obtention de données, capable de satisfaire à ces exigences doit être installé et utilisé en remplacement.

8 Mode opératoire de mesure

8.1 Généralités

L'objectif du mode opératoire de mesure est de recueillir des données satisfaisant à un ensemble de critères clairement définis pour s'assurer que les données sont en quantité et d'une qualité suffisante pour déterminer précisément les caractéristiques de performance de puissance de l'éolienne. Le mode opératoire de mesure doit être consigné, comme détaillé à l'Article 10, de façon à pouvoir réviser chaque étape du mode opératoire et condition d'essai et si nécessaire, les répéter.

L'exactitude des mesures doit être exprimée en termes d'incertitude de mesure, comme décrit à l'Annexe E. Pendant la période de mesure, les données doivent être contrôlées périodiquement pour garantir une haute qualité et la reproductibilité des résultats d'essai. Ces contrôles doivent être consignés. Des journaux d'essai doivent être tenus à jour pour documenter tous les événements importants pendant l'essai de performance de puissance.

8.2 Exploitation de l'éolienne

Pendant la période de mesure, l'éolienne doit être en fonctionnement normal, comme exigé dans le manuel d'exploitation de l'éolienne (ou son équivalent) et la configuration de la machine ne peut pas être modifiée. L'état d'exploitation de l'éolienne doit être documenté par les signaux d'état, comme décrit à l'Article 7, et on doit mentionner dans le rapport que l'état d'exploitation n'a pas changé durant la totalité de l'essai. Une maintenance normale de la

turbine doit être effectuée pendant la période de mesure et ce travail doit être noté dans le journal d'essai. Toutes les actions spéciales de maintenance, telles qu'un lavage fréquent des pales, permettant d'assurer une bonne performance pendant l'essai doivent en particulier être notées. De telles actions spéciales de maintenance ne doivent pas être effectuées par défaut, sauf accord entre les parties contractuelles avant le début de l'essai.

8.3 Synchronisation du ou des systèmes d'acquisition de données

Si pendant un essai, les signaux sont mesurés avec plusieurs systèmes d'acquisition de données, la synchronisation de tous les systèmes doit être assurée durant toute la période de mesure. La différence maximale de synchronisation entre deux systèmes quelconques d'acquisition de données doit être inférieure à 1 % de la durée de moyennage. Toute violation de cette exigence de synchronisation doit être consignée. La mesure de pression est exclue de ce critère.

Il est recommandé d'éviter les problèmes de synchronisation en effectuant les mesures avec un seul système de mesure. La convention horaire recommandée est le temps universel coordonné (UTC) ou une référence à la base de temps UTC. La correction de temps appliquée pour chaque mise à jour doit être mentionnée dans le journal. La référence de temps choisie doit être consignée.

8.4 Collecte des données

Les données doivent être recueillies en continu à une vitesse d'échantillonnage de 1 Hz ou plus rapidement. Il convient que le système d'acquisition de données mémorise au minimum les statistiques des ensembles de données de tous les signaux comme suit:

- valeur moyenne sur 10 minutes;
- écart-type sur les 10 minutes;
- valeur maximale sur les 10 minutes;
- valeur minimale sur les 10 minutes.

Si le système de collecte des données présent dans la turbine ne peut pas y parvenir pour tous les signaux, alors le minimum pendant 10 minutes, le maximum pendant 10 minutes, l'écart-type pendant 10 minutes et la moyenne pendant 10 minutes doivent être mémorisés pour tous les signaux de vitesse du vent et de puissance. Pour les autres signaux, la mémorisation d'un signal de moyenne pendant 10 minutes suffit.

Les ensembles de données sélectionnés doivent être basés sur des périodes de 10 minutes déterminées à partir de données mesurées de façon continues. Les données doivent être recueillies jusqu'à ce que les exigences définies au 8.8 soient satisfaites.

L'analyse normale sera basée sur les statistiques des données mesurées pendant 10 minutes. Ceci a été choisi pour maintenir les résultats étroitement liés à la norme CEI 61400-12-1:2005.

Il est important de noter que le choix de l'utilisation de statistiques pendant 10 minutes a lui-même une influence sur le résultat de l'essai de performance de puissance, par exemple par l'effet de turbulence. La période de 10 minutes a été choisie à l'origine entre autres raisons pour laisser au vent le temps nécessaire pour s'écouler du mât jusqu'à la turbine et pour assurer une corrélation raisonnable entre la vitesse du vent et la puissance. Dans le cas de l'anémométrie de nacelle, ceci n'est plus nécessaire et des arguments existent pour diminuer le temps de moyennage à une période inférieure à 10 minutes.

Pour conserver le lien avec la norme CEI 61400-12-1:2005 et en même temps ne pas empêcher un rapport plus précis, le choix a été fait de toujours consigner le résultat selon la norme en se basant sur une statistique de 10 minutes, mais de permettre également de consigner une analyse basée sur des périodes de moyennage plus courtes. La validité de la

fonction de transfert appliquée doit être vérifiée lorsqu'on utilise des périodes de moyennage plus courtes.

8.5 Contrôle de qualité des données

Pour s'assurer que les données incluses dans la base de données finale et valide de résultats sont exactes, des étapes de contrôle de qualité doivent être exécutées sur les données pendant ou avant le processus de réduction et d'analyse des données. Les paragraphes suivants énumèrent des exemples de méthodes de contrôle de qualité, mais sans inclure toutes les méthodes pouvant être requises. Les points de données ne parvenant pas à satisfaire aux critères de contrôle de qualité définis par l'utilisateur doivent être supprimés de la base de données valide. Toute la méthodologie de filtrage des données doit être entièrement consignée, comme l'exige l'Article 10. Ces étapes s'ajoutent au contrôle à l'étalonnage du système de mesure, comme décrit au 6.2.

Les signaux mesurés sont dans la plage de mesure et sont disponibles

S'assurer que chaque ensemble de données dans lequel un signal requis est à l'extérieur de la plage de mesure du signal est exclu de la base de données valide. De façon similaire, exclure les ensembles de données dans lesquels un ou plusieurs des signaux requis sont indisponibles ou inopérants pour un ou plusieurs échantillons. Ces exclusions doivent être consignées et décrites selon les exigences énumérées à l'Article 10.

Les capteurs fonctionnent correctement

Chacune des statistiques de moyenne, maximum, minimum et écart-type de l'ensemble de données des signaux mesurés doivent être contrôlées périodiquement pour s'assurer que les valeurs sont cohérentes avec les valeurs attendues (par exemple pas de bruit de signal significatif; ou données dont les capteurs subissent l'influence de leur structure de montage ou d'autres capteurs). Un chronogramme et/ou des nuages de points d'interrogation manuelle d'un sous-ensemble des données mesurées (échantillonnage de la base de données) est suggéré, s'ajoutant aux techniques automatiques, afin de s'assurer que toutes les irrégularités sont identifiées. Comparer également entre eux des signaux analogues (par exemple, la vitesse primaire et de contrôle du vent sur le pylône météorologique, la puissance mesurée de la turbine et un signal de puissance indépendant; l'orientation de la turbine par rapport au pylône météorologique ou une mesure de direction du vent à proximité) pour s'assurer que les écarts sont cohérents avec les valeurs attendues. Il convient d'exclure les données suspectes de la base de données valide. Ces exclusions doivent être consignées et décrites selon les exigences énumérées à l'Article 10.

S'assurer que le ou les systèmes d'acquisition de données fonctionne(nt) correctement

Il convient d'exécuter des étapes pour vérifier que le système d'acquisition de données fonctionne correctement pendant toute la période de mesure. Ces étapes comportent, mais sans y être limités:

- la vérification que les enregistrements de données ne sont pas répétés;
- la recherche de la cause de quelconques lacunes de données significatives dans les signaux mesurés;
- la recherche de toute discontinuité dans les signaux mesurés, ne correspondant pas à des lacunes de données.

Si de quelconques problèmes sont découverts, ces découvertes doivent être documentées et consignées. Les vérifications elles-mêmes doivent également être consignées.

Contrôle de cohérence interne des secteurs

Lorsqu'une courbe de puissance de la nacelle (projet) est disponible, le contrôle de cohérence interne des secteurs du B.2.2 doit être effectué.

8.6 Rejet de données

Certains ensembles de données doivent être exclus de la base de données pour s'assurer que:

- l'analyse et les résultats sont d'une commune mesure avec les conditions normales d'exploitation de la turbine;
- les données corrompues et imprécises sont exclues.

Des ensembles de données doivent être exclus de la base de données dans les circonstances suivantes:

- les conditions externes autres que la vitesse du vent sont en dehors de la plage d'exploitation de l'éolienne;
- les conditions externes sont en dehors de la plage d'exploitation de l'appareillage d'essai;
- la turbine n'est pas en ligne (sauf pour les turbines passant temporairement hors ligne dans le cadre de leur fonctionnement normal, par exemple, commutation de générateur. Ces effets doivent être saisis sur la courbe de puissance et le filtre précis appliqué doit être consigné);
- la sortie de la turbine est limitée par des facteurs extérieurs tels que le réseau électrique; ceci doit être documenté in situ, par exemple avec un journal de bord ou un signal d'état provenant de la turbine;
- une défaillance ou dégradation (par exemple due au gel) du matériel d'essai;
- la direction moyenne du vent sur 10 minutes à l'extérieur du secteur de mesure tel que défini à l'Annexe B;
- des événements de gel des pales et nacelle recouverte de neige;
- la vitesse du vent est en dehors de la plage d'applicabilité de la fonction de transfert de vitesse de vent de la nacelle;
- les données des périodes de temps où la fonction de transfert de la nacelle n'est pas valable doivent être exclues (c'est-à-dire, un mauvais paramétrage de la turbine);
- la turbine ne peut pas fonctionner en raison d'un état de défaut de la turbine;
- la turbine est arrêtée manuellement ou dans un mode d'exploitation d'essai ou de maintenance.

Tout autre critère de rejet doit être clairement consigné. Toutes les données rejetées pour ces raisons doivent être clairement documentées et consignées.

Des sous-ensembles de la base de données recueillis dans des conditions d'exploitation particulières (par exemple, forte rugosité des pales due à la poussière, au sel, aux insectes, à la glace) ou dans des conditions atmosphériques particulières (par exemple, précipitation, intensité de turbulence, cisaillement du vent) se produisant pendant la période de mesure peuvent être choisis comme bases de données spéciales.

Si l'on s'attend à ce que la fréquence du réseau électrique varie de plus de 1 % pendant une durée moyenne de 600 secondes, la fréquence du réseau électrique doit être mesurée. Les données de mesures recueillies lorsque la fréquence du réseau électrique s'écarte de ± 1 % de la fréquence nominale du réseau électrique doivent être classées séparément ou doivent être ignorées.

8.7 Correction des données

Pour les ensembles de données sélectionnés, les corrections de données suivantes doivent être effectuées sur les mesures suivantes:

- correction de pression atmosphérique à l'altitude ASL (au-dessus du niveau de la mer) du centre du rotor (si cela est requis par 7.4);

- la direction absolue du vent doit être calculée d'après l'orientation de la nacelle et le signal de girouette de la nacelle;
- on doit tenir compte des modifications de signal appliquées par le système de contrôle de l'éolienne pour assurer des valeurs finales correctes;
- les données de tous les étalonnages, décalages appliqués ou corrections effectuées par le système d'acquisition de données peuvent être corrigées pour s'assurer de la meilleure qualité des données, tant que les corrections sont applicables et dans la mesure où elles sont clairement consignées;
- la vitesse du vent à la nacelle doit être corrigée en fonction de la vitesse du vent en écoulement libre en utilisant la fonction de transfert déterminée à l'Annexe D;
- toutes les autres corrections apportées aux données doivent être consignées clairement et en détail.

Les détails des corrections de données doivent être consignés comme détaillé à l'Article 10.

8.8 Base de données

Après normalisation des données (voir 9.1) les ensembles de données sélectionnés doivent être triés en utilisant le mode opératoire de la «méthode des tranches» (voir 9.2). Les ensembles de données sélectionnés doivent au moins couvrir une plage de vitesses du vent allant du démarrage jusqu'à 1,5 fois la vitesse du vent à 85 % de la puissance nominale de l'éolienne. En variante, la plage de vitesses du vent doit aller du démarrage jusqu'à une vitesse du vent à laquelle la «Production annuelle d'énergie mesurée» est supérieure ou égale à 95 % de la «production annuelle d'énergie extrapolée» (voir 9.3). Le rapport doit indiquer laquelle des deux définitions a été utilisée pour déterminer la plage de la courbe de puissance mesurée. La plage de vitesses du vent doit être divisée en tranches contiguës de 0,5 m/s, centrés sur des multiples de 0,5 m/s.

La base de données doit être considérée comme complète lorsqu'elle a satisfait aux critères suivants:

- chaque tranche comporte un minimum de 30 minutes de données échantillonnées;
- la base de données comporte au minimum 180 heures de données échantillonnées.

Si une unique tranche incomplète empêche l'achèvement de l'essai, cette valeur de tranche peut alors être estimée par interpolation linéaire à partir des deux tranches complètes adjacentes.

Pour terminer la courbe de puissance aux vitesses élevées du vent, le mode opératoire suivant peut être utilisé. Pour des vitesses du vent supérieures à 1,6 fois la vitesse du vent à 85 % de la puissance assignée, le secteur de mesure peut être ouvert.

La condition suivante doit être satisfaite lorsqu'on utilise les deux modes opératoires étendus ci-dessus: la production annuelle d'énergie mesurée par les modes opératoires étendus s'écarte de moins de 1 % de la production annuelle d'énergie extrapolée jusqu'à la tranche complète des vitesses du vent les plus grandes pour les modes opératoires étendus (pour la loi de Rayleigh du 9.3).

La base de données doit être présentée dans le rapport d'essai, comme détaillé à l'Article 10.

9 Résultats dérivés

9.1 Normalisation des données

9.1.1 Correction de la masse volumique

La masse volumique de l'air doit être déterminée à partir de la mesure de la température de l'air, de la pression de l'air et de l'humidité relative, en utilisant la formule suivante:

$$\rho_{10\min} = \frac{1}{T_{10\min}} \left(\frac{B_{10\min}}{R_0} - \phi P_w \left(\frac{1}{R_0} - \frac{1}{R_w} \right) \right) \quad (4)$$

où

- $\rho_{10\min}$ est la moyenne sur 10 min de la masse volumique de l'air déterminée;
- $T_{10\min}$ est la moyenne sur 10 min de la température absolue mesurée de l'air;
- $B_{10\min}$ est la moyenne sur 10 min de la pression mesurée de l'air;
- R_0 est la constante de gaz de l'air sec, 287,05 J/kgK;
- ϕ est l'humidité relative (plage de 0 à 1);
- R_w est la constante de gaz de la vapeur d'eau [461,5 J/kgK];
- P_w est la pression de vapeur [Pa]. $P_w = 0,000205 \exp(0,0613846T)$, où la pression de vapeur P_w dépend de la température moyenne de l'air T [K];

Les ensembles de données sélectionnés doivent être normalisés au moins à une masse volumique d'air de référence. La masse volumique d'air de référence doit être la moyenne de la masse volumique de l'air mesurée de l'ensemble de données valables recueillies sur le site pendant la période d'essai ou en variante, une masse volumique d'air nominale prédéfinie pour le site. La masse volumique d'air moyenne mesurée doit être arrondie au 0,01 kg/m³ le plus proche et doit être consignée conformément à l'Article 10.

Pour une éolienne à régulation par décrochage avec inclinaison de pale constante et vitesse de rotation constante, la normalisation des données doit être appliquée à la puissance de sortie mesurée selon la formule:

$$P_n = P_{10\min} \times \frac{\rho_0}{\rho_{10\min}} \quad (5)$$

où

- P_n est la puissance de sortie normalisée;
- $P_{10\min}$ est la moyenne pendant 10 minutes de la puissance mesurée;
- ρ_0 est la masse volumique de l'air de référence.

Pour une éolienne avec commande de puissance active, la normalisation doit être appliquée à la vitesse du vent selon la formule:

$$V_n = V_{\text{free}} \left(\frac{\rho_{10\min}}{\rho_0} \right)^{1/3} \quad (6)$$

où

V_n est la vitesse normalisée du vent;

V_{free} est la vitesse du vent mesurée à la nacelle, corrigée de la fonction de transfert de la nacelle, comme détaillé à l'Annexe D.

9.2 Détermination de la courbe de puissance mesurée

La courbe de puissance mesurée est déterminée en appliquant la «méthode des tranches» aux ensembles de données normalisés, en utilisant des tranches de 0,5 m/s et en calculant les valeurs moyennes de la vitesse normalisée du vent et de la puissance de sortie normalisée pour chaque tranche de vitesses du vent selon les formules (7) et (8):

$$V_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} V_{n,i,j} \quad (7)$$

$$P_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} P_{n,i,j} \quad (8)$$

où

V_i est la vitesse du vent normalisée et moyennée dans la tranche i ;

$V_{n,i,j}$ est la vitesse normalisée du vent de l'ensemble de données j dans la tranche i ;

P_i est la puissance de sortie normalisée et moyennée dans la tranche i ;

$P_{n,i,j}$ est la puissance de sortie normalisée de l'ensemble de données j dans la tranche i ;

N_i est le nombre d'ensembles de données de 10 minutes dans la tranche i .

La courbe de puissance mesurée doit être présentée comme détaillé à l'Article 10.

9.3 Production annuelle d'énergie (AEP)

La production annuelle d'énergie générique est estimée en appliquant la courbe de puissance mesurée aux différentes distributions de fréquence de vitesse du vent de référence. Une loi de Rayleigh, qui est identique à une loi de Weibull avec un facteur de forme de 2, doit être utilisée comme distribution des fréquences de vitesse de vent de référence. Les estimations de la production annuelle d'énergie doivent être effectuées pour des moyennes annuelles de la vitesse du vent à la hauteur du moyeu de 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10 et 11 m/s selon la formule (9):

$$AEP = N_h \sum_{i=1}^N [F(V_i) - F(V_{i-1})] \left(\frac{P_{i-1} + P_i}{2} \right) \quad (9)$$

où

AEP est la production annuelle d'énergie;

N_h est le nombre d'heures dans une année ≈ 8760 ;

N est le nombre de tranches;

V_i est la vitesse du vent normalisée et moyennée dans la tranche i ;

P_i est la puissance de sortie normalisée et moyennée dans la tranche i .

$$F(V) = 1 - \exp \left(-\frac{\pi}{4} \left(\frac{V}{V_{ave}} \right)^2 \right) \quad (10)$$

où

$F(V)$ est la loi de distribution de probabilité cumulative de Rayleigh pour la vitesse du vent;

V_{ave} est la moyenne annuelle de la vitesse du vent à la hauteur du moyeu;

V est la vitesse du vent.

La sommation est initialisée en fixant V_{i-1} égale à $V_i - 0,5$ m/s et P_{i-1} égale à 0,0 kW.

Pour une installation spécifique, les conditions nominales du site spécifiant le régime des vents sur le site peuvent être connues. Dans ce cas, une production annuelle d'énergie spécifique au site peut de plus être consignée et calculée en se basant sur ces informations spécifiques au site.

La production annuelle d'énergie doit être calculée de deux manières, l'une nommée «production annuelle d'énergie mesurée», l'autre nommée «production annuelle d'énergie extrapolée». Si la courbe de puissance mesurée n'inclut pas les données jusqu'à la vitesse du vent de coupure, la courbe de puissance doit être extrapolée de la vitesse du vent maximale complète mesurée, jusqu'à la vitesse du vent de coupure.

La production annuelle d'énergie mesurée doit être obtenue d'après la courbe de puissance mesurée en supposant une puissance nulle pour toutes les vitesses du vent supérieures et inférieures à la plage de la courbe de puissance mesurée.

La production annuelle d'énergie extrapolée doit être obtenue d'après la courbe de puissance mesurée en supposant une puissance nulle pour toutes les vitesses de vent inférieures à la vitesse la plus basse du vent sur la courbe de puissance mesurée et une puissance constante pour les vitesses de vent comprises entre la vitesse la plus grande du vent sur la courbe de puissance mesurée et la vitesse du vent de coupure. La puissance constante utilisée pour la production annuelle d'énergie extrapolée doit être la valeur de puissance de la tranche à la vitesse la plus grande du vent sur la courbe de puissance mesurée.

La production annuelle d'énergie mesurée et la production annuelle d'énergie extrapolée doivent être présentées dans le rapport d'essai, comme détaillé à l'Article 10. Pour tous les calculs de production annuelle d'énergie, la disponibilité de l'éolienne doit être fixée à 100 %. Pour les moyennes annuelles données de la vitesse du vent, les estimations de production annuelle d'énergie mesurées doivent être marquées comme «incomplètes» lorsque les calculs montrent que la production annuelle d'énergie mesurée est inférieure à 95 % de la production annuelle d'énergie extrapolée.

Des estimations de l'incertitude de mesure en termes d'incertitude-type sur la production annuelle d'énergie selon les Annexes E, F et G doivent être consignées pour la production annuelle d'énergie mesurée pour toutes les moyennes annuelles de vitesse du vent données.

Les incertitudes sur la production annuelle d'énergie décrites ci-dessus ne tiennent compte que des incertitudes provenant de l'essai de performance de puissance et ne tiennent pas compte des incertitudes dues à d'autres facteurs importants associés à la production d'énergie réelle à long terme pour une installation donnée, tels que:

- l'incertitude sur la ressource de vent;
- l'incertitude sur la disponibilité de la turbine;
- l'incertitude due à l'écoulement du vent et à la modélisation des sillages.

9.4 Coefficient de puissance

Le coefficient de puissance, C_p , de l'éolienne doit être ajouté aux résultats d'essais et présenté comme détaillé à l'Article 10. Le C_p doit être déterminé d'après la courbe de puissance mesurée selon l'équation suivante:

$$C_{P,i} = \frac{P_i}{\frac{1}{2} \rho_0 A V_i^3} \quad (11)$$

où

$C_{P,i}$ est le coefficient de puissance dans la tranche i ;

V_i est la vitesse du vent normalisée et moyennée dans la tranche i ;

P_i est la puissance de sortie normalisée et moyennée dans la tranche i ;

A est la surface balayée du rotor de l'éolienne;

ρ_0 est la masse volumique de l'air de référence.

9.5 Analyse d'incertitude

Une analyse d'incertitude doit être effectuée conformément aux Annexes E, F et G. Dans certains cas, il peut être utile de calculer une courbe de puissance moyenne à partir d'essais multiples, auquel cas il convient de suivre les directives des Annexes I et J.

10 Format de rapport

L'essai doit être consigné à un niveau de détail tel que l'on puisse réviser chaque étape du mode opératoire et condition d'essai significative et si nécessaire, la répéter. La présente norme fait une différence entre la documentation et le rapport. La partie mesure doit tenir à jour toute la documentation pour référence ultérieure, même dans le cas où la documentation n'est pas consignée. Il convient de conserver les documents pendant la période de temps exigée, généralement dix ans selon l'ISO/CEI 17025. Un exemple d'une telle documentation est constitué des enregistrements de maintenance de la turbine. Suivent les exigences relatives au rapport d'essai de performance de puissance minimale de la nacelle.

Le rapport d'essai doit contenir au minimum les informations données aux 10a) à 10m):

- a) Une identification et une description de la configuration spécifique de l'éolienne soumise à essai, à un niveau de détail tel à pouvoir évaluer la validité de la fonction de transfert (voir 6.2), incluant:
 - 1) la marque, le type, le numéro de série, l'année de fabrication de la turbine, la description de la nacelle (par exemple, avec des dessins, des mesures, des photographies) et son type, la description du moyeu;
 - 2) le diamètre du rotor et une description de la méthode de vérification utilisée ou une référence à une documentation de diamètre de rotor;
 - 3) la vitesse du rotor ou la plage de vitesses du rotor;
 - 4) la puissance nominale et la vitesse du vent nominale;
 - 5) les données concernant les pales: marque, type, numéros de série, nombre de pales, inclinaison fixe ou variable, décalage d'inclinaison nul et angle(s) d'inclinaison normal;
 - 6) le type de pylône, la hauteur du pylône et la hauteur du moyeu;
 - 7) le type, les dimensions, l'emplacement des feux aéronautiques et une description des autres matériels auxiliaires sur la nacelle;
 - 8) une description du système de contrôle (dispositif et version logicielle) incluant, mais sans y être limité, une documentation des signaux d'état utilisés pour la réduction des données; les paramètres de contrôle de la turbine, dans la mesure où ils concernent l'essai de la fonction de transfert (par exemple, inclinaison de pale, orientation de la nacelle, vitesse du vent et direction du vent à la nacelle, vitesse de rotation et puissance), par accord entre les parties prenantes;
 - 9) une description de l'état du réseau électrique au niveau de l'éolienne, à savoir, tension, fréquence et leurs tolérances et un dessin indiquant l'emplacement où est

connecté le capteur de puissance, en relation spécifique avec un transformateur intérieur ou extérieur et la consommation propre de puissance;

- 10) des dessins et des photographies de l'emplacement et du type de montage de l'anémomètre de la nacelle et de l'instrument de mesure de la direction du vent, l'étalonnage préalable et postérieur, ou in situ, la méthode d'acquisition des données, le temps de moyennage d'acquisition des données (en cas d'instruments multiples, une identification claire des mesures primaires doit être consignée);
 - 11) le type de signal de l'anémomètre et de la girouette de la nacelle, le conditionnement des signaux, la description de la chaîne de signaux.
- b) Une description du site d'essai (voir 6.3) incluant:
- 1) des photographies de tous les secteurs de mesure, prises de préférence de l'éolienne à la hauteur du moyeu;
 - 2) une carte du site d'essai à une échelle permettant de détailler la zone de voisinage couvrant une distance radiale d'au moins 20 fois le diamètre du rotor de l'éolienne et indiquant la topographie, l'emplacement de l'éolienne soumise à essai, les mâts météorologiques (le cas échéant), les obstacles significatifs, les autres éoliennes, le type et la hauteur de la végétation et le secteur de mesure;
 - 3) les résultats de l'évaluation du site, consignés conformément au processus de classification du terrain du 6.3;
 - 4) si une calibration du site est effectuée pour déterminer la fonction de transfert de la nacelle, les limites du ou des secteurs de mesures finaux doivent également être consignées;
 - 5) une description du terrain incluant les estimations de l'angle de la pente dans différentes directions;
 - 6) la masse volumique spécifique nominale de l'air sur le site.
- c) Une description du matériel d'essai, incluant la calibration du site, la fonction de transfert de la nacelle, les essais de courbe de puissance de la nacelle (voir Article 7):
- 1) une identification des capteurs et du ou des systèmes d'acquisition de données pour chaque paramètre de mesure, incluant une documentation concernant les étalonnages des capteurs, des lignes de transmission du signal, et du système d'acquisition de données;
 - 2) une description de la configuration des anémomètres sur la structure de montage sur la nacelle, conformément aux exigences et aux descriptions des Annexes A et C;
 - 3) un croquis de la configuration de la structure de montage montrant les dimensions de principe de la structure et les éléments de montage de l'instrument;
 - 4) une description de la méthode d'étalonnage in situ (si la méthode est possible) et une documentation des résultats montrant que l'étalonnage est tenu à jour;
 - 5) les résultats de l'étalonnage d'une extrémité à l'autre concernant la puissance, la vitesse du vent, la direction du vent, la température et la pression.
- d) Une description du mode opératoire de mesure:
- 1) un rapport sur les étapes du mode opératoire, les conditions d'essai, la vitesse d'échantillonnage, le temps de moyennage, et la période de mesure;
 - 2) une documentation concernant le filtrage des données, incluant les valeurs limites exactes des critères de filtrage, l'ordre du filtrage et le nombre total de points de données supprimés;
 - 3) une documentation sur toutes les corrections appliquées aux données;
 - 4) un résumé du journal d'essai contenant tous les événements importants pendant l'essai de performance de puissance; incluant une liste de toutes les activités de maintenance ayant été effectuées pendant l'essai et une liste de toutes les actions particulières (tels que le lavage des pales) ayant été réalisées pour garantir une bonne performance;

- 5) une identification de tout critère de rejet des données, outre ceux qui sont énumérés en 8.6;
 - 6) si plusieurs systèmes de mesure ont été utilisés, une mention concernant la synchronisation de tous les systèmes doit être incluse. La différence de temps maximale enregistrée entre ces systèmes doit être documentée et un graphique ou un tableau doit être présenté, montrant les corrections de temps effectuées pendant la campagne de mesure sur chaque système de mesure.
- e) Des données issues de chaque ensemble de données sélectionné doivent être présentées dans des formats à la fois tabulaires et graphiques, fournissant des statistiques de puissance de sortie mesurée en fonction de la vitesse du vent et d'autres paramètres météorologiques importants, incluant (se référer aux 8.4 à 8.8):
- 1) des nuages de points de moyenne, écart-type, puissance de sortie maximale et minimale en fonction de la vitesse du vent (les tracés doivent inclure des informations concernant la fréquence d'échantillonnage). Un exemple est présenté à la Figure 3;
 - 2) des nuages de points de la vitesse moyenne du vent en fonction de la direction du vent;
 - 3) il convient également de présenter comme décrit ci-dessus les bases de données spéciales constituées de données recueillies dans des conditions d'exploitation ou atmosphériques particulières, selon 8.6;
 - 4) s'ils ont été mesurés, il convient de présenter la vitesse de rotation et l'angle de pas avec un nuage de points incluant les valeurs en tranches en fonction de la vitesse du vent et un tableau des valeurs en tranches;
 - 5) la définition des signaux d'état et des tracés des signaux d'état pendant la période de mesure.
- f) La présentation de la courbe de puissance mesurée pour la masse volumique de l'air de référence sélectionné (voir 9.1 et 9.2):
- 1) La courbe de puissance doit être présentée dans un tableau similaire au Tableau 5. Pour chaque tranche de vitesses du vent, le tableau doit énumérer:
 - la vitesse du vent normalisée et moyennée;
 - la puissance de sortie normalisée et moyennée;
 - le nombre d'ensembles de données;
 - la valeur du C_p calculée;
 - les incertitudes-type de catégorie A (voir les Annexes E et F);
 - les incertitudes-type de catégorie B (voir les Annexes E et F);
 - l'incertitude-type composée (voir les Annexes E et F);
 - 2) La courbe de puissance doit être présentée d'une façon graphique similaire à la Figure 3 et à la Figure 4. Le graphique doit présenter comme une fonction de la vitesse du vent normalisée et moyennée:
 - la puissance de sortie normalisée et moyennée;
 - l'incertitude-type composée;
 - 3) La courbe du C_p doit être présentée d'une façon graphique similaire à la Figure 5; la surface balayée du rotor doit être indiquée sur le graphique.
 - 4) Le graphique et le tableau doivent indiquer la masse volumique de référence de l'air, utilisée pour la normalisation.
- g) Une présentation de la courbe de puissance mesurée pour une masse volumique spécifique de l'air au site (voir 9.1 et 9.2):
- Si la masse volumique moyenne de l'air du site n'est pas à moins de $0,05 \text{ kg/m}^3$ par rapport à la masse volumique de référence de l'air, une seconde présentation de la courbe de puissance mesurée doit alors être effectuée. Cette présentation doit être la même que pour la masse volumique de l'air de référence mais elle doit présenter les résultats de la courbe de puissance obtenue par normalisation par rapport à la masse volumique spécifique de l'air au site.

Si plusieurs masses volumiques de référence de l'air sont sélectionnées, une présentation de la courbe de puissance mesurée pour toutes les autres masses volumiques de référence de l'air doit alors être effectuée. Cette présentation doit être la même que pour la masse volumique de référence de l'air mais elle doit présenter les résultats de la courbe de puissance obtenue par normalisation par rapport aux masses volumiques de référence supplémentaire de l'air s sélectionnées.

- h) Une présentation des courbes de puissance mesurées recueillies dans des conditions d'exploitation et des conditions atmosphériques particulières (voir 8.6):

Les courbes de puissance déterminées à partir de sous-ensembles de la base de données pour des conditions d'exploitation ou atmosphériques particulières peuvent également être consignées. Si tel est le cas, il convient de consigner une courbe de puissance pour la masse volumique de l'air au niveau de la mer mais avec une indication claire sur tous les tracés et les tableaux, des conditions d'exploitation et atmosphériques particulières.

- i) Une présentation de la production annuelle d'énergie estimée pour la masse volumique de référence de l'air (voir 9.3):

- 1) un tableau (voir le Tableau 6) qui doit inclure pour chaque moyenne annuelle de la vitesse du vent à la hauteur du moyeu:

la production annuelle d'énergie mesurée;

l'incertitude-type sur la production annuelle d'énergie mesurée (voir les Annexes E et F);

la production annuelle d'énergie extrapolée;

- 2) le tableau doit également mentionner:

la masse volumique de référence de l'air;

la vitesse du vent de coupure;

- 3) pour une quelconque moyenne annuelle de la vitesse du vent, si la production annuelle d'énergie mesurée est inférieure à 95 % de la production annuelle d'énergie extrapolée, le tableau doit également inclure la mention «incomplet» dans la colonne des valeurs de production annuelle d'énergie mesurées.

- j) Une présentation de la production annuelle d'énergie estimée pour une masse volumique d'air spécifique au site (voir 9.3):

Si la masse volumique moyenne de l'air du site n'est pas à moins de 0,05 kg/m³ par rapport à la masse volumique de l'air de référence sélectionnée, un second tableau de production annuelle d'énergie doit alors être présenté. Cette présentation doit être la même que pour la masse volumique de référence de l'air mais elle doit présenter les résultats de la production annuelle d'énergie obtenue par normalisation par rapport à la masse volumique spécifique de l'air au site.

Si plusieurs masses volumiques de référence de l'air ont été sélectionnées, d'autres tableaux de production annuelle d'énergie doivent alors être présentés pour chaque masse volumique de référence de l'air. Cette présentation doit être la même que pour la masse volumique de référence de l'air de référence mais elle doit présenter les résultats de la production annuelle d'énergie obtenue par normalisation par rapport aux masses volumiques de référence d'air de référence supplémentaires sélectionnées.

- k) Une présentation des résultats permettant de déterminer la fonction de transfert de la nacelle (voir l'Annexe D) (voir Figure 2):

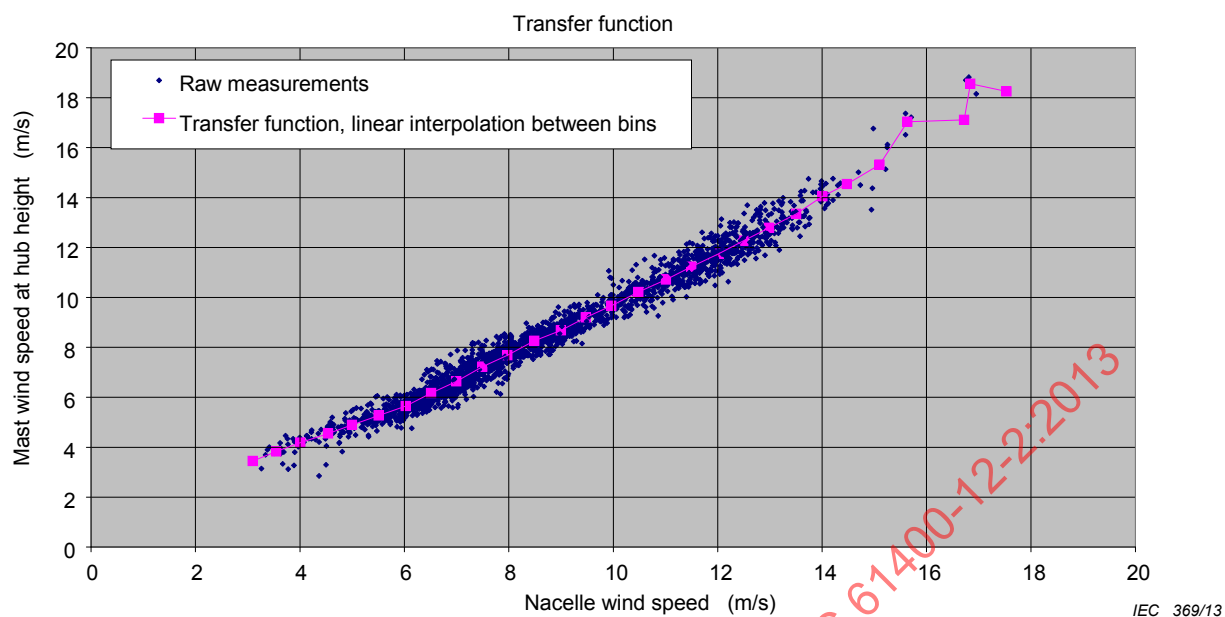
La fonction de transfert de la nacelle doit être consignée conformément à l'Annexe D.

- l) L'incertitude de mesure (voir l'Annexe E):

Des hypothèses d'incertitude sur toutes les composantes d'incertitude doivent être effectuées ainsi que des hypothèses concernant la contribution des incertitudes et des incertitudes corrélées/non corrélées, comme décrit dans les Annexes E, F et G.

- m) Les écarts par rapport au mode opératoire:

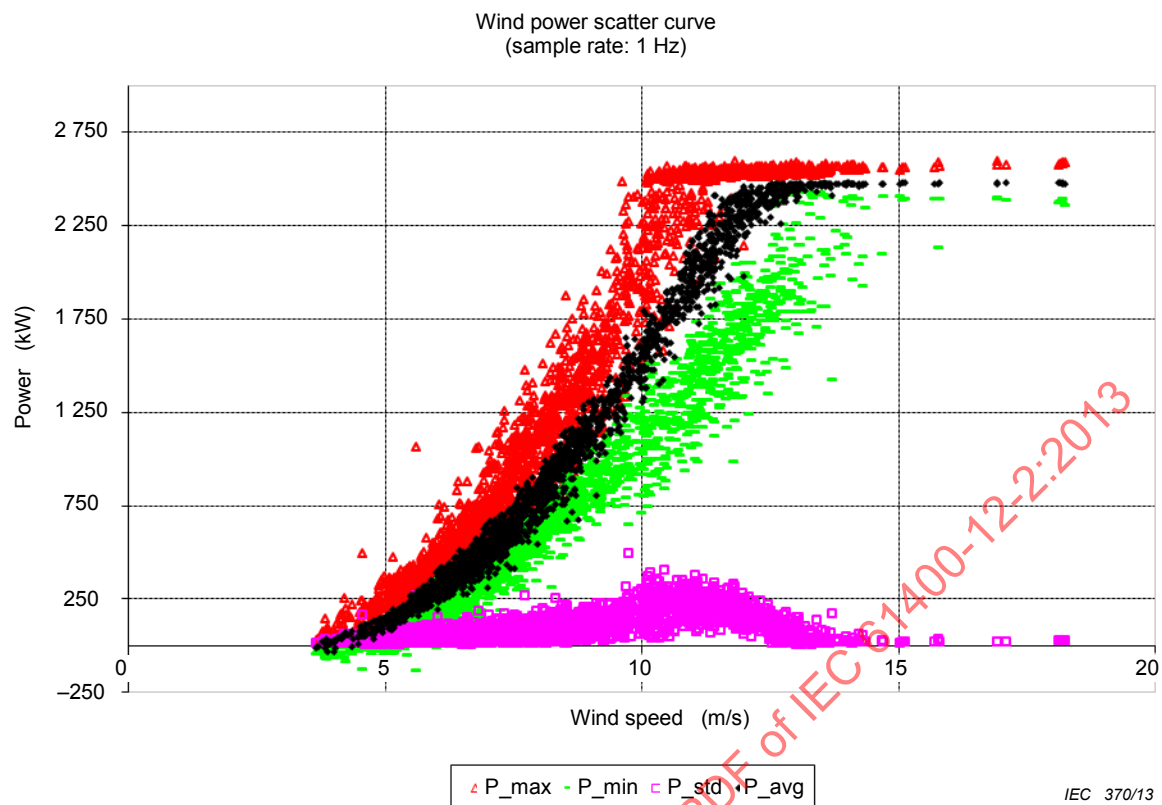
Tout écart par rapport aux exigences de la présente norme doit être clairement consigné dans un article distinct. Chaque écart doit être pris en charge avec les justifications techniques et une estimation de son effet sur les résultats d'essais.



Légende

Anglais	Français
Transfer function	Fonction de transfert
Raw measurements	Mesures brutes
Transfer function, linear interpolation between bins	Fonction de transfert, interpolation linéaire entre tranches
Mast wind speed at hub height [m/s]	Vitesse du vent sur le mât à la hauteur du moyeu [m/s]
Nacelle wind speed [m/s]	Vitesse du vent à la nacelle [m/s]

Figure 2 – Présentation d'un exemple de données: fonction de transfert résultant de l'Annexe D

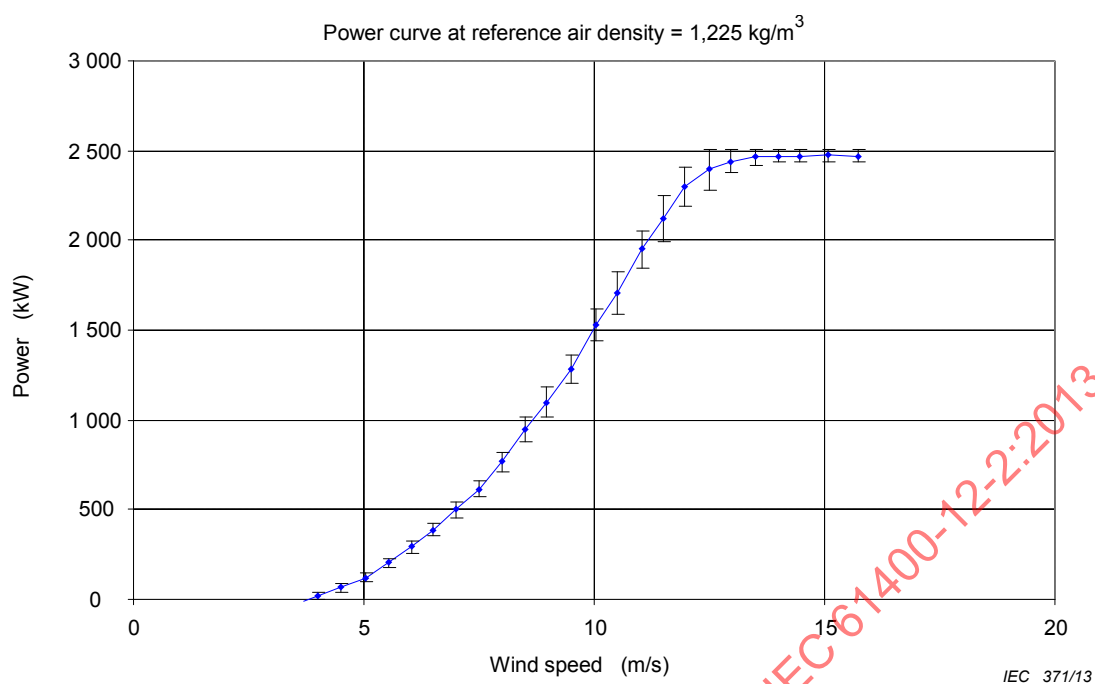


Légende

Anglais	Français
Wind power scatter curve (sample rate: 1 Hz)	Courbe de dispersion de la puissance du vent (vitesse d'échantillonnage: 1 Hz)
Power [kW]	Puissance [kW]
Wind speed [m/s]	Vitesse du vent [m/s]

NOTE La fonction de transfert ajustée a été utilisée pour créer l'estimation de la vitesse du vent en écoulement libre d'après la vitesse du vent mesurée à la nacelle.

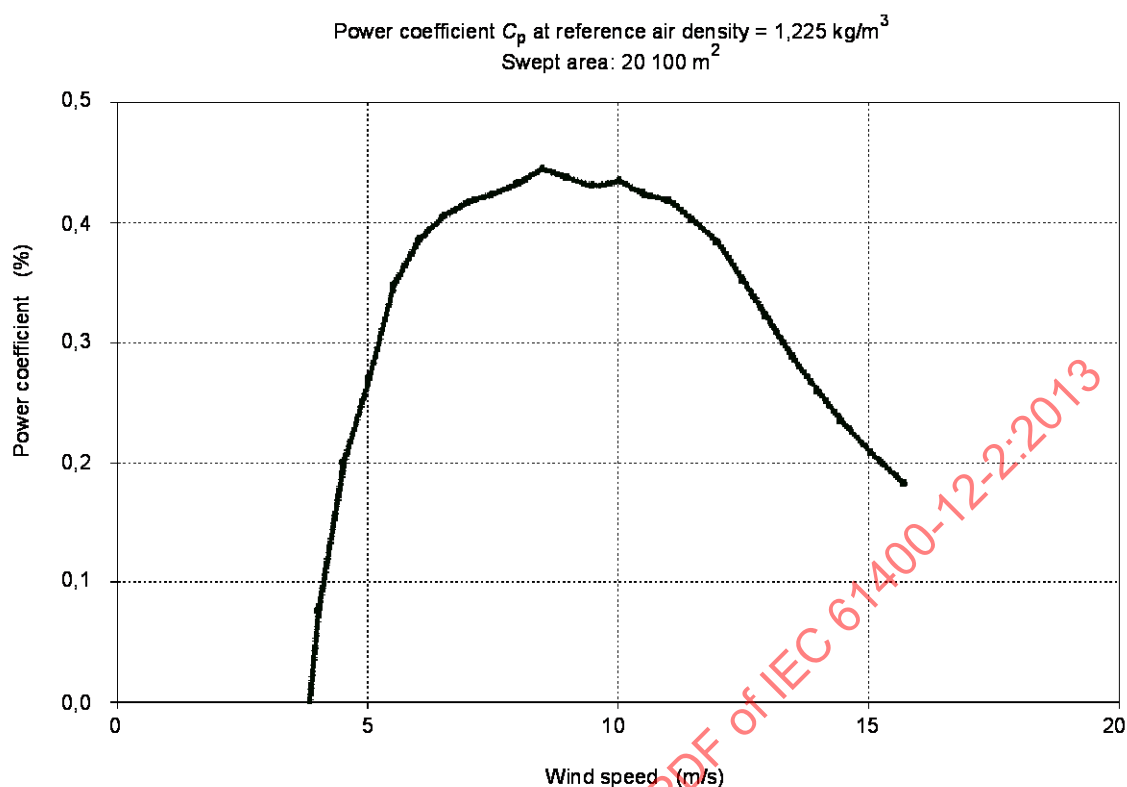
Figure 3 – Présentation d'un exemple de données: nuages de points de l'essai de performance de puissance de la nacelle



Légende

Anglais	Français
Power curve at reference air density = 1,225 kg/m ³	Courbe de puissance à la masse volumique de référence de l'air = 1,225 kg/m ³
Power [kW]	Puissance [kW]
Wind speed [m/s]	Vitesse du vent [m/s]

Figure 4 – Présentation d'un exemple de données: courbe de puissance en tranches avec les plages d'incertitude



Légende

Anglais	Français
Power coefficient C_p at reference air density = 1,225 kg/m ³	Coefficient de puissance C_p à la masse volumique de référence de l'air = 1,225 kg/m ³
Swept area: 20100 m ²	Aire de balayage: 20 100 m ²
Power coefficient [%]	Coefficient de puissance [%]
Wind speed [m/s]	Vitesse du vent [m/s]

Figure 5 – Présentation d'un exemple de données: courbe du coefficient de puissance C_p

Tableau 5 – Exemple de courbe de puissance mesurée

Wind Turbine + cor. nacelle speed, for IEC MT 12-2							
Reference air density: 1,225 kg/m ³					Category A	Category B	Combined uncertainty
Bin no.	V _{free} stream wind speed	Power Output	Cp	No. of data sets	Standard uncertainty si	Standard uncertainty ui	Standard uncertainty uci
	[m/s]	[kW]		#	[kW]	[kW]	[kW]
7	3,71	–9,3	–0,053	3	2,35	20,43	20,56
8	4,00	17,2	0,077	24	5,21	23,37	23,94
9	4,52	64,2	0,201	27	5,57	23,89	24,53
10	5,03	119,9	0,272	77	3,49	25,89	26,12
11	5,53	204,6	0,349	124	3,32	33,49	33,65
12	6,02	293,4	0,386	200	3,26	36,25	36,40
13	6,51	389,0	0,406	231	3,41	40,48	40,62
14	7,00	498,8	0,418	240	4,46	46,40	46,62
15	7,48	616,7	0,424	203	5,42	53,19	53,47
16	7,99	768,8	0,433	165	7,23	65,46	65,86
17	8,49	946,0	0,445	163	7,86	81,83	82,21
18	8,97	1 098,1	0,438	118	10,89	75,82	76,60
19	9,50	1 282,5	0,431	90	12,11	87,63	88,47
20	10,03	1 526,5	0,435	86	12,84	117,68	118,38
21	10,50	1 707,7	0,424	84	12,41	105,27	105,99
22	11,03	1 950,9	0,419	111	10,61	129,94	130,37
23	11,48	2 119,7	0,403	112	12,68	109,25	109,98
24	11,98	2 296,7	0,385	113	8,87	110,43	110,78
25	12,50	2 393,5	0,352	80	5,49	64,97	65,20
26	12,97	2 440,6	0,322	49	5,34	45,24	45,55
27	13,50	2 462,5	0,288	29	2,56	35,00	35,10
28	13,99	2 469,1	0,260	17	1,01	32,57	32,58
29	14,45	2 469,1	0,235	5	1,32	32,24	32,27
30	15,07	2 472,3	0,208	3	0,46	32,32	32,33
31	15,72	2 472,0	0,183	3	0,56	32,27	32,27

Anglais	Français
Wind turbine + cor. nacelle speed, for IEC MT 12-2	Éolienne + vitesse corrigée de la nacelle pour la CEI MT 12-2
Reference air density 1,225 kg/m ³	Masse volumique de référence de l'air = 1,225 kg/m ³
Bin no.	N° de tranche
V _{free} stream wind speed	V _{free} vitesse du vent en écoulement libre
Power output	Puissance de sortie
No. of data sets	Nombre d'échantillons
Category A	Catégorie A
Standard uncertainty si	Incertitude-type si
[kW]	[kW]
Category B	Catégorie B
Standard uncertainty ui	Incertitude-type ui
[kW]	[kW]
Combined uncertainty	Incertitude combinée

Standard uncertainty uci [kW]	Incertitude-type uci [kW]
-------------------------------------	---------------------------------

Tableau 6 – Exemple de production annuelle d'énergie estimée

Production annuelle d'énergie estimée (base de données A) Turbine: type = Éolienne + FT anémomètre de la nacelle, emplacement = CEI PT -12-2 Masse volumique de référence de l'air: 1,225 kg/m ³ Vitesse du vent de coupure: 25 m/s (extrapolation par puissance constante après la dernière tranche)					
Moyenne annuelle de la vitesse du vent à la hauteur du moyeu (Rayleigh) m/s	Production annuelle d'énergie – mesurée (courbe de puissance mesurée) MWh	Incertitude-type de la production annuelle d'énergie MWh	Incertitude-type de la production annuelle d'énergie %	Production annuelle d'énergie – extrapolée (courbe de puissance extrapolée) MWh	
4	1 256	197	15,5	1 256	
5	2 732	359	13,2	2 738	
6	4 505	520	11,7	4 579	
7	6 186	618	10,2	6 518	incomplet
8	7 484	647	8,9	8 360	incomplet
9	8 306	665	8,3	9 988	incomplet
10	8 695	659	7,9	11 335	incomplet
11	8 753	609	7,3	12 372	incomplet

Annexe A (informative)

Montage des appareils sur la nacelle

A.1 Généralités

Un agencement approprié des appareils sur la nacelle est important pour un essai précis de l'éolienne. Il convient en particulier de monter l'anémomètre de façon à minimiser les distorsions d'écoulement, en particulier dues à l'influence de la flèche. Il convient de positionner l'anémomètre sur la nacelle de manière à le rendre insensible aux réglages de la turbine et à la distorsion de l'écoulement provoquée par la complexité du terrain environnant. Il convient de monter les autres appareils et objets situés sur la nacelle d'une manière évitant des interférences avec l'anémomètre.

A.2 Méthode préférentielle de montage de l'anémomètre

La méthode préférentielle de montage de l'anémomètre est verticalement en haut d'un tube sans aucun autre matériel ou équipement à proximité. Toutes les dispositions de cette partie doivent être satisfaites afin d'obtenir une distorsion négligeable des mesures du vent induites par le montage. Il convient de monter l'anémomètre sur un tube vertical cylindrique de même diamètre extérieur que celui utilisé pendant l'étalonnage, acheminant le câble jusqu'à l'anémomètre par l'intérieur. Il convient que l'écart angulaire par rapport à la verticale soit inférieur à 2° , et il est recommandé d'utiliser un inclinomètre pour vérifier la verticalité de l'anémomètre pendant l'installation. Il convient que le diamètre du tube ne soit pas plus grand que le corps de l'anémomètre. Il convient que le support reliant l'anémomètre au tube vertical soit compact, lisse et symétrique.

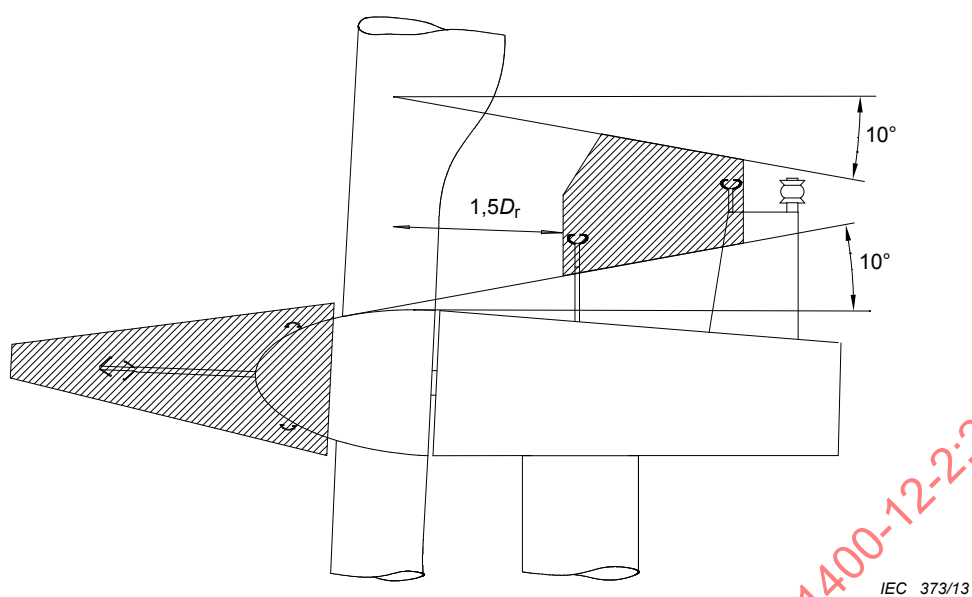
A.3 Position préférentielle de l'anémomètre

Il convient que l'anémomètre soit disposé dans le plan de symétrie de la nacelle. Il convient de le disposer à un emplacement sur la nacelle où les mouvements et les vibrations sont faibles. Un emplacement sélectionnable, si possible, consiste à monter l'anémomètre sur l'extension du centre de la tour.

Il convient d'installer le capteur de vent monté sur la nacelle au-dessus de la couche limite produite par la nacelle, indiquée par la ligne à 10° de la Figure A.1, et il convient également de le monter en dehors de l'influence des tourbillons du pied produites par le passage d'un pied de pale cylindrique à une pale profilée, indiqué par la ligne supérieure de la zone grise. De plus, il convient de monter le capteur à une distance d'au moins une fois et demie le diamètre du pied de pale ($1,5 D_r$) derrière le centre du pied de pale et il convient de ne pas le monter du côté sous le vent des barrières ou dans le sillage des autres capteurs ou des feux d'avertissement. Il convient de ne pas monter le capteur à moins de 1 m de l'extrémité sous le vent de la nacelle.

Un capteur de vent installé sur le nez du rotor peut être monté au centre de l'axe de l'arbre, sur une tige s'étendant à partir de ce nez à une distance pratique fondée sur l'expérience en ingénierie. En variante, celui-ci peut être monté sur la surface du nez du rotor dans le cas où le principe de mesure du capteur est basé sur l'écoulement au-dessus du nez du rotor. Dans l'un ou l'autre cas, il peut être monté au moins à $0,6 D_r$ devant le centre du pied de pale.

La Figure A.1 montre les emplacements recommandés de l'anémomètre. Sur cette figure, on utilise D_r comme diamètre de pied des pales.



NOTE Il convient de monter l'anémomètre dans les zones hachurées.

Figure A.1 – Montage de l'anémomètre en haut de la nacelle

Annexe B (normative)

Mode opératoire pour le secteur de mesure

B.1 Mode opératoire pour le secteur de mesure, à utiliser lors de la détermination de la fonction de transfert de la nacelle entre la vitesse du vent en écoulement libre et la vitesse du vent à l'anémomètre de la nacelle

Pour déterminer la fonction de transfert de la nacelle, le secteur de mesure est défini conformément aux exigences de la CEI 61400-12-1:2005.

B.2 Mode opératoire pour le secteur de mesure à utiliser lors de la détermination de la courbe de puissance de la nacelle (NPC) (la fonction de transfert de la nacelle (NTF) a déjà été déterminée)

B.2.1 Généralités

Les éoliennes, les obstacles et le terrain, situés au voisinage, peuvent avoir une influence sur l'évaluation de la performance de puissance d'une éolienne. Dans le cas d'une analyse de performance de puissance au moyen des mesures de vitesse du vent à la nacelle, l'anémomètre est positionné à l'emplacement où la puissance est extraite du vent, de sorte que l'effet des éoliennes, des obstacles et du terrain, présente une distribution non uniforme du vent au-dessus du plan du rotor.

Le choix des secteurs de mesure convenables pour la courbe de puissance de la nacelle doit être basé sur l'exigence fondamentale selon laquelle la vitesse du vent, mesurée par l'anémomètre de la nacelle en combinaison avec la fonction de transfert de la nacelle, produit une vitesse de vent représentative de la vitesse du vent incident sur le rotor de l'éolienne.

La mesure de la direction du vent sur une courbe de puissance de nacelle contient deux composantes d'incertitude, à savoir l'incertitude sur l'angle d'orientation de la nacelle et l'incertitude de la mesure sur la direction du vent sur la nacelle. Cette incertitude potentiellement grande est répercutée dans le mode opératoire pour le secteur de mesure (voir aussi l'Annexe E).

Le mode opératoire pour le secteur de mesure nécessite deux étapes.

Premièrement, un secteur de mesure conforme aux exigences décrites en B.2.1 doit être déterminé, en se basant sur une évaluation théorique.

Les exigences du B.2.1 sont extraites de la CEI 61400-12-1:2005, où elles sont appliquées pour s'assurer que la vitesse du vent au mât est représentative du rotor de l'éolienne et à cet effet, comme spécifié dans la CEI 61400-12-1:2005, toutes les situations dans lesquelles le mât ou la turbine est exposé à des sillages ou à l'influence d'obstacles sont exclues.

Cette condition peut ne pas être entièrement appropriée à la présente norme. Même en cas d'existence d'éoliennes ou d'obstacles voisins plus proches, la turbine testée possède une courbe de puissance et la fonction de transfert de la nacelle peut être valable. D'autre part, d'autres facteurs peuvent conduire à une situation où ceci n'est pas obtenu. Par exemple:

- La fonction de transfert de la nacelle peut devenir invalide si l'inclinaison de l'écoulement vertical est trop grande et si les exigences mentionnées ci-dessus concernant le secteur n'évitent pas des secteurs avec des pentes trop raides.

- L'effet de l'influence des obstacles est plus complexe et plus difficile à interpréter que dans le cas envisagé par la CEI 61400-12-1:2005.

Pour ces raisons, dans une deuxième étape, la méthode de contrôle de cohérence interne décrite en B.2.2 doit être utilisée pour vérifier la validité du secteur de mesure.

Si la méthode de contrôle de cohérence interne montre qu'il y a des problèmes, le secteur doit être réduit en conséquence, comme indiqué en B.2.2. Si le secteur de mesure contient des secteurs de 10° où les pentes moyennes ont à la fois un signe positif et négatif, des précautions doivent être prises. Il est recommandé que la pente moyenne dans le secteur de mesure ait la même tendance (vers le haut ou vers le bas) sur tous les secteurs de 10° .

B.2.2 Exigences concernant les obstacles et les éoliennes voisines et en exploitation

B.2.2.1 Exigences concernant les éoliennes voisines et en exploitation

On doit vérifier que l'éolienne soumise à essai ne subit pas l'influence d'éoliennes voisines. Si une turbine voisine fonctionne à tout moment pendant l'essai de performance de puissance, son sillage doit être déterminé et on doit en tenir compte comme décrit dans la présente annexe. Si la turbine voisine est arrêtée à tout moment pendant l'essai de performance de puissance, celle-ci doit être considérée comme un obstacle.

La distance minimale entre l'éolienne soumise à essai et des éoliennes voisines et en exploitation doit être égale à deux fois le diamètre du rotor D_n de l'éolienne voisine ou à deux fois le diamètre du rotor D de l'éolienne soumise à essai si elle a un plus grand diamètre. Les dimensions des secteurs à exclure en raison des sillages des éoliennes voisines et en exploitation doivent être extraites de la Figure B.1 et du B.2.2.3. Les dimensions dont on doit tenir compte sont la distance réelle L_n et le diamètre du rotor D_n de l'éolienne voisine et en exploitation.

Les secteurs doivent être centrés sur la direction entre l'éolienne voisine et en exploitation et l'éolienne soumise à essai.

B.2.2.2 Exigences concernant les obstacles

Aucun obstacle significatif (par exemple, des bâtiments, des arbres, des éoliennes immobilisées) ne doit exister dans le secteur de mesure à une distance raisonnable de l'éolienne. Seuls des petits bâtiments, associés au fonctionnement de l'éolienne ou au matériel de mesure, sont acceptables.

On utilise un modèle d'obstacle pour prédire l'influence des obstacles sur la position de la turbine à la hauteur du moyeu. Le critère de détermination d'un obstacle significatif est que l'écoulement à la hauteur du moyeu subit une influence minimale de 1 % pour toute direction de vent dans le secteur de mesure. Ce critère doit être appliqué à l'effet de l'écoulement sur la turbine.

Le critère de détermination d'un obstacle significatif est le dépassement des limites du Tableau B.1.

Tableau B.1 – Exigences concernant les obstacles: pertinence des obstacles

Distance jusqu'à un obstacle	Secteur	Hauteur minimale d'un obstacle en relation avec la base de la tour de l'éolienne
< 2L	360°	< 0,04 (H+D)
≥2L et ≤4L	Secteur de mesure	< 0,08 (H+D)
≥4L et ≤8L	Secteur de mesure	< 0,13 (H+D)
≥8L et ≤16L	Secteur de mesure	< 0,25 (H+D)
≥2L et ≤16L	En dehors du secteur de mesure	Non applicable

Les secteurs comportant un obstacle significatif doivent être exclus en référence à la Figure B.1 et au B.2.2.3. Les dimensions à prendre en compte sont la distance réelle L_e et le diamètre équivalent du rotor D_e de l'obstacle. Le diamètre équivalent du rotor de l'obstacle doit être défini comme suit:

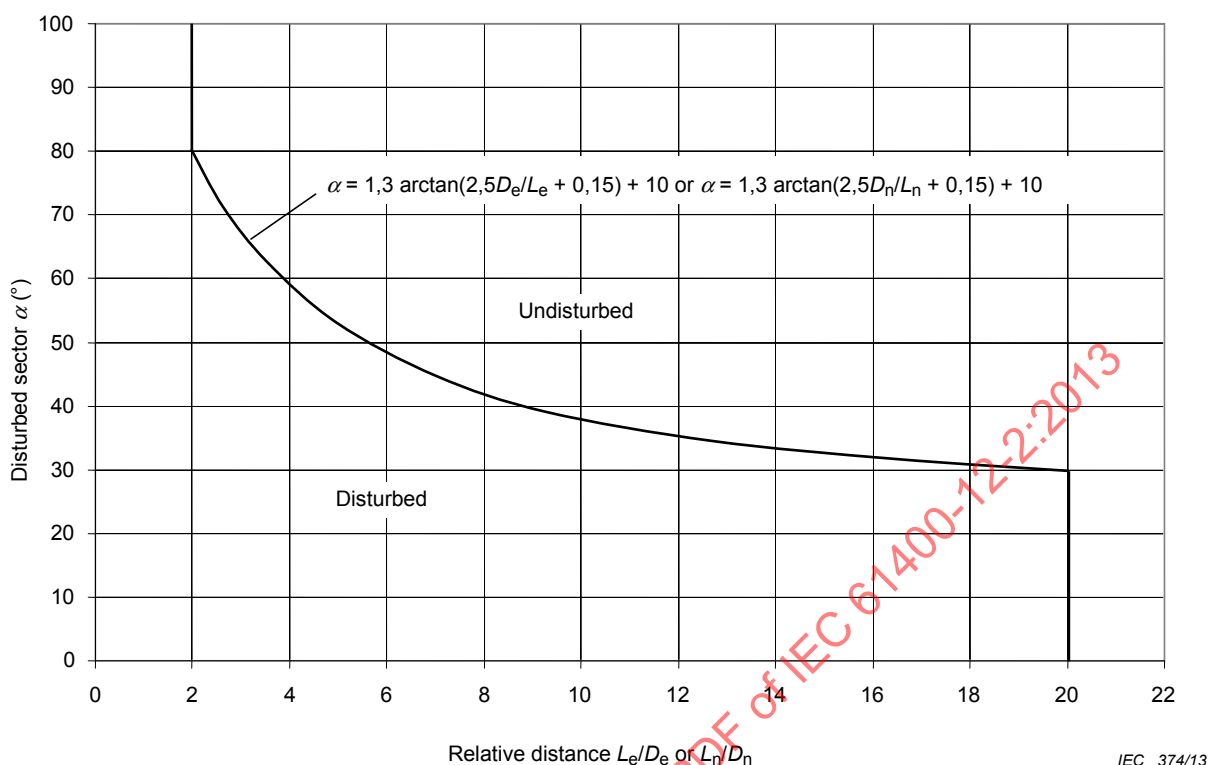
$$D_e = \frac{2l_h l_w}{l_h + l_w} \quad (\text{B.1})$$

où

D_e est le diamètre équivalent du rotor;

l_h est la hauteur de l'obstacle;

l_w est la largeur de l'obstacle.



Légende

Anglais	Français
Disturbed sector (degrees)	Secteur perturbé (degrés)
Undisturbed	Non perturbé
Disturbed	Perturbé
$1,3 \arctan(2,5D_e/L_e + 0,15)$ or $1,3 \arctan(2,5D_n/L_n + 0,15)$	$1,3 \arctan(2,5D_e/L_e + 0,15)$ ou $1,3 \arctan(2,5D_n/L_n + 0,15)$
Relative distance L_e/D_e or L_n/D_n	Distance relative L_e/D_e ou L_n/D_n

Figure B.1 – Secteurs à exclure en raison des sillages d'éoliennes voisines et en exploitation et d'obstacles significatifs

Les obstacles s'étendant sur plus de 50 m dans une direction quelconque doivent être divisés en obstacles partiels ne dépassant pas de plus de 50 m dans une direction quelconque. Les obstacles partiels peuvent se chevaucher mutuellement. La combinaison de ces obstacles partiels doit entièrement couvrir l'obstacle d'origine.

Chaque obstacle partiel doit être évalué séparément. La portée de chaque obstacle partiel doit être évaluée et si elle se révèle significative, le secteur à exclure doit être déterminé. Par exemple:

- 1) Un obstacle carré de 90 m sur 90 m est divisé en 4 obstacles partiels de 50 m sur 50 m chacun. Ces obstacles partiels sont choisis de telle manière à se chevaucher mutuellement sur 10 m, de sorte que la combinaison des 4 obstacles partiels est identique à l'obstacle d'origine.
- 2) Un obstacle carré de 70 m sur 10 m est divisé en 2 obstacles partiels de 50 m sur 10 m chacun. Ces obstacles partiels sont choisis de telle manière à se chevaucher mutuellement sur 30 m dans la direction devant être réduite, de façon que la combinaison des 2 obstacles partiels soit identique à l'obstacle d'origine.

B.2.2.3 Calcul du secteur exclu

Après avoir déterminé la taille du secteur perturbé en utilisant la Figure B.1, le ou les secteurs par obstacle ou turbine voisine peuvent être calculés en additionnant l'incertitude à un écart type du signal de direction absolue du vent (c'est-à-dire la combinaison de l'orientation de la nacelle et de la mesure de la direction relative du vent) à la fois à la limite supérieure et inférieure du secteur perturbé pour cet obstacle ou cette éolienne voisine. (Ceci signifie que le secteur perturbé augmente de deux fois l'incertitude à un écart type de la direction du vent).

L'incertitude de la mesure de direction du vent est présentée plus en détail à l'Annexe E.

Comme exemple de calcul, on considère une turbine voisine en exploitation située plein est (à 90°) de la turbine testée à une distance égale à quatre fois le diamètre du rotor de la turbine voisine. Ceci signifie que la taille du secteur perturbé est de 58° . Si l'incertitude à un écart type de la mesure de direction du vent est de 10° , la taille du secteur exclu est alors de 78° . Ceci signifie que les données où la direction mesurée du vent est comprise entre 51° et 129° ne peuvent pas être utilisées.

Il convient de noter qu'en terrain complexe, l'écoulement du vent subi par toutes les turbines peut ne pas provenir de la même direction. Ainsi, le traitement géométrique des sillages, comme décrit ci-dessus, peut ne pas prédire toutes les conditions de sillage sur la turbine testée.

Dans la CEI 61400-12-1:2005, on peut trouver d'autres explications concernant le traitement et le calcul des secteurs perturbés.

B.2.3 Procédure de contrôle de cohérence interne pour le secteur de mesure

La CEI 61400-12-2 exige une distance minimale par rapport aux turbines voisines égale au moins à 2 diamètres de rotor. Cette exigence est issue de la CEI 61400-12-1:2005. Dans la CEI 61400-12-1:2005, cette exigence est appliquée pour s'assurer que la vitesse du vent au mât est représentative pour le rotor de l'éolienne. Toutefois, même en cas d'existence d'éoliennes ou d'obstacles voisins plus proches, la turbine testée possède une courbe de puissance et la fonction de transfert de la nacelle peut être valable. Une solution appropriée pour éviter des secteurs avec des influences trop importantes d'obstacles, d'éoliennes voisines trop proches ou de composantes verticales excessives du vent dues à la pente du terrain consiste à appliquer le contrôle de cohérence interne de secteur, comme décrit ci-dessous.

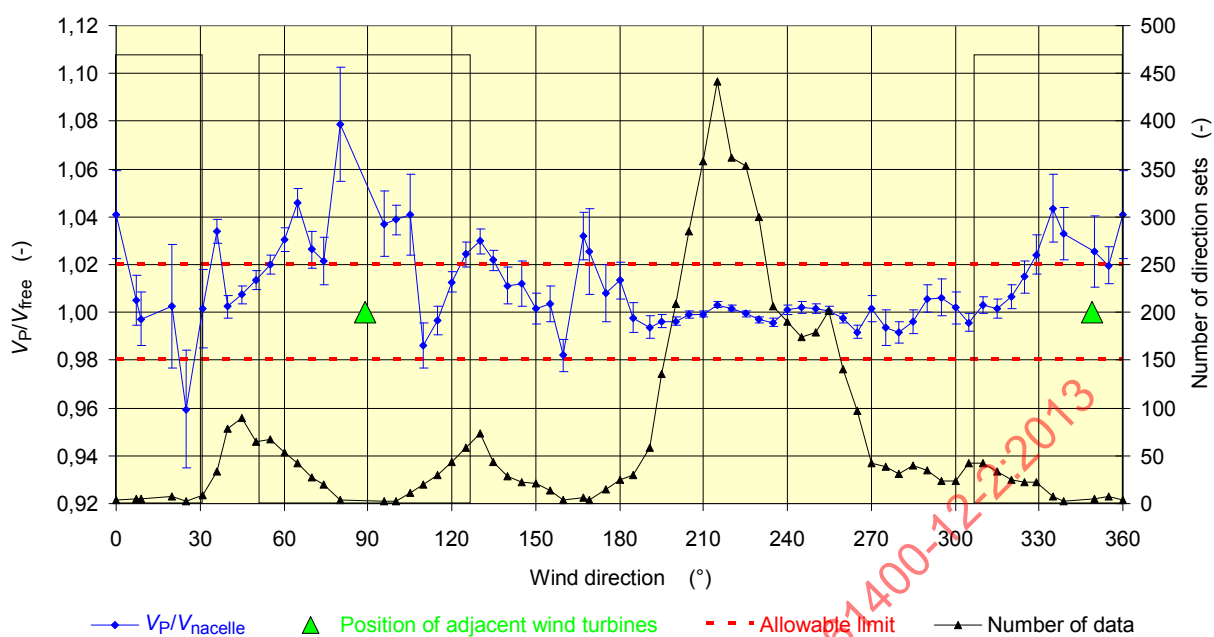
Les secteurs dans lesquels on détermine que la mesure de vitesse du vent avec l'anémomètre de la nacelle en combinaison avec la fonction de transfert de la nacelle n'est pas représentative de la vitesse du vent incident sur le rotor de la turbine testée doivent être exclus de l'essai de courbe de puissance de la nacelle.

Les secteurs où la fonction de transfert de la nacelle perd de sa représentativité doivent être évalués avec le contrôle de cohérence interne de secteur suivant:

- a) Évaluer d'abord une courbe de puissance de la nacelle initiale à partir d'un secteur, évaluée selon les règles de la CEI 61400-12-1:2005. Effectuer également une moyenne des tranches de vitesses du vent en fonction de la puissance de sortie (courbe de puissance de la nacelle inverse).
- b) Appliquer la courbe de puissance de la nacelle inverse pour évaluer la vitesse du vent représentative du rotor de l'éolienne d'après la mesure de la puissance active sur chaque intervalle de 10 minutes dans lequel la turbine testée fonctionne. Il convient que cette évaluation recouvre toutes les directions du vent et pas seulement la direction du vent appliquée pour l'évaluation de la courbe de puissance de la nacelle. Pour des éoliennes à régulation de blocage, la puissance mesurée doit être normalisée par rapport à la masse volumique de l'air de référence avant d'évaluer la vitesse du vent selon la courbe de

puissance de la nacelle inverse. Pour cela, la formule (5) doit être appliquée de manière inverse.

- c) Idéalement, la vitesse du vent évaluée d'après la puissance de sortie V_P doit être identique à la vitesse du vent V_{free} déterminée avec l'anémomètre de la nacelle en appliquant la fonction de transfert de la nacelle et normalisée par rapport à la masse volumique de l'air de référence. Le rapport entre V_P et V_{free} doit être étudié en fonction de la direction du vent. Pour cela, il convient de ne tenir compte que des vitesses du vent supérieures à la vitesse de démarrage et inférieures à la vitesse du vent nominale. On doit faire la moyenne des tranches du rapport entre V_P et V_{free} des données filtrées de cette manière en fonction de la direction du vent dans les secteurs ayant une largeur de 5° .
- d) Dans les secteurs où la vitesse du vent déterminée par l'intermédiaire de l'anémomètre de la nacelle et où la fonction de transfert de la nacelle est représentative de la turbine testée, le rapport entre V_P et V_{free} est proche de l'unité. Les secteurs avec une inclinaison d'écoulement vertical critique (fonction de transfert de la nacelle non valable), des situations de sillage critique (rapport trop grand entre V_P et V_{free}) ou des obstacles critiques, peuvent manifestement être identifiés comme des variations du rapport dont on a fait la moyenne des tranches de V_P et V_{free} . Ces secteurs doivent être exclus de l'essai de courbe de puissance finale. Pour identifier les secteurs à exclure, il convient de définir une variation admissible du rapport dont on a fait la moyenne des tranches de V_P et V_{free} . Une variation comprise entre 0,98 et 1,02 est recommandée. Dans certaines conditions, la plage admissible peut être étendue entre 0,97 et 1,03, si aucun secteur convenable ne subsiste par ailleurs. L'écart le plus grand entre le rapport moyen par tranche de V_P sur V_{free} et 1 dans le secteur de mesure choisi doit être considéré comme l'incertitude de la fonction de transfert de la nacelle en termes des effets du terrain.
- e) Si la courbe de puissance de la nacelle inverse n'a pas été évaluée à partir d'un secteur selon la CEI 61400-12-1:2005, il convient de considérer que les secteurs ayant la plus faible variation du rapport dont on a fait la moyenne des tranches entre V_P et V_{free} sont les secteurs appropriés pour l'essai de courbe de puissance. (La variation est définie comme l'incertitude statistique, le rapport de l'écart-type et la racine carrée du nombre de points de données). Dans ce secteur, le rapport dont on a fait la moyenne des tranches entre V_P et V_{free} peut s'écarter de 1, car les données provenant de secteurs incorrects peuvent avoir une influence sur la courbe de puissance de la nacelle inverse. Dans ce cas, une variation maximale autour de ce rapport stable entre V_P et V_{free} doit être définie pour identifier le secteur de courbe de puissance finale (par exemple, $\pm 0,02$).
- f) La courbe de puissance de la nacelle inverse doit être réévaluée d'après le secteur de mesure identifié et le contrôle de cohérence interne de secteur doit être répété avec la courbe de puissance de la nacelle inverse recalculée. Si nécessaire, le secteur de mesure doit être ajusté conformément aux résultats de l'essai répété. Si un ajustement est nécessaire, la courbe de puissance de la nacelle inverse et le contrôle de cohérence interne doivent être à nouveau répétés. Ce mode opératoire doit être suivi jusqu'à ce que le mode opératoire converge. (Commentaire: Le mode opératoire converge normalement après la première étape, c'est-à-dire qu'aucune répétition de l'essai n'est nécessaire).
- g) Un exemple de résultat de contrôle de cohérence interne de secteur est présenté à la Figure B.2.



IEC 375/13

Légende

Anglais	Français
$V_p/V_{nacelle}$	$V_p/V_{nacelle}$
Position of adjacent wind turbines	Position des éoliennes adjacentes
Allowable limit	Limite admissible
Number of data	Nombre de données
Wind direction [°]	Direction du vent [°]
Number of data sets [-]	Nombre d'ensembles de données [-]

Figure B.2 – Exemple de résultat du contrôle de cohérence interne de secteur

Sur la figure ci-dessus, les barres bleues indiquent l'incertitude statistique des rapports dont on a fait la moyenne des tranches de V_p et V_{free} . Les secteurs ombrés sont les secteurs qui devraient être exclus d'un essai de courbe de puissance conformément à la CEI 61400-12-1:2005 en raison des sillages des éoliennes voisines. Dans les directions des éoliennes voisines (triangles verts) V_p augmente nettement par rapport à V_{free} .

Annexe C (normative)

Mode opératoire du contrôle de validité de la fonction de transfert de vitesse du vent à la nacelle

La fonction de transfert peut subir une influence significative du matériel et de la commande de la turbine. Cette annexe décrit les critères qu'il est nécessaire de vérifier pour évaluer si une fonction de transfert mesurée sur une turbine peut être appliquée à une autre. Les critères de cette annexe se réfèrent à une comparaison de mesure de fonction de transfert de la nacelle sur une turbine et l'application de la fonction de transfert de la nacelle à une autre turbine (ou à la même turbine à une date ultérieure). On doit contrôler dans ce qui suit qu'ils sont identiques dans les limites données avant de démarrer l'essai.

C.1 Mode opératoire de mesure:

Le temps de moyennage sur lequel sont basés les points de données pour calculer la fonction de transfert doit être le même que le temps de moyennage sur lequel sont basés les points de données pour calculer la courbe de puissance de la nacelle.

C.2 Classe de terrain et pente:

La classe de terrain lorsque la fonction de transfert de la nacelle a été déterminée doit être la même que la classe de terrain lorsque la fonction de transfert de la nacelle sera appliquée, sauf si la fonction de transfert de la nacelle est mesurée dans le même parc éolien que celui où elle est appliquée, auquel cas la classe de terrain peut varier de ± 1 .

Les signes de la pente des secteurs de 10° dans le secteur de mesure doivent également être comparés, une pente positive ne peut pas être mélangée avec une pente négative. Si le secteur de mesure contient à la fois des pentes positives et négatives, l'ingénieur chargé des essais doit procéder avec précautions.

Le signe de la pente du terrain dans le secteur de mesure lorsque la fonction de transfert de la nacelle a été déterminée doit être le même que le signe de la pente du terrain dans le secteur de mesure lorsque la fonction de transfert de la nacelle sera appliquée.

C.3 Matériel de mesure:

- a) le type d'anémomètre et de girouette;
- b) l'emplacement de l'anémomètre et de la girouette (par rapport à la structure de montage) à moins de 5 mm;
- c) l'emplacement de l'anémomètre, de la girouette et structure sur la nacelle à moins de 100 mm.

C.4 Matériel des autres turbines:

- a) le type de pale, y compris les dispositifs aérodynamiques montés sur la pale;
- b) la forme de la nacelle à moins de 100 mm;
- c) la dimension et l'emplacement du matériel monté sur la nacelle (tel que les feux aéronautiques); emplacement à moins de 100 mm.

C.5 Commandes de la turbine:

- a) Le logiciel de commande et la version dans la mesure où les modifications ont une influence significative sur la performance de puissance de la turbine estimée par le fabricant.
- b) L'ensemble des (modifications aux) paramètres associés à la commande de pas, d'orientation de la nacelle, de vitesse de rotation, de puissance et tous les autres paramètres dans la mesure où (les modifications de) ces paramètres ont une influence significative sur la performance de puissance de la turbine estimée par le fabricant; ceci doit être contrôlé en comparant les paramètres spécifiques et leurs valeurs associées.
- c) Les modes d'exploitation (par exemple, exploitation à bruit réduit, dégradation de la puissance).

Si l'un quelconque de ces critères de validité n'est pas satisfait, une autre fonction de transfert doit être utilisée. Le contrôle de validité doit être consigné à un niveau de détail tel que chacun des 9 contrôles de l'Annexe C soit validé par des preuves. Noter également que le contrôle de cohérence interne de secteur (voir B.2.2) doit être effectué avant de pouvoir consigner un résultat d'essai valable. Toutefois, B.2.2 ne peut être réalisé qu'après qu'une courbe de puissance de la nacelle soit disponible, tandis que les contrôles de cette annexe peuvent être réalisés avant de démarrer un essai.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-12:2013

Annexe D (normative)

Mode opératoire de détermination de la fonction de transfert de vitesse du vent à la nacelle

D.1 Généralités

Il convient de mesurer la fonction de transfert de la vitesse du vent à la nacelle sur une turbine sur un terrain similaire à celui de la turbine à laquelle est appliquée la fonction de transfert de la nacelle pour déterminer la courbe de puissance de la nacelle. Si ceci n'est pas possible, il convient alors de mesurer la fonction de transfert de la nacelle sur un terrain plat.

Le mode opératoire de détermination de la fonction de transfert de vitesse du vent à la nacelle est conçu pour évaluer l'effet du rotor de l'éolienne sur la vitesse du vent à la nacelle et pour quantifier la relation entre la vitesse du vent en écoulement libre et la vitesse du vent à la nacelle. La fonction de transfert de la vitesse du vent à la nacelle doit être déterminée par une mesure pratiquement identique à la mesure de la CEI 61400-12-1:2005. Toutes les exigences de la CEI 61400-12-1:2005 doivent être remplies, sauf si cette annexe s'écarte explicitement de la CEI 61400-12-1:2005.

Le résultat essentiel de la mesure de fonction de transfert de la vitesse du vent à la nacelle est un tableau ou une fonction ajustée de facteurs de correction d'écoulement pour toutes les vitesses de vent mesurées. Un autre résultat est une estimation de l'incertitude sur ces facteurs de correction. Cet essai peut également fournir des informations justifiant une modification du secteur de mesure admissible.

En accord avec le paragraphe 6.3, des fonctions de transfert appropriées de la vitesse du vent à la nacelle doivent être déterminées pour le secteur valable en fonction de la classification du terrain. Si elles n'ont pas déjà été effectuées, une évaluation de l'éolienne (6.2) et une évaluation du site et la classification du terrain (6.3) doivent être effectuées. De façon similaire au paragraphe 6.5, un plan d'essai doit être rédigé, incluant le montage d'essai, le choix des capteurs et du matériel de mesure et d'autres informations appropriées. Pour le système d'acquisition de données, le paragraphe 7.8 s'applique.

D.2 Montage et matériel d'essai

Les signaux qui doivent être mesurés sont les suivants (conformément à la CEI 61400-12-1:2005):

- vitesse du vent sur le mât météorologique;
- direction du vent sur le mât météorologique;
- puissance de l'éolienne;
- température de l'air;
- pression de l'air;
- signal d'état de raccordement de l'aérogénérateur au réseau électrique.

Outre les exigences de la CEI 61400-12-1:2005, les signaux suivants doivent être mesurés:

- vitesse du vent à la nacelle;
- direction du vent à la nacelle;
- orientation de la nacelle.

Les signaux suivants peuvent être saisis, pour déterminer la validité de la fonction de transfert mesurée pour utilisation ultérieure:

- vitesse du rotor;
- angle(s) d'inclinaison des pales.

Au lieu de mesurer ces signaux, la version de logiciel, les paramètres appropriés et leurs valeurs peuvent être documentés pour un contrôle de validité ultérieur.

Le système d'acquisition de données peut être externe, cela peut être le système de contrôle de la turbine où cela peut être une combinaison des deux.

Si l'on utilise plusieurs systèmes d'acquisition de données, on doit vérifier pendant toute la mesure que la synchronisation entre tous les systèmes de mesure ne s'écarte pas de plus de 1 % du temps de moyennage. Tous les écarts et/ou corrections doivent être consignés.

Si l'on utilise les données du système de contrôle de la turbine (par exemple, le système SCADA) l'étalonnage et l'exactitude de la chaîne du système d'acquisition de données (transmission, conditionnement du signal et enregistrement de données) doivent être vérifiés en injectant des signaux connus à l'entrée de la chaîne d'acquisition et en comparant ces entrées aux indications enregistrées. Ceci doit être réalisé en utilisant des instruments étalonnés traçables par rapport à des étalons nationaux. Comme ligne directrice, il convient que l'incertitude du système d'acquisition de données soit négligeable par rapport à l'incertitude des capteurs. De plus, tous les étalonnages, décalages et corrections appliqués par le système de contrôle de la turbine doivent être consignés à un niveau de détail tel que ces étalonnages, décalages et corrections puissent être annulés lors du traitement ultérieur des données.

L'anémomètre de la nacelle doit être étalonné comme décrit à l'Annexe H. Les anémomètres des nacelles doivent être d'un type d'anémomètre tel que décrit à l'Annexe H de la présente norme. L'anémomètre de la nacelle doit faire l'objet d'un étalonnage ultérieur ou être vérifié in situ, en suivant le mode opératoire d'étalonnage in situ de la CEI 61400-12-1:2005. L'étalonnage in situ est réalisé avec deux anémomètres sur la nacelle ou le nez du rotor et il peut être réalisé en reliant l'anémomètre au système de commande. Noter que l'étalonnage in situ est plus complexe que sur un mât météorologique en raison des turbulences du rotor et parce que l'étalonnage in situ peut parfois être impossible ou défaillant pour cette raison. Un étalonnage ultérieur dans une soufflerie est fortement recommandé.

Le signal de direction du vent à la nacelle doit être vérifié in situ pour déterminer le bon fonctionnement d'ensemble et établir une relation spécifique par rapport à l'axe longitudinal de la nacelle. L'orientation de la nacelle doit être vérifiée pour déterminer le bon fonctionnement d'ensemble et déterminer le nord géographique.

D.3 Calibration du site

Si une calibration du site est requise selon la CEI 61400-12-1:2005, elle doit être réalisée comme décrit dans la CEI 61400-12-1:2005 et appliquée à la vitesse du vent sur le mât météorologique de référence. Les changements suivants par rapport au mode opératoire de calibration du site de la CEI 61400-12-1:2005 sont admis:

- a) Les données de calibration du site peuvent être évaluées de telle manière à saisir la variation des résultats de calibration du site en fonction de la vitesse du vent en plus de la variation en fonction de la direction du vent. Ceci conduit à des valeurs de correction d'écoulement en fonction de la vitesse du vent en tranches ainsi qu'en fonction de la direction du vent. Pour garantir une chance raisonnable d'obtenir suffisamment de données dans chaque tranche, une tranche de directions du vent d'une largeur de 10° et une tranche de vitesses du vent de 4 m/s doivent être utilisées. Les tranches de vitesses du vent doivent être centrées autour de 2 m/s plus des multiples entiers de 4 m/s.

- b) Une régression linéaire de la vitesse du vent au mât météorologique de référence en fonction de la vitesse du vent au mât météorologique temporaire pour chaque tranche de directions du vent peut être réalisée pour déterminer la variation avec la vitesse du vent et pour permettre une meilleure caractérisation dans le cas où des décalages de zéro sont présents. Dans ce cas, les facteurs de correction de l'écoulement sont constitués de la fonction de régression résultante par tranche de directions du vent.
- c) Une analyse supplémentaire pouvant être réalisée serait une calibration du site pour la direction du vent afin d'établir la différence de direction du vent entre le mât permanent et le mât temporaire en fonction de la vitesse du vent et de la direction du vent au mât temporaire. La considération sous-jacente à cette évaluation est que le rotor de la turbine a une influence sur la direction du vent sur la nacelle ainsi que sur la vitesse du vent sur la nacelle. Un résultat plus précis est possible en appliquant une fonction de transfert de la nacelle à la fois à la vitesse du vent et à la direction du vent. Une fonction de transfert de la nacelle pour la direction du vent peut être déterminée d'après les mêmes données qu'une fonction de transfert de la nacelle pour la vitesse du vent. Cependant, pour déterminer une fonction de transfert de la nacelle pour la direction du vent, il est nécessaire dans la mesure du possible de séparer l'influence du terrain de l'influence du rotor. Une calibration du site pour la direction du vent se concentre sur les décalages de direction plutôt que les rapports. En ne tenant pas compte de l'influence du terrain et/ou du rotor sur la direction du vent, on augmente l'incertitude sur la direction absolue du vent et en conséquence on diminue le secteur de mesure lorsqu'on détermine une courbe de puissance de la nacelle.

Le mode opératoire exact utilisé pour déterminer la calibration d'un site pour la vitesse du vent et probablement pour la direction du vent doit être consigné à un niveau de détail tel qu'il puisse être revu et si nécessaire répété. Une évaluation de l'incertitude sur tous les résultats de calibration du site doit être effectuée et consignée.

D.4 Mode opératoire de mesure

Une base de données doit être créée comme décrit dans la CEI 61400-12-1:2005, avec la modification suivante:

- les données doivent être filtrées en utilisant le signal d'état de «turbine en ligne» au lieu du signal d'état de «turbine disponible».

La base de données doit être considérée comme complète lorsqu'elle a satisfait aux critères du paragraphe 8.8 de la présente norme.

La vitesse du vent à la nacelle doit être mise en tranches en fonction de la vitesse du vent en écoulement libre en accord avec la méthode des tranches décrite dans la CEI 61400-12-1:2005, avec la vitesse du vent en écoulement libre sur l'axe X. Une interpolation linéaire peut ensuite être effectuée comme interpolation entre les tranches. En utilisant les données de la base de données, V_{free} doit être calculée à l'aide de la formule suivante:

$$V_{free} = \frac{V_{free,i+1} - V_{free,i}}{V_{nacelle,i+1} - V_{nacelle,i}} \times (V_{nacelle} - V_{nacelle,i}) + V_{free,i} \quad (D.1)$$

où

$V_{nacelle,i}$ et $V_{nacelle,i+1}$ sont les moyennes des tranches de vitesses du vent à la nacelle dans les tranches i et $i+1$;

$V_{free,i}$ et $V_{free,i+1}$ sont les moyennes des tranches de vitesses du vent sur le mât météorologique dans les tranches i et $i+1$, des facteurs de correction doivent être appliqués par rapport à la mesure de calibration du site, le cas échéant;

V_{nacelle}	est la valeur mesurée de l'anémomètre de la nacelle pour laquelle on souhaite estimer la vitesse du vent en écoulement libre;
v_{free}	est la vitesse du vent en écoulement libre estimée en utilisant la vitesse du vent mesurée à la nacelle et sur le mât météorologique de référence corrigée de la distorsion d'écoulement due au terrain (respectivement V_{nacelle} et v_{free}).

La fonction de transfert de la nacelle est définie par v_{free} en fonction de V_{nacelle} par tranche. La fonction de transfert de la nacelle n'est valable que de la tranche de vitesses de vent la plus basse jusqu'à la tranche de vitesses de vent la plus haute et une extrapolation de la fonction de transfert de la nacelle n'est jamais autorisée.

En variante, la fonction de v_{free} sur l'axe y et de V_{nacelle} sur l'axe x (mis en tranches sur V_{nacelle}) peut être ajustée avec une fonction mathématique. On peut envisager un ajustement pondéré, par exemple pour tenir compte de façon adéquate des aberrations. On doit indiquer la façon dont l'ajustement a été effectué et la fonction de pondération qui a été utilisée, ainsi que la contribution de l'incertitude au résultat de l'ajustement.

Un mode opératoire similaire peut être suivi pour déterminer la fonction de transfert de la nacelle pour la direction du vent; ce mode opératoire se concentre sur les décalages plutôt que sur les rapports.

D.5 Contrôle de qualité des données

Un contrôle de qualité des données doit être effectué comme décrit à l'Article 8.5.

Créer et réviser de plus les nuages de points de signaux appropriés pour vérifier que le matériel prévu du mât météorologique de référence et la description de l'implantation du site d'essai sont corrects. Par exemple:

Tracer la moyenne sur 10 minutes du rapport de l'anémomètre primaire et de l'anémomètre de commande (comme défini dans la CEI 61400-12-1:2005) en fonction de la direction du vent. Comparer l'emplacement (degrés en fonction du nord géographique ou d'une autre référence) de la structure de montage (option de montage d'anémomètre unique à la hauteur du moyeu) ou l'emplacement des sillages de l'anémomètre primaire/de commande (option de montage d'anémomètre double à la hauteur du moyeu) déduit de ces graphes par rapport à la configuration documentée de l'instrumentation. Ces tracés peuvent également être utilisés pour vérifier le relevé documenté de la turbine par rapport la position du pylône météorologique en comparant le centre de sillage de la turbine déterminé avec la position attendue.

On doit étudier et corriger si possible les désaccords trouvés dans l'analyse. Les désaccords non résolus doivent être consignés dans le rapport de mesure.

D.6 Résultats dérivés

Les résultats dérivés sont:

- 1) Une fonction de transfert de nacelle pour la vitesse du vent décrivant v_{free} comme résultat en tranche ou une fonction mathématique de tranche moyennée V_{nacelle}
- 2) La calibration d'un site par rapport à la vitesse du vent (si cela est requis par la CEI 61400-12-1:2005) exprimé par:
 - a) les facteurs de correction d'écoulement par tranche de directions du vent, OU
 - b) les facteurs de correction d'écoulement par tranche de directions du vent et de vitesse du vent, OU
 - c) les paramètres de régression linéaire par tranche de directions du vent.

- 3) De manière facultative, une fonction de transfert de nacelle pour la direction du vent, exprimée sous forme d'un décalage par tranche de vitesses du vent ou d'une fonction mathématique de la vitesse du vent à la nacelle.
- 4) De manière facultative, l'étalonnage d'un site pour la direction du vent, exprimé par:
 - d) les décalages par tranche de directions du vent, OU
 - e) les décalages par tranche de directions du vent et vitesse du vent, OU
 - f) les paramètres de régression linéaire par tranche de directions du vent.
- 5) Les résultats du contrôle de cohérence interne selon la section D.8.
- 6) L'analyse de l'incertitude sur tous les résultats déterminés selon la section D.9.
- 7) Un rapport de la fonction de transfert de la nacelle selon la section D.10.

D.7 Contrôle de la stabilité en direction

Une fonction de transfert mesurée peut présenter une plus grande variation dans certaines directions du vent. Celle-ci peut être provoquée par le terrain local mais également parce que la direction du vent peut beaucoup fluctuer si le vent ne provient pas de la direction prédominante du vent. Il est recommandé d'analyser la variance de la fonction de transfert avec la direction du vent de la manière suivante:

L'ensemble de données sur lequel est basée la fonction de transfert doit être mis en tranches dans des tranches de direction du vent de 10° centrées sur des multiples entiers de 10°. Lorsque la calibration d'un site a été effectuée précédemment, il est recommandé d'utiliser les mêmes tranches de direction afin de répercuter l'effet directionnel de la calibration du site sur la fonction de transfert. $v_{\text{free}}/V_{\text{nacelle}}$ doit être moyenné pour chaque tranche et l'écart-type sur cette valeur moyenne $v_{\text{free}}/V_{\text{nacelle}}$ doit être calculé pour chaque direction. La plage de vitesses du vent pour laquelle ceci est réalisé doit être sélectionnée de telle sorte à exclure une variation d'inclinaison de pale significative avec une marge adéquate pour permettre un moyennage sur 10 minutes. Il est également recommandé de comparer les résidus dans le cadre du contrôle de stabilité.

La moyenne et l'écart-type de $V_{\text{free}}/V_{\text{nacelle}}$ doivent être tracés en fonction de la moyenne de la direction du vent de chaque tranche. Ce tracé montrera si la fonction de transfert est sensible à la direction du vent. Si l'on peut constater un effet marqué de la direction du vent, le secteur de mesure peut être réduit de manière à inclure uniquement les directions présentant un résultat cohérent.

Si un secteur a été réduit, le contrôle de cohérence interne décrit en section D.8 doit apporter la preuve de l'amélioration de la nouvelle fonction de transfert de la nacelle.

D.8 Contrôle de cohérence interne pour la fonction de transfert de la nacelle, utilisant la courbe de puissance de la nacelle

La vitesse du vent à la nacelle doit être corrigée avec la fonction de transfert déterminée et une courbe de puissance ainsi qu'une production annuelle d'énergie doivent être calculées en utilisant la vitesse du vent corrigée. De manière facultative, la direction du vent à la nacelle peut être corrigée avec la fonction de transfert déterminée pour la direction du vent. Noter que la courbe de puissance de la nacelle à laquelle il est fait référence dans cette partie est la courbe de puissance de la nacelle pendant la détermination de la fonction de transfert de la nacelle.

Une courbe de puissance et une production annuelle d'énergie doivent également être définies en se basant sur la mesure et la méthode de la CEI 61400-12-1:2005, avec la différence que le filtrage doit être effectué avec le signal de la turbine en ligne. La même base de données de données mesurées valides doit être utilisée pour les deux analyses, en

limitant la plage de vitesses du vent si nécessaire, pour s'assurer que les deux analyses couvrent la même plage de vitesses du vent.

Les deux résultats doivent être comparés aussi bien au niveau des courbes de puissance en tranche que de la production annuelle d'énergie. La différence maximale de puissance par tranche doit être de 1 % de la puissance d'une tranche ou de 0,5 % de la puissance nominale en prenant la plus grande de ces deux valeurs. La différence maximale de production annuelle d'énergie doit être de 1 % pour une moyenne annuelle de la vitesse du vent à la hauteur du moyeu comprise entre 4 et 11 m/s selon 9.3.

Si le contrôle de cohérence interne ne satisfait pas aux critères énumérés ci-dessus, la cause fondamentale doit être recherchée et corrigée ou il convient d'utiliser une autre méthode de fonction de transfert de la nacelle. Si la cause fondamentale du désaccord ne peut pas être déterminée et tant que les différences de puissance et de production annuelle d'énergie en tranches sont inférieures à 3 % ou 1,5 % de la puissance assignée, en prenant la plus grande de ces deux valeurs, une incertitude supplémentaire doit être estimée, documentée et consignée. Si les différences sont supérieures à 3 % de la puissance d'une tranche ou 1,5 % de la puissance assignée (en prenant la plus grande de ces deux valeurs) un nouvel essai doit être effectué.

D.9 Incertitude

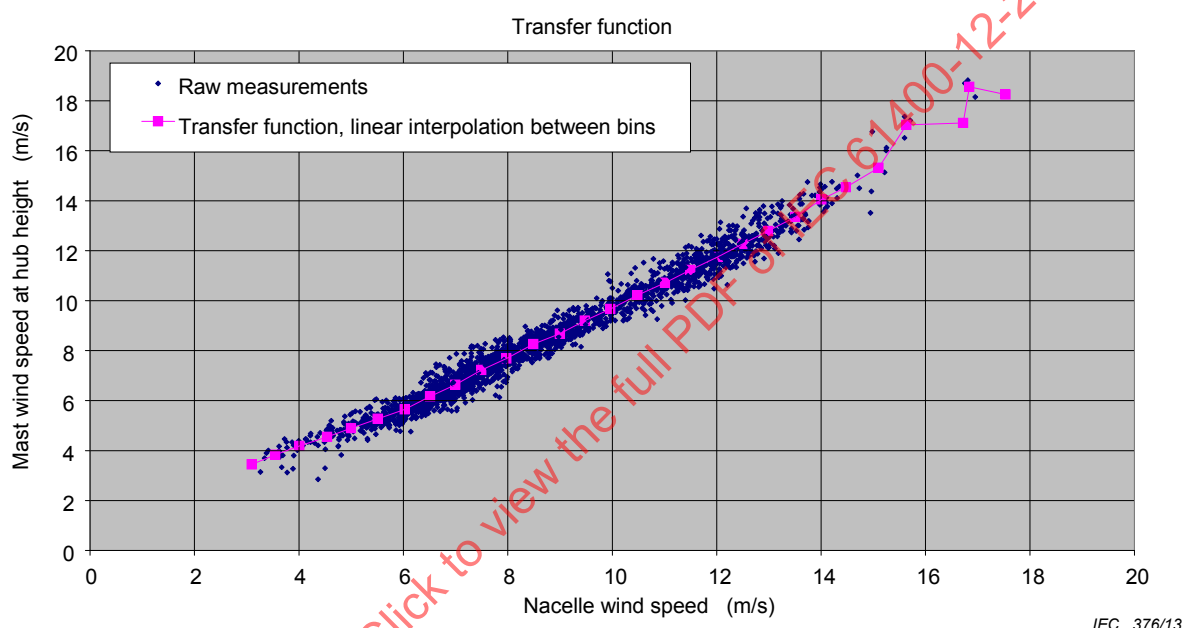
L'incertitude sur la ou des fonctions de transfert de nacelle doit être calculée conformément aux Annexes E, F et G de la présente norme.

D.10 Exigences du rapport

Hormis les exigences sur la documentation de la CEI 61400-12-1:2005, les exigences suivantes doivent être satisfaites:

- la position exacte de la structure de montage de la nacelle doit être consignée, avec une précision de 10 mm. La référence par rapport à laquelle toutes les distances sont mesurées doit être clairement définie;
- le montage exact de l'anémomètre de la nacelle sur la structure de montage de la nacelle doit être consigné, avec une exactitude de 1 mm;
- des photographies de la nacelle complète et de la structure de montage de la nacelle doivent être réalisées, pour permettre une reproduction précise du montage de mesure;
- le type d'anémomètre de la nacelle, le numéro de série et l'étalonnage doivent être consignés;
- le montage de direction du vent à la nacelle doit être consigné de façon qu'il puisse être reproduit avec une exactitude meilleure que 1 degré;
- le filtrage exact utilisé pour créer la fonction de transfert de la nacelle, la courbe de puissance basée sur la vitesse du vent à la nacelle par rapport à la vitesse du vent en écoulement libre et la courbe de puissance basée sur la CEI 61400-12-1:2005 doivent être consignées pour déterminer les critères de filtrage exacts et la quantité exacte de points de données supprimés par étape de filtrage;
- le type de fonction de transfert (par exemple, polynomiale, en tranches) et la fonction de pondération utilisée (le cas échéant);
- la présentation des données mesurées
 - un nuage de points de vitesse moyenne de l'écoulement non perturbé en fonction de la vitesse du vent à la nacelle. Un exemple est présenté à la Figure D.1;
 - la courbe de puissance calculée en utilisant la vitesse du vent corrigée à la nacelle. Un exemple est présenté dans le Tableau D.1;

- la courbe de puissance basée sur les mesures et la méthode de la CEI 61400-12-1:2005, avec la différence que le filtrage doit être effectué avec la turbine en ligne;
- les valeurs de production annuelle d'énergie pour les moyennes annuelles de vitesses du vent en valeurs entières de 4 à 11 m/s pour les deux courbes de puissance;
- les différences relatives de puissance entre les deux courbes de puissance pour chaque tranche de vitesses de vent;
- les différences relatives de production annuelle d'énergie entre les deux courbes de puissance pour chaque moyenne annuelle de la vitesse du vent;
- un tableau des valeurs en tranches de la vitesses du vent en écoulement libre, de la vitesse correspondante du vent à la nacelle (ou une fonction d'interpolation appropriée) et de l'incertitude estimée;
- La corrélation entre v_{free} et V_{nacelle} doit être consignée sous la forme du coefficient de détermination;



Légende

Anglais	Français
Transfer function	Fonction de transfert
Raw measurements	Mesures brutes
Transfer function, linear interpolation between bins	Fonction de transfert, interpolation linéaire entre tranches
Mast wind speed at hub height [m/s]	Vitesse du vent sur le mât à la hauteur du moyeu [m/s]
Nacelle wind speed [m/s]	Vitesse du vent à la nacelle [m/s]

Figure D.1 – Fonction de transfert de vitesse du vent à la nacelle

Tableau D.1 – Exemple de présentation d'une courbe de puissance mesurée basée sur les données du mât météorologique, pour le contrôle de cohérence

Wind Turbine + Meteo Mast , for IEC MT 12-2							
Reference air density: 1,225 kg/m ³					Category A	Category B	Combined uncertainty
Bin no.	Hub Height wind speed [m/s]	Power Output [kW]	Cp	No. of data sets #	Standard uncertainty si [kW]	Standard uncertainty ui [kW]	Standard uncertainty uci [kW]
7	3,40	–19,7	–0,144	4	9,75	20,82	22,99
8	4,02	24,1	0,107	19	6,99	22,24	23,31
9	4,55	78,3	0,239	37	6,57	24,63	25,49
10	5,03	138,2	0,312	84	5,17	27,41	27,89
11	5,54	220,3	0,373	130	4,86	32,67	33,03
12	6,01	303,5	0,402	194	4,78	35,81	36,13
13	6,50	394,7	0,414	229	4,48	39,05	39,31
14	6,99	492,3	0,414	205	5,06	42,30	42,61
15	7,49	609,1	0,417	209	5,70	51,01	51,33
16	7,97	762,9	0,433	171	8,80	69,46	70,02
17	8,50	927,1	0,434	173	9,56	71,87	72,50
18	9,00	1 091,6	0,431	113	11,07	79,02	79,80
19	9,51	1 307,9	0,437	112	12,99	105,41	106,21
20	10,02	1 534,6	0,439	64	17,93	115,94	117,32
21	10,52	1 755,3	0,434	101	15,10	117,85	118,81
22	11,01	1 950,7	0,421	105	13,83	114,28	115,12
23	11,49	2 111,6	0,400	109	14,91	98,59	99,71
24	11,99	2 292,7	0,383	103	10,40	111,80	112,28
25	12,52	2 381,4	0,349	76	8,32	60,78	61,35
26	12,96	2 435,1	0,322	50	4,63	49,97	50,19
27	13,49	2 456,7	0,288	32	4,39	34,86	35,13
28	13,98	2 465,0	0,260	17	2,27	32,73	32,80
29	14,45	2 468,6	0,235	12	1,40	32,35	32,38
30	14,96	2 471,0	0,212	3	0,61	32,31	32,31

Anglais	Français
Wind turbine + Meteo Mast, for IEC MT 12-2	Éolienne + mât météo, pour la CEI MT 12-2
Reference air density 1,225 kg/m ³	Masse volumique de référence de l'air = 1,225 kg/m ³
Bin no.	N° de tranche
Hub height wind speed	Vitesse du vent à la hauteur du moyeu
Power output	Puissance de sortie
No. of data sets	Nombre de données (par tranche)
Category A Standard uncertainty si [kW]	Catégorie A Incertitude-type si [kW]
Category B Standard uncertainty ui [kW]	Catégorie B Incertitude-type ui [kW]
Combined uncertainty Standard uncertainty uci [kW]	Incertitude combinée Incertitude-type uci [kW]

Annexe E (normative)

Evaluation de l'incertitude de mesure

E.1 Généralités

Cette annexe traite des exigences pour la détermination de l'incertitude de mesure. Le fondement théorique pour déterminer l'incertitude en utilisant la méthode des tranches peut se trouver à l'Annexe F et un exemple d'estimation des incertitudes à l'Annexe G.

La fonction de transfert de la nacelle et la courbe de puissance de la nacelle mesurées doivent chacune être complétées par une estimation de l'incertitude des résultats due à l'incertitude de la mesure ainsi qu'à d'autres facteurs tels que le terrain. L'estimation doit être basée sur la publication informative de l'ISO «Guide pour l'expression de l'incertitude de mesure».

En suivant le guide ISO, il existe deux types d'incertitudes: catégorie A, dont l'amplitude peut être déduite des mesures et catégorie B, estimées par d'autres moyens. Dans les deux catégories, les incertitudes sont exprimées sous forme d'écarts-types et sont appelées incertitudes-types.

E.2 Mesurandes

Les mesurandes sont la courbe de puissance, déterminée par les valeurs des tranches mesurées et normalisées de la puissance électrique et de la vitesse du vent (voir 9.1 et 9.2) et la production annuelle d'énergie estimée (voir 9.3). Les incertitudes de mesure sont converties en incertitude sur le mesurande au moyen de facteurs de sensibilité.

E.3 Composantes d'incertitude

Les Tableaux E.1 et E.2 fournissent les paramètres minimums d'incertitude qui doivent être respectivement inclus dans l'analyse d'incertitude de la fonction de transfert de la nacelle et de la courbe de puissance de la nacelle.

**Tableau E.1 – Composantes d'incertitude dans l'évaluation
de la fonction de transfert de la nacelle**

Paramètre mesuré	Composante d'incertitude	Catégorie d'incertitude
Calibration du site (s'il est effectué)	Position de référence	
	Étalonnage de l'anémomètre	B
	Caractéristiques d'exploitation	B
	Influence du montage	B
	Système d'acquisition de données	B
	Position de la turbine	
	Étalonnage de l'anémomètre	B
	Caractéristiques d'exploitation	B
	Influence du montage	B
	Système d'acquisition de données	B
	Variations statistiques	A
Vitesse du vent en écoulement libre	Étalonnage de l'anémomètre	B
	Caractéristiques d'exploitation	B
	Influence du montage	B
	Calibration du site (s'il est effectué)	B
	Système d'acquisition de données	B
Vitesse du vent à la nacelle	Calibration de l'anémomètre liée à la vitesse du vent (sonique)	B
	Calibration de l'anémomètre liée à la direction du vent (sonique)	B
	Caractéristiques d'exploitation	B
	Influence du montage	B
	Système d'acquisition de données	B
Fonction de transfert	Incertitude de type A dans la régression de la fonction de transfert ou dans le moyennage des tranches, suivant le cas	A
Méthode	Variations saisonnières sur les résultats de la calibration du site*	B
	Variations saisonnières (conditions climatiques changeantes) sur la fonction de transfert de la nacelle	B

Tableau E.2 – Composantes d'incertitude dans l'évaluation de la courbe de puissance de la nacelle

Paramètre mesuré	Composante d'incertitude	Catégorie d'incertitude
Puissance électrique	Transformateurs de courant	B
	Transformateurs de tension	B
	Capteur de puissance ou dispositif de mesure de puissance	B
	Système d'acquisition de données	B
	Variabilité de la puissance électrique	A
Vitesse du vent	Calibration de l'anémomètre liée à la vitesse du vent	B
	Calibration de l'anémomètre liée à la direction du vent	B
	Caractéristiques d'exploitation	B
	Effets du montage	B
	Distorsion de l'écoulement due au terrain (écoulement amont)	B
	Fonction de transfert de la nacelle	B
	Système d'acquisition de données	B
Température de l'air	Capteur de température	B
	Protection contre le rayonnement	B
	Influence du montage	B
	Système d'acquisition de données	B
Pression de l'air	Capteur de pression	B
	Influence du montage	B
	Système d'acquisition de données	B
Méthode	Correction de la masse volumique de l'air	B
	Mesure de puissance dynamique	B
	Variations saisonnières	B
	Variations de l'écoulement amont vers le rotor	B
	Influence des turbulences sur la mise en tranches	B

Les composantes mentionnées dans les Tableaux E.1 et E.2 constituent une liste minimale de composantes d'incertitude. Des composantes peuvent être ajoutées si nécessaire.

NOTE L'hypothèse implicite de la méthode de la présente norme est que la puissance moyenne pendant 10 minutes fournie par une éolienne s'explique entièrement par la vitesse moyenne du vent simultané pendant 10 minutes mesurée par l'anémomètre de la nacelle (associée à la vitesse du vent en écoulement libre par une fonction de transfert de la nacelle mesurée spécifique au type de turbine) et la masse volumique de l'air. Tel n'est pas le cas. Les autres variables d'écoulement influent à la fois sur le rendement en puissance et sur la fonction de transfert de la nacelle. Ainsi, des éoliennes identiques fournissent une puissance différente et des vitesses de vent différentes à la nacelle en différents sites même si la vitesse du vent en écoulement libre à la hauteur du moyeu et la masse volumique de l'air sont les mêmes. Ces autres variables comportent les fluctuations de turbulence de la vitesse du vent (suivant les trois composantes), l'inclinaison du de l'écoulement par rapport à l'intensité de turbulence suivant l'axe horizontal et le cisaillement de la vitesse moyenne du vent au niveau de la surface du rotor. Les outils analytiques offrent actuellement une aide limitée à l'identification de l'impact de ces variables et les méthodes expérimentales rencontrent également de sérieuses difficultés.

Le résultat est que la courbe de puissance varie d'un site à un autre mais puisque les autres variables ayant une influence ne sont pas mesurées et ne sont pas prises en compte, la variation de la courbe de puissance apparaît comme une incertitude.

Cette incertitude apparente provient des différences de rendement de puissance observées dans différentes conditions topographiques et climatiques, c'est-à-dire en comparant une production annuelle d'énergie mesurée en terrain homogène à une production annuelle d'énergie mesurée sur un site de parc éolien non homogène.

La quantification de cette incertitude apparente est difficile. En fonction des conditions et du climat du site, l'incertitude sur la courbe de puissance de la nacelle peut être de l'ordre de 10 % ou plus. En termes généraux, on peut s'attendre à ce que l'incertitude augmente à mesure que la complexité des conditions du site dans lesquelles a été mesurée la fonction de transfert de la nacelle et que la complexité des conditions du site dans lesquelles a

été mesurée la courbe de puissance de la nacelle divergent, avec l'augmentation de la complexité de la topographie et avec l'augmentation de la fréquence de conditions atmosphériques non neutres. La présente norme traite ce problème en ajoutant des composantes d'incertitude telles que les variations saisonnières et les variations d'écoulement en amont du rotor.

E.4 Incertitude sur la direction du vent

L'incertitude sur la direction du vent n'influe pas directement sur l'incertitude sur la courbe de puissance ou sur l'incertitude sur la production annuelle d'énergie mais influe sur le calcul du secteur de mesure, comme requis à l'Annexe B. En conséquence, certaines estimations des composantes d'incertitudes contributives sont ici données.

L'incertitude de la mesure de la direction du vent est constituée de trois composantes: l'incertitude sur l'orientation de la nacelle, l'incertitude liée à la girouette de la nacelle et l'incertitude liée au système d'acquisition de données, démontré au le Tableau E.3. De plus, l'incertitude sur l'orientation de la nacelle est constituée de l'incertitude sur l'alignement du capteur (ou sur le montage du capteur) et sur la résolution du signal (ou de l'incertitude du capteur). L'incertitude sur la direction du vent mesurée à la nacelle est constituée de l'incertitude d'étalonnage (capteurs soniques seulement), l'incertitude d'étalonnage in situ et l'incertitude liée aux effets qu'ont le rotor et le terrain sur la mesure (ce dernier inclus les effets d'écoulement ascendants pour le site spécifique).

Tableau E.3 – Composantes d'incertitude de la direction absolue du vent mesurée sur la nacelle

Paramètre mesuré	Composante d'incertitude	Catégorie d'incertitude
Orientation de la nacelle	Etalonnage sur site	B
	Résolution du signal	B
Direction du vent mesurée à la nacelle	Etalonnage – incertitude de position de montage du capteur (capteurs soniques seulement)	B
	Etalonnage – différence de direction du vent moyennée par tranche due à la direction du vent (capteurs soniques seulement)	B
	Etalonnage – différence de direction du vent moyennée par tranche due à l'écoulement non vertical (capteurs soniques seulement)	B
	Alignement du capteur	B
	Effet du rotor sur la direction moyenne mesurée du vent	B
	Effets du terrain sur la direction moyenne mesurée du vent	B
	Effets du terrain sur la direction moyenne mesurée du vent	B
Système d'acquisition de données	Transmission du signal	B
	Exactitude du système	B
	Conditionnement du signal	B

Annexe F (normative)

Fondement théorique pour déterminer l'incertitude de mesure en utilisant la méthode des tranches

F.1 Généralités

La vitesse corrigée du vent déterminée en appliquant la fonction de transfert de la nacelle possède une incertitude associée à la détermination de la fonction de transfert de la nacelle ainsi qu'à l'application de la fonction de transfert de la nacelle à la même turbine ou à d'autres turbines (du même type) subissant des conditions d'écoulement d'entrée différentes de celle qui prédominent pendant la mesure de la relation de la fonction de transfert de la nacelle.

Lors de l'évaluation de l'incertitude, $u_{c,i}$, sur la sortie de vitesse du vent de la tranche i d'une fonction de transfert de la nacelle mesurée ou de la puissance dans la tranche i d'une courbe de puissance de nacelle, l'incertitude-type composée peut être exprimée dans sa forme la plus générale par:

$$u_{c,i}^2 = \sum_{k=1}^M \sum_{l=1}^M c_{k,i} u_{k,i} c_{l,i} u_{l,i} \rho_{k,l,i,i} \quad (\text{F.1})$$

où

$c_{k,i}$ est le facteur de sensibilité de la composante k dans la tranche i ;

$u_{k,i}$ est l'incertitude-type de la composante k dans la tranche i ;

$c_{l,j}$ est le facteur de sensibilité de la composante l dans la tranche j ;

$u_{l,j}$ est l'incertitude-type de la composante l dans la tranche j ;

M est le nombre de composantes d'incertitude de chaque tranche;

$\rho_{k,l,i,j}$ est le coefficient de corrélation entre la composante d'incertitude k dans la tranche i et la composante d'incertitude l dans la tranche j (dans F.1, seuls les éléments diagonaux, $j = i$, sont utilisés)

La composante d'incertitude est la quantité d'entrée individuelle pour l'incertitude de chaque paramètre mesuré. L'incertitude-type composée de la production annuelle d'énergie estimée, u_{AEP} , peut s'exprimer dans sa forme la plus générale par:

$$u_{\text{AEP}}^2 = N_h^2 \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \sum_{k=1}^M \sum_{l=1}^M f_i c_{k,i} u_{k,i} f_j c_{l,j} u_{l,j} \rho_{k,l,i,j} \quad (\text{F.2})$$

où

f_i est l'occurrence relative de la vitesse du vent entre V_{i-1} et V_i ($F(V_i) - F(V_{i-1})$) dans la tranche i ;

N est le nombre de tranches;

N_h est le nombre d'heures dans une année ≈ 8760 .

Il est rarement possible de déduire explicitement toutes les valeurs des coefficients de corrélation $\rho_{k,l,i,j}$ et normalement, des simplifications significatives sont nécessaires. Pour pouvoir simplifier à un niveau pratique les expressions ci-dessus des incertitudes composées, les hypothèses suivantes peuvent être faites:

- les composantes d'incertitude sont entièrement corrélées ($\rho = 1$, ce qui implique une sommation linéaire pour obtenir l'incertitude-type composée) ou indépendantes ($\rho = 0$, ce qui implique une sommation quadratique, c'est-à-dire que l'incertitude-type composée est la racine carrée de la somme des carrés des composantes d'incertitude);
- toutes les composantes d'incertitude de catégorie A sont mutuellement indépendantes et les composantes d'incertitude des catégories A et B sont indépendantes (sans tenir compte du fait qu'elles proviennent de la même tranche ou qu'elles proviennent de tranches différentes), tandis que l'incertitude de catégorie B est entièrement corrélée avec les incertitudes de catégorie B ayant la même origine dans une tranche différente (par exemple, l'incertitude du capteur de puissance dans des tranches différentes).

Noter que lorsque la courbe de puissance de la nacelle est déterminée en même temps pour plusieurs éoliennes, l'incertitude de détermination de la fonction de transfert de la nacelle est entièrement corrélée entre les turbines et les composantes de l'incertitude de la fonction de transfert de la nacelle qui sont associées au site et aux conditions d'écoulement peuvent également être considérées comme entièrement corrélées dans la mesure où l'on utilise la même fonction de transfert de la nacelle sur toutes les turbines.

Avec ces hypothèses, l'incertitude composée de la puissance dans une tranche, $u_{c,i}$ peut être exprimée par:

$$u_{c,i}^2 = \sum_{k=1}^{M_A} c_{k,i}^2 s_{k,i}^2 + \sum_{k=1}^{M_B} c_{k,i}^2 u_{k,i}^2 = s_i^2 + u_i^2 \quad (\text{F.3})$$

où

M_A est le nombre de composantes d'incertitude de catégorie A;

M_B est le nombre de composantes d'incertitude de catégorie B;

$s_{k,i}$ est l'incertitude-type de catégorie A de la composante k dans la tranche i ;

s_i sont les incertitudes composées de catégorie A dans la tranche i ;

u_i sont les incertitudes composées de catégorie B dans la tranche i .

Il convient de noter que $u_{c,i}^2$ n'est pas indépendant de la taille de la tranche en raison de la dépendance de s_i sur le nombre d'ensembles de données dans la tranche (voir équations F.3 et F.9).

Ces hypothèses impliquent que l'incertitude-type composée dans la production d'énergie, u_{AEP} , est:

$$u_{AEP}^2 = N_h^2 \sum_{i=1}^N f_i^2 \sum_{k=1}^{M_A} c_{k,i}^2 s_{k,i}^2 + N_h^2 \sum_{k=1}^{M_B} \left(\sum_{i=1}^N f_i c_{k,i} u_{k,i} \right)^2 \quad (\text{F.4})$$

La signification du second terme de cette équation est que chaque composante d'incertitude individuelle de catégorie B progresse par l'incertitude de production annuelle d'énergie correspondante, en appliquant l'hypothèse d'une corrélation complète entre les tranches pour les composantes individuelles. Enfin, les composantes d'incertitude-type composée entre tranches sont additionnées de manière quadratique en une incertitude de production annuelle d'énergie résultante.

F.2 Propagation de l'incertitude au cours des étapes de mesure de fonction de transfert de la nacelle/courbe de puissance de la nacelle

L'évaluation de l'incertitude doit reconnaître que certaines incertitudes passent par différentes étapes de la mesure de fonction de transfert de la nacelle/courbe de puissance de la nacelle et en conséquence, présentent le risque d'être surestimées, si les hypothèses ci-dessus concernant l'indépendance entre les incertitudes de catégorie B sont entièrement appliquées. Ceci peut être évité en envisageant un degré d'annulation entre les incertitudes.

Les exemples du Tableau F.1 illustrent certaines des situations où l'on peut supposer appliquer un degré d'annulation:

Tableau F.1 – Exemple de sources d'annulation

Source d'incertitude	S'annule avec la source d'incertitude	Conditions
Caractéristiques d'exploitation de l'anémomètre de référence sur le mât de référence pendant l'étalonnage du site pour le site de la turbine testée de la fonction de transfert de la nacelle	Caractéristiques d'exploitation de l'anémomètre de référence sur le mât de référence pendant la détermination de la fonction de transfert de la nacelle sur la turbine testée	Le même modèle d'anémomètre (et de préférence le même anémomètre) est utilisé sur le mât de référence pendant la mesure d'étalonnage du site et pendant la détermination de la fonction de transfert de la nacelle et des conditions similaires d'écoulement d'entrée prédominent.
Effets de montage de l'anémomètre de référence sur le mât de référence pendant l'étalonnage du site pour le site de la turbine testée de la fonction de transfert de la nacelle	Effets de montage de l'anémomètre de référence sur le mât de référence pendant la détermination de la fonction de transfert de la nacelle	On utilise précisément la même configuration de montage pour l'anémomètre de référence pendant l'étalonnage du site et les mesures de fonction de transfert de la nacelle.
Caractéristiques d'exploitation de l'anémomètre de la nacelle sur la turbine testée pendant la détermination de la fonction de transfert de la nacelle	Caractéristiques d'exploitation de l'anémomètre de la nacelle sur la turbine testée pendant la détermination de la courbe de puissance de la nacelle	On utilise le même modèle d'anémomètre de nacelle sur les turbines d'essai pour la fonction de transfert de la nacelle et la courbe de puissance de la nacelle et des conditions d'écoulement d'entrée similaires prédominent.
Effets de montage de l'anémomètre de la nacelle sur la turbine testée pendant la détermination de la fonction de transfert de la nacelle	Effets de montage de l'anémomètre de la nacelle sur la turbine testée pendant la détermination de la courbe de puissance de la nacelle	On utilise la même configuration de montage sur les turbines d'essai pour la fonction de transfert de la nacelle et la courbe de puissance de la nacelle et des conditions d'écoulement d'entrée similaires prédominent.
Effet du terrain sur la fonction de transfert de la nacelle pendant la détermination de la fonction de transfert de la nacelle	Effet du terrain sur la fonction de transfert de la nacelle pendant la détermination de la courbe de puissance de la nacelle	Les caractéristiques du terrain sur la turbine de mesure pour la fonction de transfert de la nacelle et les caractéristiques du terrain sur la turbine de mesure pour la courbe de puissance de la nacelle sont identiques (c'est-à-dire la même turbine dans les deux cas) ou sont très similaires (c'est-à-dire des turbines voisines sur une crête).

Dans tous les cas ci-dessus, le degré d'annulation diminue à mesure que les différences entre les conditions atmosphériques et/ou les conditions sur le site qui prédominent à chaque étape de la mesure augmentent. Ces différences peuvent provenir du résultat de l'exécution de différentes étapes de la mesure sur des sites différents (par exemple, la détermination de la fonction de transfert de la nacelle sur un site simple et l'utilisation de la fonction de transfert de la nacelle pendant la détermination de la courbe de puissance de la nacelle sur un site complexe) ou à des saisons différentes (par exemple, la détermination de la fonction de transfert de la nacelle en été et la détermination de la courbe de puissance de la nacelle en hiver sur le même site ou sur un site différent).

Cette annulation est déjà implicite dans l'analyse d'incertitude de la CEI 61400-12-1:2005 mais elle est ici explicitée. On peut trouver à l'Annexe E un exemple d'annulation implicite de la CEI 61400-12-1:2005, où les incertitudes de l'étalonnage du site sont calculées. Les caractéristiques d'exploitation de l'anémomètre sont en principe un facteur contribuant à l'incertitude d'étalonnage du site. Puisqu'il est requis que les deux anémomètres soient du même type, cette contribution d'incertitude est supposée s'annuler et en conséquence, elle n'est pas incluse dans le calcul.

La contribution spécifique de chaque composant de l'incertitude pour la fonction de transfert de la nacelle et la courbe de puissance de la nacelle se trouvent respectivement dans les Tableaux F.2 et F.3. De plus amples détails sur le traitement des incertitudes de catégorie A et B sont donnés respectivement dans les Articles F.3 et F.4.

Tableau F.2 – Liste des incertitudes de catégorie A et B pour la fonction de transfert de la nacelle

Catégorie B: Appareils	Note	Norme	Incertitude
Distorsion de l'écoulement due au terrain (étalonnage du site)			$u_{SC,i}$
Etalonnage de l'anémomètre de référence *	a	CEI 61400-12-1:2005	$u_{SC1,i}$
Caractéristiques d'exploitation de l'anémomètre de référence *	a	CEI 61400-12-1:2005	$u_{SC2,i}$
Effets du montage de l'anémomètre de référence *	a	CEI 61400-12-1:2005	$u_{SC3,i}$
Système d'acquisition de données (transmission, exactitude et conditionnement) *	a	CEI 61400-12-1:2005	$u_{dSC1,i}$
Etalonnage de l'anémomètre de position de turbine *	a	CEI 61400-12-1:2005	$u_{SC4,i}$
Caractéristiques d'exploitation de la position de turbine *	a	CEI 61400-12-1:2005	$u_{SC5,i}$
Effets du montage de l'anémomètre de position de turbine *	a	CEI 61400-12-1:2005	$u_{SC6,i}$
Système d'acquisition de données (transmission, exactitude et conditionnement) *	a	CEI 61400-12-1:2005	$u_{dSC2,i}$
Vitesse du vent en écoulement libre			$u_{FS,i}$
Etalonnage de l'anémomètre de référence *	a	CEI 61400-12-1:2005	$u_{FS1,i}$
Caractéristiques d'exploitation de l'anémomètre de référence *	a	CEI 61400-12-1:2005	$u_{FS2,i}$
Effets du montage de l'anémomètre de référence *	a	CEI 61400-12-1:2005	$u_{FS3,i}$
Incertitude de calibration du site *	bc		$u_{FS4,i}$
Système d'acquisition de données (transmission, exactitude et conditionnement) *	bcd		$u_{dFS,i}$
Vitesse du vent à la nacelle			$u_{N,i}$
Incertitude d'étalonnage de l'anémomètre due à la vitesse du vent *	a	Annexe H ou CEI 61400-12-1:2005	$u_{N1,i}$
Incertitude d'étalonnage de l'anémomètre de la nacelle due à la direction du vent (pour l'anémomètre acoustique ou à hélice) *	ba	CEI 61400-12-1:2005	$u_{N2,i}$
Caractéristiques d'exploitation de l'anémomètre de la nacelle *	a	CEI 61400-12-1:2005	$u_{N3,i}$
Effets du montage de l'anémomètre de la nacelle *	a	CEI 61400-12-1:2005	$u_{N4,i}$
Système d'acquisition de données (transmission, exactitude et conditionnement) *			$u_{dN,i}$
Catégorie B: méthode			
Méthode			$u_{M,i}$
Variations saisonnières (conditions climatiques changeantes) sur les résultats de la calibration du site *	d		$u_{M1,i}$
Variations saisonnières (conditions climatiques changeantes) sur la fonction de transfert de la nacelle	d		$u_{M2,i}$
Catégorie A: statistiques			

Incertitudes statistiques de l'ensemble de données saisies			
Variance de la fonction de transfert de la nacelle *	e		$s_{NTF,i}$
Variance de la calibration du site *	e		$s_{SC,i,j}$
* paramètre requis pour l'analyse d'incertitude			
Noter l'identification des incertitudes: a = référence à la norme c = autre «méthode objective» e = statistique b = étalonnage d = estimation approximative			

Tableau F.3 – Liste des incertitudes de catégorie A et B pour la courbe de puissance de la nacelle

Catégorie B: Appareils	Note	Norme	Symbole	Sensibilité
Puissance de sortie				
Transformateurs de courant *	a	CEI 61869-2	$u_{P,i}$	$c_{P,i} = 1$
Transformateurs de tension*	a	CEI 61869-3	$u_{P1,i}$	
Capteurs de puissance ou *	a	CEI 60688	$u_{P2,i}$	
Dispositif de mesure de puissance	c		$u_{P3,i}$	
Système d'acquisition de données (transmission, exactitude et conditionnement) *	cd		$u_{P4,i}$	
	bcd		$u_{dP,i}$	
Vitesse du vent				
Incertitude d'étalonnage de l'anémomètre due à la vitesse du vent *	ab	CEI 61400-12-1:2005	$u_{V,i}$	
			$u_{V1,i}$	
Incertitude d'étalonnage de l'anémomètre due à la direction (sonique ou à hélice) *	b		$u_{V2,i}$	$c_{V,i} = \left \frac{P_i - P_{i-1}}{V_i - V_{i-1}} \right $
Caractéristiques d'exploitation *				
Influence du montage *	cd	CEI 61400-12-1:2005	$u_{V3,i}$	
Distorsion de l'écoulement due au terrain *	c	CEI 61400-12-1:2005	$u_{V4,i}$	
Fonction de transfert de la nacelle *	cd		$u_{V5,i}$	
Système d'acquisition de données (transmission, exactitude et conditionnement) *	bc		$u_{V6,i}$	
	bcd		$u_{dV,i}$	
Masse volumique de l'air				
<u>Température</u>				
Capteur de température *	a		$u_{T,i}$	$c_{T,i} = \frac{c_{v,i} \times V_i}{3 \times T_{Data,i}}$
protection contre le rayonnement *	cd		$u_{T1,i}$	
Influence du montage *	cd	ISO 2533	$u_{T2,i}$	NOTE Pour le décrochement, la sensibilité de la turbine reste la même que pour la CEI 61400-12-1:2005
Système d'acquisition de données (transmission, exactitude et conditionnement) *	bcd		$u_{T3,i}$	
			$u_{dT,i}$	
<u>Pression atmosphérique</u>				
Capteur de pression *	a		$u_{B,i}$	$c_{B,i} = \frac{c_{v,i} \times V_i}{3 \times B_{Data,i}}$
Influence du montage *	c		$u_{B1,i}$	
Système d'acquisition de données (transmission, exactitude et conditionnement) *	bcd		$u_{B2,i}$	NOTE Pour le décrochement, la sensibilité de la turbine reste la même que pour la CEI 61400-12-1:2005
			$u_{dB,i}$	

Catégorie B: Appareils	Note	Norme	Symbole	Sensibilité
Catégorie B: méthode				
Méthode				
Correction de la masse volumique de l'air *	cd		$u_{M,i}$	$c_{M,i} = 1$
Mesure de puissance dynamique *	cd		$u_{M3,i}$	$c_{M,i} = 1$
Variations saisonnières de la courbe de puissance de la nacelle *	d		$u_{M4,i}$	$c_{T,i}$ et $c_{B,i}$
Variations de l'écoulement en amont du rotor *	de		$u_{M5,i}$	$c_{M,i} = 1$
Influence de la turbulence sur la mise en tranches *	cd		$u_{M6,i}$	$c_{M,i} = 1$
			$u_{M7,i}$	$c_{M,i} = 1$
Catégorie A: statistiques				
Contributions de l'incertitude statistique				
Variations de la puissance électrique *	e		$s_{P,i}$	$c_{P,i} = 1$
* Paramètre requis pour l'analyse d'incertitude				
Noter l'identification des incertitudes: a = référence à la norme; c = autre méthode «objective»; e = statistique. b = étalonnage; d = «estimation approximative».				

Les exemples de l'Annexe G passent par une estimation des incertitudes de catégorie A et B pour chaque tranche d'une courbe de puissance mesurée. L'incertitude de la courbe de puissance est déterminée et l'incertitude de la production annuelle d'énergie est finalement estimée. L'exemple suit le guide ISO et les hypothèses effectuées ci-dessus.

En utilisant la combinaison des composantes d'incertitude de catégorie B selon l'équation (F.3) et en tenant compte des facteurs d'annulation, toutes les composantes d'incertitude de chaque tranche peuvent être composées en premier pour exprimer l'incertitude composée de catégorie B de chaque paramètre mesuré, par exemple la vitesse du vent:

$$u_{V,i}^2 = \sum_k^M l_{V,k}^2 u_{V,k,i}^2 \quad (\text{F.5})$$

où

$u_{V,i}$ est l'incertitude totale de la vitesse du vent dans la tranche i;

$u_{V,k,i}$ est l'incertitude-type de la composante k de la vitesse du vent dans la tranche i (voir Tableaux F.4 et F.5);

$l_{V,k}$ est le facteur d'annulation pour la composante d'incertitude k;

M est le nombre de composantes d'incertitude de vitesse du vent.

Noter que les facteurs d'annulation sont inclus dans la formule F.6. Pour $l = 1$ il n'y a pas d'annulation et la formule revient à celle qui est utilisée dans la CEI 61400-12-1:2005. Pour $l < 1$ il existe un degré d'annulation, et pour $l = 0$ il y a une annulation totale. Les règles suivantes s'appliquent à l'annulation:

- Du fait de la raison complexe des incertitudes, il est difficile de déterminer précisément l'annulation. Pour fournir une estimation raisonnable mais prudente de l'incertitude globale, le facteur d'annulation ne doit pas être appliqué à la première apparition d'un terme d'incertitude, mais seulement aux apparitions suivantes. Si par exemple le même anémomètre est utilisé pour la calibration du site pendant la détermination de la fonction de transfert de la nacelle, l'incertitude d'étalonnage de l'anémomètre sur le mât permanent

est alors entièrement prise en compte ($l = 1$) dans l'incertitude des facteurs de calibration du site, mais s'annule entièrement ou partiellement dans l'incertitude de la fonction de transfert. Une annulation complète ($l = 0$) est appropriée si les deux mesures sont effectuées en une durée suffisamment courte de telle sorte qu'il convient de ne s'attendre à aucune dérive des facteurs d'étalonnage, sinon, il convient d'utiliser une annulation partielle ($1 > l > 0$).

- Les incertitudes statistiques ne s'annulent jamais et elles ne comportent donc pas de terme d'annulation
- Il n'y a pas d'annulation complète hormis l'exemple donné ci-dessus mais dans certains cas, il peut y avoir une annulation partielle.
- Les estimations données à l'Annexe G doivent être considérées comme les limites inférieures de l'annulation; les valeurs inférieures ne peuvent être utilisées qu'étayées par des éléments de preuve.

Les incertitudes-types des mesurandes peuvent alors être composées pour obtenir l'incertitude totale dans la tranche i en utilisant la formule F.6. La formule F.7 peut être utilisée pour calculer l'incertitude-type de la production annuelle d'énergie.

$$u_{c,i}^2 = s_{p,i}^2 + u_{p,i}^2 + c_{v,i}^2 u_{v,i}^2 + c_{t,i}^2 u_{t,i}^2 + c_{b,i}^2 u_{b,i}^2 + c_{m,i}^2 u_{m,i}^2 \quad (\text{F.6})$$

où les indices sont les mêmes que ceux du tableau F.5. Noter que les incertitudes dues au système d'acquisition de données font partie de l'incertitude de chaque paramètre de mesure et la distorsion de l'écoulement due au terrain est incluse dans l'incertitude de la vitesse du vent.

Pour calculer l'incertitude sur la production annuelle d'énergie, il est nécessaire de composer l'incertitude sur chaque composante de catégorie B entre les tranches avant d'additionner ensemble les différentes composantes, pour tenir compte précisément des corrélations entre les tranches.

$$u_{AEP}^2 = N_h^2 \sum_{i=1}^N f_i^2 \sum_{k=1}^{M_A} c_{k,i}^2 s_{k,i}^2 + N_h^2 \sum_{k=1}^{M_B} \left(\sum_{i=1}^N f_i c_{k,i} l_k u_{k,i} \right)^2 \quad (\text{F.7})$$

La formule F.7 est identique à la formule F.4 à l'exception du fait que le facteur d'annulation l est inclus dans l'équation.

F.3 Incertitudes de catégorie A

F.3.1 Généralités

L'incertitude de catégorie A devant être prise en compte est l'incertitude des données de puissance électrique mesurée et normalisée dans chaque tranche, la variance de la calibration du site (lorsqu'il est effectué) et la variance de la fonction de transfert de la nacelle.

F.3.2 Incertitude de catégorie A de la puissance électrique

L'écart-type de la distribution des données de puissance normalisées dans chaque tranche est calculé par l'équation suivante:

$$\sigma_{p,i} = \sqrt{\frac{1}{N_i - 1} \sum_{j=1}^{N_i} (P_i - P_{n,i,j})^2} \quad (\text{F.8})$$

où

$\sigma_{P,i}$ est l'écart-type des données de puissance normalisées dans la tranche i ;

N_i est le nombre d'ensembles de données de 10 minutes dans la tranche i ;

P_i est la puissance de sortie normalisée et moyennée dans la tranche i ;

$P_{n,i,j}$ est la puissance de sortie normalisée de l'ensemble de données j dans la tranche i ;

L'incertitude-type de la puissance normalisée et moyennée dans la tranche est estimée par l'équation suivante:

$$s_i = s_{P,i} = \frac{\sigma_{P,i}}{\sqrt{N_i}} \quad (\text{F.9})$$

où

$s_{P,i}$ est l'incertitude-type de puissance de catégorie A dans la tranche i ;

$\sigma_{P,i}$ est l'écart-type des données de puissance normalisées dans la tranche i ;

N_i est le nombre d'ensembles de données de 10 minutes dans la tranche i .

F.4 Incertitudes de catégorie B

F.4.1 Généralités

Les incertitudes de catégorie B sont supposées être liées aux appareils, au système d'acquisition de données et au terrain entourant le site d'essai de performance de puissance. Si les incertitudes sont exprimées comme des limites d'incertitude ou comportent des facteurs implicites de recouvrement non unitaire, l'incertitude-type doit être estimée ou elles doivent être convenablement converties en incertitudes-types.

NOTE En considérant qu'une incertitude est exprimée comme une limite d'incertitude $\pm U$; si l'on suppose une distribution de probabilité rectangulaire, l'incertitude-type est:

$$\sigma = \frac{U}{\sqrt{3}} \quad (\text{F.10})$$

Si l'on suppose une distribution de probabilité triangulaire, l'incertitude-type est:

$$\sigma = \frac{U}{\sqrt{6}} \quad (\text{F.11})$$

F.4.2 Incertitudes de catégorie B dans les variations climatiques

L'essai de performance de puissance peut avoir été effectué dans des conditions atmosphériques particulières ayant une influence systématique sur le résultat de l'essai, telles qu'une stratification atmosphérique très stable (cisaillement vertical important et faible turbulence) ou instable (faible cisaillement et forte turbulence) ou des variations fréquentes et/ou importantes de la direction du vent. Cette incertitude climatique peut se constater lors de la calibration du site, la fonction de transfert de la nacelle et la courbe de puissance de la nacelle. Il s'agit par nature d'une incertitude statistique que l'on ne peut normalement pas déterminer d'après les données car l'enregistrement des données n'est pas suffisamment long. Elle est donc remplacée par une incertitude de catégorie B liée à la méthode utilisée.