



IEC 61400-12-1

Edition 2.0 2017-03  
REDLINE VERSION

# INTERNATIONAL STANDARD



---

**Wind **turbines** energy generation systems –  
Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind  
turbines**

INTERNATIONAL  
ELECTROTECHNICAL  
COMMISSION

---

ICS 27.180

ISBN 978-2-8322-4081-6

**Warning! Make sure that you obtained this publication from an authorized distributor.**

## CONTENTS

FOREWORD.....	14
INTRODUCTION.....	17
1 Scope.....	18
2 Normative references .....	18
3 Terms and definitions .....	19
4 Symbols and units .....	23
5 Power performance method overview .....	26
6 Preparation for performance test .....	30
6.1 General.....	30
6.2 Wind turbine and electrical connection .....	30
6.3 Test site.....	30
6.3.1 General .....	30
6.3.2 Location of the meteorological mast wind measurement equipment .....	30
6.3.3 Measurement sector .....	31
6.3.4 Correction factors and uncertainty due to flow distortion originating from topography .....	31
7 Test equipment.....	32
7.1 Electric power .....	32
7.2 Wind speed.....	32
7.2.1 General .....	32
7.2.2 General requirements for meteorological mast mounted anemometers .....	34
7.2.3 Top-mounted anemometers .....	34
7.2.4 Side-mounted anemometers .....	35
7.2.5 Remote sensing device (RSD) .....	35
7.2.6 Rotor equivalent wind speed measurement.....	35
7.2.7 Hub height wind speed measurement .....	36
7.2.8 Wind shear measurements .....	36
7.3 Wind direction.....	38
7.4 Air density.....	38
7.5 Rotational speed and pitch angle .....	39
7.6 Blade condition .....	39
7.7 Wind turbine control system .....	39
7.8 Data acquisition system .....	39
8 Measurement procedure .....	39
8.1 General.....	39
8.2 Wind turbine operation.....	40
8.3 Data collection .....	40
8.4 Data rejection .....	40
<del>    8.5 Data correction .....</del>	<del>41</del>
8.5 Database .....	41
9 Derived results .....	42
9.1 Data normalisation.....	42
9.1.1 General .....	42
9.1.2 Correction for meteorological mast flow distortion of side-mounted anemometer .....	43
9.1.3 Wind shear correction (when REWS measurements available) .....	43

9.1.4	Wind veer correction.....	46
9.1.5	Air density normalisation.....	46
9.1.6	Turbulence normalisation.....	47
9.2	Determination of the measured power curve .....	47
9.3	Annual energy production ( <i>AEP</i> ).....	48
9.4	Power coefficient .....	50
10	Reporting format.....	50
Annex A (normative) Assessment of influences caused by wind turbines and obstacles at the test site.....		
66		
A.1	General.....	66
A.2	Requirements regarding neighbouring and operating wind turbines.....	66
A.3	Requirements regarding obstacles.....	67
A.4	Method for calculation of sectors to exclude.....	68
A.5	Special requirements for extended obstacles .....	71
Annex B (normative) Assessment of terrain at the test site .....		
72		
Annex C (normative) Site calibration procedure .....		
75		
C.1	General.....	75
C.2	Overview of the procedure .....	76
C.3	Test set-up .....	78
C.3.1	Considerations for selection of the test wind turbine and location of the meteorological mast.....	78
C.3.2	Instrumentation.....	80
C.4	Data acquisition and <del>analysis</del> rejection criteria.....	81
<del>C.5</del>	<del>Selection of final measurement sector.....</del>	<del>81</del>
C.5	<del>Uncertainty</del> Analysis .....	82
C.5.1	Assessment of site shear conditions .....	82
C.5.2	Method 1: Bins of wind direction and wind shear.....	84
C.5.3	Method 2: Linear regression method where shear is not a significant influence.....	85
C.5.4	Additional calculations .....	86
C.6	<del>Report requirements</del> Site calibration uncertainty .....	87
C.6.1	Site calibration category A uncertainty .....	87
C.6.2	Site calibration category B uncertainty .....	88
C.6.3	Combined uncertainty .....	89
C.7	Quality checks and additional uncertainties.....	89
C.7.1	Convergence check .....	89
C.7.2	Correlation check for linear regression (see C.5.3) .....	89
C.7.3	Change in correction between adjacent wind direction bins .....	89
C.7.4	Removal of the wind direction sensor between site calibration and power performance test .....	90
C.7.5	Site calibration and power performance measurements in different seasons.....	91
C.8	Verification of results .....	91
C.9	Site calibration examples .....	93
C.9.1	Example A.....	93
C.9.2	Example B.....	98
C.9.3	Example C.....	105
Annex D (normative) Evaluation of uncertainty in measurement.....		
108		
Annex E (informative) Theoretical basis for determining the uncertainty of measurement using the method of bins.....		
111		

E.1	General.....	111
E.2	Combining uncertainties.....	111
E.2.1	General .....	111
E.2.2	Expanded uncertainty .....	113
E.2.3	<del>Example</del> Basis for the uncertainty assessment .....	114
E.3	Category A uncertainties.....	119
E.3.1	General .....	119
E.3.2	Category A uncertainty in electric power .....	119
E.3.3	Category A uncertainties in <del>climatic variations</del> the site calibration.....	119
E.4	Category B uncertainties: Introduction and data acquisition system .....	120
E.4.1	Category B uncertainties: Introduction .....	120
E.4.2	Category B uncertainties: data acquisition system .....	120
E.5	Category B uncertainties <del>in electric power</del> : Power output.....	121
E.5.1	General .....	121
E.5.2	Category B uncertainties: Power output – Current transformers .....	121
E.5.3	Category B uncertainties: Power output – Voltage transformers.....	122
E.5.4	Category B uncertainties: Power Output – Power transducer or other power measurement device .....	122
E.5.5	Category B uncertainties: Power output – Data acquisition .....	123
E.6	Category B uncertainties: Wind speed – Introduction and sensors .....	123
E.6.1	Category B uncertainties: Wind speed – Introduction .....	125
E.6.2	Category B uncertainties: Wind speed – Hardware .....	125
E.6.3	Category B uncertainties: Wind speed – Meteorological mast mounted sensors.....	125
E.7	Category B uncertainties: Wind speed – RSD .....	128
E.7.1	General .....	128
E.7.2	Category B uncertainties: Wind speed – RSD – Calibration .....	128
E.7.3	Category B uncertainties: Wind speed – RSD – in-situ check.....	129
E.7.4	Category B uncertainties: Wind speed – RSD – Classification .....	129
E.7.5	Category B uncertainties: Wind speed – RSD – Mounting.....	130
E.7.6	Category B uncertainties: Wind speed – RSD – Flow variation.....	131
E.7.7	Category B uncertainties: Wind speed – RSD – Monitoring test .....	131
E.8	Category B uncertainties: Wind speed – REWS .....	132
E.8.1	General .....	132
E.8.2	Category B uncertainties: Wind speed – REWS – Wind speed measurement over whole rotor.....	132
E.8.3	Category B uncertainties: Wind speed – REWS – Wind veer.....	134
E.9	Category B uncertainties: Wind speed – Terrain .....	134
E.9.1	General .....	134
E.9.2	Category B uncertainties: Wind speed – Terrain – Pre-calibration.....	135
E.9.3	Category B uncertainties: Wind speed – Terrain – Post-calibration .....	135
E.9.4	Category B uncertainties: Wind speed – Terrain – Classification.....	136
E.9.5	Category B uncertainties: Wind speed – Terrain – Mounting .....	136
E.9.6	Category B uncertainties: Wind speed – Terrain – Lightning finial.....	137
E.9.7	Category B uncertainties: Wind speed – Terrain – Data acquisition .....	137
E.9.8	Category B uncertainties: Wind speed – Terrain – Change in correction between adjacent bins .....	137
E.9.9	Category B uncertainties: Wind speed – Terrain – Removal of WD sensor .....	138
E.9.10	Category B uncertainties: Wind speed – Terrain – Seasonal variation.....	138

E.10	Category B uncertainties: Air density .....	138
E.10.1	General .....	138
E.10.2	Category B uncertainties: Air density – Temperature introduction .....	140
E.10.3	Category B uncertainties: Air density – Temperature – Calibration.....	141
E.10.4	Category B uncertainties: Air density – Temperature – Radiation shielding.....	141
E.10.5	Category B uncertainties: Air density – Temperature – Mounting .....	141
E.10.6	Category B uncertainties: Air density – Temperature – Data acquisition.....	141
E.10.7	Category B uncertainties: Air density – Pressure introduction .....	141
E.10.8	Category B uncertainties: Air density – Pressure – Calibration.....	142
E.10.9	Category B uncertainties: Air density – Pressure – Mounting .....	142
E.10.10	Category B uncertainties: Air density – Pressure – Data acquisition .....	142
E.10.11	Category B uncertainties: Air density – Relative humidity introduction .....	143
E.10.12	Category B uncertainties: Air density – Relative humidity – Calibration.....	144
E.10.13	Category B uncertainties: Air density – Relative humidity – Mounting .....	144
E.10.14	Category B uncertainties: Air Density – Relative humidity – Data acquisition .....	144
E.10.15	Category B uncertainties: Air density – Correction .....	144
E.11	Category B uncertainties: Method .....	145
E.11.1	General .....	145
E.11.2	Category B uncertainties: Method – Wind conditions .....	145
E.11.3	Category B uncertainties: Method – Seasonal effects .....	150
E.11.4	Category B uncertainties: Method – Turbulence normalisation (or the lack thereof) .....	151
E.11.5	Category B uncertainties: Method – Cold climate.....	151
E.12	Category B uncertainties: Wind direction.....	152
E.12.1	General .....	152
E.12.2	Category B uncertainties: Wind direction – Vane or sonic .....	152
E.12.3	Category B uncertainties: Wind direction – RSD .....	154
E.13	Combining uncertainties.....	155
E.13.1	General .....	155
E.13.2	Combining Category B uncertainties in electric power ( $u_{P,i}$ ) .....	155
E.13.3	Combining uncertainties in the wind speed measurement ( $u_{V,i}$ ).....	155
E.13.4	Combining uncertainties in the wind speed measurement from cup or sonic ( $u_{VS,i}$ ).....	155
E.13.5	Combining uncertainties in the wind speed measurement from RSD ( $u_{VR,i}$ ).....	156
E.13.6	Combining uncertainties in the wind speed measurement from REWS $u_{REWS,i}$ .....	156
E.13.7	Combining uncertainties in the wind speed measurement for REWS for either a meteorological mast significantly above hub height or an RSD with a lower-than-hub-height meteorological mast .....	157
E.13.8	Combining uncertainties in the wind speed measurement for REWS for a hub height meteorological mast + RSD for shear using an absolute wind speed .....	160
E.13.9	Combining uncertainties in the wind speed measurement for REWS for a hub height meteorological mast and RSD for shear using a relative wind speed .....	161
E.13.10	Combining uncertainties in the wind speed measurement from REWS due to wind veer across the whole rotor $u_{REWS,veer,i}$ .....	163
E.13.11	Combining uncertainties in the wind speed measurement from flow distortion due to site calibration $u_{VT,i}$ .....	166

E.13.12	Combining uncertainties for the temperature measurement $u_{T,i}$ .....	167
E.13.13	Combining uncertainties for the pressure measurement $u_{B,i}$ .....	168
E.13.14	Combining uncertainties for the humidity measurement $u_{RH,i}$ .....	168
E.13.15	Combining uncertainties for the method related components $u_{M,i}$ .....	169
E.13.16	Combining uncertainties for the wind direction measurement with wind vane or sonic anemometer $u_{WV,i}$ .....	169
E.13.17	Combining uncertainties for the wind direction measurement with RSD $u_{WR,i}$ .....	169
E.13.18	Combined category B uncertainties.....	170
E.13.19	Combined standard uncertainty – Power curve.....	170
E.13.20	Combined standard uncertainty – Energy production.....	170
E.14	Relevance of uncertainty components under specified conditions.....	171
E.15	Reference tables.....	172
Annex F (normative)	<del>Cup anemometer</del> Wind tunnel calibration procedure for anemometers.....	181
F.1	General requirements.....	181
F.2	Requirements to the wind tunnel.....	181
F.3	Instrumentation and calibration set-up requirements.....	183
F.4	Calibration procedure.....	184
F.4.1	General procedure cup and sonic anemometers.....	184
F.4.2	Procedure for the calibration of sonic anemometers.....	184
F.4.3	Determination of the wind speed at the anemometer position.....	185
F.5	Data analysis.....	186
F.6	Uncertainty analysis.....	186
F.7	Reporting format.....	187
F.8	Example uncertainty calculation.....	188
Annex G (normative)	Mounting of instruments on the meteorological mast.....	193
G.1	General.....	193
G.2	<del>Preferred method of top mounting of</del> Single top-mounted anemometer.....	193
G.3	<del>Alternative method of top mounting of</del> Side-by-side top-mounted anemometers.....	196
G.4	<del>Boom mounting of cup anemometers</del> Side-mounted instruments.....	198
G.4.1	General.....	198
G.4.2	Tubular meteorological masts.....	198
G.4.3	Lattice meteorological masts.....	200
G.5	Lightning protection.....	205
G.6	Mounting of other meteorological instruments.....	205
Annex H (normative)	Power performance testing of small wind turbines.....	207
H.1	General.....	207
H.2	Definitions.....	207
H.3	Wind turbine system definition and installation.....	207
H.4	Meteorological mast location.....	208
H.5	Test equipment.....	209
H.6	Measurement procedure.....	210
H.7	Derived results.....	210
H.8	Reporting.....	211
H.9	Annex A – Assessment of influence cause by wind turbines and obstacles at the test site.....	211
H.10	Annex B – Assessment of terrain at test site.....	211
H.11	Annex C – Site calibration procedure.....	211

Annex I (normative) Classification of cup and sonic anemometry .....	212
I.1 General.....	212
I.2 Classification classes.....	213
I.3 Influence parameter ranges <del>and classes</del> .....	213
I.4 Classification of cup and sonic anemometers .....	213
I.5 Reporting format .....	216
Annex J ( <del>informative</del> normative) Assessment of cup and sonic anemometry .....	217
J.1 General.....	217
J.2 Measurements of <del>cup</del> anemometer characteristics .....	217
J.2.1 Measurements in a wind tunnel for tilt angular response characteristics of cup anemometers .....	225
J.2.2 Wind tunnel measurements of directional characteristics of cup anemometers.....	227
J.2.3 Wind tunnel measurements of cup anemometer rotor torque characteristics .....	227
J.2.4 Wind tunnel measurements of step responses of cup anemometers .....	228
J.2.5 Measurement of temperature induced effects on anemometer performance .....	229
J.2.6 Wind tunnel measurements of directional characteristics of sonic anemometers.....	230
J.3 A cup anemometer classification method based on wind tunnel and laboratory tests and cup anemometer modelling .....	231
J.3.1 Method .....	231
J.3.2 Example of a cup anemometer model .....	231
J.4 A sonic anemometer classification method based on wind tunnel tests and sonic anemometer modelling.....	237
J.5 Free field comparison measurements.....	238
Annex K ( <del>informative</del> normative) In-situ comparison of anemometers.....	239
K.1 General.....	239
K.2 Prerequisite .....	239
K.3 <del>Realisation</del> Analysis method .....	239
K.4 Evaluation criteria .....	241
Annex L (normative) The application of remote sensing technology .....	243
L.1 General.....	243
L.2 Classification of remote sensing devices .....	244
L.2.1 General .....	244
L.2.2 Data acquisition.....	244
L.2.3 Data preparation.....	245
L.2.4 Principle and requirements of a sensitivity test .....	246
L.2.5 Assessment of environmental variable significance.....	252
L.2.6 Assessment of interdependency between environmental variables .....	253
L.2.7 Calculation of accuracy class.....	255
L.2.8 Acceptance criteria .....	257
L.2.9 Classification of RSD .....	258
L.3 Verification of the performance of remote sensing devices.....	258
L.4 Evaluation of uncertainty of measurements of remote sensing devices .....	261
L.4.1 General .....	261
L.4.2 Reference uncertainty.....	261
L.4.3 Uncertainty resulting from the RSD calibration test .....	261
L.4.4 Uncertainty due to remote sensing device classification.....	263



L.4.5	Uncertainty due to non-homogenous flow within the measurement volume.....	264
L.4.6	Uncertainty due to mounting effects.....	264
L.4.7	Uncertainty due to variation in flow across the site .....	264
L.5	Additional checks.....	265
L.5.1	Monitoring the performance of the remote sensing device at the application site .....	265
L.5.2	Identification of malfunctioning of the remote sensing device.....	265
L.5.3	Consistency check of the assessment of the remote sensing device systematic uncertainties .....	265
L.5.4	In-situ test of the remote sensing device.....	266
L.6	Other requirements specific to power curve testing .....	266
L.7	Reporting.....	268
L.7.1	Common reporting on classification test, calibration test, and monitoring of the remote sensing device during application.....	268
L.7.2	Additional reporting on classification test.....	268
L.7.3	Additional reporting on calibration test.....	269
L.7.4	Additional reporting on application.....	269
Annex M (informative)	Normalisation of power curve data according to the turbulence intensity.....	270
M.1	General.....	270
M.2	Turbulence normalisation procedure .....	270
M.3	Determination of the zero turbulence power curve.....	272
M.4	Order of wind shear correction (normalisation) and turbulence normalisation .....	277
M.5	Uncertainty of turbulence normalisation or of power curves due to turbulence effects.....	277
Annex N (informative)	Wind tunnel calibration procedure for wind direction sensors .....	279
N.1	General.....	279
N.2	General requirements .....	279
N.3	Requirements of the wind tunnel.....	279
N.4	Instrumentation and calibration set-up requirements .....	280
N.5	Calibration procedure.....	281
N.6	Data analysis .....	282
N.7	Uncertainty analysis.....	282
N.8	Reporting format.....	282
N.9	Example of uncertainty calculation.....	284
N.9.1	General .....	284
N.9.2	Measurement uncertainties generated by determination of the flow direction in the wind tunnel .....	284
N.9.3	Contribution to measurement uncertainty by the wind direction sensor .....	285
N.9.4	Result of the uncertainty calculation .....	286
Annex O (informative)	Power performance testing in cold climate .....	289
O.1	General.....	289
O.2	Recommendations .....	289
O.2.1	General .....	289
O.2.2	Sonic anemometers .....	289
O.2.3	Cup anemometers .....	289
O.3	Uncertainties.....	290
O.4	Reporting.....	290
Annex P (informative)	Wind shear normalisation procedure .....	291



P.1	General.....	291
Annex Q (informative)	Definition of the rotor equivalent wind speed under consideration of wind veer .....	293
Q.1	General.....	293
Q.2	Definition of rotor equivalent wind speed under consideration of wind veer .....	294
Q.3	Measurement of wind veer .....	294
Q.4	Combined wind shear and wind veer normalisation .....	294
Annex R (informative)	Uncertainty considerations for tests on multiple turbines .....	295
R.1	General.....	295
Annex S (informative)	Mast flow distortion correction for lattice masts .....	299
Bibliography	.....	302
Figure 1	– Requirements as to distance of the the <del>meteorological mast</del> wind measurement equipment and maximum allowed measurement sectors .....	31
Figure 2	– Wind shear measurement heights appropriate to measurement of rotor equivalent wind speed .....	37
Figure 3	– Wind shear measurement heights when no wind speed measurements above hub height are available (for wind shear exponent determination only) .....	38
Figure 4	– Process of application of the various normalisations .....	43
<del>Figure 5</del>	<del>– Presentation of example site calibration (only the sectors 20° to 30°, 40° to 60°, 160° to 210° and 330° to 350° are valid sectors).....</del>	<del>.....</del>
Figure 5	– Presentation of example database <del>A and B</del> : power performance test scatter plot sampled at 1 Hz (mean values averaged over 10 min) .....	56
Figure 6	– Presentation of example measured power curve <del>for databases A and B</del> .....	58
Figure 7	– Presentation of example $C_p$ curve <del>for databases A and B</del> .....	60
Figure A.1	– Sectors to exclude due to wakes of neighbouring and operating wind turbines and significant obstacles .....	69
Figure A.2	– An example of sectors to exclude due to wakes of the wind turbine under test, a neighbouring and operating wind turbine and a significant obstacle.....	70
Figure B.1	– Illustration of area to be assessed, top view.....	73
Figure B.2	– Example of determination of slope and terrain variation from the best-fit plane: “2L to 4L” and the case “measurement sector” (Table B.1, line 2).....	74
Figure B.3	– Determination of slope for the distance “2L to 4L” and “8L to 16L” and the case “outside measurement sector” (Table B.1, line 3 and line 5) .....	74
Figure C.1	– Site calibration flow chart.....	77
Figure C.2	– Terrain types .....	80
Figure C.3	– Example of the results of a verification test.....	92
Figure C.4	– Wind shear exponent vs. time of day, example A .....	94
Figure C.5	– Wind shear exponents at wind turbine location vs. reference meteorological mast, example A where the colour axis = wind speed (m/s) .....	95
Figure C.6	– Wind speed ratios and number of data points vs. wind shear exponent and wind direction bin – wind speed ratios (full lines), number of data points (dotted lines) .....	96
Figure C.7	– Data convergence check for 190° bin.....	98
Figure C.8	– Wind shear exponent vs. time of day, example B .....	99
Figure C.9	– Wind shear exponents at wind turbine location vs. reference meteorological mast, example B .....	100

Figure C.10 – Linear regression of wind turbine location vs. reference meteorological mast hub height wind speeds for 330° bin .....	100
Figure C.11 – Wind speed ratios vs. wind speed for the 330° bin .....	101
Figure C.12 – Wind speed ratios vs. wind shear for the 330° bin .....	101
Figure C.13 – Wind shear exponents at wind turbine location vs. reference meteorological mast post-filtering .....	102
Figure C.14 – Linear regression of wind turbine location vs. reference meteorological mast hub height wind speeds for 330° bin, post-filtering.....	102
Figure C.15 – Wind speed ratios vs. wind speed for the 330° bin, post-filtering.....	103
Figure C.16 – Data convergence check for 330° bin.....	104
Figure C.17 – Site calibration wind shear vs. power curve test wind shear .....	105
Figure C.18 – Convergence check for 270° bin .....	107
Figure F.1 – Definition of volume for flow uniformity test – The volume will also extend 1,5 x b in depth (along the flow) .....	182
Figure G.1 – Example of a top-mounted anemometer and requirements for mounting .....	195
Figure G.2 – Example of alternative top-mounted primary and control anemometers positioned side-by-side and wind vane and other instruments on the boom.....	197
<del>Figure G.3 – Example of a top-mounted anemometer and mounting of control anemometer, wind vane and other sensors on a boom.....</del>	<del>197</del>
Figure G.3 – Iso-speed plot of local flow speed around a cylindrical meteorological mast, normalised by free field wind speed (from the left); analysis by 2 dimensional Navier-Stokes computation .....	199
<del>Figure G.4 – Example of top-mounted primary and control anemometers positioned side-by-side, wind vane and other instruments on the boom .....</del>	<del>199</del>
Figure G.4 – Centreline relative wind speed as a function of distance $R_D$ from the centre of a tubular meteorological mast and meteorological mast diameter $d$ .....	200
Figure G.5 – Representation of a three-legged lattice meteorological mast showing the centre-line wind speed deficit, the actuator disc representation of the mast with the leg distance $L$ and distance $R$ from the centre of the mast to the point of observation.....	200
Figure G.6 – Iso-speed plot of local flow speed around a triangular lattice meteorological mast with a $C_T$ of 0,5 normalised by free field wind speed (from the left); analysis by 2 dimensional Navier-Stokes computation and actuator disc theory .....	201
Figure G.7 – Centreline relative wind speed as a function of distance $R_D$ from the centre of a triangular lattice meteorological mast of face width $L$ leg distance $L_m$ for various $C_T$ values .....	202
Figure G.8 – 3D CFD derived flow distortion for two different wind directions around a triangular lattice meteorological mast ( $C_T = 0,27$ ) – For flow direction see the red arrow lower left in each figure.....	204
Figure H.1 – Definition of hub height and meteorological mast location for vertical axis wind turbines .....	209
<del>Figure J.1 – Measured angular response of a cup anemometer compared to cosine response.....</del>	<del>227</del>
Figure J.1 – Tilt angular response $V_\alpha/V_{\alpha=0}$ of a cup anemometer as function of flow angle $\alpha$ compared to cosine response .....	227
<del>Figure J.2 – Wind tunnel torque measurements on a cup anemometer at 8 m/s .....</del>	<del>228</del>
Figure J.2 – Wind tunnel torque measurements $Q_A - Q_F$ as function of angular speed $\omega$ of a cup anemometer rotor at 8 m/s.....	228
<del>Figure J.3 – Example of bearing friction torque measurements .....</del>	<del>230</del>
Figure J.3 – Example of bearing friction torque $Q_F$ as function of temperature for a range of angular speeds $\omega$ .....	230

<del>Figure J.4 – Distribution of vertical wind speed components assuming a fixed ratio between horizontal and vertical standard deviation in wind speed</del> .....	
Figure J.4 – Example of rotor torque coefficient $C_{QA}$ as function of speed ratio $\lambda$ derived from step responses with $K_{low}$ equal to $-5,5$ and $K_{high}$ equal to $-6,5$ .....	233
<del>Figure J.5 – Calculation of the total deviation with respect to the cosine response</del> .....	
Figure J.5 – Classification deviations of example cup anemometer showing a class 1,69A (upper) and a class 6,56B (lower) .....	236
<del>Figure J.6 – Probability distributions for three different average angles of inflow</del> .....	
Figure J.6 – Classification deviations of example cup anemometer showing a class 8,01C (upper) and a class 9,94D (lower) .....	237
<del>Figure J.7 – Total deviation from cosine response for three different average angles of inflow over horizontal turbulence intensity</del> .....	
<del>Figure J.8 – Example of an anemometer that does not fulfil the slope criterion</del> .....	
<del>Figure J.9 – Example of deviations of a Class 2.0A cup anemometer</del> .....	
Figure K.1 – Example with triangular lattice meteorological mast .....	242
Figure K.2 – Example with tubular meteorological mast .....	242
Figure L.1 – Deviation vs upflow angle determined for a remote sensing device with respect to the cup anemometer in Figure J.1 .....	248
Figure L.2 – Example of sensitivity analysis against wind shear .....	250
Figure L.3 – Example of wind shear versus turbulence intensity .....	254
Figure L.4 – Example of percentage deviation of remote sensing device and reference sensor measurements versus turbulence intensity .....	254
Figure L.5 – Comparison of 10 minute averages of the horizontal wind speed component as measured by a remote sensing device and a cup anemometer .....	260
Figure L.6 – Bin-wise comparison of measurement of the horizontal wind speed component of a remote sensing device and a cup anemometer .....	260
Figure L.7 – Example of permitted range of locations for measurement volume .....	267
Figure M.1 – Process for obtaining a power curve for a specific turbulence intensity ( $I_{reference}$ ) .....	271
Figure M.2 – Process for obtaining the initial zero turbulence power curve parameters from the measured data .....	273
Figure M.3 – First approach for initial zero turbulence power curve .....	273
Figure M.4 – Process for obtaining the theoretical zero-turbulence power curve from the measured data .....	275
Figure M.5 – Adjusted initial zero turbulence power curve (green) compared to first approach (red) .....	276
Figure M.6 – Process for obtaining the final zero-turbulence power curve from the measured data .....	276
Figure M.7 – Adjusted initial zero turbulence power curve (green) compared to final zero turbulence power curve (black) .....	277
Figure N.1 – Example of calibration setup of a wind direction sensor in a wind tunnel .....	281
Figure Q.1 – Wind profiles measured with LIDAR over flat terrain .....	293
Figure S.1 – Example of mast flow distortion .....	299
Figure S.2 – Flow distortion residuals versus direction .....	301
<del>Table 1 – Example of presentation of a measured power curve for database A</del> .....	
Table 1 – Overview of wind measurement configurations for power curve measurements that meet the requirements of this standard .....	29

<del>Table 2 – Example of presentation of a measured power curve for database B</del>	.....
Table 2 – Wind speed measurement configurations (X indicates allowable configuration)	33
<del>Table 3 – Example of presentation of estimated annual energy production (database A)</del>	.....
Table 3 – Example of REWS calculation	45
<del>Table 4 – Example of presentation of estimated annual energy production (database B)</del>	.....
Table 4 – Example of presentation of a measured power curve	63
Table 5 – Example of presentation of estimated annual energy production	65
Table A.1 – Obstacle requirements: relevance of obstacles	67
Table B.1 – Test site requirements: topographical variations	73
Table C.1 – Site calibration flow corrections (wind speed ratio)	97
Table C.2 – Site calibration data count	97
Table C.3 – $r^2$ values for each wind direction bin	104
Table C.4 – Additional uncertainty due to change in bins	104
Table C.5 – Additional uncertainty due to change in bins	107
Table D.1 – List of uncertainty components	108
Table E.1 – Expanded uncertainties	114
Table E.2 – List of category A and B uncertainties	115
<del>Table E.3 – Uncertainties from site calibration</del>	.....
Table E.3 – Example of standard uncertainties due to absence of a wind shear measurement	147
<del>Table E.4 – Sensitivity factors (database A)</del>	.....
Table E.4 – Example of standard uncertainties due to absence of a wind veer measurement	149
<del>Table E.5 – Sensitivity factors (database B)</del>	.....
Table E.5 – Uncertainty contributions due to lack of upflow knowledge	150
<del>Table E.6 – Category B uncertainties (database A)</del>	.....
Table E.6 – Uncertainty contributions due to lack of turbulence knowledge	150
<del>Table E.7 – Category B uncertainties (database B)</del>	.....
Table E.7 – Suggested assumptions for correlations of measurement uncertainties between different measurement heights	159
Table E.8 – Suggested correlation assumptions for relative wind direction measurement uncertainties at different measurement heights	165
Table E.9 – Uncertainties from air density normalisation	173
Table E.10 – Sensitivity factors	177
Table E.11 – Category B uncertainties	180
Table F.1 – Example of evaluation of anemometer calibration uncertainty	189
Table G.1 – Estimation method for $C_T$ for various types of lattice tower mast	202
Table H.1 – Battery bank voltage settings	210
Table I.1 – Influence parameter ranges (10 min averages) of Classes A, B, C, D and S	215
Table J.1 – Tilt angle response of example cup anemometer	234
Table J.2 – Friction coefficients of example cup anemometer	235
Table J.3 – Miscellaneous data related to classification of example cup anemometer	235
Table L.3 – Ranges of environmental parameters for sensitivity analysis	252
Table L.1 – Bin width example for a list of environmental variables	249

Table L.2 – Parameters derived from a sensitivity analysis of a remote sensing device.....	251
Table L.4 – Example selection of environmental variables found to have a significant influence.....	253
Table L.5 – Sensitivity analysis parameters remaining after analysis of interdependency of variables .....	255
Table L.6 – Example scheme for calculating maximum influence of environmental variables.....	256
Table L.7 – Preliminary accuracy classes of a remote sensing device considering both all and only the most significant influential variables .....	257
Table L.8 – Example final accuracy classes of a remote sensing device .....	257
Table L.9 – Example of uncertainty calculations arising from calibration of a remote sensing device (RSD) in terms of systematic uncertainties.....	262
Table N.1 – Uncertainty contributions in wind directions sensor calibration .....	287
Table N.2 – Uncertainty contributions and total standard uncertainty in wind direction sensor calibration .....	288
Table R.1 – List of correlated uncertainty components .....	296

## INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

### WIND ~~TURBINES~~ ENERGY GENERATION SYSTEMS –

#### Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines

#### 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.

**This redline version of the official IEC Standard allows the user to identify the changes made to the previous edition. A vertical bar appears in the margin wherever a change has been made. Additions are in green text, deletions are in strikethrough red text.**

International Standard IEC 61400-12-1 has been prepared by IEC technical committee 88: Wind energy generation systems.

This second edition cancels and replaces the first edition published in 2005. This edition constitutes a technical revision. This edition includes the following significant technical changes with respect to the previous edition:

- a) new definition of wind speed,
- b) inclusion of wind shear and wind veer,
- c) revision of air density correction,
- d) revision of site calibration,
- e) revision to definition of power curve,
- f) interpolation to bin centre method,
- g) revision of obstacle model,
- h) clarification of topography requirements,
- i) new annex on mast induced flow distortion,
- j) revision to anemometer classifications,
- k) inclusion of ultrasonic anemometers,
- l) cold climate annex added,
- m) database A changed to special database,
- n) revision of uncertainty annex,
- o) inclusion of remote sensing.

IEC 61400-12-2 is an addition to IEC 61400-12-1.

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

FDIS	Report on voting
88/610/FDIS	88/617/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.

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

Future standards in this series will carry the new general title as cited above. Titles of existing standards in this series will be updated at the time of the next edition.

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

The committee recognizes that this revision represents a significant increase in complexity and perhaps greater difficulty to implement. However, it represents the committee's best attempt to address issues introduced by larger wind turbines operating in significant wind shear and complex terrain. The committee recommends that the new techniques introduced be validated immediately by test laboratories through inter-lab proficiency testing. The committee recommends a Review Report be written within three years of the release of this document which includes recommendations, clarifications and simplifications that will improve the practical implementation of this standard. If necessary a revision should be proposed at the same time to incorporate these recommendations, clarifications and simplifications.



The committee has decided that the contents of this publication will remain unchanged until the stability date indicated on the IEC website 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 corrigenda 1 (2019), 2 (2020) and 3 (2021) 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 document using a colour printer.**

## INTRODUCTION

The purpose of this part of IEC 61400 is to provide a uniform methodology that will ensure consistency, accuracy and reproducibility in the measurement and analysis of power performance by wind turbines. The standard has been prepared with the anticipation that it would be applied by:

- a) a wind turbine manufacturer striving to meet well-defined power performance requirements and/or a possible declaration system;
- b) a wind turbine purchaser in specifying such performance requirements;
- c) a wind turbine operator who may be required to verify that stated, or required, power performance specifications are met for new or refurbished units;
- d) a wind turbine planner or regulator who ~~must~~ shall be able to accurately and fairly define power performance characteristics of wind turbines in response to regulations or permit requirements for new or modified installations.

This document provides guidance in the measurement, analysis, and reporting of power performance testing for wind turbines. The document will benefit those parties involved in the manufacture, installation planning and permitting, operation, utilization, and regulation of wind turbines. 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~~ wind turbine performance. This document 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, ~~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 the power performance measurements.

A key element of power performance testing is the measurement of wind speed. This document prescribes the use of cup or sonic anemometers or remote sensing devices (RSD) in conjunction with anemometers to measure wind. Even though suitable ~~wind tunnel~~ procedures for calibration/validation and classification are adhered to, the ~~field flow conditions associated with the fluctuating wind vector, both in magnitude and direction, will~~ nature of the measurement principle of these devices may potentially cause them to perform differently. These instruments are robust and have been regarded as suitable for this kind of test with the limitation of some of them to certain classes of terrain.

Recognising that, as wind turbines become ever larger, a wind speed measured at a single height is increasingly unlikely to accurately represent the wind speed through the entire turbine rotor, this standard introduces an additional definition of wind speed. Whereas previously wind speed was defined as that measured at hub height only, this may now be supplemented with a so called Rotor Equivalent Wind Speed (REWS) defined by an arithmetic combination of simultaneous measurements of wind speed at a number of heights spanning the complete rotor diameter between lower tip and upper tip. The power curves defined by hub height wind speed and REWS are not the same and so the hub height wind speed power curve is always presented for comparison whenever a REWS power curve is measured. As a consequence of this difference in wind speed definition, the annual energy production (AEP) derived from the combination of a measured power curve with a wind speed distribution uses an identical definition of wind speed in both the power curve and the wind speed distribution.

~~Tools and~~ Procedures to classify cup anemometers and ultrasonic anemometers are given in Annexes I and J. ~~However there will always be a possibility that the result of the test can be influenced by the selection of the wind speed instrument.~~ Procedures to classify remote sensing devices are given in Annex L. Special care should be taken in the selection of the instruments chosen to measure the wind speed because it can influence the result of the test.

# WIND ~~TURBINES~~ ENERGY GENERATION SYSTEMS –

## Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines

### 1 Scope

This part of IEC 61400 specifies a procedure for measuring the power performance characteristics of a single wind turbine and applies to the testing of wind turbines of all types and sizes connected to the electrical power network. In addition, this standard describes a procedure to be used to determine the power performance characteristics of small wind turbines (as defined in IEC 61400-2) when connected to either the electric power network or a battery bank. The procedure can be used for performance evaluation of specific wind turbines at specific locations, but equally the methodology can be used to make generic comparisons between different wind turbine models or different wind turbine settings when site-specific conditions and data filtering influences are taken into account.

The wind turbine power performance characteristics are determined by the measured power curve and the estimated annual energy production (AEP). The measured power curve, defined as the relationship between the wind speed and the wind turbine power output, is determined by collecting simultaneous measurements of meteorological variables (including wind speed), as well as wind turbine signals (including power output) at the test site 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. The AEP is calculated by applying the measured power curve to reference wind speed frequency distributions, assuming 100 % availability.

This document describes a measurement methodology that requires the measured power curve and derived energy production figures to be supplemented by an assessment of uncertainty sources and their combined effects.

### 2 Normative references

The following documents are referred to in the text in such a way that some or all of their content constitutes requirements of this document. For dated references, only the edition cited applies. For undated references, the latest edition of the referenced document (including any amendments) applies.

~~IEC 60044-1:1996, Instrument transformers – Part 1: Current transformers  
Amendment 1 (2000)  
Amendment 2 (2002)<sup>1</sup>~~

IEC 60688:1992 2012, *Electrical measuring transducers for converting A.C. and D.C. electrical quantities to analogue or digital signals*  
~~Amendment 1 (1997)  
Amendment 2 (2001)<sup>2</sup>~~

~~IEC 61400-2:1996, Wind turbine generator systems – Part 1: Safety of small wind turbines~~

IEC 61400-12-2:2013, *Wind turbines – Part 12-2: Power performance of electricity-producing wind turbines based on nacelle anemometry*

---

<sup>1</sup>~~There exists a consolidated edition 1.2 (2003) that includes edition 1 and its amendments 1 and 2.~~

IEC 61869-1:2007, *Instrument transformers – Part 1: General requirements*

IEC 61869-2:2012, *Instrument transformers – Part 2: Additional requirements for current transformers*

IEC 61869-3:2011, *Instrument transformers – Part 3: Additional requirements for inductive voltage transformers*

ISO/IEC GUIDE 98-3:2008, *Uncertainty of measurement – Part 3: Guide to the expression of uncertainty in measurement (GUM:1995)*

ISO/IEC 17025:2005, *General requirements for the competence of testing and calibration laboratories*

ISO/IEC 17043:2010, *Conformity assessment – General requirements for proficiency testing*

ISO 2533:1975, *Standard atmosphere*

ISO 3966:2008, *Measurement of fluid flow in closed conduits – Velocity area method using Pitot static tubes*

~~ISO Guide to the expression of uncertainty in measurement, 1995, ISBN 92-67-10188-9~~

# INTERNATIONAL STANDARD

# NORME INTERNATIONALE



**Wind energy generation systems –  
Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind  
turbines**

**Systemes de génération d'énergie éolienne –  
Partie 12-1: Mesures de performance de puissance des éoliennes de production  
d'électricité**

## CONTENTS

FOREWORD.....	13
INTRODUCTION.....	15
1 Scope.....	16
2 Normative references .....	16
3 Terms and definitions .....	17
4 Symbols and units .....	20
5 Power performance method overview .....	23
6 Preparation for performance test .....	27
6.1 General.....	27
6.2 Wind turbine and electrical connection .....	27
6.3 Test site.....	27
6.3.1 General .....	27
6.3.2 Location of the wind measurement equipment .....	27
6.3.3 Measurement sector .....	28
6.3.4 Correction factors and uncertainty due to flow distortion originating from topography .....	28
7 Test equipment.....	29
7.1 Electric power .....	29
7.2 Wind speed.....	29
7.2.1 General .....	29
7.2.2 General requirements for meteorological mast mounted anemometers .....	30
7.2.3 Top-mounted anemometers .....	31
7.2.4 Side-mounted anemometers .....	31
7.2.5 Remote sensing device (RSD) .....	31
7.2.6 Rotor equivalent wind speed measurement.....	32
7.2.7 Hub height wind speed measurement .....	32
7.2.8 Wind shear measurements .....	32
7.3 Wind direction.....	34
7.4 Air density.....	34
7.5 Rotational speed and pitch angle .....	35
7.6 Blade condition .....	35
7.7 Wind turbine control system .....	35
7.8 Data acquisition system .....	35
8 Measurement procedure .....	35
8.1 General.....	35
8.2 Wind turbine operation.....	35
8.3 Data collection .....	36
8.4 Data rejection .....	36
8.5 Database .....	37
9 Derived results .....	37
9.1 Data normalisation .....	37
9.1.1 General .....	37
9.1.2 Correction for meteorological mast flow distortion of side-mounted anemometer .....	38
9.1.3 Wind shear correction (when REWS measurements available) .....	38
9.1.4 Wind veer correction.....	41

9.1.5	Air density normalisation.....	41
9.1.6	Turbulence normalisation.....	42
9.2	Determination of the measured power curve .....	42
9.3	Annual energy production ( <i>AEP</i> ).....	43
9.4	Power coefficient .....	45
10	Reporting format.....	45
Annex A (normative) Assessment of influences caused by wind turbines and obstacles		
	at the test site.....	52
A.1	General.....	52
A.2	Requirements regarding neighbouring and operating wind turbines.....	52
A.3	Requirements regarding obstacles .....	53
A.4	Method for calculation of sectors to exclude.....	53
A.5	Special requirements for extended obstacles .....	57
Annex B (normative) Assessment of terrain at the test site .....		
		58
Annex C (normative) Site calibration procedure .....		
		61
C.1	General.....	61
C.2	Overview of the procedure .....	61
C.3	Test set-up .....	63
C.3.1	Considerations for selection of the test wind turbine and location of the meteorological mast.....	63
C.3.2	Instrumentation.....	65
C.4	Data acquisition and rejection criteria .....	65
C.5	Analysis .....	66
C.5.1	Assessment of site shear conditions .....	66
C.5.2	Method 1: Bins of wind direction and wind shear.....	68
C.5.3	Method 2: Linear regression method where shear is not a significant influence.....	69
C.5.4	Additional calculations .....	69
C.6	Site calibration uncertainty.....	70
C.6.1	Site calibration category A uncertainty .....	70
C.6.2	Site calibration category B uncertainty .....	72
C.6.3	Combined uncertainty .....	72
C.7	Quality checks and additional uncertainties.....	72
C.7.1	Convergence check .....	72
C.7.2	Correlation check for linear regression (see C.5.3) .....	73
C.7.3	Change in correction between adjacent wind direction bins .....	73
C.7.4	Removal of the wind direction sensor between site calibration and power performance test .....	73
C.7.5	Site calibration and power performance measurements in different seasons.....	74
C.8	Verification of results .....	75
C.9	Site calibration examples .....	76
C.9.1	Example A .....	76
C.9.2	Example B .....	81
C.9.3	Example C .....	88
Annex D (normative) Evaluation of uncertainty in measurement.....		
		91
Annex E (informative) Theoretical basis for determining the uncertainty of measurement using the method of bins.....		
		94
E.1	General.....	94



E.2	Combining uncertainties.....	94
E.2.1	General .....	94
E.2.2	Expanded uncertainty .....	96
E.2.3	Basis for the uncertainty assessment.....	97
E.3	Category A uncertainties.....	100
E.3.1	General .....	100
E.3.2	Category A uncertainty in electric power.....	100
E.3.3	Category A uncertainties in the site calibration .....	101
E.4	Category B uncertainties: Introduction and data acquisition system .....	101
E.4.1	Category B uncertainties: Introduction .....	101
E.4.2	Category B uncertainties: data acquisition system .....	102
E.5	Category B uncertainties: Power output .....	102
E.5.1	General .....	102
E.5.2	Category B uncertainties: Power output – Current transformers .....	102
E.5.3	Category B uncertainties: Power output – Voltage transformers.....	103
E.5.4	Category B uncertainties: Power Output – Power transducer or other power measurement device .....	104
E.5.5	Category B uncertainties: Power output – Data acquisition .....	104
E.6	Category B uncertainties: Wind speed – Introduction and sensors .....	104
E.6.1	Category B uncertainties: Wind speed – Introduction .....	104
E.6.2	Category B uncertainties: Wind speed – Hardware .....	104
E.6.3	Category B uncertainties: Wind speed – Meteorological mast mounted sensors.....	105
E.7	Category B uncertainties: Wind speed – RSD .....	108
E.7.1	General .....	108
E.7.2	Category B uncertainties: Wind speed – RSD – Calibration .....	108
E.7.3	Category B uncertainties: Wind speed – RSD – in-situ check.....	108
E.7.4	Category B uncertainties: Wind speed – RSD – Classification .....	108
E.7.5	Category B uncertainties: Wind speed – RSD – Mounting.....	110
E.7.6	Category B uncertainties: Wind speed – RSD – Flow variation.....	110
E.7.7	Category B uncertainties: Wind speed – RSD – Monitoring test .....	111
E.8	Category B uncertainties: Wind speed – REWS .....	112
E.8.1	General .....	112
E.8.2	Category B uncertainties: Wind speed – REWS – Wind speed measurement over whole rotor.....	112
E.8.3	Category B uncertainties: Wind speed – REWS – Wind veer.....	113
E.9	Category B uncertainties: Wind speed – Terrain .....	113
E.9.1	General .....	113
E.9.2	Category B uncertainties: Wind speed – Terrain – Pre-calibration.....	114
E.9.3	Category B uncertainties: Wind speed – Terrain – Post-calibration .....	114
E.9.4	Category B uncertainties: Wind speed – Terrain – Classification.....	115
E.9.5	Category B uncertainties: Wind speed – Terrain – Mounting .....	116
E.9.6	Category B uncertainties: Wind speed – Terrain – Lightning finial.....	116
E.9.7	Category B uncertainties: Wind speed – Terrain – Data acquisition .....	117
E.9.8	Category B uncertainties: Wind speed – Terrain – Change in correction between adjacent bins .....	117
E.9.9	Category B uncertainties: Wind speed – Terrain – Removal of WD sensor .....	117
E.9.10	Category B uncertainties: Wind speed – Terrain – Seasonal variation.....	117
E.10	Category B uncertainties: Air density .....	118

E.10.1	General .....	118
E.10.2	Category B uncertainties: Air density – Temperature introduction .....	118
E.10.3	Category B uncertainties: Air density – Temperature – Calibration.....	119
E.10.4	Category B uncertainties: Air density – Temperature – Radiation shielding.....	119
E.10.5	Category B uncertainties: Air density – Temperature – Mounting .....	119
E.10.6	Category B uncertainties: Air density – Temperature – Data acquisition.....	119
E.10.7	Category B uncertainties: Air density – Pressure introduction .....	120
E.10.8	Category B uncertainties: Air density – Pressure – Calibration.....	120
E.10.9	Category B uncertainties: Air density – Pressure – Mounting .....	120
E.10.10	Category B uncertainties: Air density – Pressure – Data acquisition .....	121
E.10.11	Category B uncertainties: Air density – Relative humidity introduction .....	121
E.10.12	Category B uncertainties: Air density – Relative humidity – Calibration.....	122
E.10.13	Category B uncertainties: Air density – Relative humidity – Mounting .....	122
E.10.14	Category B uncertainties: Air Density – Relative humidity – Data acquisition .....	122
E.10.15	Category B uncertainties: Air density – Correction .....	122
E.11	Category B uncertainties: Method .....	123
E.11.1	General .....	123
E.11.2	Category B uncertainties: Method – Wind conditions .....	123
E.11.3	Category B uncertainties: Method – Seasonal effects .....	128
E.11.4	Category B uncertainties: Method – Turbulence normalisation (or the lack thereof) .....	129
E.11.5	Category B uncertainties: Method – Cold climate.....	129
E.12	Category B uncertainties: Wind direction.....	130
E.12.1	General .....	130
E.12.2	Category B uncertainties: Wind direction – Vane or sonic .....	130
E.12.3	Category B uncertainties: Wind direction – RSD .....	132
E.13	Combining uncertainties.....	133
E.13.1	General .....	133
E.13.2	Combining Category B uncertainties in electric power ( $u_{P,i}$ ) .....	133
E.13.3	Combining uncertainties in the wind speed measurement ( $u_{V,i}$ ).....	133
E.13.4	Combining uncertainties in the wind speed measurement from cup or sonic ( $u_{VS,i}$ ).....	133
E.13.5	Combining uncertainties in the wind speed measurement from RSD ( $u_{VR,i}$ ).....	134
E.13.6	Combining uncertainties in the wind speed measurement from REWS ( $u_{REWS,i}$ ).....	134
E.13.7	Combining uncertainties in the wind speed measurement for REWS for either a meteorological mast significantly above hub height or an RSD with a lower-than-hub-height meteorological mast .....	135
E.13.8	Combining uncertainties in the wind speed measurement for REWS for a hub height meteorological mast + RSD for shear using an absolute wind speed .....	138
E.13.9	Combining uncertainties in the wind speed measurement for REWS for a hub height meteorological mast and RSD for shear using a relative wind speed .....	140
E.13.10	Combining uncertainties in the wind speed measurement from REWS due to wind veer across the whole rotor $u_{REWS,veer,i}$ .....	141
E.13.11	Combining uncertainties in the wind speed measurement from flow distortion due to site calibration $u_{VT,i}$ .....	144
E.13.12	Combining uncertainties for the temperature measurement $u_{T,i}$ .....	145

E.13.13	Combining uncertainties for the pressure measurement $u_{B,i}$ .....	146
E.13.14	Combining uncertainties for the humidity measurement $u_{RH,i}$ .....	146
E.13.15	Combining uncertainties for the method related components $u_{M,i}$ .....	147
E.13.16	Combining uncertainties for the wind direction measurement with wind vane or sonic anemometer $u_{WV,i}$ .....	147
E.13.17	Combining uncertainties for the wind direction measurement with RSD $u_{WR,i}$ .....	147
E.13.18	Combined category B uncertainties.....	148
E.13.19	Combined standard uncertainty – Power curve .....	148
E.13.20	Combined standard uncertainty – Energy production .....	148
E.14	Relevance of uncertainty components under specified conditions .....	148
E.15	Reference tables.....	149
Annex F (normative)	Wind tunnel calibration procedure for anemometers .....	153
F.1	General requirements .....	153
F.2	Requirements to the wind tunnel.....	153
F.3	Instrumentation and calibration set-up requirements .....	155
F.4	Calibration procedure.....	155
F.4.1	General procedure cup and sonic anemometers .....	155
F.4.2	Procedure for the calibration of sonic anemometers.....	156
F.4.3	Determination of the wind speed at the anemometer position .....	156
F.5	Data analysis .....	157
F.6	Uncertainty analysis.....	157
F.7	Reporting format.....	158
F.8	Example uncertainty calculation.....	159
Annex G (normative)	Mounting of instruments on the meteorological mast.....	162
G.1	General.....	162
G.2	Single top-mounted anemometer.....	162
G.3	Side-by-side top-mounted anemometers .....	164
G.4	Side-mounted instruments .....	166
G.4.1	General .....	166
G.4.2	Tubular meteorological masts.....	167
G.4.3	Lattice meteorological masts .....	169
G.5	Lightning protection .....	174
G.6	Mounting of other meteorological instruments .....	174
Annex H (normative)	Power performance testing of small wind turbines.....	175
H.1	General.....	175
H.2	Definitions.....	175
H.3	Wind turbine system definition and installation .....	175
H.4	Meteorological mast location.....	176
H.5	Test equipment .....	177
H.6	Measurement procedure .....	177
H.7	Derived results.....	178
H.8	Reporting.....	179
H.9	Annex A – Assessment of influence cause by wind turbines and obstacles at the test site .....	179
H.10	Annex B – Assessment of terrain at test site .....	179
H.11	Annex C – Site calibration procedure .....	179
Annex I (normative)	Classification of cup and sonic anemometry .....	180
I.1	General.....	180

I.2	Classification classes.....	180
I.3	Influence parameter ranges .....	181
I.4	Classification of cup and sonic anemometers.....	181
I.5	Reporting format.....	183
Annex J (normative)	Assessment of cup and sonic anemometry .....	184
J.1	General.....	184
J.2	Measurements of anemometer characteristics .....	184
J.2.1	Measurements in a wind tunnel for tilt angular response characteristics of cup anemometers .....	184
J.2.2	Wind tunnel measurements of directional characteristics of cup anemometers.....	185
J.2.3	Wind tunnel measurements of cup anemometer rotor torque characteristics .....	186
J.2.4	Wind tunnel measurements of step responses of cup anemometers .....	186
J.2.5	Measurement of temperature induced effects on anemometer performance .....	187
J.2.6	Wind tunnel measurements of directional characteristics of sonic anemometers.....	189
J.3	A cup anemometer classification method based on wind tunnel and laboratory tests and cup anemometer modelling .....	189
J.3.1	Method .....	189
J.3.2	Example of a cup anemometer model .....	189
J.4	A sonic anemometer classification method based on wind tunnel tests and sonic anemometer modelling.....	196
J.5	Free field comparison measurements.....	197
Annex K (normative)	In-situ comparison of anemometers.....	198
K.1	General.....	198
K.2	Prerequisite .....	198
K.3	Analysis method .....	198
K.4	Evaluation criteria .....	199
Annex L (normative)	The application of remote sensing technology .....	202
L.1	General.....	202
L.2	Classification of remote sensing devices.....	203
L.2.1	General .....	203
L.2.2	Data acquisition.....	203
L.2.3	Data preparation.....	204
L.2.4	Principle and requirements of a sensitivity test .....	205
L.2.5	Assessment of environmental variable significance.....	211
L.2.6	Assessment of interdependency between environmental variables .....	212
L.2.7	Calculation of accuracy class.....	214
L.2.8	Acceptance criteria .....	216
L.2.9	Classification of RSD.....	217
L.3	Verification of the performance of remote sensing devices.....	217
L.4	Evaluation of uncertainty of measurements of remote sensing devices .....	220
L.4.1	General .....	220
L.4.2	Reference uncertainty.....	220
L.4.3	Uncertainty resulting from the RSD calibration test .....	220
L.4.4	Uncertainty due to remote sensing device classification.....	222
L.4.5	Uncertainty due to non-homogenous flow within the measurement volume.....	223

L.4.6	Uncertainty due to mounting effects.....	223
L.4.7	Uncertainty due to variation in flow across the site .....	223
L.5	Additional checks.....	224
L.5.1	Monitoring the performance of the remote sensing device at the application site .....	224
L.5.2	Identification of malfunctioning of the remote sensing device .....	224
L.5.3	Consistency check of the assessment of the remote sensing device systematic uncertainties .....	224
L.5.4	In-situ test of the remote sensing device.....	225
L.6	Other requirements specific to power curve testing .....	225
L.7	Reporting.....	227
L.7.1	Common reporting on classification test, calibration test, and monitoring of the remote sensing device during application.....	227
L.7.2	Additional reporting on classification test.....	227
L.7.3	Additional reporting on calibration test.....	228
L.7.4	Additional reporting on application.....	228
Annex M (informative)	Normalisation of power curve data according to the turbulence intensity.....	229
M.1	General.....	229
M.2	Turbulence normalisation procedure .....	229
M.3	Determination of the zero turbulence power curve.....	231
M.4	Order of wind shear correction (normalisation) and turbulence normalisation .....	236
M.5	Uncertainty of turbulence normalisation or of power curves due to turbulence effects.....	236
Annex N (informative)	Wind tunnel calibration procedure for wind direction sensors .....	238
N.1	General.....	238
N.2	General requirements .....	238
N.3	Requirements of the wind tunnel.....	238
N.4	Instrumentation and calibration set-up requirements .....	239
N.5	Calibration procedure.....	240
N.6	Data analysis .....	241
N.7	Uncertainty analysis.....	241
N.8	Reporting format.....	241
N.9	Example of uncertainty calculation.....	243
N.9.1	General .....	243
N.9.2	Measurement uncertainties generated by determination of the flow direction in the wind tunnel .....	243
N.9.3	Contribution to measurement uncertainty by the wind direction sensor .....	244
N.9.4	Result of the uncertainty calculation .....	245
Annex O (informative)	Power performance testing in cold climate .....	248
O.1	General.....	248
O.2	Recommendations .....	248
O.2.1	General .....	248
O.2.2	Sonic anemometers .....	248
O.2.3	Cup anemometers .....	248
O.3	Uncertainties.....	249
O.4	Reporting.....	249
Annex P (informative)	Wind shear normalisation procedure .....	250
P.1	General.....	250

Annex Q (informative) Definition of the rotor equivalent wind speed under consideration of wind veer .....	252
Q.1 General.....	252
Q.2 Definition of rotor equivalent wind speed under consideration of wind veer .....	253
Q.3 Measurement of wind veer .....	253
Q.4 Combined wind shear and wind veer normalisation .....	253
Annex R (informative) Uncertainty considerations for tests on multiple turbines .....	254
R.1 General.....	254
Annex S (informative) Mast flow distortion correction for lattice masts .....	258
Bibliography.....	261
Figure 1 – Requirements as to distance of the wind measurement equipment and maximum allowed measurement sectors .....	28
Figure 2 – Wind shear measurement heights appropriate to measurement of rotor equivalent wind speed .....	33
Figure 3 – Wind shear measurement heights when no wind speed measurements above hub height are available (for wind shear exponent determination only) .....	34
Figure 4 – Process of application of the various normalisations .....	38
Figure 5 – Presentation of example database: power performance test scatter plot sampled at 1 Hz (mean values averaged over 10 min) .....	48
Figure 6 – Presentation of example measured power curve .....	49
Figure 7 – Presentation of example $C_p$ curve.....	49
Figure A.1 – Sectors to exclude due to wakes of neighbouring and operating wind turbines and significant obstacles .....	55
Figure A.2 – An example of sectors to exclude due to wakes of the wind turbine under test, a neighbouring and operating wind turbine and a significant obstacle.....	56
Figure B.1 – Illustration of area to be assessed, top view.....	58
Figure B.2 – Example of determination of slope and terrain variation from the best-fit plane: “ $2L$ to $4L$ ” and the case “measurement sector” (Table B.1, line 2).....	59
Figure B.3 – Determination of slope for the distance “ $2L$ to $4L$ ” and “ $8L$ to $16L$ ” and the case “outside measurement sector” (Table B.1, line 3 and line 5) .....	60
Figure C.1 – Site calibration flow chart.....	62
Figure C.2 – Terrain types .....	64
Figure C.3 – Example of the results of a verification test.....	76
Figure C.4 – Wind shear exponent vs. time of day, example A .....	77
Figure C.5 – Wind shear exponents at wind turbine location vs. reference meteorological mast, example A where the colour axis = wind speed (m/s) .....	78
Figure C.6 – Wind speed ratios and number of data points vs. wind shear exponent and wind direction bin – wind speed ratios (full lines), number of data points (dotted lines) .....	79
Figure C.7 – Data convergence check for $190^\circ$ bin.....	81
Figure C.8 – Wind shear exponent vs. time of day, example B .....	82
Figure C.9 – Wind shear exponents at wind turbine location vs. reference meteorological mast, example B .....	82
Figure C.10 – Linear regression of wind turbine location vs. reference meteorological mast hub height wind speeds for $330^\circ$ bin.....	83
Figure C.11 – Wind speed ratios vs. wind speed for the $330^\circ$ bin .....	83
Figure C.12 – Wind speed ratios vs. wind shear for the $330^\circ$ bin.....	84

Figure C.13 – Wind shear exponents at wind turbine location vs. reference meteorological mast post-filtering .....	85
Figure C.14 – Linear regression of wind turbine location vs. reference meteorological mast hub height wind speeds for 330° bin, post-filtering.....	85
Figure C.15 – Wind speed ratios vs. wind speed for the 330° bin, post-filtering.....	86
Figure C.16 – Data convergence check for 330° bin.....	87
Figure C.17 – Site calibration wind shear vs. power curve test wind shear .....	88
Figure C.18 – Convergence check for 270° bin .....	90
Figure F.1 – Definition of volume for flow uniformity test – The volume will also extend 1,5 x <i>b</i> in depth (along the flow) .....	154
Figure G.1 – Example of a top-mounted anemometer and requirements for mounting .....	164
Figure G.2 – Example of alternative top-mounted primary and control anemometers positioned side-by-side and wind vane and other instruments on the boom.....	166
Figure G.3 – Iso-speed plot of local flow speed around a cylindrical meteorological mast .....	168
Figure G.4 – Centreline relative wind speed as a function of distance $R_d$ from the centre of a tubular meteorological mast and meteorological mast diameter $d$ .....	169
Figure G.5 – Representation of a three-legged lattice meteorological mast .....	169
Figure G.6 – Iso-speed plot of local flow speed around a triangular lattice meteorological mast with a $C_T$ of 0,5 .....	170
Figure G.7 – Centreline relative wind speed as a function of distance $R_d$ from the centre of a triangular lattice meteorological mast of leg distance $L_m$ for various $C_T$ values .....	171
Figure G.8 – 3D CFD derived flow distortion for two different wind directions around a triangular lattice meteorological mast ( $C_T = 0,27$ ) – For flow direction see the red arrow lower left in each figure.....	173
Figure H.1 – Definition of hub height and meteorological mast location for vertical axis wind turbines .....	177
Figure J.1 – Tilt angular response $V_\alpha/V_{\alpha=0}$ of a cup anemometer as function of flow angle $\alpha$ compared to cosine response.....	185
Figure J.2 – Wind tunnel torque measurements $Q_A - Q_F$ as function of angular speed $\omega$ of a cup anemometer rotor at 8 m/s .....	186
Figure J.3 – Example of bearing friction torque $Q_F$ as function of temperature for a range of angular speeds $\omega$ .....	188
Figure J.4 – Example of rotor torque coefficient $C_{QA}$ as function of speed ratio $\lambda$ derived from step responses with $K_{low}$ equal to $-5,5$ and $K_{high}$ equal to $-6,5$ .....	191
Figure J.5 – Classification deviations of example cup anemometer showing a class 1,69A (upper) and a class 6,56B (lower) .....	195
Figure J.6 – Classification deviations of example cup anemometer showing a class 8,01C (upper) and a class 9,94D (lower).....	196
Figure K.1 – Example with triangular lattice meteorological mast .....	200
Figure K.2 – Example with tubular meteorological mast .....	201
Figure L.1 – Deviation vs upflow angle determined for a remote sensing device with respect to the cup anemometer in Figure J.1 .....	207
Figure L.2 – Example of sensitivity analysis against wind shear .....	209
Figure L.3 – Example of wind shear versus turbulence intensity.....	213
Figure L.4 – Example of percentage deviation of remote sensing device and reference sensor measurements versus turbulence intensity .....	213



Figure L.5 – Comparison of 10 minute averages of the horizontal wind speed component as measured by a remote sensing device and a cup anemometer .....	219
Figure L.6 – Bin-wise comparison of measurement of the horizontal wind speed component of a remote sensing device and a cup anemometer.....	219
Figure L.7 – Example of permitted range of locations for measurement volume .....	226
Figure M.1 – Process for obtaining a power curve for a specific turbulence intensity ( $I_{\text{reference}}$ ).....	230
Figure M.2 – Process for obtaining the initial zero turbulence power curve parameters from the measured data .....	232
Figure M.3 – First approach for initial zero turbulence power curve.....	232
Figure M.4 – Process for obtaining the theoretical zero-turbulence power curve from the measured data .....	234
Figure M.5 – Adjusted initial zero turbulence power curve (green) compared to first approach (red) .....	235
Figure M.6 – Process for obtaining the final zero-turbulence power curve from the measured data.....	235
Figure M.7 – Adjusted initial zero turbulence power curve (green) compared to final zero turbulence power curve (black) .....	236
Figure N.1 – Example of calibration setup of a wind direction sensor in a wind tunnel.....	240
Figure Q.1 – Wind profiles measured with LIDAR over flat terrain .....	252
Figure S.1 – Example of mast flow distortion .....	258
Figure S.2 – Flow distortion residuals versus direction.....	260
Table 1 – Overview of wind measurement configurations for power curve measurements that meet the requirements of this standard .....	26
Table 2 – Wind speed measurement configurations (X indicates allowable configuration).....	30
Table 3 – Example of REWS calculation .....	40
Table 4 – Example of presentation of a measured power curve.....	50
Table 5 – Example of presentation of estimated annual energy production .....	51
Table A.1 – Obstacle requirements: relevance of obstacles .....	53
Table B.1 – Test site requirements: topographical variations.....	59
Table C.1 – Site calibration flow corrections (wind speed ratio).....	80
Table C.2 – Site calibration data count .....	80
Table C.3 – $r^2$ values for each wind direction bin.....	87
Table C.4 – Additional uncertainty due to change in bins .....	87
Table C.5 – Additional uncertainty due to change in bins .....	90
Table D.1 – List of uncertainty components .....	91
Table E.1 – Expanded uncertainties.....	96
Table E.2 – List of category A and B uncertainties .....	98
Table E.3 – Example of standard uncertainties due to absence of a wind shear measurement.....	125
Table E.4 – Example of standard uncertainties due to absence of a wind veer measurement.....	127
Table E.5 – Uncertainty contributions due to lack of upflow knowledge .....	128
Table E.6 – Uncertainty contributions due to lack of turbulence knowledge .....	128

Table E.7 – Suggested assumptions for correlations of measurement uncertainties between different measurement heights .....	137
Table E.8 – Suggested correlation assumptions for relative wind direction measurement uncertainties at different measurement heights .....	143
Table E.9 – Uncertainties from air density normalisation .....	149
Table E.10 – Sensitivity factors .....	151
Table E.11 – Category B uncertainties .....	152
Table F.1 – Example of evaluation of anemometer calibration uncertainty .....	159
Table G.1 – Estimation method for $C_T$ for various types of lattice mast .....	171
Table H.1 – Battery bank voltage settings .....	178
Table I.1 – Influence parameter ranges (10 min averages) of Classes A, B, C, D and S .....	182
Table J.1 – Tilt angle response of example cup anemometer .....	193
Table J.2 – Friction coefficients of example cup anemometer .....	194
Table J.3 – Miscellaneous data related to classification of example cup anemometer .....	194
Table L.1 – Bin width example for a list of environmental variables .....	208
Table L.2 – Parameters derived from a sensitivity analysis of a remote sensing device .....	210
Table L.3 – Ranges of environmental parameters for sensitivity analysis .....	211
Table L.4 – Example selection of environmental variables found to have a significant influence .....	212
Table L.5 – Sensitivity analysis parameters remaining after analysis of interdependency of variables .....	214
Table L.6 – Example scheme for calculating maximum influence of environmental variables .....	215
Table L.7 – Preliminary accuracy classes of a remote sensing device considering both all and only the most significant influential variables .....	216
Table L.8 – Example final accuracy classes of a remote sensing device .....	216
Table L.9 – Example of uncertainty calculations arising from calibration of a remote sensing device (RSD) in terms of systematic uncertainties .....	221
Table N.1 – Uncertainty contributions in wind directions sensor calibration .....	246
Table N.2 – Uncertainty contributions and total standard uncertainty in wind direction sensor calibration .....	247
Table R.1 – List of correlated uncertainty components .....	255

## INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

**WIND ENERGY GENERATION SYSTEMS –****Part 12-1: Power performance measurements  
of electricity producing wind turbines**

## 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 61400-12-1 has been prepared by IEC technical committee 88: Wind energy generation systems.

This second edition cancels and replaces the first edition published in 2005. This edition constitutes a technical revision. This edition includes the following significant technical changes with respect to the previous edition:

- a) new definition of wind speed,
- b) inclusion of wind shear and wind veer,
- c) revision of air density correction,
- d) revision of site calibration,
- e) revision to definition of power curve,
- f) interpolation to bin centre method,
- g) revision of obstacle model,

- h) clarification of topography requirements,
- i) new annex on mast induced flow distortion,
- j) revision to anemometer classifications,
- k) inclusion of ultrasonic anemometers,
- l) cold climate annex added,
- m) database A changed to special database,
- n) revision of uncertainty annex,
- o) inclusion of remote sensing.

IEC 61400-12-2 is an addition to IEC 61400-12-1.

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

FDIS	Report on voting
88/610/FDIS	88/617/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.

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

Future standards in this series will carry the new general title as cited above. Titles of existing standards in this series will be updated at the time of the next edition.

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

The committee recognizes that this revision represents a significant increase in complexity and perhaps greater difficulty to implement. However, it represents the committee's best attempt to address issues introduced by larger wind turbines operating in significant wind shear and complex terrain. The committee recommends that the new techniques introduced be validated immediately by test laboratories through inter-lab proficiency testing. The committee recommends a Review Report be written within three years of the release of this document which includes recommendations, clarifications and simplifications that will improve the practical implementation of this standard. If necessary a revision should be proposed at the same time to incorporate these recommendations, clarifications and simplifications.

The committee has decided that the contents of this publication will remain unchanged until the stability date indicated on the IEC website 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 corrigenda 1 (2019), 2 (2020) and 3 (2021) 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 document using a colour printer.**

## INTRODUCTION

The purpose of this part of IEC 61400 is to provide a uniform methodology that will ensure consistency, accuracy and reproducibility in the measurement and analysis of power performance by wind turbines. The standard has been prepared with the anticipation that it would be applied by:

- a) a wind turbine manufacturer striving to meet well-defined power performance requirements and/or a possible declaration system;
- b) a wind turbine purchaser in specifying such performance requirements;
- c) a wind turbine operator who may be required to verify that stated, or required, power performance specifications are met for new or refurbished units;
- d) a wind turbine planner or regulator who shall be able to accurately and fairly define power performance characteristics of wind turbines in response to regulations or permit requirements for new or modified installations.

This document provides guidance in the measurement, analysis, and reporting of power performance testing for wind turbines. The document will benefit those parties involved in the manufacture, installation planning and permitting, operation, utilization, and regulation of wind turbines. 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 wind turbine performance. This document 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. 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 the power performance measurements.

A key element of power performance testing is the measurement of wind speed. This document prescribes the use of cup or sonic anemometers or remote sensing devices (RSD) in conjunction with anemometers to measure wind. Even though suitable procedures for calibration/validation and classification are adhered to, the nature of the measurement principle of these devices may potentially cause them to perform differently. These instruments are robust and have been regarded as suitable for this kind of test with the limitation of some of them to certain classes of terrain.

Recognising that, as wind turbines become ever larger, a wind speed measured at a single height is increasingly unlikely to accurately represent the wind speed through the entire turbine rotor, this standard introduces an additional definition of wind speed. Whereas previously wind speed was defined as that measured at hub height only, this may now be supplemented with a so called Rotor Equivalent Wind Speed (REWS) defined by an arithmetic combination of simultaneous measurements of wind speed at a number of heights spanning the complete rotor diameter between lower tip and upper tip. The power curves defined by hub height wind speed and REWS are not the same and so the hub height wind speed power curve is always presented for comparison whenever a REWS power curve is measured. As a consequence of this difference in wind speed definition, the annual energy production (*AEP*) derived from the combination of a measured power curve with a wind speed distribution uses an identical definition of wind speed in both the power curve and the wind speed distribution.

Procedures to classify cup anemometers and ultrasonic anemometers are given in Annexes I and J. Procedures to classify remote sensing devices are given in Annex L. Special care should be taken in the selection of the instruments chosen to measure the wind speed because it can influence the result of the test.

## WIND ENERGY GENERATION SYSTEMS –

### Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines

#### 1 Scope

This part of IEC 61400 specifies a procedure for measuring the power performance characteristics of a single wind turbine and applies to the testing of wind turbines of all types and sizes connected to the electrical power network. In addition, this standard describes a procedure to be used to determine the power performance characteristics of small wind turbines (as defined in IEC 61400-2) when connected to either the electric power network or a battery bank. The procedure can be used for performance evaluation of specific wind turbines at specific locations, but equally the methodology can be used to make generic comparisons between different wind turbine models or different wind turbine settings when site-specific conditions and data filtering influences are taken into account.

The wind turbine power performance characteristics are determined by the measured power curve and the estimated annual energy production (*AEP*). The measured power curve, defined as the relationship between the wind speed and the wind turbine power output, is determined by collecting simultaneous measurements of meteorological variables (including wind speed), as well as wind turbine signals (including power output) at the test site 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. The *AEP* is calculated by applying the measured power curve to reference wind speed frequency distributions, assuming 100 % availability.

This document describes a measurement methodology that requires the measured power curve and derived energy production figures to be supplemented by an assessment of uncertainty sources and their combined effects.

#### 2 Normative references

The following documents are referred to in the text in such a way that some or all of their content constitutes requirements of this document. For dated references, only the edition cited applies. For undated references, the latest edition of the referenced document (including any amendments) applies.

IEC 60688:2012, *Electrical measuring transducers for converting A.C. and D.C. electrical quantities to analogue or digital signals*

IEC 61400-12-2:2013, *Wind turbines – Part 12-2: Power performance of electricity-producing wind turbines based on nacelle anemometry*

IEC 61869-1:2007, *Instrument transformers – Part 1: General requirements*

IEC 61869-2:2012, *Instrument transformers – Part 2: Additional requirements for current transformers*

IEC 61869-3:2011, *Instrument transformers – Part 3: Additional requirements for inductive voltage transformers*

ISO/IEC GUIDE 98-3:2008, *Uncertainty of measurement – Part 3: Guide to the expression of uncertainty in measurement (GUM:1995)*

ISO/IEC 17025:2005, *General requirements for the competence of testing and calibration laboratories*

ISO/IEC 17043:2010, *Conformity assessment – General requirements for proficiency testing*

ISO 2533:1975, *Standard atmosphere*

ISO 3966:2008, *Measurement of fluid flow in closed conduits – Velocity area method using Pitot static tubes*



## SOMMAIRE

AVANT-PROPOS .....	275
INTRODUCTION.....	278
1 Domaine d'application .....	280
2 Références normatives .....	280
3 Termes et définitions .....	281
4 Symboles et unités .....	284
5 Vue d'ensemble de la méthode de performance de puissance .....	288
6 Préparation de l'essai de performance.....	293
6.1 Généralités .....	293
6.2 Eolienne et raccordement électrique .....	293
6.3 Site d'essai .....	293
6.3.1 Généralités.....	293
6.3.2 Emplacement du matériel de mesure du vent.....	293
6.3.3 Secteur de mesure .....	294
6.3.4 Facteurs de correction et incertitude due à la distorsion de l'écoulement résultant de la topographie .....	295
7 Matériel d'essai .....	295
7.1 Puissance électrique.....	295
7.2 Vitesse du vent .....	295
7.2.1 Généralités.....	295
7.2.2 Exigences générales concernant les anémomètres montés en tête de mât météorologique .....	296
7.2.3 Anémomètres montés en tête de mât.....	297
7.2.4 Anémomètres montés latéralement.....	297
7.2.5 Dispositif de télédétection (RSD) .....	298
7.2.6 Mesure de la vitesse du vent équivalente du rotor .....	298
7.2.7 Mesure de la vitesse du vent à la hauteur du moyeu.....	299
7.2.8 Mesures du cisaillement du vent.....	299
7.3 Direction du vent.....	301
7.4 Masse volumique de l'air.....	301
7.5 Vitesse de rotation et angle de pas .....	302
7.6 Condition des pales .....	302
7.7 Système de contrôle de l'éolienne.....	302
7.8 Système d'acquisition de données .....	302
8 Procédure de mesure .....	302
8.1 Généralités .....	302
8.2 Exploitation de l'éolienne .....	303
8.3 Collecte des données.....	303
8.4 Rejet des données .....	303
8.5 Base de données .....	304
9 Résultats déduits .....	305
9.1 Normalisation des données.....	305
9.1.1 Généralités.....	305
9.1.2 Correction de la distorsion de l'écoulement au niveau du mât météorologique par les anémomètres montés latéralement.....	305

9.1.3	Correction du cisaillement du vent (lorsque des mesures de REWS sont disponibles) .....	306
9.1.4	Correction de la déviation de la trajectoire du vent .....	308
9.1.5	Normalisation de la masse volumique de l'air .....	308
9.1.6	Normalisation des turbulences .....	309
9.2	Détermination de la courbe de puissance mesurée .....	310
9.3	Production annuelle d'énergie ( <i>AEP</i> ) .....	310
9.4	Coefficient de puissance .....	312
10	Format de rapport .....	313
Annexe A (normative) Evaluation des influences des éoliennes et des obstacles présents sur le site d'essai .....		
321		
A.1	Généralités .....	321
A.2	Exigences relatives aux éoliennes voisines en exploitation .....	321
A.3	Exigences pour les obstacles .....	322
A.4	Méthode de calcul des secteurs à exclure .....	323
A.5	Exigences spéciales relatives aux obstacles étendus .....	326
Annexe B (normative) Evaluation du terrain sur le site d'essai .....		
327		
Annexe C (normative) Procédure d'étalonnage du site .....		
330		
C.1	Généralités .....	330
C.2	Vue d'ensemble de la procédure .....	331
C.3	Montage d'essai .....	333
C.3.1	Considérations relatives au choix de l'éolienne à l'essai et de l'emplacement du mât météorologique .....	333
C.3.2	Instrumentation .....	335
C.4	Acquisition de données et critères de rejet .....	336
C.5	Analyse .....	337
C.5.1	Evaluation des conditions de cisaillement du site .....	337
C.5.2	Méthode 1: tranches de direction du vent et tranches de cisaillement du vent .....	339
C.5.3	Méthode 2: méthode de régression linéaire lorsque le cisaillement n'a pas une influence significative .....	340
C.5.4	Calculs supplémentaires .....	341
C.6	Incertitude d'étalonnage du site .....	342
C.6.1	Incertitude d'étalonnage du site de catégorie A .....	342
C.6.2	Incertitude d'étalonnage du site de catégorie B .....	344
C.6.3	Incertitude composée .....	344
C.7	Contrôles de la qualité et incertitudes supplémentaires .....	345
C.7.1	Contrôle de la convergence .....	345
C.7.2	Contrôle de corrélation pour la régression linéaire (voir C.5.3) .....	345
C.7.3	Variation de correction entre des tranches de direction du vent adjacentes .....	345
C.7.4	Suppression du capteur de direction du vent entre l'étalonnage du site et l'essai de performance de puissance .....	346
C.7.5	Etalonnage du site et mesures de performance de puissance lors de différentes saisons .....	347
C.8	Vérification des résultats .....	347
C.9	Exemples d'étalonnage du site .....	349
C.9.1	Exemple A .....	349
C.9.2	Exemple B .....	355
C.9.3	Exemple C .....	365

Annexe D (normative) Evaluation de l'incertitude de mesure .....	368
Annexe E (informative) Fondements théoriques de la détermination de l'incertitude de mesure à l'aide de la méthode des tranches .....	371
E.1 Généralités .....	371
E.2 Composition des incertitudes .....	371
E.2.1 Généralités .....	371
E.2.2 Incertitude élargie .....	373
E.2.3 Fondements de l'évaluation de l'incertitude .....	374
E.3 Incertitudes de catégorie A .....	378
E.3.1 Généralités .....	378
E.3.2 Incertitude de catégorie A sur la puissance électrique .....	378
E.3.3 Incertitudes de catégorie A sur l'étalonnage du site .....	379
E.4 Incertitudes de catégorie B: Introduction et système d'acquisition de données .....	379
E.4.1 Incertitudes de catégorie B: Introduction .....	379
E.4.2 Incertitudes de catégorie B: Système d'acquisition de données .....	379
E.5 Incertitudes de catégorie B: Puissance de sortie .....	380
E.5.1 Généralités .....	380
E.5.2 Incertitudes de catégorie B: Puissance de sortie – Transformateurs de courant .....	380
E.5.3 Incertitudes de catégorie B: Puissance de sortie – Transformateurs de tension .....	381
E.5.4 Incertitudes de catégorie B: Puissance de sortie – Transducteur de puissance ou autre dispositif de mesure de puissance .....	381
E.5.5 Incertitudes de catégorie B: Puissance de sortie – Acquisition de données .....	382
E.6 Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – Introduction et capteurs .....	382
E.6.1 Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – Introduction .....	382
E.6.2 Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – Matériel .....	382
E.6.3 Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – Capteurs montés sur mât météorologique .....	383
E.7 Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – RSD .....	386
E.7.1 Généralités .....	386
E.7.2 Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – RSD – Etalonnage .....	386
E.7.3 Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – RSD – Contrôle in situ .....	386
E.7.4 Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – RSD – Classification .....	387
E.7.5 Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – RSD – Montage .....	388
E.7.6 Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – RSD – Variation d'écoulement .....	388
E.7.7 Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – RSD – Essai de surveillance .....	389
E.8 Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – REWS .....	390
E.8.1 Généralités .....	390
E.8.2 Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – REWS – Mesure de la vitesse du vent sur l'ensemble du rotor .....	390
E.8.3 Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – REWS – Déviation de la trajectoire du vent .....	392
E.9 Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – Terrain .....	392
E.9.1 Généralités .....	392
E.9.2 Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – Terrain – Pré-étalonnage .....	393

E.9.3	Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – Terrain – Post-étalonnage .....	393
E.9.4	Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – Terrain – Classification.....	393
E.9.5	Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – Terrain – Montage .....	394
E.9.6	Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – Capteurs – Paratonnerre .....	395
E.9.7	Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – Terrain – Acquisition de données .....	395
E.9.8	Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – Terrain – Variation de correction entre tranches adjacentes .....	395
E.9.9	Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – Terrain – Enlèvement du capteur de direction du vent .....	396
E.9.10	Incertitudes de catégorie B: Vitesse du vent – Terrain – Variation saisonnière.....	396
E.10	Incertitudes de catégorie B: Masse volumique de l'air .....	396
E.10.1	Généralités .....	396
E.10.2	Incertitudes de catégorie B: Masse volumique de l'air – Introduction – Température .....	397
E.10.3	Incertitudes de catégorie B: Masse volumique de l'air – Température – Etalonnage .....	398
E.10.4	Incertitudes de catégorie B: Masse volumique de l'air – Température – Protection contre le rayonnement .....	398
E.10.5	Incertitudes de catégorie B: Masse volumique de l'air – Température – Montage .....	398
E.10.6	Incertitudes de catégorie B: Masse volumique de l'air – Température – Acquisition de données.....	398
E.10.7	Incertitudes de catégorie B: Masse volumique de l'air – Pression – Introduction .....	398
E.10.8	Incertitudes de catégorie B: Masse volumique de l'air – Pression – Etalonnage .....	399
E.10.9	Incertitudes de catégorie B: Masse volumique de l'air – Pression – Montage .....	399
E.10.10	Incertitudes de catégorie B: Masse volumique de l'air – Pression – Acquisition de données.....	400
E.10.11	Incertitudes de catégorie B: Masse volumique de l'air – Humidité relative – Introduction .....	400
E.10.12	Incertitudes de catégorie B: Masse volumique de l'air – Humidité relative – Etalonnage .....	401
E.10.13	Incertitudes de catégorie B: Masse volumique de l'air – Humidité relative – Montage .....	401
E.10.14	Incertitudes de catégorie B: Masse volumique de l'air – Humidité relative – Acquisition de données .....	401
E.10.15	Incertitudes de catégorie B: Masse volumique de l'air – Correction.....	401
E.11	Incertitudes de catégorie B: Méthode.....	402
E.11.1	Généralités .....	402
E.11.2	Incertitudes de catégorie B: Méthode – Conditions de vent.....	402
E.11.3	Incertitudes de catégorie B: Méthode – Variations saisonnières.....	408
E.11.4	Incertitudes de catégorie B: Méthode – Normalisation des turbulences (ou absence de connaissances).....	408
E.11.5	Incertitudes de catégorie B: Méthode – Climat froid .....	409
E.12	Incertitudes de catégorie B: Direction du vent .....	409
E.12.1	Généralités .....	409
E.12.2	Incertitudes de catégorie B: Direction du vent – Girouette ou anémomètre à ultrasons .....	410

E.12.3	Incertitudes de catégorie B: Direction du vent – RSD.....	411
E.13	Composition des incertitudes .....	412
E.13.1	Généralités .....	412
E.13.2	Composition des incertitudes de catégorie B relatives à la puissance électrique ( $u_{P,i}$ ) .....	412
E.13.3	Composition des incertitudes relatives à la mesure de la vitesse du vent ( $u_{V,i}$ ).....	413
E.13.4	Composition des incertitudes relatives à la mesure de la vitesse du vent par un anémomètre à coupelles ou à ultrasons ( $u_{VS,i}$ ) .....	413
E.13.5	Composition des incertitudes relatives à la mesure de la vitesse du vent par un RSD ( $u_{VR,i}$ ).....	414
E.13.6	Composition des incertitudes relatives à la mesure de la vitesse du vent selon la REWS $u_{REWS,i}$ .....	414
E.13.7	Composition des incertitudes relatives à la mesure de la vitesse du vent selon la REWS pour un mât météorologique significativement au-dessus de la hauteur du moyeu ou un RSD avec un mât météorologique en dessous de la hauteur du moyeu .....	415
E.13.8	Composition des incertitudes relatives à la mesure de la vitesse du vent selon la REWS pour un mât météorologique à la hauteur du moyeu + un RSD pour la mesure du cisaillement avec une vitesse du vent absolue.....	417
E.13.9	Composition des incertitudes relatives à la mesure de la vitesse du vent selon la REWS pour un mât météorologique à la hauteur du moyeu + un RSD pour la mesure du cisaillement avec une vitesse du vent relative .....	419
E.13.10	Composition des incertitudes relatives à la mesure de la vitesse du vent selon la REWS en raison de la déviation de la trajectoire du vent sur l'ensemble du rotor $u_{REWS,veer,i}$ .....	420
E.13.11	Composition des incertitudes relatives à la mesure de la vitesse du vent en raison de la distorsion de l'écoulement due à l'étalonnage du site $u_{VT,i}$ .....	425
E.13.12	Composition des incertitudes relatives à la mesure de la température $u_{T,i}$ .....	425
E.13.13	Composition des incertitudes relatives à la mesure de la pression $u_{B,i}$ .....	426
E.13.14	Composition des incertitudes pour la mesure de l'humidité $u_{RH,i}$ .....	427
E.13.15	Composition des incertitudes pour les composantes relatives à la méthode $u_{M,i}$ .....	427
E.13.16	Composition des incertitudes relatives à la mesure de la direction du vent par une girouette ou un anémomètre à ultrasons $u_{WV,i}$ .....	428
E.13.17	Composition des incertitudes relatives à la mesure de la direction du vent par un RSD $u_{WR,i}$ .....	428
E.13.18	Incertitudes de catégorie B composées .....	428
E.13.19	Incertitude-type composée – Courbe de puissance .....	429
E.13.20	Incertitude-type composée – Production d'énergie .....	429
E.14	Pertinence des composantes d'incertitude dans les conditions spécifiées .....	429
E.15	Tableaux de référence .....	430
Annexe F (normative)	Procédure d'étalonnage de la soufflerie pour les anémomètres .....	434
F.1	Exigences générales.....	434
F.2	Exigences pour la soufflerie .....	434
F.3	Exigences de configuration de l'instrumentation et de l'étalonnage .....	436
F.4	Procédure d'étalonnage .....	437
F.4.1	Procédure générale pour les anémomètres à coupelles et à ultrasons .....	437
F.4.2	Procédure d'étalonnage des anémomètres à ultrasons .....	437

F.4.3	Détermination de la vitesse du vent à l'emplacement de l'anémomètre .....	437
F.5	Analyse des données .....	439
F.6	Analyse d'incertitude .....	439
F.7	Format de rapport .....	439
F.8	Exemple de calcul d'incertitude .....	440
Annexe G (normative)	Montage des instruments sur le mât météorologique .....	444
G.1	Généralités .....	444
G.2	Un seul anémomètre monté en tête de mât .....	444
G.3	Anémomètres montés côte à côte en tête de mât .....	447
G.4	Instruments montés latéralement .....	449
G.4.1	Généralités .....	449
G.4.2	Mâts météorologiques tubulaires .....	450
G.4.3	Mâts météorologiques en treillis .....	451
G.5	Protection contre la foudre .....	457
G.6	Montage d'autres instruments météorologiques .....	457
Annexe H (normative)	Essai de performance de puissance sur les petites éoliennes .....	458
H.1	Généralités .....	458
H.2	Définitions .....	458
H.3	Définition et installation d'un système éolien .....	458
H.4	Emplacement du mât météorologique .....	459
H.5	Matériel d'essai .....	460
H.6	Procédure de mesure .....	461
H.7	Résultats déduits .....	461
H.8	Rapports .....	462
H.9	Annexe A – Evaluation de l'influence des éoliennes et des obstacles sur le site d'essai .....	462
H.10	Annexe B – Evaluation du terrain sur le site d'essai .....	462
H.11	Annexe C – Procédure d'étalonnage du site .....	463
Annexe I (normative)	Classification des anémomètres à coupelles et à ultrasons .....	464
I.1	Généralités .....	464
I.2	Classes de classification .....	464
I.3	Plages des paramètres d'influence .....	465
I.4	Classification des anémomètres à coupelles et à ultrasons .....	465
I.5	Format de rapport .....	467
Annexe J (normative)	Evaluation des anémomètres à coupelles et à ultrasons .....	468
J.1	Généralités .....	468
J.2	Mesures des caractéristiques des anémomètres .....	468
J.2.1	Mesures des caractéristiques de réponse de l'angle d'inclinaison des anémomètres à coupelles dans une soufflerie .....	468
J.2.2	Mesures des caractéristiques directionnelles des anémomètres à coupelles dans une soufflerie .....	470
J.2.3	Mesures des caractéristiques de couple du rotor de l'anémomètre à coupelles dans une soufflerie .....	470
J.2.4	Mesures des réponses échelonnées des anémomètres à coupelles dans une soufflerie .....	471
J.2.5	Mesures des effets induits de la température sur la performance de l'anémomètre .....	472
J.2.6	Mesures des caractéristiques directionnelles des anémomètres à ultrasons dans une soufflerie .....	474

J.3	Méthode de classification des anémomètres à coupelles basée sur les essais en soufflerie et en laboratoire et sur la modélisation de l'anémomètre à coupelles .....	474
J.3.1	Méthode .....	474
J.3.2	Exemple de modèle d'anémomètre à coupelles.....	474
J.4	Méthode de classification d'anémomètre à ultrasons basée sur les essais en soufflerie et sur la modélisation de l'anémomètre à ultrasons.....	483
J.5	Mesures de comparaison sur site libre .....	483
Annexe K (normative)	Comparaison in situ des anémomètres .....	484
K.1	Généralités .....	484
K.2	Conditions préalables .....	484
K.3	Méthode d'analyse .....	484
K.4	Critères d'évaluation .....	486
Annexe L (normative)	Application de la technologie de télédétection .....	489
L.1	Généralités .....	489
L.2	Classification des dispositifs de télédétection .....	490
L.2.1	Généralités .....	490
L.2.2	Acquisition de données.....	490
L.2.3	Préparation des données .....	492
L.2.4	Principes et exigences d'un essai de sensibilité .....	493
L.2.5	Evaluation de l'importance d'une variable environnementale.....	498
L.2.6	Evaluation de l'interdépendance entre les variables environnementales .....	500
L.2.7	Calcul de la classe de précision.....	502
L.2.8	Critères d'acceptation .....	504
L.2.9	Classification du RSD .....	505
L.3	Vérification des performances des dispositifs de télédétection .....	505
L.4	Evaluation de l'incertitude des mesures des dispositifs de télédétection .....	508
L.4.1	Généralités .....	508
L.4.2	Incertitude de référence.....	509
L.4.3	Incertitude résultant de l'essai d'étalonnage du RSD .....	509
L.4.4	Incertitude due à la classification du dispositif de télédétection.....	511
L.4.5	Incertitude due à l'écoulement non homogène dans le volume de mesure .....	512
L.4.6	Incertitude due aux effets de montage .....	512
L.4.7	Incertitude due à la variation de l'écoulement sur le site .....	512
L.5	Contrôles supplémentaires.....	512
L.5.1	Surveillance de la performance du dispositif de télédétection sur le site d'application .....	512
L.5.2	Identification du dysfonctionnement du dispositif de télédétection.....	513
L.5.3	Contrôle de cohérence de l'évaluation des incertitudes systématiques du dispositif de télédétection .....	513
L.5.4	Essai in situ du dispositif de télédétection.....	514
L.6	Autres exigences spécifiques à l'essai de courbe de puissance .....	514
L.7	Rapports .....	516
L.7.1	Rapport commun sur l'essai de classification, l'essai d'étalonnage et la surveillance du dispositif de télédétection lors de l'application .....	516
L.7.2	Rapport supplémentaire sur l'essai de classification .....	516
L.7.3	Rapport supplémentaire sur l'essai d'étalonnage .....	517
L.7.4	Rapport supplémentaire sur l'application .....	517

Annexe M (informative) Normalisation des données de courbe de puissance conformément à l'intensité des turbulences.....	518
M.1 Généralités .....	518
M.2 Procédure de normalisation des turbulences.....	518
M.3 Détermination de la courbe de puissance en l'absence de turbulences .....	520
M.4 Ordre de la correction du cisaillement du vent (normalisation) et de la normalisation des turbulences.....	529
M.5 Incertitude de la normalisation des turbulences ou des courbes de puissance dues aux effets des turbulences.....	530
Annexe N (informative) Procédure d'étalonnage de la soufflerie pour les capteurs de direction du vent .....	532
N.1 Généralités .....	532
N.2 Exigences générales.....	532
N.3 Exigences pour la soufflerie.....	532
N.4 Exigences de configuration de l'instrumentation et de l'étalonnage .....	533
N.5 Procédure d'étalonnage .....	535
N.6 Analyse des données.....	535
N.7 Analyse d'incertitude.....	536
N.8 Format de rapport .....	536
N.9 Exemple de calcul d'incertitude.....	537
N.9.1 Généralités.....	537
N.9.2 Incertitudes de mesure pour la détermination de la direction de l'écoulement dans la soufflerie.....	538
N.9.3 Contribution à l'incertitude de mesure par le capteur de direction du vent .....	539
N.9.4 Résultats du calcul d'incertitude .....	540
Annexe O (informative) Essai de performance de puissance dans un climat froid .....	542
O.1 Généralités .....	542
O.2 Recommandations .....	542
O.2.1 Généralités.....	542
O.2.2 Anémomètres à ultrasons .....	542
O.2.3 Anémomètres à coupelles.....	542
O.3 Incertitudes.....	543
O.4 Rapports.....	543
Annexe P (informative) Procédure de normalisation du cisaillement du vent .....	544
P.1 Généralités .....	544
Annexe Q (informative) Définition de la vitesse du vent équivalente du rotor en prenant en compte la déviation de la trajectoire du vent.....	546
Q.1 Généralités .....	546
Q.2 Définition de la vitesse du vent équivalente du rotor en prenant en compte la déviation de la trajectoire du vent .....	547
Q.3 Mesure de la déviation de la trajectoire du vent .....	547
Q.4 Normalisation du cisaillement du vent et de la déviation de la trajectoire du vent combinés.....	548
Annexe R (informative) Considérations relatives aux incertitudes pour les essais sur plusieurs éoliennes .....	549
R.1 Généralités .....	549
Annexe S (informative) Correction de la distorsion de l'écoulement au niveau du mât pour les mâts en treillis.....	554
Bibliographie.....	558



Figure 1 – Exigences de distance entre le matériel de mesure du vent et les secteurs de mesure maximaux admis.....	294
Figure 2 – Hauteurs de mesure du cisaillement du vent appropriées pour la mesure de la vitesse du vent équivalente du rotor.....	300
Figure 3 – Hauteurs de mesure du cisaillement du vent lorsqu'aucune mesure de la vitesse du vent à une hauteur supérieure à celle du moyeu n'est disponible (uniquement pour la détermination de l'exposant de cisaillement du vent).....	301
Figure 4 – Processus d'application des différentes normalisations.....	305
Figure 5 – Présentation d'un exemple de base de données: diagramme de dispersion de l'essai de performance de puissance échantillonné à 1 Hz (valeurs moyennes moyennées sur 10 min).....	317
Figure 6 – Présentation d'un exemple de courbe de puissance mesurée.....	318
Figure 7 – Présentation d'un exemple de courbe $C_p$ .....	318
Figure A.1 – Secteurs à exclure en raison des sillages d'éoliennes voisines en exploitation et d'obstacles significatifs.....	324
Figure A.2 – Exemple de secteurs à exclure en raison des sillages de l'éolienne à l'essai, d'une éolienne voisine en exploitation et d'un obstacle significatif.....	325
Figure B.1 – Représentation de la surface à évaluer, vue de dessus.....	328
Figure B.2 – Exemple de détermination de la pente et de la variation du terrain par rapport au plan idéal pour la distance "2L à 4L" et le cas "secteur de mesure" (Tableau B.1, ligne 2).....	329
Figure B.3 – Détermination de la pente pour les distances "2L à 4L" et "8L à 16L" et le cas "à l'extérieur du secteur de mesure" (Tableau B.1, ligne 3 et ligne 5).....	329
Figure C.1 – Organigramme d'étalonnage du site.....	333
Figure C.2 – Types de terrains.....	335
Figure C.3 – Exemple de résultats d'essai de vérification.....	348
Figure C.4 – Exposant de cisaillement du vent en fonction de l'heure du jour, exemple A.....	350
Figure C.5 – Exposants de cisaillement du vent à l'emplacement de l'éolienne par rapport à l'emplacement du mât météorologique de référence, exemple A où l'axe de couleur = vitesse du vent (en m/s).....	351
Figure C.6 – Rapports de vitesse du vent et nombre de points de données en fonction de l'exposant de cisaillement du vent et de la tranche de direction du vent – rapports de vitesse du vent (lignes pleines), nombre de points de données (lignes en pointillés).....	352
Figure C.7 – Contrôle de la convergence des données pour la tranche à 190°.....	354
Figure C.8 – Exposant de cisaillement du vent par rapport à l'heure du jour, exemple B.....	355
Figure C.9 – Exposants de cisaillement du vent à l'emplacement de l'éolienne par rapport à l'emplacement du mât météorologique de référence, exemple B.....	356
Figure C.10 – Régression linéaire de la vitesse du vent à l'emplacement de l'éolienne par rapport à la vitesse du vent à la hauteur du moyeu du mât météorologique de référence pour la tranche à 330°.....	357
Figure C.11 – Rapports de vitesses du vent en fonction de la vitesse du vent pour la tranche à 330°.....	358
Figure C.12 – Rapports de vitesses du vent en fonction du cisaillement du vent pour la tranche à 330°.....	359
Figure C.13 – Exposants de cisaillement du vent à l'emplacement de l'éolienne par rapport au post-filtrage du mât météorologique de référence.....	360

Figure C.14 – Régression linéaire de la vitesse du vent à l'emplacement de l'éolienne par rapport à la vitesse du vent à la hauteur du moyeu du mât météorologique de référence pour la tranche à 330°, post-filtrage .....	361
Figure C.15 – Rapports de vitesses du vent en fonction de la vitesse du vent pour la tranche à 330°, post-filtrage.....	362
Figure C.16 – Contrôle de la convergence des données pour la tranche à 330° .....	363
Figure C.17 – Cisaillement du vent lors de l'étalonnage du site par rapport au cisaillement du vent lors de l'essai de courbe de puissance .....	364
Figure C.18 – Contrôle de la convergence pour la tranche à 270° .....	366
Figure F.1 – Définition du volume pour l'essai d'uniformité d'écoulement – Le volume présentera également une profondeur de $1,5 \times b$ (le long de l'écoulement) .....	435
Figure G.1 – Exemple d'anémomètre monté en tête de mât et exigences de montage.....	446
Figure G.2 – Exemple d'anémomètre de commande et d'anémomètre principal alternatifs montés en tête de mât et côte à côte, avec une girouette et d'autres instruments sur la flèche .....	449
Figure G.3 – Tracé des isovitesses de la vitesse locale d'écoulement autour d'un mât météorologique cylindrique .....	450
Figure G.4 – Vitesse du vent par rapport à l'axe central en fonction de la distance $R_D$ à partir du centre d'un mât météorologique tubulaire et du diamètre $d$ du mât météorologique .....	451
Figure G.5 – Représentation d'un mât météorologique en treillis à trois pieds.....	452
Figure G.6 – Tracé des isovitesses de la vitesse locale d'écoulement autour d'un mât météorologique en treillis triangulaire pour lequel $C_T = 0,5$ .....	453
Figure G.7 – Vitesse du vent par rapport à l'axe central en fonction de la distance $R_D$ du centre d'un mât météorologique en treillis triangulaire et de la distance entre les pieds $L_m$ pour plusieurs valeurs de $C_T$ .....	454
Figure G.8 – Distorsion de l'écoulement déduite par la mécanique des fluides numérique 3D pour deux directions différentes du vent autour d'un mât météorologique en treillis triangulaire ( $C_T = 0,27$ ) – La flèche rouge en bas à droite de chaque figure indique la direction de l'écoulement .....	456
Figure H.1 – Définition de la hauteur du moyeu et de l'emplacement du mât météorologique pour les éoliennes à axe vertical .....	460
Figure J.1 – Réponse de l'angle d'inclinaison $V_\alpha/V_{\alpha=0}$ d'un anémomètre à coupelles en fonction de l'angle d'écoulement $\alpha$ comparée à la réponse du cosinus .....	470
Figure J.2 – Mesures du couple $Q_A - Q_F$ dans une soufflerie en fonction de la vitesse angulaire $\omega$ d'un rotor d'anémomètre à coupelles à 8 m/s .....	471
Figure J.3 – Exemple de couple de frottement des paliers $Q_F$ en fonction de la température pour une plage de vitesses angulaires $\omega$ .....	473
Figure J.4 – Exemple de coefficient de couple du rotor $C_{QA}$ en fonction du rapport de vitesse $\lambda$ déduit à partir des réponses échelonnées avec $K_{low}$ égal à $-5,5$ et $K_{high}$ égal à $-6,5$ .....	477
Figure J.5 – Ecarts de classification d'un exemple d'anémomètre à coupelles présentant une classe 1,69A (image du haut) et une classe 6,56B (image du bas).....	481
Figure J.6 – Ecarts de classification d'un exemple d'anémomètre à coupelles présentant une classe 8,01C (image du haut) et une classe 9,94D (image du bas) .....	482
Figure K.1 – Exemple avec mât météorologique en treillis triangulaire .....	487
Figure K.2 – Exemple avec mât météorologique tubulaire .....	488
Figure L.1 – Ecart par rapport à l'angle d'écoulement ascendant déterminé pour un dispositif de télédétection en fonction de l'anémomètre à coupelles de la Figure J.1.....	494
Figure L.2 – Exemple d'analyse de sensibilité en fonction du cisaillement du vent .....	496

Figure L.3 – Exemple de cisaillement du vent par rapport à l'intensité des turbulences .....	500
Figure L.4 – Exemple d'écart en pourcentage entre les mesures du dispositif de télédétection et celles du capteur de référence en fonction de l'intensité des turbulences .....	501
Figure L.5 – Comparaison des moyennes sur 10 min de la composante de vitesse horizontale du vent mesurée par un dispositif de télédétection et par un anémomètre à coupelles .....	507
Figure L.6 – Comparaison par tranche de la mesure de la composante de vitesse horizontale du vent par un dispositif de télédétection et par un anémomètre à coupelles .....	508
Figure L.7 – Exemple de plage d'emplacements admise du volume de mesure .....	515
Figure M.1 – Processus d'obtention d'une courbe de puissance pour une intensité des turbulences spécifique ( $I_{reference}$ ) .....	519
Figure M.2 – Processus d'obtention des paramètres de la courbe de puissance initiale en l'absence de turbulences depuis les données mesurées .....	522
Figure M.3 – Première approche pour la courbe de puissance initiale en l'absence de turbulences .....	523
Figure M.4 – Processus d'obtention de la courbe de puissance théorique en l'absence de turbulences depuis les données mesurées .....	526
Figure M.5 – Courbe de puissance initiale en l'absence de turbulences ajustée (verte) comparée à la première approche (rouge) .....	527
Figure M.6 – Processus d'obtention de la courbe de puissance finale en l'absence de turbulences depuis les données mesurées .....	528
Figure M.7 – Courbe de puissance initiale en l'absence de turbulences ajustée (verte) comparée à la courbe de puissance finale en l'absence de turbulences (noire) .....	529
Figure N.1 – Exemple de montage d'étalonnage d'un capteur de direction du vent dans une soufflerie .....	535
Figure Q.1 – Profils de vent mesurés à l'aide d'un dispositif LIDAR sur un terrain plat .....	546
Figure S.1 – Exemple de distorsion de l'écoulement au niveau du mât .....	555
Figure S.2 – Résidus de la distorsion de l'écoulement en fonction de la direction .....	557
Tableau 1 – Vue d'ensemble des configurations de mesure du vent pour les mesures de la courbe de puissance qui satisfont aux exigences de la présente norme .....	292
Tableau 2 – Configurations de mesure de la vitesse du vent (X indique une configuration admissible) .....	296
Tableau 3 – Exemple de calcul de REWS .....	307
Tableau 4 – Exemple de présentation d'une courbe de puissance mesurée .....	319
Tableau 5 – Exemple de présentation d'une production annuelle d'énergie estimée .....	320
Tableau A.1 – Exigences relatives aux obstacles: pertinence des obstacles .....	322
Tableau B.1 – Exigences relatives au site d'essai: variations topographiques .....	328
Tableau C.1 – Corrections de l'écoulement dictées par l'étalonnage du site (rapport de vitesses du vent) .....	353
Tableau C.2 – Nombre de données d'étalonnage du site .....	353
Tableau C.3 – Valeurs $r^2$ pour chaque tranche de direction du vent .....	363
Tableau C.4 – Incertitude supplémentaire due à des variations dans les tranches .....	364
Tableau C.5 – Incertitude supplémentaire due à des variations dans les tranches .....	367
Tableau D.1 – Liste des composantes d'incertitude .....	368
Tableau E.1 – Incertitudes élargies .....	374

Tableau E.2 – Liste des incertitudes de catégories A et B.....	375
Tableau E.3 – Exemples d'incertitudes-types dues à l'absence de mesures du cisaillement du vent .....	404
Tableau E.4 – Exemples d'incertitudes-types dues à l'absence de mesures de la déviation de la trajectoire du vent .....	406
Tableau E.5 – Contributions d'incertitudes dues au fait que l'écoulement ascendant n'est pas connu.....	407
Tableau E.6 – Contributions d'incertitudes dues au fait que l'intensité des turbulences n'est pas connue.....	408
Tableau E.7 – Hypothèses suggérées pour les corrélations des incertitudes de mesure entre différentes hauteurs de mesure.....	416
Tableau E.8 – Hypothèses de corrélation suggérées pour les incertitudes de mesure de la direction du vent à différentes hauteurs de mesure .....	423
Tableau E.9 – Incertitudes liées à la normalisation de la masse volumique de l'air .....	430
Tableau E.10 – Facteurs de sensibilité .....	432
Tableau E.11 – Incertitudes de catégorie B.....	433
Tableau F.1 – Exemple d'évaluation de l'incertitude d'étalonnage d'un anémomètre .....	441
Tableau G.1 – Méthode d'estimation de la valeur $C_T$ pour divers types de mâts en treillis.....	455
Tableau H.1 – Réglages de la tension du banc de batteries .....	461
Tableau I.1 – Plages des paramètres d'influence (moyennes de 10 min) des classes A, B, C, D et S .....	466
Tableau J.1 – Réponse de l'angle d'inclinaison de l'exemple d'anémomètre à coupelles .....	479
Tableau J.2 – Coefficients de frottement de l'exemple d'anémomètre à coupelles .....	480
Tableau J.3 – Données diverses relatives à la classification de l'exemple d'anémomètre à coupelles .....	480
Tableau L.1 – Exemple de largeur de tranche pour une liste de variables environnementales.....	495
Tableau L.2 – Paramètres déduits d'une analyse de sensibilité d'un dispositif de télédétection .....	497
Tableau L.3 – Plages des paramètres environnementaux pour l'analyse de la sensibilité .....	498
Tableau L.4 – Exemple de choix de variables environnementales qui se révèlent avoir un impact significatif .....	499
Tableau L.5 – Paramètres de l'analyse de sensibilité restants après l'analyse de l'interdépendance des variables.....	502
Tableau L.6 – Exemple de schéma de calcul de l'impact maximal des variables environnementales.....	503
Tableau L.7 – Classes de précision préliminaires d'un dispositif de télédétection compte tenu de toutes les variables ou des variables d'influence les plus importantes seulement.....	503
Tableau L.8 – Exemple de classes finales de précision d'un dispositif de télédétection.....	504
Tableau L.9 – Exemple de calculs d'incertitude découlant de l'étalonnage d'un dispositif de télédétection (RSD) en termes d'incertitudes systématiques.....	510
Tableau N.1 – Contributions d'incertitude dans l'étalonnage du capteur de direction du vent .....	540

Tableau N.2 – Contributions d'incertitude et incertitude-type totale d'étalonnage du capteur de direction du vent.....	541
Tableau R.1 – Liste des composantes d'incertitude corrélées .....	550

## COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

## SYSTÈMES DE GÉNÉRATION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE –

**Partie 12-1: Mesures de performance de puissance  
des éoliennes de production d'électricité**

## AVANT-PROPOS

- 1) La Commission Electrotechnique Internationale (IEC) est une organisation mondiale de normalisation composée de l'ensemble des comités électrotechniques nationaux (Comités nationaux de l'IEC). L'IEC 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, l'IEC – 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 l'IEC"). 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 l'IEC, participent également aux travaux. L'IEC 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 l'IEC concernant les questions techniques représentent, dans la mesure du possible, un accord international sur les sujets étudiés, étant donné que les Comités nationaux de l'IEC intéressés sont représentés dans chaque comité d'études.
- 3) Les Publications de l'IEC se présentent sous la forme de recommandations internationales et sont agréées comme telles par les Comités nationaux de l'IEC. Tous les efforts raisonnables sont entrepris afin que l'IEC s'assure de l'exactitude du contenu technique de ses publications; l'IEC 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 l'IEC s'engagent, dans toute la mesure possible, à appliquer de façon transparente les Publications de l'IEC dans leurs publications nationales et régionales. Toutes divergences entre toutes Publications de l'IEC et toutes publications nationales ou régionales correspondantes doivent être indiquées en termes clairs dans ces dernières.
- 5) L'IEC 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 l'IEC. L'IEC 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 l'IEC, 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 l'IEC, 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 l'IEC ou de toute autre Publication de l'IEC, 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 l'IEC peuvent faire l'objet de droits de brevet. L'IEC 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 IEC 61400-12-1 a été établie par le comité d'études 88 de l'IEC: Systèmes de génération d'énergie éolienne.

Cette deuxième édition annule et remplace la première édition parue en 2005. Cette édition constitue une révision technique. Cette édition inclut les modifications techniques majeures suivantes par rapport à l'édition précédente:

- a) nouvelle définition de la vitesse du vent;
- b) inclusion du cisaillement du vent et de la déviation de la trajectoire du vent;
- c) correction de la masse volumique de l'air;
- d) révision de l'étalonnage du site;
- e) révision de la définition de la courbe de puissance;

- f) interpolation de la méthode utilisant le centre de la tranche;
- g) révision du modèle d'obstacle;
- h) clarification des exigences relatives à la topographie;
- i) nouvelle annexe sur la distorsion de l'écoulement produite par le mât;
- j) révision de la classification des anémomètres;
- k) inclusion des anémomètres à ultrasons;
- l) ajout d'une annexe sur les climats froids;
- m) modification de la base de données A en base de données spéciale;
- n) révision de l'annexe sur l'incertitude;
- o) inclusion de la télédétection.

L'IEC 61400-12-2 est un complément à l'IEC 61400-12-1.

Le texte de cette norme est issu des documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
88/610/FDIS	88/617/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.

Une liste de toutes les parties de la série IEC 61400, publiées sous le titre général *Systèmes de génération d'énergie éolienne*, peut être consultée sur le site web de l'IEC.

Les futures normes de cette série porteront dorénavant le nouveau titre général cité ci-dessus. Le titre des normes existant déjà dans cette série sera mis à jour lors de la prochaine édition.

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

Le comité est conscient que la mise en œuvre de cette révision est considérablement plus complexe, voire plus difficile. Néanmoins, le comité tente de traiter de son mieux les questions relatives à l'exploitation des grandes éoliennes sous un cisaillement du vent important et sur un terrain complexe. Le comité recommande que les nouvelles techniques présentées soient immédiatement validées par des laboratoires d'essais dans le cadre d'essais d'aptitude interlaboratoires. Le comité recommande de rédiger, dans les trois ans qui suivent la publication du présent document, un Rapport de Révision de maintenance contenant des recommandations, des clarifications et des simplifications qui amélioreront la mise en œuvre pratique de la présente norme. Si nécessaire, il convient de proposer une révision au moment de l'intégration de ces recommandations, clarifications et simplifications.

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 l'IEC 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 des corrigenda 1 (2019), 2 (2020) et 3 (2021) 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.**



## INTRODUCTION

L'objectif de la présente partie de l'IEC 61400 est de fournir une méthodologie uniforme qui garantira la cohérence, la précision et la reproductibilité de la mesure et de l'analyse de la performance de puissance des éoliennes. La présente norme a été établie en vue d'être appliquée par:

- a) les fabricants d'éoliennes dans le cadre de leurs efforts pour satisfaire à des exigences de performance de puissance bien définies et/ou à un système de déclaration éventuel;
- b) les acheteurs d'éoliennes lors de la spécification de telles exigences de performance;
- c) les opérateurs d'éoliennes qui peuvent devoir vérifier que les unités neuves ou remises en état satisfont aux spécifications de performance de puissance indiquées, voire exigées;
- d) les autorités d'urbanisme ou de régulation en matière d'éoliennes, qui doivent être en mesure de définir de manière juste et acceptable les caractéristiques de performance de puissance des éoliennes au titre de la réglementation ou des exigences relatives aux autorisations applicables aux installations neuves ou modifiées.

Le présent document fournit des lignes directrices sur la mesure, l'analyse et la consignation des rapports d'essai de performance de puissance des éoliennes. Le document concerne les parties impliquées dans la fabrication, la planification d'installation et la délivrance de permis, l'exploitation, l'utilisation et la réglementation des éoliennes. Il convient que toutes les parties appliquent les techniques de mesure et d'analyse techniquement précises recommandées dans la présente norme pour garantir le développement et l'exploitation en continu des éoliennes dans un climat de communication cohérente et exacte vis-à-vis de la performance des éoliennes. Le présent document décrit les procédures de mesure et de rapport qui sont réputées donner des résultats précis pouvant être reproduits par d'autres personnes. D'autre part, il convient que les utilisateurs de la présente norme soient informés des différences qui apparaissent en cas de variations importantes du cisaillement du vent et des turbulences. Par conséquent, il convient que les utilisateurs tiennent compte de l'influence de ces différences ainsi que des critères de choix des données par rapport à l'objectif de l'essai avant de procéder aux mesures de performance de puissance.

La mesure de la vitesse du vent constitue un élément fondamental des essais de performance de puissance. Pour mesurer le vent, le présent document prescrit l'utilisation d'anémomètres à coupelles, d'anémomètres à ultrasons ou de dispositifs de télédétection (RSD, *Remote Sensing Device*) utilisés en conjonction avec des anémomètres. Même si les procédures appropriées sont appliquées pour l'étalonnage/la validation et la classification, la nature même du principe de mesure de ces dispositifs peut altérer leur fonctionnement. Ces instruments sont résistants et ont été jugés appropriés pour ce type d'essai, à ceci près que certains d'entre eux sont limités à des classes spécifiques de terrains.

Sachant que la taille des éoliennes ne cesse d'augmenter, la vitesse du vent mesurée à une même hauteur est de moins en moins susceptible de représenter avec précision la vitesse du vent traversant le rotor de l'éolienne dans son ensemble. Par conséquent, la présente norme introduit une définition supplémentaire de la vitesse du vent. Auparavant, la vitesse du vent était mesurée à la hauteur du moyeu seulement. A présent, cette caractéristique peut être complétée par la vitesse du vent équivalente du rotor (REWS, *Rotor Equivalent Wind Speed*), déterminée par une combinaison arithmétique de mesures simultanées de la vitesse du vent à différentes hauteurs allant de l'extrémité inférieure à l'extrémité supérieure du rotor, couvrant ainsi la totalité du diamètre du rotor. Les courbes de puissance définies par la vitesse du vent à la hauteur du moyeu et par la REWS ne sont pas identiques; la courbe de puissance de la vitesse du vent à la hauteur du moyeu est toujours présentée à titre de comparaison lorsqu'une courbe de puissance de REWS est mesurée. En raison de cette différence de définition de la vitesse du vent, la production annuelle d'énergie (AEP) déduite à partir de la combinaison d'une courbe de puissance mesurée et d'une distribution des vitesses du vent utilise une courbe de puissance et une distribution des vitesses du vent qui appliquent la même définition de la vitesse du vent.

Les procédures de classification des anémomètres à coupelles et à ultrasons sont données aux Annexes I et J. Les procédures de classification des dispositifs de télédétection sont données à l'Annexe L. Il convient de porter une attention particulière au choix des instruments utilisés pour mesurer la vitesse du vent car ce choix peut influencer le résultat de l'essai.

# SYSTÈMES DE GÉNÉRATION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE –

## Partie 12-1: Mesures de performance de puissance des éoliennes de production d'électricité

### 1 Domaine d'application

La présente partie de l'IEC 61400 spécifie une procédure de mesure des caractéristiques de performance de puissance d'une éolienne simple et s'applique aux essais d'éoliennes raccordées au réseau électrique de tous types et de toutes tailles. En outre, la présente norme décrit une procédure qui doit être utilisée pour déterminer les caractéristiques de performance de puissance des petites éoliennes (définies dans l'IEC 61400-2) raccordées soit au réseau électrique, soit à un banc de batteries. La procédure peut être utilisée pour évaluer la performance d'éoliennes spécifiques sur des sites spécifiques, mais la méthodologie peut également être utilisée pour procéder à des comparaisons génériques entre différents modèles d'éoliennes ou différents réglages d'éoliennes lorsque les influences des conditions spécifiques au site et du filtrage de données sont étudiées.

Les caractéristiques de performance de puissance des éoliennes sont déterminées par la courbe de puissance mesurée et la production annuelle d'énergie (*AEP*) estimée. La courbe de puissance mesurée, définie comme la relation entre la vitesse du vent et la puissance de sortie de l'éolienne, est déterminée en compilant des mesures simultanées des variables météorologiques (notamment la vitesse du vent), ainsi que des signaux d'éoliennes (notamment la puissance de sortie) sur le site d'essai pendant une période suffisamment longue pour constituer une base de données statistiquement significative sur une plage donnée de vitesses du vent et dans des conditions de vent et des conditions atmosphériques variables. La production annuelle d'énergie (*AEP*) est calculée en appliquant la courbe de puissance mesurée aux distributions de fréquence de vitesses du vent de référence, en prenant pour hypothèse une disponibilité de 100 %.

Le présent document décrit une méthodologie de mesure qui exige que les valeurs de la courbe de puissance mesurée et de la production d'énergie déduite soient complétées par une évaluation des sources d'incertitude et de leurs effets associés.

### 2 Références normatives

Les documents suivants cités dans le texte constituent, pour tout ou partie de leur contenu, des exigences du présent document. 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).

IEC 60688:2012, *Transducteurs électriques de mesure convertissant les grandeurs électriques alternatives ou continues en signaux analogiques ou numériques*

IEC 61400-12-2:2013, *Eoliennes – Partie 12-2: Performance de puissance des éoliennes de production d'électricité basée sur l'anémométrie de nacelle*

IEC 61869-1:2007, *Transformateurs de mesure – Partie 1: Exigences générales*

IEC 61869-2:2012, *Transformateurs de mesure – Partie 2: Exigences supplémentaires concernant les transformateurs de courant*

IEC 61869-3:2011, *Transformateurs de mesure – Partie 3: Exigences supplémentaires concernant les transformateurs inductifs de tension*

ISO/IEC Guide 98-3:2008, *Incertitude de mesure – Partie 3: Guide pour l'expression de l'incertitude de mesure (GUM:1995)*

ISO/IEC 17025:2005, *Exigences générales concernant la compétence des laboratoires d'étalonnages et d'essais*

ISO/IEC 17043:2010, *Evaluation de la conformité – Exigences générales concernant les essais d'aptitude*

ISO 2533:1975, *Atmosphère type*

ISO 3966:2008, *Mesurage du débit des fluides dans les conduites fermées – Méthode d'exploration du champ des vitesses au moyen de tubes de Pitot doubles*