

This is a preview of "S+ IEC 61400-12-1 Ed...". Click here to purchase the full version from the ANSI store.



Edition 2.0 2017-03

REDLINE VERSION



**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
 8.5 Data correction	41
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 analysis rejection criteria.....	81
C.5	Selection of final measurement sector.....	81
C.5	Uncertainty 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	Report requirements 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	Example 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-climatic-variations 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-in-electric-power: 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)	Cup anemometer 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	Preferred method of top mounting of Single top-mounted anemometer.....	193
G.3	Alternative method of top mounting of Side-by-side top-mounted anemometers.....	196
G.4	Boom mounting of cup anemometers 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 and classes	213
I.4 Classification of cup and sonic anemometers	213
I.5 Reporting format.....	216
Annex J (informative normative) Assessment of cup and sonic anemometry	217
J.1 General.....	217
J.2 Measurements of cup 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 (informative normative) In-situ comparison of anemometers.....	239
K.1 General.....	239
K.2 Prerequisite	239
K.3 Realisation 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 meteorological mast 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
Figure 5	– Presentation of example site calibration (only the sectors 20° to 30°, 40° to 60°, 160° to 210° and 330° to 350° are valid sectors).....
Figure 5	– Presentation of example database A and B : power performance test scatter plot sampled at 1 Hz (mean values averaged over 10 min)	56
Figure 6	– Presentation of example measured power curve for databases A and B	58
Figure 7	– Presentation of example C_p curve for databases A and B	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 <i>b</i> 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
Figure G.3 – Example of a top-mounted anemometer and mounting of control anemometer, wind vane and other sensors on a boom	197
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
Figure G.4 – Example of top-mounted primary and control anemometers positioned side-by-side, wind vane and other instruments on the boom	199
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
Figure J.1 – Measured angular response of a cup anemometer compared to cosine response	227
Figure J.1 – Tilt angular response $V_\alpha/V_{\alpha=0}$ of a cup anemometer as function of flow angle α compared to cosine response	227
Figure J.2 – Wind tunnel torque measurements on a cup anemometer at 8 m/s	228
Figure J.2 – Wind tunnel torque measurements $Q_A - Q_F$ as function of angular speed ω of a cup anemometer rotor at 8 m/s	228
Figure J.3 – Example of bearing friction torque measurements	230
Figure J.3 – Example of bearing friction torque Q_F as function of temperature for a range of angular speeds ω	230

~~Figure J.4 – Distribution of vertical wind speed components assuming a fixed ratio between horizontal and vertical standard deviation in wind speed~~.....

Figure J.4 – Example of rotor torque coefficient C_{QA} as function of speed ratio λ derived from step responses with K_{low} equal to $-5,5$ and K_{high} equal to $-6,5$ 233

~~Figure J.5 – Calculation of the total deviation with respect to the cosine response~~.....

Figure J.5 – Classification deviations of example cup anemometer showing a class 1,69A (upper) and a class 6,56B (lower) 236

~~Figure J.6 – Probability distributions for three different average angles of inflow~~.....

Figure J.6 – Classification deviations of example cup anemometer showing a class 8,01C (upper) and a class 9,94D (lower) 237

~~Figure J.7 – Total deviation from cosine response for three different average angles of inflow over horizontal turbulence intensity~~.....

~~Figure J.8 – Example of an anemometer that does not fulfil the slope criterion~~.....

~~Figure J.9 – Example of deviations of a Class 2.0A cup anemometer~~.....

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

~~Table 1 – Example of presentation of a measured power curve for database A~~.....

Table 1 – Overview of wind measurement configurations for power curve measurements that meet the requirements of this standard 29

This is a preview of "S+ IEC 61400-12-1 Ed...". Click here to purchase the full version from the ANSI store.

Table 2 – Example of presentation of a measured power curve for database B	
Table 2 – Wind speed measurement configurations (X indicates allowable configuration)	33
Table 3 – Example of presentation of estimated annual energy production (database A)	
Table 3 – Example of REWS calculation	45
Table 4 – Example of presentation of estimated annual energy production (database B)	
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
Table E.3 – Uncertainties from site calibration	
Table E.3 – Example of standard uncertainties due to absence of a wind shear measurement	147
Table E.4 – Sensitivity factors (database A)	
Table E.4 – Example of standard uncertainties due to absence of a wind veer measurement	149
Table E.5 – Sensitivity factors (database B)	
Table E.5 – Uncertainty contributions due to lack of upflow knowledge	150
Table E.6 – Category B uncertainties (database A)	
Table E.6 – Uncertainty contributions due to lack of turbulence knowledge	150
Table E.7 – Category B uncertainties (database B)	
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

This is a preview of "S+ IEC 61400-12-1 Ed...". [Click here to purchase the full version from the ANSI store.](#)

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.

DISCLAIMER

This Redline version is not an official IEC Standard and is intended only to provide the user with an indication of what changes have been made to the previous version. Only the current version of the standard is to be considered the official document.

This Redline version provides you with a quick and easy way to compare all the changes between this standard and its 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.

This is a preview of "S+ IEC 61400-12-1 Ed...". [Click here to purchase the full version from the ANSI store.](#)

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.

This is a preview of "S+ IEC 61400-12-1 Ed...". [Click here to purchase the full version from the ANSI store.](#)

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 of September 2019 and March 2020 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)¹~~

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)²

~~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*

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

3 Terms and definitions

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

ISO and IEC maintain terminological databases for use in standardization at the following addresses:

- IEC Electropedia: available at <http://www.electropedia.org/>
- ISO Online browsing platform: available at <http://www.iso.org/obp>

3.1

accuracy

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

3.2

annual energy production

AEP

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

3.3

atmospheric stability

a measure of tendency of the wind to encourage or suppress vertical mixing

Note 1 to entry: Stable atmosphere is characterized by a high temperature gradient with altitude, high wind shear, possible wind veer and low turbulence relative to unstable conditions. Neutral and unstable atmosphere generally result in lower temperature gradients and low wind shear.

3.4

complex terrain

terrain surrounding the test site that features significant variations in topography and terrain obstacles (refer to 3.18) that may cause flow distortion



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.....		
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		
Annex C (normative) Site calibration procedure		
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.....		
Annex E (informative) Theoretical basis for determining the uncertainty of measurement using the method of bins.....		
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° 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° bin.....	83
Figure C.11 – Wind speed ratios vs. wind speed for the 330° bin	83
Figure C.12 – Wind speed ratios vs. wind shear for the 330° 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 α compared to cosine response	185
Figure J.2 – Wind tunnel torque measurements $Q_A - Q_F$ as function of angular speed ω 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 ω	188
Figure J.4 – Example of rotor torque coefficient C_{QA} as function of speed ratio λ 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 ($I_{reference}$).....	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,

This is a preview of "S+ IEC 61400-12-1 Ed...". Click here to purchase the full version from the ANSI store.

- 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 of September 2019 and March 2020 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)*

3 Terms and definitions

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

ISO and IEC maintain terminological databases for use in standardization at the following addresses:

- IEC Electropedia: available at <http://www.electropedia.org/>
- ISO Online browsing platform: available at <http://www.iso.org/obp>

3.1

accuracy

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

3.2

annual energy production

AEP

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

3.3

atmospheric stability

a measure of tendency of the wind to encourage or suppress vertical mixing

Note 1 to entry: Stable atmosphere is characterized by a high temperature gradient with altitude, high wind shear, possible wind veer and low turbulence relative to unstable conditions. Neutral and unstable atmosphere generally result in lower temperature gradients and low wind shear.

3.4

complex terrain

terrain surrounding the test site that features significant variations in topography and terrain obstacles (refer to 3.18) that may cause flow distortion

3.5

cut-in wind speed

the lowest wind speed at which a wind turbine will begin to produce power

3.6

cut-out wind speed

the wind speed at which a wind turbine cuts out from the grid due to high wind speed

3.7

data set

a collection of data sampled over a continuous period

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	Incetitude de référence.....	509
L.4.3	Incetitude résultant de l'essai d'étalonnage du RSD	509
L.4.4	Incetitude due à la classification du dispositif de télédétection.....	511
L.4.5	Incetitude due à l'écoulement non homogène dans le volume de mesure	512
L.4.6	Incetitude due aux effets de montage	512
L.4.7	Incetitude 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 α 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 ω 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 ω	473
Figure J.4 – Exemple de coefficient de couple du rotor C_{QA} en fonction du rapport de vitesse λ 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

This is a preview of "S+ IEC 61400-12-1 Ed...". [Click here to purchase the full version from the ANSI store.](#)

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;

This is a preview of "S+ IEC 61400-12-1 Ed...". [Click here to purchase the full version from the ANSI store.](#)

- 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.

This is a preview of "S+ IEC 61400-12-1 Ed...". [Click here to purchase the full version from the ANSI store.](#)

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 de septembre 2019 et mars 2020 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.

This is a preview of "S+ IEC 61400-12-1 Ed...". [Click here to purchase the full version from the ANSI store.](#)

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.

SYSTEMES 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*

3 Termes et définitions

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

L'ISO et l'IEC tiennent à jour des bases de données terminologiques destinées à être utilisées en normalisation, consultables aux adresses suivantes:

- IEC Electropedia: disponible à l'adresse <http://www.electropedia.org/>
- ISO Online browsing platform: disponible à l'adresse <http://www.iso.org/obp>

3.1

précision

étroitesse de la correspondance entre le résultat d'une mesure et une valeur vraie du mesurande

3.2

production annuelle d'énergie

AEP

estimation de la production totale d'énergie d'une éolienne pendant un an en appliquant la courbe de puissance mesurée à diverses distributions de fréquence de vitesses du vent de référence à la hauteur du moyeu, en supposant une disponibilité de 100 %

Note 1 à l'article: L'abréviation " *AEP* " est dérivée du terme anglais développé correspondant "*annual energy production*".

3.3

stabilité atmosphérique

mesure de la tendance du vent à stimuler ou inhiber le brassage vertical

Note 1 à l'article: Une atmosphère stable est caractérisée par un gradient de température élevé avec l'altitude, un fort cisaillement du vent, une éventuelle déviation de la trajectoire du vent et de faibles turbulences par rapport aux conditions instables. Une atmosphère neutre et instable se traduit généralement par de faibles gradients de température et un faible cisaillement du vent.

3.4

terrain complexe

terrain entourant le site d'essai, et présentant des variations topographiques notables et des obstacles (voir 3.18) pouvant entraîner une distorsion de l'écoulement de l'air

3.5

vitesse de démarrage

vitesse du vent la plus basse à laquelle une éolienne commence à fournir une puissance