IEC 61400-12-1

Edition 2.0 2017-03

REDLINE VERSION

colour inside

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.

® Registered trademark of the International Electrotechnical Commission

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 (AEP) 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 ..... 82~~
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 30
Figure 2 – Wind shear measurement heights appropriate to measurement of rotor equivalent wind speed 35
Figure 3 – Wind shear measurement heights when no wind speed measurements above hub height are available (for wind shear exponent determination only) 36
Figure 4 – Process of application of the various normalisations 40
~~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) 52
Figure 6 – Presentation of example measured power curve ~~for databases A and B~~ 54
Figure 7 – Presentation of example C_P curve ~~for databases A and B~~ 56
Figure A.1 – Sectors to exclude due to wakes of neighbouring and operating wind turbines and significant obstacles 64
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 65
Figure B.1 – Illustration of area to be assessed, top view 68
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) 69
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) 69
Figure C.1 – Site calibration flow chart 71
Figure C.2 – Terrain types 73
Figure C.3 – Example of the results of a verification test 85
Figure C.4 – Wind shear exponent vs. time of day, example A 86
Figure C.5 – Wind shear exponents at wind turbine location vs. reference meteorological mast, example A where the colour axis = wind speed (m/s) 87
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) 88
Figure C.7 – Data convergence check for 190° bin 90
Figure C.8 – Wind shear exponent vs. time of day, example B 91
Figure C.9 – Wind shear exponents at wind turbine location vs. reference meteorological mast, example B 92

Figure C.10 – Linear regression of wind turbine location vs. reference meteorological mast hub height wind speeds for 330° bin 92
Figure C.11 – Wind speed ratios vs. wind speed for the 330° bin 93
Figure C.12 – Wind speed ratios vs. wind shear for the 330° bin 93
Figure C.13 – Wind shear exponents at wind turbine location vs. reference meteorological mast post-filtering 94
Figure C.14 – Linear regression of wind turbine location vs. reference meteorological mast hub height wind speeds for 330° bin, post-filtering 94
Figure C.15 – Wind speed ratios vs. wind speed for the 330° bin, post-filtering 95
Figure C.16 – Data convergence check for 330° bin 96
Figure C.17 – Site calibration wind shear vs. power curve test wind shear 97
Figure C.18 – Convergence check for 270° bin 99
Figure F.1 – Definition of volume for flow uniformity test – The volume will also extend 1,5 x b in depth (along the flow) 166
Figure G.1 – Example of a top-mounted anemometer and requirements for mounting 177
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 179
~~Figure G.3 – Example of a top-mounted anemometer and mounting of control anemometer, wind vane and other sensors on a boom .....~~
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~~ 181
~~Figure G.4 – Example of top-mounted primary and control anemometers positioned side-by-side, wind vane and other instruments on the boom .....~~
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 182
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~~ 182
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~~ 183
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 Lm for various C_T values 184
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 186
Figure H.1 – Definition of hub height and meteorological mast location for vertical axis wind turbines 190
~~Figure J.1 – Measured angular response of a cup anemometer compared to cosine response .....~~
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 200
~~Figure J.2 – Wind tunnel torque measurements on a cup anemometer at 8 m/s .....~~
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 201
~~Figure J.3 – Example of bearing friction torque measurements .....~~
Figure J.3 – Example of bearing friction torque Q_F as function of temperature for a range of angular speeds ω 203

~~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 –6,5 206

~~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) 209

~~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) 210

~~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 214

Figure K.2 – Example with tubular meteorological mast 215

Figure L.1 – Deviation vs upflow angle determined for a remote sensing device with respect to the cup anemometer in Figure J.1 221

Figure L.2 – Example of sensitivity analysis against wind shear 223

Figure L.3 – Example of wind shear versus turbulence intensity 227

Figure L.4 – Example of percentage deviation of remote sensing device and reference sensor measurements versus turbulence intensity 227

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 233

Figure L.6 – Bin-wise comparison of measurement of the horizontal wind speed component of a remote sensing device and a cup anemometer 233

Figure L.7 – Example of permitted range of locations for measurement volume 240

Figure M.1 – Process for obtaining a power curve for a specific turbulence intensity ($I_{reference}$) 244

Figure M.2 – Process for obtaining the initial zero turbulence power curve parameters from the measured data 246

Figure M.3 – First approach for initial zero turbulence power curve 246

Figure M.4 – Process for obtaining the theoretical zero-turbulence power curve from the measured data 248

Figure M.5 – Adjusted initial zero turbulence power curve (green) compared to first approach (red) 249

Figure M.6 – Process for obtaining the final zero-turbulence power curve from the measured data 249

Figure M.7 – Adjusted initial zero turbulence power curve (green) compared to final zero turbulence power curve (black) 250

Figure N.1 – Example of calibration setup of a wind direction sensor in a wind tunnel 254

Figure Q.1 – Wind profiles measured with LIDAR over flat terrain 266

Figure S.1 – Example of mast flow distortion 272

Figure S.2 – Flow distortion residuals versus direction 274

~~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 28

~~Table 2 – Example of presentation of a measured power curve for database B~~
Table 2 – Wind speed measurement configurations (X indicates allowable configuration) 32
~~Table 3 – Example of presentation of estimated annual energy production (database A)~~
Table 3 – Example of REWS calculation 42
~~Table 4 – Example of presentation of estimated annual energy production (database B)~~
Table 4 – Example of presentation of a measured power curve 59
Table 5 – Example of presentation of estimated annual energy production 60
Table A.1 – Obstacle requirements: relevance of obstacles 62
Table B.1 – Test site requirements: topographical variations 68
Table C.1 – Site calibration flow corrections (wind speed ratio) 89
Table C.2 – Site calibration data count 89
Table C.3 – r^2 values for each wind direction bin 96
Table C.4 – Additional uncertainty due to change in bins 96
Table C.5 – Additional uncertainty due to change in bins 99
Table D.1 – List of uncertainty components 100
Table E.1 – Expanded uncertainties 106
Table E.2 – List of category A and B uncertainties 107
~~Table E.3 – Uncertainties from site calibration~~
Table E.3 – Example of standard uncertainties due to absence of a wind shear measurement 136
~~Table E.4 – Sensitivity factors (database A)~~
Table E.4 – Example of standard uncertainties due to absence of a wind veer measurement 138
~~Table E.5 – Sensitivity factors (database B)~~
Table E.5 – Uncertainty contributions due to lack of upflow knowledge 139
~~Table E.6 – Category B uncertainties (database A)~~
Table E.6 – Uncertainty contributions due to lack of turbulence knowledge 139
~~Table E.7 – Category B uncertainties (database B)~~
Table E.7 – Suggested assumptions for correlations of measurement uncertainties between different measurement heights 148
Table E.8 – Suggested correlation assumptions for relative wind direction measurement uncertainties at different measurement heights 154
Table E.9 – Uncertainties from air density normalisation 161
Table E.10 – Sensitivity factors 163
Table E.11 – Category B uncertainties 164
Table F.1 – Example of evaluation of anemometer calibration uncertainty 172
Table G.1 – Estimation method for C_T for various types of lattice ~~tower~~ mast 184
Table H.1 – Battery bank voltage settings 192
Table I.1 – Influence parameter ranges (10 min averages) of Classes A, B, C, D and S 196
Table J.1 – Tilt angle response of example cup anemometer 207
Table J.2 – Friction coefficients of example cup anemometer 208
Table J.3 – Miscellaneous data related to classification of example cup anemometer 208
Table L.3 – Ranges of environmental parameters for sensitivity analysis 225
Table L.1 – Bin width example for a list of environmental variables 222

Table L.2 – Parameters derived from a sensitivity analysis of a remote sensing device 224
Table L.4 – Example selection of environmental variables found to have a significant influence 226
Table L.5 – Sensitivity analysis parameters remaining after analysis of interdependency of variables 228
Table L.6 – Example scheme for calculating maximum influence of environmental variables 229
Table L.7 – Preliminary accuracy classes of a remote sensing device considering both all and only the most significant influential variables 230
Table L.8 – Example final accuracy classes of a remote sensing device 230
Table L.9 – Example of uncertainty calculations arising from calibration of a remote sensing device (RSD) in terms of systematic uncertainties 235
Table N.1 – Uncertainty contributions in wind directions sensor calibration 260
Table N.2 – Uncertainty contributions and total standard uncertainty in wind direction sensor calibration 261
Table R.1 – List of correlated uncertainty components 269

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.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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.~~

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

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

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

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

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

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

ISO 2533:1975, *Standard atmosphere*

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

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

IEC 61400-12-1

Edition 2.0 2017-03

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

colour inside

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

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



IEC 61400-12-1:2017-03(en-fr)

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

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

E.10.1 General 118
E.10.2 Category B uncertainties: Air density – Temperature introduction 118
E.10.3 Category B uncertainties: Air density – Temperature – Calibration 119
E.10.4 Category B uncertainties: Air density – Temperature – Radiation shielding 119
E.10.5 Category B uncertainties: Air density – Temperature – Mounting 119
E.10.6 Category B uncertainties: Air density – Temperature – Data acquisition 119
E.10.7 Category B uncertainties: Air density – Pressure introduction 120
E.10.8 Category B uncertainties: Air density – Pressure – Calibration 120
E.10.9 Category B uncertainties: Air density – Pressure – Mounting 121
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 ($u_{\mathrm{P},i}$) 133
E.13.3 Combining uncertainties in the wind speed measurement ($u_{\mathrm{V},i}$) 133
E.13.4 Combining uncertainties in the wind speed measurement from cup or sonic ($u_{\mathrm{VS},i}$) 133
E.13.5 Combining uncertainties in the wind speed measurement from RSD ($u_{\mathrm{VR},i}$) 134
E.13.6 Combining uncertainties in the wind speed measurement from REWS $u_{\mathrm{REWS},i}$ 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 139
E.13.10 Combining uncertainties in the wind speed measurement from REWS due to wind veer across the whole rotor $u_{\mathrm{REWS,veer},i}$ 141
E.13.11 Combining uncertainties in the wind speed measurement from flow distortion due to site calibration $u_{\mathrm{VT},i}$ 144
E.13.12 Combining uncertainties for the temperature measurement $u_{\mathrm{T},i}$ 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 b 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 $Q_\mathrm{A} - Q_\mathrm{F}$ 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 $\boldsymbol{\lambda}$ derived from step responses with K_low equal to –5,5 and K_high equal to –6,5 191
Figure J.5 – Classification deviations of example cup anemometer showing a class 1,69A (upper) and a class 6,56B (lower) 195
Figure J.6 – Classification deviations of example cup anemometer showing a class 8,01C (upper) and a class 9,94D (lower) 196
Figure K.1 – Example with triangular lattice meteorological mast 200
Figure K.2 – Example with tubular meteorological mast 201
Figure L.1 – Deviation vs upflow angle determined for a remote sensing device with respect to the cup anemometer in Figure J.1 207
Figure L.2 – Example of sensitivity analysis against wind shear 209
Figure L.3 – Example of wind shear versus turbulence intensity 213
Figure L.4 – Example of percentage deviation of remote sensing device and reference sensor measurements versus turbulence intensity 213

Figure L.5 – Comparison of 10 minute averages of the horizontal wind speed component as measured by a remote sensing device and a cup anemometer 219
Figure L.6 – Bin-wise comparison of measurement of the horizontal wind speed component of a remote sensing device and a cup anemometer 219
Figure L.7 – Example of permitted range of locations for measurement volume 226
Figure M.1 – Process for obtaining a power curve for a specific turbulence intensity ($I_{\text{reference}}$) 230
Figure M.2 – Process for obtaining the initial zero turbulence power curve parameters from the measured data 232
Figure M.3 – First approach for initial zero turbulence power curve 232
Figure M.4 – Process for obtaining the theoretical zero-turbulence power curve from the measured data 234
Figure M.5 – Adjusted initial zero turbulence power curve (green) compared to first approach (red) 235
Figure M.6 – Process for obtaining the final zero-turbulence power curve from the measured data 235
Figure M.7 – Adjusted initial zero turbulence power curve (green) compared to final zero turbulence power curve (black) 236
Figure N.1 – Example of calibration setup of a wind direction sensor in a wind tunnel 240
Figure Q.1 – Wind profiles measured with LIDAR over flat terrain 252
Figure S.1 – Example of mast flow distortion 258
Figure S.2 – Flow distortion residuals versus direction 260

Table 1 – Overview of wind measurement configurations for power curve measurements that meet the requirements of this standard 26
Table 2 – Wind speed measurement configurations (X indicates allowable configuration) 30
Table 3 – Example of REWS calculation 40
Table 4 – Example of presentation of a measured power curve 50
Table 5 – Example of presentation of estimated annual energy production 51
Table A.1 – Obstacle requirements: relevance of obstacles 53
Table B.1 – Test site requirements: topographical variations 59
Table C.1 – Site calibration flow corrections (wind speed ratio) 80
Table C.2 – Site calibration data count 80
Table C.3 – r^2 values for each wind direction bin 87
Table C.4 – Additional uncertainty due to change in bins 87
Table C.5 – Additional uncertainty due to change in bins 90
Table D.1 – List of uncertainty components 91
Table E.1 – Expanded uncertainties 96
Table E.2 – List of category A and B uncertainties 98
Table E.3 – Example of standard uncertainties due to absence of a wind shear measurement 125
Table E.4 – Example of standard uncertainties due to absence of a wind veer measurement 127
Table E.5 – Uncertainty contributions due to lack of upflow knowledge 128
Table E.6 – Uncertainty contributions due to lack of turbulence knowledge 128

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

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

_____

WIND ENERGY GENERATION SYSTEMS –

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

FOREWORD

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

INTRODUCTION

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

a) a wind turbine manufacturer striving to meet well-defined power performance requirements and/or a possible declaration system;

b) a wind turbine purchaser in specifying such performance requirements;

c) a wind turbine operator who may be required to verify that stated, or required, power performance specifications are met for new or refurbished units;

d) a wind turbine planner or regulator who shall be able to accurately and fairly define power performance characteristics of wind turbines in response to regulations or permit requirements for new or modified installations.

This document provides guidance in the measurement, analysis, and reporting of power performance testing for wind turbines. The document will benefit those parties involved in the manufacture, installation planning and permitting, operation, utilization, and regulation of wind turbines. The technically accurate measurement and analysis techniques recommended in this standard should be applied by all parties to ensure that continuing development and operation of wind turbines is carried out in an atmosphere of consistent and accurate communication relative to wind turbine performance. This document presents measurement and reporting procedures expected to provide accurate results that can be replicated by others. Meanwhile, a user of the standard should be aware of differences that arise from large variations in wind shear and turbulence. Therefore, a user should consider the influence of these differences and the data selection criteria in relation to the purpose of the test before contracting the power performance measurements.

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

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

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

WIND ENERGY GENERATION SYSTEMS –

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

1 Scope

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

The wind turbine power performance characteristics are determined by the measured power curve and the estimated annual energy production (AEP). The measured power curve, defined as the relationship between the wind speed and the wind turbine power output, is determined by collecting simultaneous measurements of meteorological variables (including wind speed), as well as wind turbine signals (including power output) at the test site for a period that is long enough to establish a statistically significant database over a range of wind speeds and under varying wind and atmospheric conditions. The AEP is calculated by applying the measured power curve to reference wind speed frequency distributions, assuming 100 % availability.

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

2 Normative references

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

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

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

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

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

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

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

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

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

ISO 2533:1975, *Standard atmosphere*

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

SOMMAIRE

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Figure C.14 – Régression linéaire de la vitesse du vent à l'emplacement de l'éolienne par rapport à la vitesse du vent à la hauteur du moyeu du mât météorologique de référence pour la tranche à 330°, post-filtrage 361

Figure C.15 – Rapports de vitesses du vent en fonction de la vitesse du vent pour la tranche à 330°, post-filtrage 362

Figure C.16 – Contrôle de la convergence des données pour la tranche à 330° 363

Figure C.17 – Cisaillement du vent lors de l'étalonnage du site par rapport au cisaillement du vent lors de l'essai de courbe de puissance 364

Figure C.18 – Contrôle de la convergence pour la tranche à 270° 366

Figure F.1 – Définition du volume pour l'essai d'uniformité d'écoulement – Le volume présentera également une profondeur de 1,5 x 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 $Q_{\mathrm{A}} - Q_{\mathrm{F}}$ 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 ($I_{\text{reference}}$) 519
Figure M.2 – Processus d'obtention des paramètres de la courbe de puissance initiale en l'absence de turbulences depuis les données mesurées 522
Figure M.3 – Première approche pour la courbe de puissance initiale en l'absence de turbulences 523
Figure M.4 – Processus d'obtention de la courbe de puissance théorique en l'absence de turbulences depuis les données mesurées 526
Figure M.5 – Courbe de puissance initiale en l'absence de turbulences ajustée (verte) comparée à la première approche (rouge) 527
Figure M.6 – Processus d'obtention de la courbe de puissance finale en l'absence de turbulences depuis les données mesurées 528
Figure M.7 – Courbe de puissance initiale en l'absence de turbulences ajustée (verte) comparée à la courbe de puissance finale en l'absence de turbulences (noire) 529
Figure N.1 – Exemple de montage d'étalonnage d'un capteur de direction du vent dans une soufflerie 535
Figure Q.1 – Profils de vent mesurés à l'aide d'un dispositif LIDAR sur un terrain plat 546
Figure S.1 – Exemple de distorsion de l'écoulement au niveau du mât 555
Figure S.2 – Résidus de la distorsion de l'écoulement en fonction de la direction 557

Tableau 1 – Vue d'ensemble des configurations de mesure du vent pour les mesures de la courbe de puissance qui satisfont aux exigences de la présente norme 292
Tableau 2 – Configurations de mesure de la vitesse du vent (X indique une configuration admissible) 296
Tableau 3 – Exemple de calcul de REWS 307
Tableau 4 – Exemple de présentation d'une courbe de puissance mesurée 319
Tableau 5 – Exemple de présentation d'une production annuelle d'énergie estimée 320
Tableau A.1 – Exigences relatives aux obstacles: pertinence des obstacles 322
Tableau B.1 – Exigences relatives au site d'essai: variations topographiques 328
Tableau C.1 – Corrections de l'écoulement dictées par l'étalonnage du site (rapport de vitesses du vent) 353
Tableau C.2 – Nombre de données d'étalonnage du site 353
Tableau C.3 – Valeurs r^2 pour chaque tranche de direction du vent 363
Tableau C.4 – Incertitude supplémentaire due à des variations dans les tranches 364
Tableau C.5 – Incertitude supplémentaire due à des variations dans les tranches 367
Tableau D.1 – Liste des composantes d'incertitude 368
Tableau E.1 – Incertitudes élargies 374

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

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

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

_____

SYSTÈMES DE GÉNÉRATION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE –

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

AVANT-PROPOS

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

La Norme internationale IEC 61400-12-1 a été établie par le comité d'études 88 de l'IEC: Systèmes de génération d'énergie éolienne.

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

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

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

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

Le texte de cette norme est issu des documents suivants:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

INTRODUCTION

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

a) les fabricants d'éoliennes dans le cadre de leurs efforts pour satisfaire à des exigences de performance de puissance bien définies et/ou à un système de déclaration éventuel;

b) les acheteurs d'éoliennes lors de la spécification de telles exigences de performance;

c) les opérateurs d'éoliennes qui peuvent devoir vérifier que les unités neuves ou remises en état satisfont aux spécifications de performance de puissance indiquées, voire exigées;

d) les autorités d'urbanisme ou de régulation en matière d'éoliennes, qui doivent être en mesure de définir de manière juste et acceptable les caractéristiques de performance de puissance des éoliennes au titre de la réglementation ou des exigences relatives aux autorisations applicables aux installations neuves ou modifiées.

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

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

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

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

SYSTÈMES DE GÉNÉRATION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE –

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

1 Domaine d'application

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

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

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

2 Références normatives

Les documents suivants cités dans le texte constituent, pour tout ou partie de leur contenu, des exigences du présent document. Pour les références datées, seule l'édition citée s'applique. Pour les références non datées, la dernière édition du document de référence s'applique (y compris les éventuels amendements).

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

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

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

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

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

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

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

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

ISO 2533:1975, *Atmosphère type*

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