

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



Wind energy generation systems –

Part 21-1: Measurement and assessment of electrical characteristics – Wind turbines

Systèmes de génération d'énergie éolienne –

Partie 21-1: Mesurage et évaluation des caractéristiques électriques – Éoliennes



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2019 IEC, Geneva, Switzerland

All rights reserved. Unless otherwise specified, no part of this publication may be reproduced or utilized in any form or by any means, electronic or mechanical, including photocopying and microfilm, without permission in writing from either IEC or IEC's member National Committee in the country of the requester. If you have any questions about IEC copyright or have an enquiry about obtaining additional rights to this publication, please contact the address below or your local IEC member National Committee for further information.

Droits de reproduction réservés. Sauf indication contraire, aucune partie de cette publication ne peut être reproduite ni utilisée sous quelque forme que ce soit et par aucun procédé, électronique ou mécanique, y compris la photocopie et les microfilms, sans l'accord écrit de l'IEC ou du Comité national de l'IEC du pays du demandeur. Si vous avez des questions sur le copyright de l'IEC ou si vous désirez obtenir des droits supplémentaires sur cette publication, utilisez les coordonnées ci-après ou contactez le Comité national de l'IEC de votre pays de résidence.

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

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

About the IEC

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

About IEC publications

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

IEC publications search - webstore.iec.ch/advsearchform

The advanced search enables to find IEC publications by a variety of criteria (reference number, text, technical committee,...). It also gives information on projects, replaced and withdrawn publications.

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

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

IEC Customer Service Centre - webstore.iec.ch/csc

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

Electropedia - www.electropedia.org

The world's leading online dictionary on electrotechnology, containing more than 22 000 terminological entries in English and French, with equivalent terms in 16 additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary (IEV) online.

IEC Glossary - std.iec.ch/glossary

67 000 electrotechnical terminology entries in English and French extracted from the Terms and Definitions clause of IEC publications issued since 2002. Some entries have been collected from earlier publications of IEC TC 37, 77, 86 and CISPR.

A propos de l'IEC

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

A propos des publications IEC

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

Recherche de publications IEC -

webstore.iec.ch/advsearchform

La recherche avancée permet de trouver des publications IEC en utilisant différents critères (numéro de référence, texte, comité d'études,...). Elle donne aussi des informations sur les projets et les publications remplacées ou retirées.

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

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

Service Clients - webstore.iec.ch/csc

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

Electropedia - www.electropedia.org

Le premier dictionnaire d'électrotechnologie en ligne au monde, avec plus de 22 000 articles terminologiques en anglais et en français, ainsi que les termes équivalents dans 16 langues additionnelles. Egalement appelé Vocabulaire Electrotechnique International (IEV) en ligne.

Glossaire IEC - std.iec.ch/glossary

67 000 entrées terminologiques électrotechniques, en anglais et en français, extraites des articles Termes et Définitions des publications IEC parues depuis 2002. Plus certaines entrées antérieures extraites des publications des CE 37, 77, 86 et CISPR de l'IEC.

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



**Wind energy generation systems –
Part 21-1: Measurement and assessment of electrical characteristics – Wind
turbines**

**Systèmes de génération d'énergie éolienne –
Partie 21-1: Mesurage et évaluation des caractéristiques électriques – Éoliennes**

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

ICS 27.180

ISBN 978-2-8322-6761-5

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

CONTENTS

FOREWORD.....	10
INTRODUCTION.....	12
1 Scope.....	13
2 Normative references	13
3 Terms and definitions	14
4 Symbols and units	25
5 Abbreviated terms	26
6 Wind turbine specification.....	27
7 Test conditions and test systems	27
7.1 General.....	27
7.2 Overview of required test levels	27
7.3 Test validity	28
7.4 Test conditions	29
7.5 Test equipment.....	30
8 Measurement and test of electrical characteristics.....	32
8.1 General.....	32
8.2 Power quality aspects	32
8.2.1 General	32
8.2.2 Flicker during continuous operation	32
8.2.3 Flicker and voltage change during switching operations.....	35
8.2.4 Harmonics, interharmonics and higher frequency components	38
8.3 Steady-state operation	40
8.3.1 General	40
8.3.2 Observation of active power against wind speed.....	40
8.3.3 Maximum power	42
8.3.4 Reactive power characteristic ($Q = 0$)	44
8.3.5 Reactive power capability	44
8.3.6 Voltage dependency of PQ diagram.....	45
8.3.7 Unbalance factor	46
8.4 Control performance	47
8.4.1 General	47
8.4.2 Active power control	47
8.4.3 Active power ramp rate limitation	50
8.4.4 Frequency control.....	52
8.4.5 Synthetic inertia.....	54
8.4.6 Reactive power control	55
8.5 Dynamic performance	58
8.5.1 General	58
8.5.2 Fault ride-through capability	58
8.6 Disconnection from grid	66
8.6.1 General	66
8.6.2 Grid protection.....	66
8.6.3 Test of rate of change of frequency RoCoF (df/dt) protection device	70
8.6.4 Reconnection test.....	71
Annex A (informative) Reporting	72
A.1 Overview.....	72

A.2	General.....	72
A.3	Power quality aspects	74
A.4	Steady-state operation	83
A.5	Dynamic performance (see 8.5)	101
A.6	Disconnection from grid (see 8.6)	106
Annex B	(informative) Voltage fluctuations and flicker.....	110
B.1	Continuous operation.....	110
B.2	Switching operations.....	110
B.3	Verification test of the measurement procedure for flicker	111
B.3.1	General	111
B.3.2	Fictitious grid performance testing	112
B.3.3	Distorted $u_m(t)$ voltage with multiple zero crossings.....	113
B.3.4	Distorted $u_m(t)$ voltage with inter-harmonic modulation	113
B.3.5	Slow frequency changes	114
B.4	Deduction of definitions.....	114
B.4.1	Flicker coefficient	114
B.4.2	Flicker step factor	115
B.4.3	Voltage change factor	116
Annex C	(normative) Measurement of active power, reactive power and voltage	117
C.1	General.....	117
C.2	Generator convention of the signs.....	117
C.3	Calculation of positive, negative and zero sequence quantities	118
C.3.1	Phasor calculations	118
C.3.2	Calculation of the positive sequence quantities using phasor components	121
C.3.3	Calculation of the negative sequence quantities using phasor components.....	122
C.3.4	Calculation of the zero sequence quantities using phasor components	123
Annex D	(informative) Harmonic evaluation	125
D.1	General.....	125
D.2	General analysis methods.....	125
D.2.1	General	125
D.2.2	Harmonic voltages	125
D.2.3	Harmonic phase angles and magnitudes.....	125
D.2.4	Statistical analysis	129
D.2.5	Sample rate adjustment	129
D.2.6	Determination of background harmonic voltage distortion	129
D.2.7	Diurnal variations of the harmonic voltage and current.....	129
D.2.8	Shutting down neighbouring WT or loads.....	130
D.2.9	Harmonics of current and voltage over power	130
D.2.10	Filters switching.....	131
D.2.11	Measuring at a standard source.....	132
D.2.12	Harmonics power flow + voltage measurement, phase angle	132
D.2.13	Voltage harmonics with and without operation of the tested wind turbine	133
D.2.14	Measurements at different sites	134
D.2.15	Harmonic model.....	134
D.3	Determination of harmonic amplitude affected by space harmonics at DFAG systems	134

Annex E (informative) Assessment of power quality of wind turbines and wind power plants.....	136
E.1 General.....	136
E.2 Voltage fluctuations	136
E.2.1 General	136
E.2.2 Continuous operation.....	137
E.2.3 Switching operations	137
E.3 Current harmonics, interharmonics and higher frequency components	138
Annex F (informative) Guidelines for the transferability of test results to different turbine variants in the same product platform.....	140
Bibliography.....	144
Figure 1 – Example of step response	22
Figure 2 – Measurement system description including the most significant components.....	31
Figure 3 – Fictitious grid for simulation of fictitious voltage	33
Figure 4 – Active power as a function of the wind speed (example).....	41
Figure 5 – Number of measurements in power bins (example)	42
Figure 6 – Number of measurements in wind speed bins (example)	42
Figure 7 – Example of PQ capability diagram for a given voltage at WT level.....	45
Figure 8 – Adjustment of active power reference value	48
Figure 9 – Example of active power response step	48
Figure 10 – Example of available active power and active power in ramp rate limitation modefigure.....	51
Figure 11 – Example of an active power control function $P=f(f)$, with the different measurement points and related steps of frequency	52
Figure 12 – Synthetic inertia – definitions	55
Figure 13 – Test for static error.....	56
Figure 14 – Test of dynamic response (example)	57
Figure 15 – Example UVRT test equipment.....	59
Figure 16 – Tolerances of the positive sequence voltage for the undervoltage event with disconnected WT under test	60
Figure 17 – Tolerance of positive sequence overvoltage event.....	61
Figure 18 – Example OVRT capacitor test unit.....	62
Figure 19 – Example of an undervoltage test chart	63
Figure 20 – Example of an overvoltage capability curve	64
Figure 21 – Example of step ramp for overvoltage or frequency testing.....	68
Figure 22 – Example of pulse ramp for over voltage or frequency testing.....	69
Figure 23 – Example of the test levels to determine the release time	69
Figure A.1 – Voltage flicker P_{St} vs. active power	74
Figure A.2 – Flicker coefficient $c(30^\circ)$ vs. active power	74
Figure A.3 – Flicker coefficient $c(50^\circ)$ vs. active power	75
Figure A.4 – Flicker coefficient $c(70^\circ)$ vs. active power	75
Figure A.5 – Flicker coefficient $c(85^\circ)$ vs. active power	75
Figure A.6 – Time series of 3-phase voltages as RMS of start-up at the wind speed of ... m/s	76

Figure A.7 – Time series of 3-phase currents as RMS of start-up at the wind speed of ... m/s	76
Figure A.8 – Time series of active and reactive power of start-up at the wind speed of ... m/s	76
Figure A.9 – Time series of 3-phase voltages as RMS of start-up at the wind speed of ... m/s	77
Figure A.10 – Time series of 3-phase currents as RMS of start-up at the wind speed of ... m/s	77
Figure A.11 – Time series of active and reactive power of start-up at the wind speed of ... m/s	77
Figure A.12 – Time series of 3-phase voltages as RMS of change from generator stage 1 to stage 2.....	78
Figure A.13 – Time series of 3-phase currents as RMS of change from generator stage 1 to stage 2.....	78
Figure A.14 – Time series of active and reactive power of change from generator stage 1 to stage 2.....	78
Figure A.15 – Time series of 3-phase voltages as RMS of change from generator stage 2 to stage 1.....	78
Figure A.16 – Time series of 3-phase currents as RMS of change from generator stage 2 to stage 1.....	78
Figure A.17 – Time series of active and reactive power of change from generator stage 2 to stage 1.....	79
Figure A.18 – Max. of the 95 th percentiles of integer harmonic currents vs. harmonic order.....	83
Figure A.19 – Max. of the 95 th percentiles of interharmonic currents vs. frequency.....	83
Figure A.20 – Max. of the 95 th percentiles of higher frequency current components vs. frequency.....	83
Figure A.21 – Active power as a function of the wind speed	84
Figure A.22 – Reactive power vs. active power	85
Figure A.23 – PQ-Diagram.....	86
Figure A.24 – PQ-Diagram.....	87
Figure A.25 – PQ-Diagram.....	88
Figure A.26 – Mean 1-min current unbalance factor over active power.....	89
Figure A.27 – Time-series of active power reference values, available power and measured active power output during active power control for the evaluation of the static error.....	89
Figure A.28 – Time-series of measured wind speed during active power control during the test of the static error.....	89
Figure A.29 – Time-series of active power reference values, available power and measured active power output during active power control for the evaluation of the settling time	90
Figure A.30 – Time-series of available and measured active power output during ramp rate limitation.....	90
Figure A.31 – Time-series of measured wind speed during ramp rate limitation	91
Figure A.32 – Time-series of available and measured active power output during ramp rate limitation.....	91
Figure A.33 – Time-series of measured wind speed during ramp rate limitation	91
Figure A.34 – Time-series of available and measured active power output during ramp rate limitation.....	92

Figure A.35 – Time-series of measured wind speed during ramp rate limitation	92
Figure A.36 – Time-series of available and measured active power output during ramp rate limitation	93
Figure A.37 – Time-series of measured wind speed during ramp rate limitation	93
Figure A.38 – Time-series of available power, measured active power and reference value of the grid frequency change	94
Figure A.39 – Time-series of measured wind speed	94
Figure A.40 – Measured active power over frequency change	94
Figure A.41 – Time-series of available power, measured active power and reference value of the grid frequency change	95
Figure A.42 – Time-series of measured wind speed	95
Figure A.43 – Measured active power over frequency change	95
Figure A.44 – Test 1, time-series of available power, measured active power and reference value of the grid frequency for $0,25 \times P_n < P < 0,5 \times P_n$	96
Figure A.45 – Test 1, time-series of wind speed for $0,25 \times P_n < P < 0,5 \times P_n$	96
Figure A.46 – Test 2, time-series of available power, measured active power and reference value of the grid frequency for $0,25 \times P_n < P < 0,5 \times P_n$	97
Figure A.47 – Test 2, time-series of wind speed for $0,25 \times P_n < P < 0,5 \times P_n$	97
Figure A.48 – Test 3, time-series of available power, measured active power and reference values of the grid frequency for $P > 0,8 \times P_n$	97
Figure A.49 – Test 3, time-series of wind speed for $P > 0,8 \times P_n$	97
Figure A.50 – Test 4, time-series of available power, measured active power and reference value of the grid frequency for $P > 0,8 \times P_n$	97
Figure A.51 – Test 4, time-series of wind speed for $P > 0,8 \times P_n$	98
Figure A.52 – Test 5, time-series of available power, measured active power and reference value of the grid frequency for $v > v_n$	98
Figure A.53 – Test 5, time-series of wind speed for $v > v_n$	98
Figure A.54 – Test 6, time-series of available power, measured active power and reference value of the grid frequency for $v > v_n$	98
Figure A.55 – Test 6, time-series of wind speed for $v > v_n$	98
Figure A.56 – Time-series of reactive power reference values and measured reactive power during the test of reactive power control	99
Figure A.57 – Time-series of active power during the test of reactive power control	99
Figure A.58 – Time-series of reactive power reference values and measured reactive power during the test of reactive power dynamic response	100
Figure A.59 – Time-series of active power during the test of reactive power dynamic response	100
Figure A.60 – Wave shape of 3-phase voltages during entrance of voltage dip/swell when the WT under test is not connected	101
Figure A.61 – Wave shape of 3-phase voltages during clearance of voltage dip/swell when the WT under test is not connected	102
Figure A.62 – 3-phase voltages as RMS (1 line period) during the test when the WT under test is not connected	102
Figure A.63 – Positive sequence voltage during the test when the WT under test is not connected	102
Figure A.64 – Wave shape of 3-phase voltages during entrance of the voltage dip/swell when the WT under test is connected	104
Figure A.65 – Wave shape of 3-phase voltages during clearance of the voltage dip/swell when the WT under test is connected	104

Figure A.66 – 3-phase voltages as RMS (1 line period) during the test when the WT under test is connected	104
Figure A.67 – Positive and negative sequence fundamental voltage during the test when the WT under test is connected	104
Figure A.68 – 3-phase currents as RMS (1 line period) during the test when the WT under test is connected	104
Figure A.69 – Pos. and neg. sequence fundamental current during the test when the WT under test is connected	105
Figure A.70 – Pos. sequence fundamental active power during the test when the WT under test is connected	105
Figure A.71 – Pos. sequence fundamental reactive power during the test when the WT under test is connected	105
Figure A.72 – Pos. sequence fundamental active current during the test when the WT under test is connected	105
Figure A.73 – Pos. sequence fundamental reactive current during the test when the WT under test is connected	105
Figure A.74 – Wind speed or available power during the test when the WT under test is connected	106
Figure A.75 – Voltage during the reconnection test of 10 s	107
Figure A.76 – Active power during the reconnection test of 10 s, including the recovery	107
Figure A.77 – Time-series of measured wind speed during the reconnection test of 10 s	108
Figure A.78 – Voltage during the reconnection test of 60 s	108
Figure A.79 – Active power during the reconnection test of 60 s, including the recovery	108
Figure A.80 – Time-series of measured wind speed during the reconnection test of 60 s	108
Figure A.81 – Voltage during the reconnection test of 600 s	108
Figure A.82 – Active power during the reconnection test of 600 s including the recovery	109
Figure A.83 – Time-series of measured wind speed during the reconnection test of 600 s	109
Figure B.1 – Measurement procedure for flicker during continuous operation of the wind turbine	110
Figure B.2 – Measurement procedure for voltage changes and flicker during switching operations of the wind turbine	111
Figure C.1 – Positive directions of active power, reactive power, instantaneous phase voltages and instantaneous phase currents with generator convention	117
Figure C.2 – Examples of the power phasor diagrams of the generator convention in each quadrant with respective instantaneous phase voltage and current	118
Figure D.1 – Definition of the phase angles of the spectral line in generator convention – (5th harmonic with $\alpha_{I5} = + 120^\circ$ and $\alpha_{U5} = + 170^\circ$ shown as an example, thus 5th harmonic phase angle is $\varphi_5 = + 170^\circ - 120^\circ = + 50^\circ$)	126
Figure D.2 – Comparison of harmonic amplitude aggregation (dotted) no aggregated amplitude directly from DFT with 10-cycle window, (dashed) 10-second aggregation	127
Figure D.3 – Comparison of the prevailing angle ratio (PAR)	128
Figure F.1 – Block diagram for generic wind turbine (source IEC 61400-27-1)	141
Table 1 – Overview of required test levels	28
Table 2 – Specification of requirements for measurement equipment	31
Table 3 – Number of 10-min time-series per wind speed bin	41
Table 4 – Number of measurements per power bin (10 min average)	41

Table 5 – Measured maximum active power values.....	43
Table 6 – Accuracy of the active power control values	49
Table 7 – Results from the active power reference test	49
Table 8 – Active power ramp rate calculation	51
Table 9 – Example of Settings for the frequency dependent active power function	53
Table 10 – Test for static error.....	58
Table 11 – Test for dynamic response	58
Table 12 – Example of undervoltage events.....	63
Table 13 – Example of overvoltage tests.....	65
Table 14 – Grid protection tests	67
Table A.1 – General report information	72
Table A.2 – General data	73
Table A.3 – Nominal data.....	73
Table A.4 – Test conditions.....	73
Table A.5 – Flicker coefficient per power bin (95 th percentile)	74
Table A.6 – Start-up at cut in wind speed.....	75
Table A.7 – Start-up at nominal active power	76
Table A.8 – Worst-case switching between generators	77
Table A.9 – General test information.....	79
Table A.10 – 95 th percentile of 10-min harmonic magnitudes per power bin	79
Table A.11 – 95 th percentile of 10-min harmonic magnitudes per power bin	81
Table A.12 – 95 th percentile of 10-min harmonic magnitudes per power bin	82
Table A.13 – Active power against wind speed (see 8.3.2).....	83
Table A.14 – Measurement data set.....	84
Table A.15 – Maximum active power.....	84
Table A.16 – Reactive power characteristic.....	85
Table A.17 – PQ-diagram.....	86
Table A.18 – PQ-diagram at maximum voltage.....	87
Table A.19 – PQ-diagram at minimum voltage	88
Table A.20 – P-UF _i diagram.....	88
Table A.21 – General test information.....	89
Table A.22 – Static error	89
Table A.23 – Dynamic response	90
Table A.24 – General test information.....	90
Table A.25 – Active power ramp rate calculation at start-up	90
Table A.26 – General test information.....	91
Table A.27 – Active power ramp rate limitation at start-up.....	91
Table A.28 – General test information.....	92
Table A.29 – Active power ramp rate limitation at normal stop	92
Table A.30 – General test information.....	92
Table A.31 – Active power ramp rate limitation in normal operation	93
Table A.32 – General test information.....	93
Table A.33 – Test at $0,25 \times P_n < P < 0,5 \times P_n$	94

Table A.34 – Test at $P > 0,8 \times P_n$	95
Table A.35 – Synthetic inertia results	96
Table A.36 – General test information	99
Table A.37 – Static error	99
Table A.38 – Dynamic response	100
Table A.39 – Results for tests where the WT is not connected	101
Table A.40 – Results for tests where the WT is connected	103
Table A.41 – Voltage protection	106
Table A.42 – Frequency protection	106
Table A.43 – Complete trip circuit test	106
Table A.44 – RoCoF test results	107
Table A.45 – RoCoF test information	107
Table A.46 – Reconnection test results	107
Table B.1 – Nominal values of the wind turbine used in the verification tests	111
Table B.2 – Input relative current fluctuation, $\Delta I/I$, for flicker coefficient $c(\psi_k) = 2,00 \pm 5 \%$ when $S_{k, \text{fic}} = 20 \cdot S_n$	112
Table B.3 – Input relative current fluctuation, $\Delta I/I$, for flicker coefficient $c(\psi_k) = 2,00 \pm 5 \%$ when $S_{k, \text{fic}} = 50 \cdot S_n$	112
Table B.4 – Test specification for distorted voltage with multiple zero crossings	113
Table D.1 – Example of measurements results presentation	133
Table E.1– Specification of exponents in accordance with IEC TR 61000-3-6	139
Table F.1– Main components influencing the electrical characteristics of the WT	142

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

WIND ENERGY GENERATION SYSTEMS –

Part 21-1: Measurement and assessment of electrical characteristics – 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 61400-21-1 has been prepared by IEC technical committee 88: Wind energy generation systems.

This first edition cancels and replaces the second edition of 61400-21 published in 2008. This edition constitutes a technical revision.

This edition includes the following new items with respect to 61400-21:

- a) frequency control measurement;
- b) updated reactive power control and capability measurement, including voltage and $\cos \varphi$ control;
- c) inertia control response measurement;
- d) overvoltage ride through test procedure;
- e) updated undervoltage ride through test procedure based on Wind Turbine capability;

f) new methods for the harmonic assessment.

Parts of the assessments related to the wind power plant evaluation are moved to Annex E, as they will be replaced by IEC 61400-21-2, *Measurement and assessment of electrical characteristics – Wind power plants*.

The text of this International Standard is based on the following documents:

FDIS	Report on voting
88/711/FDIS	88/716/RVD

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

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

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

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

This part of IEC 61400 provides a uniform methodology that will ensure consistency and accuracy in reporting, testing and assessment of electrical characteristics of grid connected wind turbines (WTs). The electrical characteristics include wind turbine specifications and capabilities, voltage quality (emissions of flicker and harmonics), under- and overvoltage ride-through response, active power control, frequency control, voltage control, and reactive power control, grid protection and reconnection time.

This part of IEC 61400 has been prepared with the anticipation that it would be applied by:

- the WT manufacturer, striving to meet well-defined electrical characteristics;
- the WT purchaser, in specifying such electrical characteristics;
- the WT operator, who may be required to verify that stated, or required electrical characteristics are met;
- the WT planner or regulator, who has to be able to accurately and fairly determine the impact of a WT on the voltage quality to ensure that the installation is designed so that voltage quality requirements are respected;
- the WT certification authority or testing organization, in evaluating the electrical characteristics of the wind turbine type;
- the planner or regulator of the electric network, who has to be able to determine the grid connection required for a WT.

This part of IEC 61400 provides recommendations for preparing the measurements and assessment of electrical characteristics of grid connected WTs. This document will benefit those parties involved in the manufacture, installation planning, obtaining of permission, operation, usage, testing and regulation of WTs. The measurement and analysis techniques, recommended in this document, should be applied by all parties to ensure that the continuing development and operation of WTs are carried out in an atmosphere of consistent and accurate communication.

This part of IEC 61400 presents measurement and analysis procedures expected to provide consistent results that can be replicated by others. Any selection of tests can be done and reported separately.

WIND ENERGY GENERATION SYSTEMS –

Part 21-1: Measurement and assessment of electrical characteristics – Wind turbines

1 Scope

This part of IEC 61400 includes:

- definition and specification of the quantities to be determined for characterizing the electrical characteristics of a grid-connected wind turbine;
- measurement procedures for quantifying the electrical characteristics;
- procedures for assessing compliance with electrical connection requirements, including estimation of the power quality expected from the wind turbine type when deployed at a specific site.

The measurement procedures are valid for single wind turbines with a three-phase grid connection. The measurement procedures are valid for any size of wind turbine, though this part of IEC 61400 only requires wind turbine types intended for connection to an electricity supply network to be tested and characterized as specified in this part of IEC 61400.

The measured characteristics are valid for the specific configuration and operational mode of the assessed wind turbine product platform. If a measured property is based on control parameters and the behavior of the wind turbine can be changed for this property, it is stated in the test report. Example: Grid protection, where the disconnect level is based on a parameter and the test only verifies the proper functioning of the protection, not the specific level.

The measurement procedures are designed to be as non-site-specific as possible, so that electrical characteristics measured at for example a test site can be considered representative for other sites.

This document is for the testing of wind turbines; all procedures, measurements and tests related to wind power plants are covered by IEC 61400-21-2.

The procedures for assessing electrical characteristics are valid for wind turbines with the connection to the PCC in power systems with stable grid frequency.

NOTE

For the purposes of this document, the following terms for system voltage apply:

- Low voltage (LV) refers to $U_n \leq 1$ kV;
- Medium voltage (MV) refers to $1 \text{ kV} < U_n \leq 35$ kV;
- High voltage (HV) refers to $35 \text{ kV} < U_n \leq 220$ kV;
- Extra high voltage (EHV) refers to $U_n > 220$ kV.

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 61000-3-2:2014, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-2: Limits – Limits for harmonic current emissions (equipment input current ≤ 16 A per phase)*

IEC 61000-3-3, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-3: Limits – Limits of voltage changes, voltage fluctuations and flicker in public low-voltage supply systems, for equipment with rated current < 16 A per phase and not subject to conditional connection*

IEC TR 61000-3-6, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-6: Limits – Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems*

IEC TR 61000-3-7, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-7: Limits – Assessment of emission limits for the connection of fluctuating installations to MV, HV and EHV power systems*

IEC TR 61000-3-14, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-14: Assessment of emission limits for harmonics, interharmonics, voltage fluctuations and unbalance for the connection of disturbing installations to LV power systems*

IEC 61000-4-7:2002, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-7: Testing and measurement techniques – General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for power supply systems and equipment connected thereto*
IEC 61000-4-7:2002/AMD1:2008

IEC 61000-4-15:2010, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-15: Testing and measurement techniques – Flickermeter – Functional and design specifications*

IEC 61000-4-30, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-30: Testing and measurement techniques – Power quality measurement methods*

IEC TR 61869-103:2012, *Instrument transformers – The use of instrument transformers for power quality measurement*

IEC 62008, *Performance characteristics and calibration methods for digital data acquisition systems and relevant software*

3 Terms and definitions

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

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

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

3.1

continuous operation

normal operation of the wind turbine excluding switching operations

3.2

cut-in wind speed

lowest wind speed at hub height at which the wind turbine starts to produce power

[SOURCE: IEC 60050-415:1999, 415-03-05]

3.3**disconnection time**

time duration from exceeding a predefined disconnection level until the physical disconnection of the wind turbine from the grid

3.4**flicker coefficient for continuous operation**

$c(\psi_k)$

normalized measure of the flicker emission during continuous operation of the wind turbine

$$c(\psi_k) = P_{st, fic} \times \frac{S_{k, fic}}{S_n}$$

where

$P_{st, fic}$ is the short-term flicker severity from the wind turbine on the fictitious grid;

S_n is the nominal apparent power of the wind turbine;

$S_{k, fic}$ is the short-circuit apparent power of the fictitious grid

3.5**flicker step factor**

$k_f(\psi_k)$

normalized measure of the flicker emission due to a single switching operation of the wind turbine

$$k_f(\psi_k) = \frac{1}{130} \times \frac{S_{k, fic}}{S_n} \times P_{st, fic} \times T_p^{0,31}$$

where

T_p is the measurement period in seconds, long enough to ensure that the transient of the switching operation has abated, though limited to exclude possible power fluctuations due to turbulence;

$P_{st, fic}$ is the short-term flicker severity from the wind turbine on the fictitious grid;

S_n is the nominal apparent power of the wind turbine;

$S_{k, fic}$ is the short-circuit apparent power of the fictitious grid

Note 1 to entry: The short-term flicker severity $P_{st, fic}$ is here evaluated over the time period T_p .

3.6**maximum measured power**

highest measured value of active power (with a specified averaging time) that is observed during continuous operation of the wind turbine

3.7**network impedance phase angle**

ψ_k

phase angle of network short-circuit impedance

$$\psi_k = \arctan (X_k / R_k)$$

where

X_k is the network short-circuit reactance;

R_k is the network short-circuit resistance

3.8

normal operation

fault free operation according to the description in the wind turbine manual

3.9

operational mode

operation according to control setting, for example voltage control mode, frequency control mode, reactive power control mode, active power control mode, etc.

3.10

output power

electric active power delivered by the wind turbine at its terminals

[SOURCE: IEC 60050-415:1999, 415-04-02, modified – "at any time by a wind turbine generator system" has been replaced by "by the wind turbine at its terminals"]

3.11

point of common coupling

PCC

point of a power supply network, electrically nearest to a particular load, at which other loads may be connected

Note 1 to entry: These loads can be devices, equipment or systems, or distinct customer's installations.

Note 2 to entry: In some applications, the term "point of common coupling" is restricted to public networks.

Note 3 to entry: This note applies to the French language only.

[SOURCE: IEC 60050-161:1990, 161-07-15, modified – "are, or may be" has been replaced by "may be".]

3.12

power collection system

electrical system that collects the power from a wind turbine and feeds it into an electrical supply network

[SOURCE: IEC 60050-415:1999, 415-04-06, modified – "generator system" has been deleted and "a network step-up transformer or electrical loads" has been replaced by "an electrical supply network".]

3.13

nominal apparent power

S_n

apparent power from the wind turbine while operating at nominal current and nominal voltage and frequency

$$S_n = \sqrt{3}U_n I_n \text{ at } Q = 0$$

where

U_n is the nominal voltage;

I_n is the nominal current

3.14

nominal current

nominal value I_n of wind turbine current, which are calculated from nominal active power P_n

and nominal voltage U_n according to $I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3}U_n}$

3.15**nominal active power**

nominal value of wind turbine active power, which is stated by the manufacturer and is used as a per-unit base for all powers (active, reactive, apparent)

3.16**Q capability**

reactive power capability of a wind turbine, which is measured from the capability curve or by a site-specific test or defined by the manufacturer

3.17**nominal wind speed**

wind speed at which a wind turbine's nominal active power is achieved

[SOURCE: IEC 60050-415:1999, 415-03-04, modified – the term defined "rated wind speed" has been changed to "nominal wind speed".]

3.18**standstill**

condition of a wind turbine that is stopped

[SOURCE: IEC 60050-415:1999, 415-01-15, modified – "wind turbine generator system" has been changed to "wind turbine"]

3.19**start-up**

transitional state of a wind turbine between standstill and power production

3.20**short-circuit ratio****SCR**

ratio of the short circuit apparent power S_k to the nominal power S_n

$$SCR = \frac{S_k}{S_n}$$

3.21**switching operation**

start-up or shutdown of the wind turbine, or switching between generators in the wind turbine

3.22**turbulence intensity**

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

[SOURCE: IEC 60050-415:1999, 415-03-25]

3.23**voltage change factor** **$k_u(\psi_k)$**

normalized measure of the voltage change due to a switching operation of the wind turbine:

$$k_u(\psi_k) = \sqrt{3} \times \frac{U_{\text{fic,max}} - U_{\text{fic,min}}}{U_n} \times \frac{S_{k,\text{fic}}}{S_n}$$

where

$U_{\text{fic,min}}$ and $U_{\text{fic,max}}$ are the minimum and maximum one period RMS value of the phase-to-neutral voltage on the fictitious grid during the switching operation;

U_n is the nominal phase-to-phase voltage;

S_n is the nominal apparent power of the wind turbine;

$S_{\text{k, fic}}$ is the short-circuit apparent power of the fictitious grid.

Note 1 to entry: The voltage change factor k_u is similar to k_i , being the ratio between the maximum inrush current and the nominal current, though k_u is a function of the network impedance phase angle. The highest value of k_u will be numerically close to k_i .

3.24

wind turbine

WT

system that converts kinetic wind energy into electric energy

Note 1 to entry: This note applies to the French language only.

3.25

wind turbine terminals

point that is part of the WT and identified by the WT manufacturer as a point at which the WT may be connected to the power collection system

3.26

voltage dip

limited duration non-periodic sudden decrease of the power supply network's voltage magnitude and associated change of its phase

Note 1 to entry: In some articles, publications, etc. the expression "voltage sags" is used for the same event.

3.27

voltage swell

limited duration non-periodic sudden increase of the power supply network's voltage magnitude above its nominal value and associated change of the phase of the voltage

3.28

fault ride through

FRT

ability of a wind turbine or wind power plant to stay connected during faults in the grid

Note 1 to entry: This note applies to the French language only.

3.29

undervoltage ride through

UVRT

ability of a wind turbine or wind power plant to stay connected during voltage dips

Note 1 to entry: In some publications, the expression "low voltage ride through (LVRT)", is used for the same event.

Note 2 to entry: This note applies to the French language only.

3.30

overvoltage ride through

OVRT

ability of a wind turbine or wind power plant to stay connected during voltage swells

Note 1 to entry: In some publications, the expression "high voltage ride through (HVRT)", is used for the same event.

Note 2 to entry: This note applies to the French language only.

3.31**phasor**

representation of a sinusoidal quantity by a complex quantity whose argument is equal to the initial phase and whose modulus is equal to the root-mean-square value or to the amplitude

Note 1 to entry: For a quantity $a(t) = A\sqrt{2}\cos(\omega t + \theta_0) = A_m\cos(\omega t + \theta_0)$ the phasor is either $Ae^{j\theta_0}$ or $A_me^{j\theta_0}$.

Note 2 to entry: A phasor can also be represented graphically.

[SOURCE: IEC 60050-131:2002, 131-11-26, modified – "integral" has been deleted, "or to the amplitude" has been added, and the first note has been modified]

3.32**positive sequence component of the fundamental**

for a three-phase system with phases L1, L2 and L3, the symmetrical sinusoidal three-phase set of voltages or currents having positive frequency equal to the fundamental frequency. The positive sequence component is defined by the following complex mathematical expression:

$$\underline{X}_1 = \frac{1}{3}(\underline{X}_{L1} + \underline{a}\underline{X}_{L2} + \underline{a}^2\underline{X}_{L3})$$

where $\underline{a} = e^{j2\pi/3}$ is the 120-degree operator, and $\underline{X}_{L1}$, $\underline{X}_{L2}$ and $\underline{X}_{L3}$ are the complex expressions of the fundamental frequency phase quantities concerned, that is, current or voltage phasors

Note 1 to entry: In a balanced harmonic-free system, only positive sequence component of the fundamental exists. For example, if phase voltage phasors are symmetrical $U_{L1} = Ue^{j\theta}$, $U_{L2} = Ue^{j(\theta+4\pi/3)}$ and $U_{L3} = Ue^{j(\theta+2\pi/3)}$ then $U_1 = (Ue^{j\theta} + e^{j2\pi/3} Ue^{j(\theta+4\pi/3)} + e^{j4\pi/3} Ue^{j(\theta+2\pi/3)})/3 = (Ue^{j\theta} + Ue^{j\theta} + Ue^{j\theta})/3 = Ue^{j\theta}$.

[SOURCE: IEC 60050-448:1995, 448-11-27, modified – the term and the definition have been modified and Note 1 to entry has been added.]

3.33**negative sequence component of the fundamental**

for a three-phase system with phases L1, L2 and L3, the symmetrical sinusoidal three-phase set of voltages or currents having negative frequency the absolute value of which is equal to the fundamental frequency

Note 1 to entry: The negative sequence component is defined by the following complex mathematical expression:

$$\underline{X}_2 = \frac{1}{3}(\underline{X}_{L1} + \underline{a}^2\underline{X}_{L2} + \underline{a}\underline{X}_{L3})$$

where $\underline{a} = e^{j2\pi/3}$ is the 120-degree operator, and $\underline{X}_{L1}$, $\underline{X}_{L2}$ and $\underline{X}_{L3}$ are the complex expressions of the fundamental frequency phase quantities concerned, that is, current or voltage phasors.

Note 2 to entry: Negative sequence voltage or current components may be significant only when the voltages or currents, respectively, are unbalanced. For example, if phase voltage phasors are symmetrical $U_{L1} = Ue^{j\theta}$, $U_{L2} = Ue^{j(\theta+4\pi/3)}$ and $U_{L3} = Ue^{j(\theta+2\pi/3)}$ then $U_2 = (Ue^{j\theta} + e^{j4\pi/3} Ue^{j(\theta+4\pi/3)} + e^{j2\pi/3} Ue^{j(\theta+2\pi/3)})/3 = Ue^{j\theta} (1 + e^{j2\pi/3} + e^{j4\pi/3})/3 = 0$

[SOURCE: IEC 60050-448:1995, 448-11-28, modified – The term and the definition have been modified and two notes to entry added.]

3.34**zero-sequence component of the fundamental**

for a three-phase system with phases L1, L2 and L3, the in-phase sinusoidal voltage or current component having the fundamental frequency and equal amplitude in each of the phases

Note 1 to entry: The zero-sequence component is defined by the following complex mathematical expression:

$$\underline{X}_0 = \frac{1}{3}(\underline{X}_{L1} + \underline{X}_{L2} + \underline{X}_{L3})$$

where $\underline{X}_{L1}$, $\underline{X}_{L2}$ and $\underline{X}_{L3}$ are the complex expressions of the fundamental frequency phase quantities concerned, that is, current or voltage phasors

[SOURCE: IEC 60050-448:1995, 448-11-29, modified – the term and the definition have been modified and the note to entry added.]

3.35 **unbalance factor**

in a three-phase system, the degree of unbalance expressed by the ratio $|\underline{X}_2/\underline{X}_1|$ (in percent) between the values of the negative sequence component $\underline{X}_2$ and the positive sequence component $\underline{X}_1$ of voltage or current

[SOURCE: IEC 60050-614:2016, 614-01-33, modified – The symbols have been added.]

3.36 **control interface**

point that is part of the WT and identified by the WT supplier as a point at which the WT may be connected to the power plant control system

3.37 **wind power plant**

power station comprising one or more wind turbines, auxiliary equipment and plant control

3.38 **assessor**

body accredited to do the assessment

3.39 **time-series**

record consisting of the numerical values of a time varying signal's equidistant samples

Note 1 to entry: Samples may represent a measured signal or data processed from the measured values.

3.40 **short-circuit apparent power**

S_k
product of the current in the short circuit at a point of a system and a conventional voltage, generally the operating voltage

3.41 **percentile**

value of a variable below which a certain percent of observations fall

3.42 **synthetic inertia**

wind turbine or wind power plant active power production as a function of time after a sudden change in the grid frequency

Note 1 to entry: The expression "synthetic inertia" are in some publications also defined as "virtual inertia", "fast frequency response", "inertia control". In this document, we use the term "synthetic inertia" for this functionality.

3.43 **static error**

deviation between the obtained values compared to a requested reference value

3.44**response time**

elapsed time from the start of a step change or start of event until the observed value first time enters the predefined tolerance band of the target value

Note 1 to entry: See Figure 1.

3.45**settling time**

elapsed time from the start of a step change event until the observed value continuously stays within the predefined tolerance band of the target value

Note 1 to entry: See Figure 1.

3.46**rise time**

time from when the observed value reaches 10 % of the step change until the observed value reaches 90 % of the step change

Note 1 to entry: See Figure 1.

3.47**overshoot**

difference between the maximum value of the response and the steady-state final value

Note 1 to entry: See Figure 1.

3.48**reaction time**

elapsed time from test command issued until the change in amplitude reaches 10 % of the measured output variable of the step height

Note 1 to entry: See Figure 1.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-21-1:2019

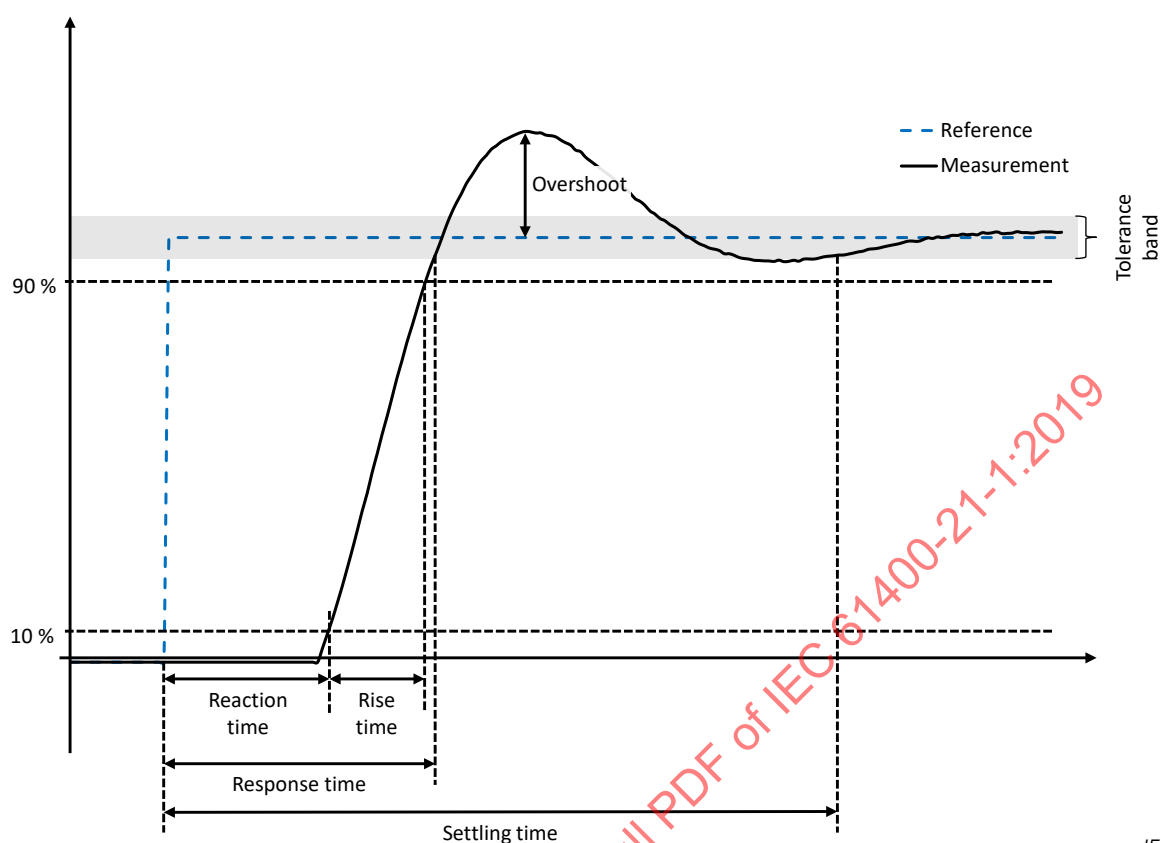


Figure 1 – Example of step response

3.49

ramp-down time

time during which the measured value decreases from 90 % to 10 % of the target value

3.50

recovery time

time from end of the event after which the measured value is continuously within the predefined tolerance band around the start value before the event

3.51

steady state

status of the system obtained when the settling time has expired

3.52

tolerance band

acceptable deviation range of the measured signal from the defined target value

Note 1 to entry: The steady-state target value is usually defined to be equal to the observed signal's reference value or the value towards which the observed signal is converging after the event.

Note 2 to entry: Default tolerance band is defined to be $\pm 10\%$ of the nominal value if nothing else is stated.

3.53

start of event

time instant where the stimulus value deviates for the first time outside its defined stimulus tolerance band

Note 1 to entry: Stimulus may be a reference signal or a disturbance.

Note 2 to entry: Default stimulus tolerance band is defined to be $\pm 10\%$ of the stimulus increment and centred on the value the stimulus had before the event.

3.54

wind turbine product platform

turbines sharing the same mechanical platform, electrical system and main drive train components

Note 1 to entry: These turbines are part of the same turbine platform (family) and the differences are typical of the IEC 61400-1 wind classes; they are designed for with the corresponding rotor diameter and nominal power.

Note 2 to entry: Other examples of turbines from the same platform are e.g. wind turbines with different wind turbine transformer primary side voltage ratings, wind turbines with different rotor diameters, etc. See also Annex F.

3.55

component test

test on a single component, where all necessary functions and performance for the test are available in the component and are not dependent on other components/systems (e.g. the protection device, if this an independent unit)

Note 1 to entry: Test done on component level is valid for all turbine variants, where the component is used.

3.56

sub-system

portion of a system that fulfils a specific function, consisting of several components/elements, which are directly related to each other and are directly interacting for the defined function

3.57

sub-system test

test on a sub-system, where all necessary functions and performance for the test are available in the sub-system and are not dependent on other components or systems

Note 1 to entry: Test done on a sub-system is valid for all turbine variants, where the sub-system is used.

3.58

available active power

predicted instantaneous active power from the turbine, either based on the power curve and measured wind speed or as an output from the turbine controller, where more parameters are taken into the calculation

3.59

power factor

under periodic conditions, ratio of the absolute value of the active power P to the apparent power S :

$$PF = \frac{P}{S} \quad PF = \frac{|P|}{S}$$

Note 1 to entry: Under sinusoidal conditions, the power factor is the absolute value of the active factor.

[SOURCE: IEC 60050-131:2002, 131-11-46]

3.60

ramp rate

gradient of ramp during a given period

3.61

reference value

target value that a control system aims to reach

3.62

active power bin

consecutive, non-overlapping intervals of WT active power measured at WT terminals

Note 1 to entry: The bins (intervals) are equal size from 0 %, 10 %, 20 %, ... , 100 % of P_n . 0 %, 10 %, 20 %, ... , 100 % are the bin midpoints.

3.63

fictitious grid

representation of an ideal phase-to-neutral voltage source with the instantaneous value $u_0(t)$, in series with a defined grid resistance R and grid inductance L

Note 1 to entry: The fictitious grid is used for the normalization of flicker measurements.

3.64

field measurement

measurements performed on a wind turbine or wind power plant installation on a given site

3.65

field test

tests to validate and measure the performance of a wind turbine or wind power plant installation on a given site

3.66

wind speed bin

groups of 10- or 1-minute average measurements into bins based on the average wind speed

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-21-1:2019

4 Symbols and units

In this part of IEC 61400, the following symbols and units are used.

$\frac{\Delta U_{\text{dyn}}}{U_n}$	maximum permitted voltage change (%)
ψ_k	network impedance phase angle (°)
$\alpha_m(t)$	electrical angle of the fundamental of the measured voltage (°)
β	exponent associated with summation of harmonics
$c(\psi_k)$	flicker coefficient for continuous operation
d	relative voltage change (%)
E_{Plti}	long-term flicker emission limit
E_{Psti}	short-term flicker emission limit
f_g	nominal grid frequency (50 Hz or 60 Hz)
$f_{\text{inertia, recovery}}$	frequency threshold where the turbine shall stop boosting active power (Hz)
$f_{\text{inertia, trigger}}$	frequency threshold where the turbine shall start boosting active power (Hz)
f_{sim}	frequency reference value
f_{over}	over-frequency protection level
f_{under}	under-frequency protection level
h	harmonic order
HW	hardware
$I_{h,i}$	h 'th order harmonic current distortion of i 'th wind turbine (A)
$i_m(t)$	measured instantaneous current (A)
I_n	nominal current (A)
IUF	current unbalance factor
$k_f(\psi_k)$	flicker step factor
k_i	ratio of maximum inrush current and nominal current
$k_u(\psi_k)$	voltage change factor
L_{fic}	inductance of fictitious grid (H)
N_{10m}	maximum number of one type of switching operations within a 10 min period
N_{120m}	maximum number of one type of switching operations within a 120 min period
n_i	ratio of the transformer at the i 'th wind turbine
N_m	total number of measured flicker coefficient values
N_{wt}	number of wind turbines
P	active power (W)
$P_{0,2}$	maximum measured active power (0,2 s average value) (W)
P_{60}	maximum measured active power (60 s average value) (W)
P_{600}	maximum measured active power (600 s average value) (W)
PF	power factor
P_{lt}	long-term flicker severity
P_n	nominal active power of wind turbine (W)

$Pr(c < x)$	accumulated distribution of c
P_{st}	short-term flicker severity
$P_{st, fic}$	short-term flicker severity at fictitious grid
Q	reactive power (var)
R_{fic}	resistance of fictitious grid (Ω)
S_k	short-circuit apparent power of grid (VA)
$S_{k, fic}$	short-circuit apparent power of the fictitious grid (VA)
S_n	nominal apparent power of wind turbine (VA)
SW	software
THC	total harmonic current distortion (% of I_n)
T_p	transient time period of a switching operation in seconds (s)
U	phase-to-phase voltage (V)
$u_0(t)$	instantaneous phase-to-neutral voltage of an ideal voltage source (V)
$u_{fic}(t)$	instantaneous phase-to-neutral voltage simulated at fictitious grid (V)
$U_{fic, max}$	maximum phase-to-neutral voltage at fictitious grid (V)
$U_{fic, min}$	minimum phase-to-neutral voltage at fictitious grid (V)
U_{min}	minimum phase-to-phase voltage the turbine can ride through in p.u.
U_{max}	maximum phase-to-phase voltage the turbine can ride through in p.u.
U_n	nominal phase-to-phase voltage (V)
U_{under}	undervoltage protection level
U_{UVRC}	the difference between U_n of the WT and U_{min} in p.u. (undervoltage range capability).
U_{OVRC}	the difference between U_{max} and U_n of the WT in p.u. (overvoltage range capability).
U_{over}	overvoltage protection level
U_{pre}	prefault voltage, calculated as 0,2 s average value measured from 10 s before the event to start of the event.
v_{cut-in}	cut-in wind speed (m/s)
X_{fic}	reactance of fictitious grid (Ω)
Z_1	impedance for limiting the effect of the short-circuit on the upstream grid (Ω)
Z_2	impedance between phases or to ground during short-circuit (Ω)

5 Abbreviated terms

The following abbreviated terms are used in this document.

A/D converter	analogue to digital converter
DFAG	doubly fed asynchronous generator Often referred to as a doubly-fed induction generator (DFIG), but it is not operated as an induction generator when the rotor current is controlled.
DFT	discrete fourier transform
HV	high voltage
LV	low voltage

MV	medium voltage
RMS	root mean square
RoCoF	rate of change of frequency
SCADA	supervisory control and data acquisition
THC	total harmonic current distortion
WT	wind turbine

6 Wind turbine specification

The nominal data of the wind turbine (referred to the wind turbine terminals) shall be specified, including P_n , S_n , U_n , I_n and, where applicable, undervoltage and overvoltage ride through profiles, reactive power capability profile and control values.

Based on manufacturer's information, the wind turbine specifications as outlined in Annex A shall be stated.

NOTE The nominal data are only used as base for the p.u. calculations in this document.

7 Test conditions and test systems

7.1 General

Clause 7 gives the testing fundamentals that are necessary for the assessment of the electrical characteristics of a wind turbine, i.e. test validity (7.3), test conditions (7.4) and test equipment (7.5). A sample report format is given in Annex A.

Generator sign convention shall be used, i.e. the positive direction of the power flow is defined to be from the generator to the grid. If the wind turbine is replaced with a resistor and an inductor, both active and reactive power will be negative (see Annex C).

7.2 Overview of required test levels

Table 1 gives an overview of the required and optional test levels for the different tests and measurements as described in Clause 8. Optional tests and measurements may be carried out and reported for more detailed assessment of simulation models and compliance with specific grid codes. A test is not required at all, if a wind turbine does not provide the corresponding functionality. In some cases a test or measurement (or part of it) would be acceptable on a lower system level, if certain conditions are met which are then provided in Clause 8. For some tests and measurements, a different system level than stated as "required" would be acceptable, too. These cases are marked as "optional" in the following overview and would replace the test on the "required" system level.

Table 1 – Overview of required test levels

Clause	Test	Component test	Sub-system Test	Field measurement – Wind turbine level	Field measurement – Wind power plant
Power Quality Aspects					
8.2.2	Flicker			S	O
8.2.3	Switching operations			S	O
8.2.4	Harmonics, interharmonics and higher frequency components		C	S	O
Steady-State Operation					
8.3.3	Maximum power			S	O
8.3.4	Reactive power characteristic ($Q=0$)		S	O	O
8.3.5	Reactive power capability		S	O	O
8.3.6	Voltage dependency of PQ diagram		S	O	O
8.3.7	Unbalance factor		S	O	O
Control Performance					
8.4.2	Active power control		C	S	O
8.4.3	Active power ramp rate limitation		C	S	O
8.4.4	Frequency control		S	O	O
8.4.5	Synthetic inertia			S	O
8.4.6	Reactive power control		S	O	O
Dynamic Performance					
8.5.2	Fault ride-through capability		C	S	O
Grid Protection					
8.6.2	Grid protection	S	O	O	O
8.6.4	Reconnection time			S	O
8.6.3	Rate of change of frequency RoCoF (df/dt)	S	O	O	O
S: Suggested minimum measurement / test level C: Conditional measurement / test level, if certain conditions are fulfilled (details in corresponding clause) O: Optional measurement / test level, if the function is available on other level than required as a minimum					

7.3 Test validity

Measurements are required in order to validate theoretical analysis and numerical simulations as well as electrical performance. Appropriate measurements as well as data processing are crucial in wind turbine evaluation and comparison with expected theoretical assumptions.

The measured characteristics are valid for the wind turbine product platform. Some wind turbine designs include a built-in transformer. The measurements of the electrical characteristics shall be made at the wind turbine terminals. It is up to the wind turbine manufacturer to define the wind turbine terminals to be at the low-voltage or high-voltage side of the transformer. Changing the transformer from one output voltage to another is not expected to cause the wind turbine to behave differently with respect to power quality characteristics. Thus, separate assessment is not required, if the transformer output voltage is

changed and if the assessment has been previously done at other MV levels or at the low-voltage side of the wind turbine transformer, except that nominal voltage and current shall be updated. The considerations given in Annex F shall be taken into account.

NOTE Measuring voltage and current on the low- or high-voltage side of transformer has an influence on harmonic measurement results. However, it is still up to the manufacturer to define the "WT terminals". When transferring test results to other turbines of one product platform, the test validity applies for the same side of the transformer. If necessary, an additional measurement could be done at a specific site in accordance with this document.

The location of the wind turbine terminals (being the measurement point) and the specific configuration of the assessed wind turbine including the relevant control parameter settings shall be clearly stated in the test report (Annex A).

Any selection of tests can be done and reported separately. This means that all parts in this document can be tested and reported individually and it is not mandatory to perform all the described test and measurements procedures.

Optional tests and measurements (for example pitch angle and rotational speed) may be carried out and reported for more detailed assessment of simulation models and compliance with specific grid code requirements.

Type testing one turbine which is part of a product platform shall be considered sufficient to cover the entire turbine product platform, provided that a documented risk assessment is carried out according to Annex F to determine which type tests are valid and which tests need to be repeated on the rest of the turbine product platform.

7.4 Test conditions

The following test conditions are required and shall be measured and reported as part of the test procedure. Any test data measured during periods not complying with the given test conditions shall be excluded.

- The wind turbine shall be connected directly to the network through a standard transformer (i.e. equal or electrically comparable to a transformer to be used in other applications than the prototype measurement) with nominal apparent power at least corresponding to the nominal apparent power of the assessed wind turbine.
- The total harmonic distortion of the voltage including all harmonics up to the order of 50 shall be less than 5 % measured as 10 min average data at the wind turbine terminals while the wind turbine is not generating. The total harmonic distortion of the voltage may be determined by measurement prior to testing the wind turbine.
- The grid frequency measured as 0,2 s average data shall be within ± 1 % of the nominal frequency, and the rate of change of the grid frequency measured as 0,2 s average data shall be less than 0,2 % of the nominal frequency per 0,2 s. If the grid frequency is known to be very stable and well within the above requirements, which would commonly be the case in a large interconnected power system, this need not be assessed any further. Otherwise, the grid frequency shall be measured during the test.
- The voltage shall be within ± 10 % of its nominal value measured as 10 min average data at the wind turbine terminals.
- The voltage unbalance factor shall be less than 2 % measured as 10 min data at the wind turbine terminals. The voltage unbalance factor shall be determined as described in IEC 61000-4-30 where the voltage unbalance factor is defined as ratio of positive and negative sequence component of the voltage. If the voltage unbalance factor is known to be well within the above requirement, it need not be assessed any further. Otherwise, the voltage unbalance factor shall be measured during the test.
- The environmental conditions shall comply with the manufacturer's requirements for the instruments and the wind turbine. Commonly, this does not call for any online measurements of the environmental conditions, though it is required that these are described in general terms as part of the measurement report.

- Tests may be prepared at any turbulence intensity and at any short-circuit ratio, but conditions (average turbulence intensity, short-circuit apparent power and network impedance angle) shall be stated as part of the test report/certificate.
- The characteristics shall be stated for the wind turbine operating with reactive power as close as possible to zero, i.e. if applicable, the reactive reference value shall be set to $Q = 0$, unless stated differently in the corresponding clause of a specific test. If any other operational mode is used, this shall be clearly stated in the report.
- Various operational modes could be taken into consideration. Please note that various operational modes can be characterized by different frequency response of the turbine control system affecting the electrical characteristics, therefore it is recommended to specify if the operation mode was changed during the assessment process and exclude invalid data. It is the manufacturer's responsibility to define if changes in the operational mode will change the measured electrical characteristics. A guideline to evaluate the influence of design changes is given in Annex F.
- Electromagnetic influence on the measurement should be avoided. Therefore, it is recommended that all measurement equipment shall have an EMC class that meets at least the expected level of electromagnetic emission in the wind turbine.
- The temperature variation regarding the calibration uncertainties of the measurement equipment shall not exceed the limits specified by the equipment manufacturer. The data acquisition device shall meet the requirements given in IEC 62008 in terms of performance characteristics and calibration methods.

NOTE 1 The specified conditions above are required to achieve reliable test results and should not be interpreted as conditions for a reliable grid connection and operation of wind turbines.

NOTE 2 The maximum measured power depends for some wind turbine designs to some degree on the air density. Hence, the maximum measured power determined following the procedure in 8.3.3 and measured at a site with low air density can be less than at a site with higher air density. It is, however, found that the uncertainty introduced by not specifying a limited air density range cannot justify the cost of additional equipment and procedures associated with this.

7.5 Test equipment

The measurement equipment should be carefully adjusted in order to record electrical characteristics of interest with acceptable accuracy and precision. The description of the measurements assumes application of a digital data acquisition system with elements as illustrated in Figure 2.

The anemometer, voltage transducers and current transducers are the required sensors of the measurement system. The signal conditioning is for connecting these to the low-pass filter that is required for anti-aliasing. See Table 2 for the specification of equipment accuracy. The transducers shall meet the requirements given in IEC 61869-103.

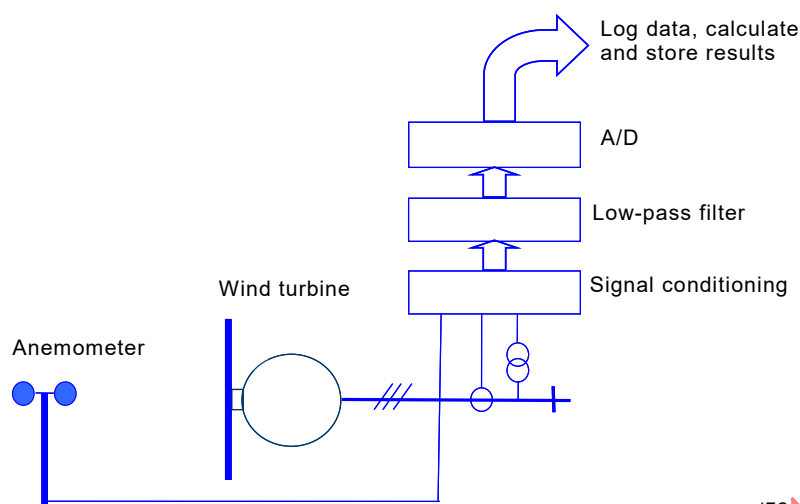


Figure 2 – Measurement system description including the most significant components

Table 2 defines the overall required accuracies for the measurement equipment, if there are no specific requirements mentioned in the specific subclauses.

Table 2 – Specification of requirements for measurement equipment

Equipment	Required accuracy
Voltage transducers	Class 1,0
Current transducers	Class 1,0
Anemometer	± 1 m/s
Filter + A/D converter + data acquisition system	1 % of full scale
Frequency	10 mHz

The digital data acquisition system is assumed to log, calculate and store results as specified in the subclauses of Clause 8. General guidance for calculation of RMS voltage, active and reactive power in a system as outlined in Figure 2 is given in Annex C. This requires a sample rate of at least 2 kHz per channel of the voltage and current signals. For measurements of harmonics, interharmonics and higher frequency components, the sampling rate should be chosen in accordance with the established rules of signal analysis such that frequency components up to 9 kHz inclusive can be measured. It has to be guaranteed that the frequency response of the transducers is linear up to 9 kHz.

The minimum signal bandwidth for measurements of flicker shall be 1 500 Hz. See also the note in 7.5.

The wind speed signal shall be sampled with at least 1 Hz, the measurement from the corrected nacelle anemometer can be used.

Alternatively, a hub-height anemometer located at a position unaffected by wind turbine blockage or wind turbine wakes can be applied for measuring the wind speed. A position 2,5 rotor diameter upstream would generally give good definition. As another alternative, hub-height wind speed can be estimated from lower level measurement possibly in conjunction with power measurements and knowledge of the power curve.

The measurement equipment configuration including sensors bandwidth, cable shielding, anti-aliasing filter cut-off frequency, A/D converter resolution and sample rate, should be adjusted

in order to measure all expected frequency components with sufficient amplitude and phase angle accuracy.

Other signals needed in the test are reference values and available active power. Reference values shall be read by the measurements system either via network connection, serial or analogue values. The available active power can be calculated from the measured wind speed signal, which is converted into an active power signal according to the observation of active power against wind speed (see 8.3.2). Alternatively, the available active power output shall be provided by the control system of the wind turbine.

8 Measurement and test of electrical characteristics

8.1 General

The electrical characteristics to be measured and tested consist of five different categories of tests: power quality, steady-state operation, control performance, dynamic performance and disconnection from grid. These five categories cover all aspects needed to evaluate the performance of the turbine against requirements given in the grid code.

8.2 Power quality aspects

8.2.1 General

Subclause 8.2 covers the classical power quality terms with respect to flicker during normal operation, flicker and voltage change during switching operations and current harmonics under different operational conditions.

8.2.2 Flicker during continuous operation

8.2.2.1 Description

The network will normally have other fluctuating loads that may cause significant voltage fluctuations at the wind turbine terminals where the test measurements are taken. Moreover, the voltage fluctuations imposed by the wind turbine will depend on the characteristics of the grid e.g. the short-circuit power and impedance angle. The aim is, however, to achieve test results that are independent of the grid conditions at the test site. To accomplish this, IEC 61400-21-1 specifies a method that uses current and voltage time-series measured at the wind turbine terminals to simulate the voltage fluctuations on a fictitious grid with no source of voltage fluctuations other than the wind turbine (see NOTE).

The application of the fictitious grid is further described in 8.2.2.2 and in Annex B. The measurement procedures for voltage fluctuations are separated into procedures for continuous operation and switching operations. This separation reflects that the flicker emission from a wind turbine has the character of stochastic noise during continuous operation, whereas the flicker emission and voltage changes during switching operations have the character of a number of time-limited, non-coincident events.

NOTE Although the specified method to simulate the voltage fluctuations on a fictitious grid avoids the direct influence of the real voltage fluctuations of the grid at the measurement point on flicker, there can be an influence of these voltage fluctuations, imposed by other sources, on the measured current from the wind turbine. This in turn may influence the simulated voltage fluctuations on the fictitious grid. However, this effect is relatively small and does not justify changing the procedure for determining the flicker coefficient.

8.2.2.2 Procedure

The following procedure is used to measure flicker.

Fictitious grid

The phase diagram of the fictitious grid is shown in Figure 3.

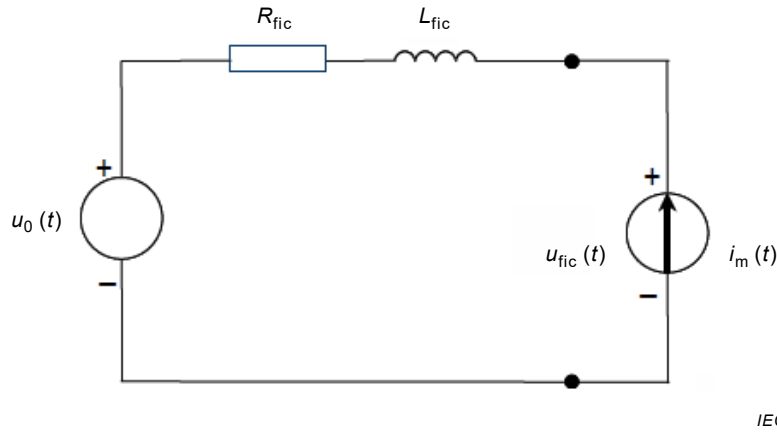


Figure 3 – Fictitious grid for simulation of fictitious voltage

The fictitious grid is represented by an ideal phase-to-neutral voltage source with the instantaneous value $u_0(t)$ and a grid impedance given as a resistance R_{fic} in series with an inductance L_{fic} . The wind turbine is represented by the current generator $i_m(t)$, which is the measured instantaneous value of the line current. This simple model gives a simulated voltage with the instantaneous value $u_{fic}(t)$ in accordance with Equation (1):

$$u_{fic}(t) = u_0(t) + R_{fic} \times i_m(t) + L_{fic} \times \frac{di_m(t)}{dt} \quad (1)$$

The ideal voltage source $u_0(t)$ can be generated in different ways. But two properties of the ideal voltage should be fulfilled:

- the ideal voltage should be without any fluctuations, i.e. the flicker on the voltage should be zero;
- $u_0(t)$ shall have the same electrical angle $\alpha_m(t)$ as the fundamental of the measured voltage. This ensures the phase angle between $u_{fic}(t)$ and $i_m(t)$ is correct, provided that $|u_{fic}(t) - u_0(t)| \ll |u_0(t)|$.

To fulfil these properties, $u_0(t)$ is defined as:

$$u_0(t) = \sqrt{\frac{2}{3}} \times U_n \times \sin(\alpha_m(t)) \quad (2)$$

where U_n is the RMS value of the nominal voltage of the grid.

The electrical angle of the fundamental of the measured voltage may be described by Equation (3).

$$\alpha_m(t) = 2\pi \times \int_0^t f(t) dt + \alpha_0 \quad (3)$$

where

- $f(t)$ is the frequency (that may vary over time);
- t is the time since the start of the time-series;
- α_0 is the electrical angle at $t = 0$.

R_{fic} and L_{fic} shall be selected to obtain the appropriate network impedance phase angle ψ_k applying Equation (4) below:

$$\tan(\psi_k) = \frac{2\pi \times f_g \times L_{\text{fic}}}{R_{\text{fic}}} = \frac{X_{\text{fic}}}{R_{\text{fic}}} \quad (4)$$

where f_g is the nominal grid frequency (50 Hz or 60 Hz).

The three-phase short-circuit apparent power of the fictitious grid is given by Equation (5) below:

$$S_{k,\text{fic}} = \frac{U_n^2}{\sqrt{R_{\text{fic}}^2 + X_{\text{fic}}^2}} \quad (5)$$

A proper short-circuit ratio $S_{k,\text{fic}}/S_n$ shall be used to ensure that the applied flicker meter algorithm or instrument gives P_{st} values that are well within the measurement range required in IEC 61000-4-15. A class F1 flicker meter for low measurement uncertainties shall be used. Due to the magnitude of the P_{st} values involved in the flicker characterization of the wind turbines, the flicker meter shall specify the working range in the performance testing (rectangular voltage changes and performance testing, Table 5 of IEC 61000-4-15:2010) as the lowest and highest k-value for which the corresponding value $P_{\text{st},k}$ is within $\pm 5\%$. This part of IEC 61400 suggests using the measurement range $0,05 \leq k \leq 5,0$, though it is the responsibility of the assessor to select the appropriate short-circuit ratio $S_{k,\text{fic}}/S_n$ for the available measurement range.

NOTE It should be taken into account that, in one hand, larger voltage fluctuations can be obtained by decreasing the short-circuit ratio. On the other hand, if the short-circuit ratio becomes too small, the mean RMS value of $u_{\text{fic}}(t)$ will deviate significantly from the RMS value of $u_0(t)$, which will influence the relative voltage changes because the absolute voltage changes are normalised with a different mean value. To obtain simulated voltage fluctuations within the flicker meter range, a short-circuit ratio $S_{k,\text{fic}}/S_n$ between 20 and 50 is recommended.

Flicker coefficient during continuous operation

The wind turbine flicker coefficient for continuous operation, $c(\psi_k)$ shall be stated as the 95th percentile for the network impedance phase angles $\psi_k = 30^\circ, 50^\circ, 70^\circ$ and 85° in tables for operation of the wind turbine within the active power bins 0 %, 10 %, 20 %, ... , 100 % of P_n . 0 %, 10 %, 20 %, ... , 100 % are the bin midpoints. The measurements shall be based on observation times of 10 minutes for each data set.

The flicker coefficient $c(\psi_k)$ shall be determined so it can be stated in accordance with Annex A. This shall be done by measurement and simulation.

The detailed procedure is provided here, whereas an informative outline is provided in Annex B.

The following measurements shall be performed:

- The three instantaneous line currents and the three instantaneous phase-to-neutral voltages shall be measured at the wind turbine terminals. If the phase-to-neutral voltages are not available, the phase-to-phase voltages shall be measured and the phase-to-neutral voltages calculated from the measured phase-to-phase voltages. The phase-to-neutral voltages shall be calculated in accordance with Annex C.
- Measurements shall be taken so that at least seven, 10-minute data sets of instantaneous voltage and current measurements (seven tests and three phases equal to 21 time series) are collected for each 10 % power bin. If more than these twenty-one time series are collected for a power bin, then all of the time series shall be used.
- The wind speed should be measured optionally in accordance with 8.3.2.
- Switching operations such as start-up and shut-down of the wind turbine are excluded.

The voltage flicker during the test shall be reported. The voltage flicker shall be measured at the wind turbine terminals and according to IEC 61000-4-15.

The measurements shall be taken with a measurement set-up and by applying voltage and current transducers with specifications in accordance with 7.5. The cut-off frequency of the voltage and current measurements shall be at least 1 500 Hz.

The measurements shall be treated to determine the flicker coefficient of the wind turbine as a function of the network impedance phase angle and its active power bin. This shall be done by repeating the following procedure for each of the network impedance phase angles and power bins.

First, the flicker coefficient for each set of 10-minute measured voltage and current time-series shall be determined. The procedure for this is given in steps 1) to 3) below.

- 1) The measured time-series shall be combined with Equation (1) to give voltage time-series of $u_{\text{fic}}(t)$.
- 2) The voltage time-series of $u_{\text{fic}}(t)$ shall be input to the flicker algorithm in compliance with IEC 61000-4-15 to give one flicker emission value $P_{\text{st, fic}}$ on the fictitious grid for each 10-minute time-series.
- 3) The flicker coefficient shall be determined for each of the calculated flicker emission values by applying Equation (6):

$$c(\psi_k) = P_{\text{st, fic}} \times \frac{S_{k, \text{fic}}}{S_n} \quad (6)$$

where

S_n is the nominal apparent power of the wind turbine;

$S_{k, \text{fic}}$ is the short-circuit apparent power of the fictitious grid.

Finally, the flicker coefficient $c(\psi_k)$ shall be determined as the 95th percentile for each power bin and for each phase angle of the fictitious grid, and represented in a table, as in Table 4.

The long-term flicker severity can, in accordance with IEC TR 61000-3-7, be calculated as the cubic average of 12 consecutive short-term values. The flicker measurement will be done over the full range of active power capability. Seven 10-minute datasets at each power bin are used for the evaluation of the flicker behaviour. With this method, the long-term flicker severity becomes equal to the short-term value, which is a conservative approach.

NOTE 1 The formula defining the flicker coefficient is further explained in B.4.1.

NOTE 2 The 95th percentile is applied as the flicker emission limit.

8.2.2.3 Documentation

Flicker from continuous operation shall be documented in a table and graphs, as defined, for example, in Annex A.

- Flicker coefficients as function of the impedance angle ψ_k for all power bins
- Graphs of the voltage flicker P_{st} and flicker coefficients against the active power.

8.2.3 Flicker and voltage change during switching operations

8.2.3.1 General

Switching operation covers flicker generated by start, stop and switching between generators of the turbine.

8.2.3.2 Description

The characteristics shall be stated for the following types of switching operations:

- a) wind turbine start-up at cut-in wind speed;
- b) wind turbine start-up at nominal active power;
- c) the worst case of switching between generators (applicable only to wind turbines with more than one generator or a generator with multiple windings).

For each of the above types of switching operations, the values of the parameters below shall be stated:

- The maximum number N_{10m} of the switching operation within a 10-minute period.
- The maximum number N_{120m} of the switching operation within a 2-hour period.
- The flicker step factor $k_f(\psi_k)$ for the network impedance phase angles $\psi_k = 30^\circ, 50^\circ, 70^\circ$ and 85° .
- The voltage change factor $k_u(\psi_k)$ for the network impedance phase angles $\psi_k = 30^\circ, 50^\circ, 70^\circ$ and 85° .

Based on manufacturer's information, the maximum number of switching operations, N_{10m} and N_{120m} shall be determined for each type of switching operation. In the event that the wind turbine manufacturer cannot provide these values, or the manufacturer cannot provide sufficient specification of the wind turbine control system to support the provided values, the following shall be assumed:

- wind turbine start-up at around cut-in wind speed: $N_{10m} = 10$ and $N_{120m} = 120$;
- wind turbine start-up at nominal active power: $N_{10m} = 1$ and $N_{120m} = 12$;
- the worst case of switching between generators: $N_{10m} = 10$ and $N_{120m} = 120$.

NOTE 1 The worst case of switching between generators is in the context of flicker step factor defined as the switching operation that gives the highest flicker step factor, and in the context of voltage change factor defined as the switching operation that gives the highest voltage change factor.

NOTE 2 The parameters N_{10m} and N_{120m} are typically provided by the manufacturer, whereas $k_f(\psi_k)$ and $k_u(\psi_k)$ are measured and calculated.

NOTE 3 Depending on the control system of the wind turbine, the maximum number of switching operations within a 2-hour period can be less than twelve times the maximum number of switching operations within a 10-minute period.

8.2.3.3 Procedure

Measurements, simulations and calculations shall be prepared to determine the voltage change factor $k_u(\psi_k)$, and the flicker step factor $k_f(\psi_k)$ for each type of switching operation specified in 8.2.3.2.

The measurement should be taken under normal operational conditions; if it's not possible, it can be measured by manually controlling the WT.

The detailed procedure is provided here, whereas an informative outline is provided in Clause B.2.

Whereas 8.2.3.2 a) and 8.2.3.2 b) each specify switching at a specific wind speed, it is the task of the assessor to identify the conditions of 8.2.3.2 c). This may be done by assessment of the wind turbine design, or if this does not give sufficient evidence, measurements shall be taken to identify the conditions for 8.2.3.2 c). See also NOTE 1 in 8.2.3.2.

To determine the voltage change factor $k_u(\psi_k)$, and the flicker step factor $k_f(\psi_k)$, the following measurements shall be prepared:

- the three instantaneous line currents and the three instantaneous phase-to-neutral voltages shall be measured at the wind turbine terminals;
- the measurements shall be taken for a period, T_p , long enough to ensure that the transient of the switching operation has abated, though limited to exclude possible power fluctuations due to turbulence;
- in order to ensure that the results of the measurements are representative of the normal average conditions, at least five time series shall be evaluated;
- the wind speed shall be measured in accordance with Clause 7. The 1-minute average wind speed during the switching operation shall be within a range of ± 2 m/s of the required wind speed.

The measurements shall be taken with a measurement set-up and by applying voltage and current transducers and an anemometer with specifications in accordance with Clause 7. The cut-off frequency of the voltage and current measurements shall be at least 1 500 Hz.

NOTE For wind turbines applying soft-starters or other effective limitation of the inrush currents, the current transducers should be nominal two to four times the nominal current. For wind turbines with converter systems, the rating of the current transducers can be in general below 2 times rated current. For wind turbines without any inrush current limitation, as guidance, the current transducers should be nominal 10 to 20 times the nominal current of the wind turbine.

The measurements shall be used to determine the voltage change factor and the flicker step factor. This shall be done applying the following procedure.

- The measured time-series shall be combined to give voltage time-series of $u_{fic}(t)$, in accordance with 8.2.2.2
- The simulated voltage time-series of $u_{fic}(t)$ shall be input to the flicker algorithm in compliance with IEC 61000-4-15 to give one flicker emission value $P_{st,fic}$ on the fictitious grid for each time-series of $u_{fic}(t)$. This will result in 15 values of $P_{st,fic}$ for each case, i.e. five tests and three phases.
- The flicker step factor $k_f(\psi_k)$ shall be calculated in accordance with Equation (7).

$$k_f(\psi_k) = \frac{1}{130} \times \frac{S_{k,fic}}{S_n} \times P_{st,fic} \times T_p^{0,31} \quad (7)$$

- The voltage change factor $k_u(\psi_k)$ shall be determined in accordance with Equation (8).

$$k_u(\psi_k) = \sqrt{3} \times \frac{U_{fic,max} - U_{fic,min}}{U_n} \times \frac{S_{k,fic}}{S_n} \quad (8)$$

where

$U_{fic,min}$ is the minimum one period RMS value of the voltage on the fictitious grid during the switching operation;

$U_{fic,max}$ is the maximum one period RMS value of the voltage on the fictitious grid during the switching operation.

- The flicker step factor and the voltage change factor shall be determined as the average result of the 15 values.

NOTE 1 The formula defining the flicker step factor is deduced from IEC 61000-3-3 as explained in B.4.2.

NOTE 2 The flicker coefficient $P_{st,fic}$ is here evaluated over the time period T_p .

NOTE 3 The formula defining the voltage change factor is further explained in B.4.3.

8.2.3.4 Documentation

The following parameters have to be reported in, for example, a table as described in Annex A:

- flicker step factor,
- voltage change factor,

as a function of the impedance phase angle, for all measured cases.

Furthermore, time series of the voltage, current, active and reactive power shall be documented in a graph for one switching event in each case.

8.2.4 Harmonics, interharmonics and higher frequency components

8.2.4.1 General

The emission of current harmonics, interharmonics and higher frequency components during continuous operation shall be stated.

8.2.4.2 Description

It is recommended to measure the voltage harmonics: additionally, see Annex D.2.1 and IEC TR 61400-21-3¹.

The voltage and current transducers used for this kind of measurements should comply with the requirements given in IEC 61000-4-30. It should be ensured that the measurement sensors are capable of measuring the frequency components (i.e. harmonics and interharmonics) of interest.

Frequencies outside the measurement range of the instrument shall be attenuated as described in IEC 61000-4-7 so they don't affect the measurement results.

The values of the individual current components (harmonics, interharmonics and higher frequency components) and the total harmonic current distortion shall be given in tables in percentage of I_n and for operation of the wind turbine within the active power bins 0, 10, 20, ... , 100 % of P_n . 0, 10, 20, ... , 100 % are the bin midpoints.

The individual harmonic current components shall be specified as sub grouped values for frequencies up to 50 times the fundamental grid frequency in accordance with Equation 9 of 5.6, Figure 6 in IEC 61000-4-7:2002/AMD1:2008 and the total harmonic current distortion shall be stated as derived from these.

The interharmonic current components below 2 kHz shall be sub-grouped in accordance with Annex A of IEC 61000-4-7:2002/AMD1:2008.

The higher frequency components, i.e. the 2 to 9 kHz current components, shall be measured and grouped in accordance with Annex B of IEC 61000-4-7:2002/AMD1:2008 (Equation (B.1)). The output of raw DFT shall be grouped in bands of 200 Hz.

10-minute aggregation is performed using the square root of the arithmetic mean of the squared 10-cycle (for a 50 Hz power system) resp. 12-cycle window values (for a 60 Hz power system) for each harmonic as further described in Annex D and reported for each active power bin. The measurement procedure shall be suitable for wind turbines, i.e. where the

¹ Under preparation. Stage at the time of publication: IEC DTR 61400-21-3:2018.

magnitude of the current harmonics produced can be expected to change over the periods of a few seconds.

If current harmonics, interharmonics or higher frequency components are clearly influenced by background distortion, then the measured values of the current harmonics, interharmonics or higher frequency components can be reduced by the amount related with the background distortion. If the harmonics are reduced, a description of the method used in determining the background distortion reduction (simulations, comparative measurements, etc.) should be included in the measurement report. See Annex D for further details. If the amount of reduction cannot be defined:

- a) a note about the possible influence of the background distortion can be added to the affected harmonics, interharmonics and higher frequency components in the report;
or
- b) the harmonic model in accordance with IEC TR 61400-21-3 can be used, in order to calculate the harmonic contribution.

8.2.4.3 Procedure

Measurements shall be taken so that at least seven, 10-minute data sets of instantaneous voltage and current measurements (seven tests and three phases equal to 21 time series) are collected for each 10 % power bin. If more than these twenty-one time series are collected for a power bin, then all of the time series shall be used.

The 10-cycle window for 50 Hz and 12-cycle window for 60 Hz power systems is recommended. The window size shall be stated in the test report (see Annex A).

Harmonic currents below 0,1 % of I_n for any of the harmonic orders need not be reported.

NOTE Harmonic levels below 0,1 % are typical below the measurement accuracy and may be considered as measurement noise and should not be reported.

The DFT is applied to each of the measured currents with rectangular weighting, i.e. no special weighting function (Hanning, Hamming, etc.) shall be applied to measured time-series. The active power shall be evaluated over the same time window as the harmonics. It is recommended to perform measurements without synchronization and later adjust the sample rate during post-processing or to exclude measurement data in cases when the synchronization is lost.

The THC distortion for each 10-cycle window for 50 Hz and 12-cycle window for 60 Hz shall be calculated in accordance with Equation (9):

$$\text{THC} = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{50} I_h^2}}{I_n} \times 100 \quad (9)$$

where

I_h is the sub grouped RMS current harmonic of harmonic order h ;

I_n is the nominal current of the wind turbine.

The 10-minute square root of the arithmetic mean of the squared 10-cycle (for 50 Hz power systems) or 12-cycle (for 60 Hz power systems) window values of each frequency band (i.e. each sub-grouped harmonic, interharmonic, higher frequency current component and THC) shall be calculated for each 10-minute time-series.

NOTE 1 Harmonics are considered harmless as long as the duration is limited to a short period of time. Hence, this document does not require specification of short-duration harmonics caused by wind turbine start-up or other switching operations.

NOTE 2 IEC 61000-4-7:2002/AMD1:2008, Subclause 5.6 is on voltage harmonics. This grouping procedure is still recommended for assessing the current harmonics of a fluctuating source like wind turbines.

NOTE 3 It is recommended to measure harmonic voltage in accordance with Annex D. The harmonic voltage measurements can furthermore be used for the harmonic model validation as defined in IEC TR 61400-21-3.

8.2.4.4 Documentation

The emission of current harmonics, interharmonics and higher frequency components shall be documented in tables and graphs as shown, for example, in Annex A. The following parameters have to be measured and reported:

- 95th percentile of current harmonics;
- 95th percentile of current interharmonics;
- 95th percentile of the higher frequency current components.

8.3 Steady-state operation

8.3.1 General

The steady-state operation subclause consists of measurements of active power against wind speed, maximum power, and reactive power capability.

8.3.2 Observation of active power against wind speed

8.3.2.1 Description

The aim is to illustrate the power production against the wind speed, during the power quality measurement period.

NOTE It is not necessary to perform an additional measurement campaign for this test as the data from 8.2.2 can be used for the analysis and reporting.

8.3.2.2 Procedure

The measured wind speed and active power shall be processed into 10-minute block average values. During the measurement, the data shall be recorded continuously.

Measurements shall be taken so that at least seven 10-minute data sets of instantaneous voltage and current measurements are collected for each 10 % power bin.

8.3.2.3 Documentation

The following parameters have to be documented and reported:

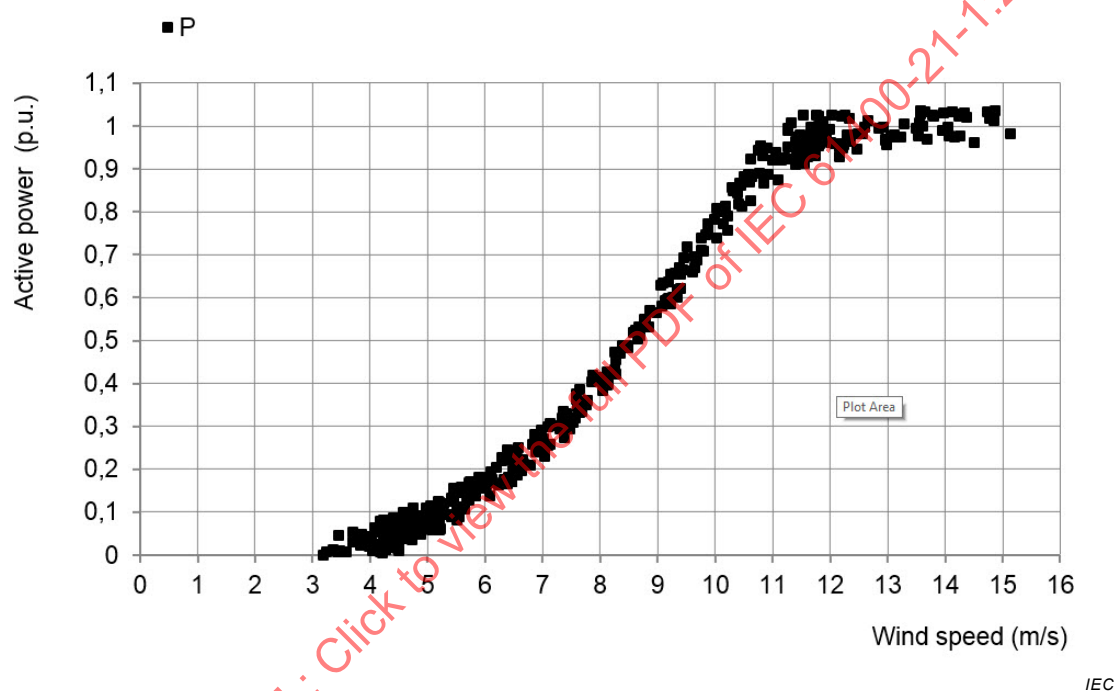
- the active power of the wind turbine (WT) shall be displayed as a function of the wind speed as shown, for example, in Figure 4.
- The number of measured 10-minute time series of active power per wind speed bin shall be represented as shown in Table 3 or as shown in Figure 6;
- The number of measured 10-minute data sets of active power per power bin as shown, for example, in Figure 5 or Table 4.

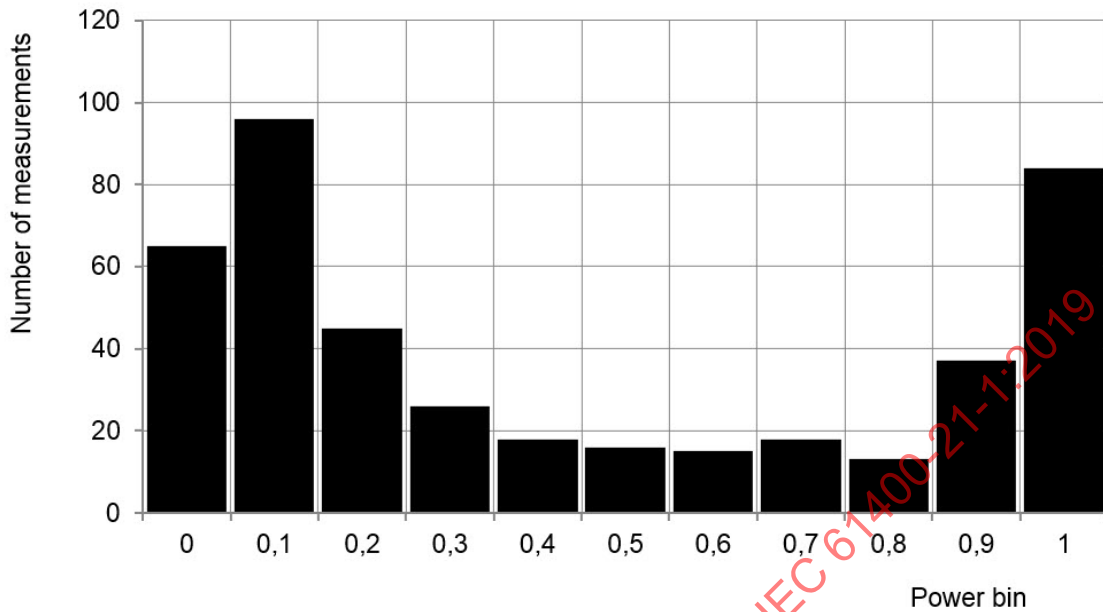
Table 3 – Number of 10-min time-series per wind speed bin

Wind speed bin: [m/s]	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	12-13	13-14	...
Total number of data sets:														

Table 4 – Number of measurements per power bin (10 min average)

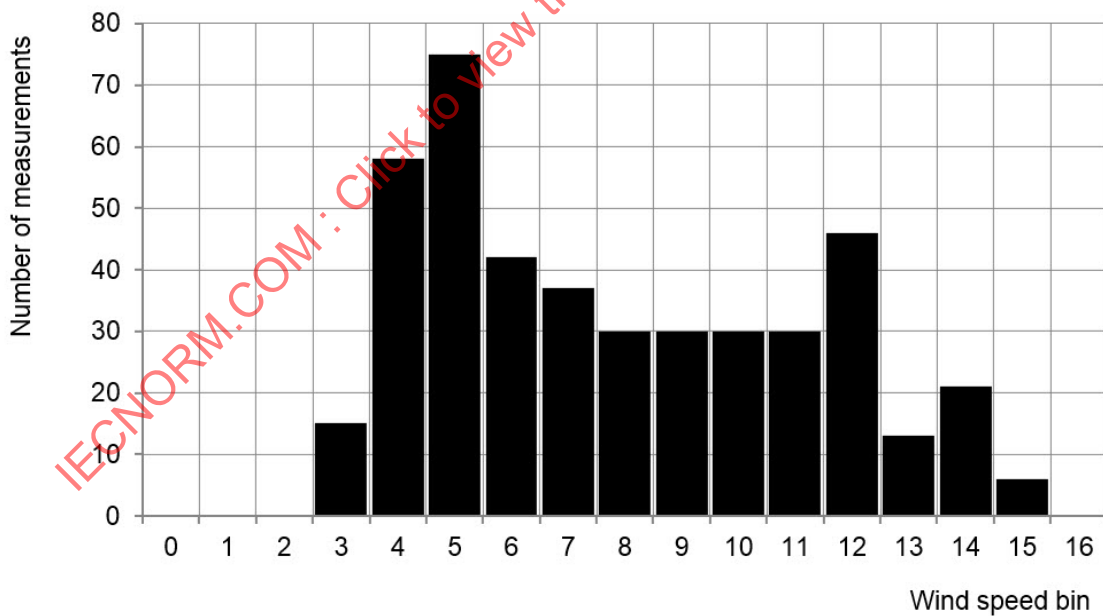
Power bin [% of P_n]	-5 to 5	5 to 15	15 to 25	25 to 35	35 to 45	45 to 55	55 to 65	65 to 75	75 to 85	85 to 95	95 to 105
Total number of datasets											

**Figure 4 – Active power as a function of the wind speed (example)**



IEC

Figure 5 – Number of measurements in power bins (example)



IEC

Figure 6 – Number of measurements in wind speed bins (example)

8.3.3 Maximum power

8.3.3.1 Description

The aim of the test is to show that the specified value of the active power output is kept independent from the averaging time. Data recorded from the test at 8.2.2 can be used.

The maximum measured power of the wind turbine shall be specified as a 600 s average value, P_{600} , a 60 s average value, P_{60} and as a 0,2 s average value, $P_{0,2}$. The maximum active power peaks are determined from each of the different averaging intervals.

8.3.3.2 Procedure

The maximum power shall be measured so that it can be specified in accordance with 8.3.3.1 as a 600 s average value, P_{600} , a 60 s average value, P_{60} , and as a 0,2 s average value, $P_{0,2}$, applying the following procedure:

- measurements shall be sampled during continuous normal operation only;
- the active power shall be measured at the WT terminals;
- measurements shall be taken, so that at least seven 10-minute time series in each power bin are collected;
- the measured power shall be transferred to 60 s average data and to 600 s average data by block averaging;
- $P_{0,2}$ shall be determined as the highest valid 0,2 s average value recorded during the measurement period;
- P_{60} shall be determined as the highest valid 60 s average value recorded during the measurement period;
- P_{600} shall be determined as the highest valid 600 s average value recorded during the measurement period;
- the total number of 10- minute data sets of the entire measurement campaign, from which the highest average values have been selected, shall be represented in a table (in accordance with Table 5).

As guidance, the full-scale range for measuring the current may be two times the nominal current of the wind turbine.

8.3.3.3 Documentation

The following parameters have to be calculated and documented:

- $P_{0,2}$,
- P_{60} ,
- P_{600} ,

including the number of datasets.

The results of the measured values of active power shall be represented in a table as shown in Table 5 .

Table 5 – Measured maximum active power values

Active power P_x	$P_{0,2}$	P_{60}	P_{600}
Measured active power [kW]			
Normalized active power [p.u.]			
Total number of 10-min. data sets			

8.3.4 Reactive power characteristic ($Q = 0$)

8.3.4.1 Description

The aim of this measurement is to determine reactive power characteristic of the WT for a reference value of $Q = 0$. Data recorded for 8.2.2 can be used for the analysis and reporting.

8.3.4.2 Procedure

The measurements can be carried out either in an open area test site or on a test bench. The test setup shall reflect the design envelope of the WT. The measuring devices and their accuracies shall satisfy the requirements of 7.5.

The WT shall be set to the operation mode with a reactive power reference value of 0.

The following procedure shall be applied:

- measurements shall be sampled during continuous operation only;
- the active and reactive power shall be calculated according to Annex C based on the voltages and currents at the WT terminals;
- the power factor shall be calculated according to Annex C based on the voltages and currents at the WT terminals;
- measurements shall be taken so that at least seven 1-minute time-series of active and reactive power are collected at each 10 % power bin;
- the sampled data shall be transferred into 1-minute block average values.

8.3.4.3 Documentation

The following parameters shall be documented and reported as e.g. described in Annex A:

- the measured reactive power as a function of active power (10 % bin classification);
- the measured power factor as a function of active power (10 % bin classification).

8.3.5 Reactive power capability

8.3.5.1 Description

The aim of this measurement is to determine the under- and overexcited reactive power capability of the WT as a function of the active power output.

8.3.5.2 Procedure

The measurements shall be performed in a field test or at a test bench.

The capability of the WT concerning the maximum underexcited reactive power and the maximum overexcited reactive power of the WT shall be measured as 1-minute block average values as a function of the 1 minute average active output power for all power bins.

Reactive power reference values:

- for the measurement of the maximum underexcited reactive power, the WT shall be given a reference value high enough to show the maximum underexcited reactive power capability in the active power range;
- for the measurement of the maximum overexcited reactive power, the WT shall be given a reference value high enough to show the maximum overexcited reactive power capability in the active power range.

For each of the two reactive powers setting modes, the following procedure shall be applied:

- measurements shall be sampled during continuous operation only;
- the active and reactive power shall be calculated in accordance with Annex C based on the voltages and currents at the WT terminals;
- the power factor shall be calculated in accordance with Annex C based on the voltages and currents at the WT terminals;
- measurements shall be taken so that at least seven 1-minute time-series of active and reactive power are collected at each 10 % power bin for field test measurements;
- measurements shall be taken so that at least one 1-minute time-series of active and reactive power are collected at each 10 % power bin for sub- system tests;
- the sampled data shall be transferred into 1-minute block average values.

8.3.5.3 Documentation

The following parameters shall be documented and reported as described, for example, in Annex A:

- the measured reactive power as a function of active power (10 % bin classification);
- the measured power factor as a function of active power (10 % bin classification);
- the measured PQ diagram, including the measured voltage shall be reported as illustrated in Figure 7.

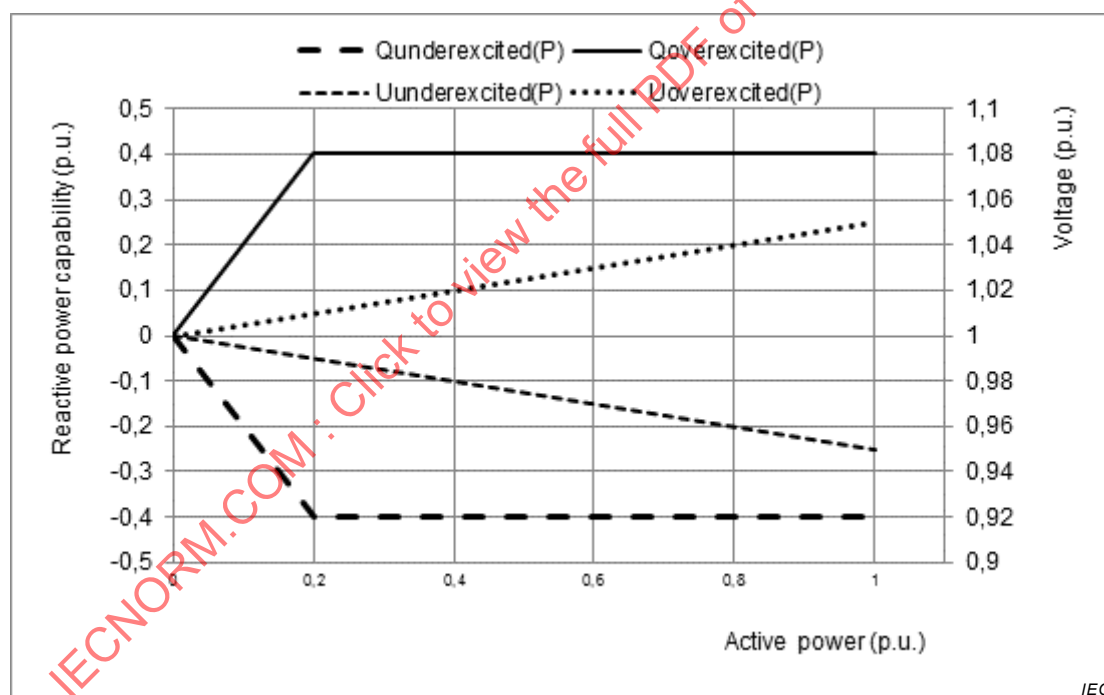


Figure 7 – Example of PQ capability diagram for a given voltage at WT level

8.3.6 Voltage dependency of PQ diagram

8.3.6.1 Description

The dependency to the voltage variations at the WT terminals should be documented according to the manufacturer's specification. The PQ diagram should be repeated for the maximum and minimum continuous operation voltage for the wind turbine according to the manufacturer's specification. To be able to adjust the voltage to cover the operation range of the wind turbine, it is recommended to perform a sub-system test of generator and converter on a test-bench, if it is not feasible to test in a field test.

8.3.6.2 Procedure

Requirements for the voltage dependency of P(Q)-characteristic measurement in a field test:

The results shall be reported in the form of a PQ diagram clearly indicating the voltage dependency or in separated diagrams (see Figure 7 as example).

Requirements for the voltage dependency of P(Q)-characteristic measurement in a test bench test:

The test-bench should have a variable power supply and the sub-system under test shall consist of all the components that influence the reactive power capability.

Procedure for sub-system test:

- select active power reference value inside the active power bin;
- run the generator at the r/min corresponding to the active power reference value;
- set the reactive power reference value to maximum underexcited or overexcited;
- adjust the input voltage to the desired level;
- record at least one 1-minute time series at the active power bin;
- repeat the procedure for all power bins.

8.3.6.3 Documentation

The following parameters shall be documented and reported as described, for example, in Annex A:

- the measured reactive power as a function of active power (10 % bin classification);
- the measured power factor as a function of active power (10 % bin classification);
- the measured PQ diagrams, including the measured voltage at different voltage levels shall be reported as illustrated in Figure 7.

8.3.7 Unbalance factor

8.3.7.1 Description

The aim of the measurement is to determine the unbalance factor in the wind turbine fed-in current. The measurement data from 8.2.2 can be used for the analysis and reporting.

8.3.7.2 Procedure

Current unbalance factor IUF is calculated as 1-minute aggregated values using the square root of the arithmetic mean of the squared 10-cycle (for 50 Hz power systems) resp. 12-cycle window values (for 60 Hz power systems), as defined in IEC 61000-4-30 from each measured record using the following equation:

$$IUF = \frac{I_2}{I_1} \cdot 100 \%$$

where:

I_1 is the 10-cycle or 12-cycle window positive sequence current, in accordance with Annex C;
 I_2 is the 10-cycle or 12-cycle window negative sequence current, in accordance with Annex C.

Active power positive sequence system component is calculated as 1-minute arithmetic mean.

The data are grouped into 10 % active power bins. Only measurement data where the active power are above or equal to 10 % of P_N are used. The aggregated values of the current and voltage positive and negative phase sequence system components, current unbalance and active power positive phase sequence system component are calculated for each active power bin.

8.3.7.3 Documentation

The measured 1-minute values of the current unbalance and the active power positive sequence system component are represented as an IUF-P diagram.

The measurement results shall be presented in a table as mean values of each power bin, as defined, for example, in Annex A. The maximum current unbalance factor as a 1-minute value shall be explicitly given.

8.4 Control performance

8.4.1 General

Control performance is the ability of the turbine to follow a given reference value for active or reactive power or to control the power based on the grid frequency.

8.4.2 Active power control

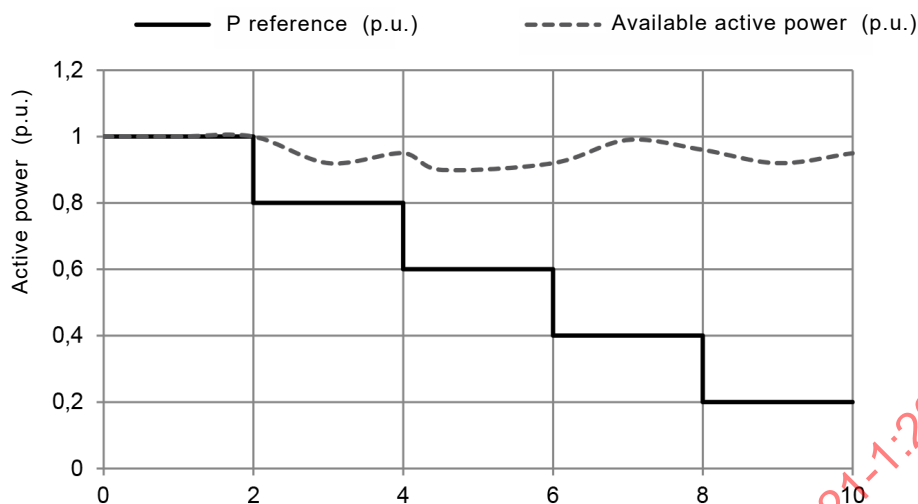
8.4.2.1 Description

The ability of the wind turbine to operate in active power control mode shall be characterized for various reference values given by the control interface. The aim of this test is to determine the response of the WT to reference commands regarding the static error, the rise time and the settling time of active power, for both steady-state conditions and under dynamic response conditions. An exemplary tabular representation of the test results is given in Annex A.

8.4.2.2 Procedure

Static error test

For the test of the static error, the following test procedure is recommended: a reference value shall request active power reduction from 1,00 p.u. to 0,20 p.u. in steps of 0,20 p.u. with at least 2-minute operation at each reference value in accordance with Figure 8. The static error and the settling time shall be determined in accordance with 3.43.



IEC

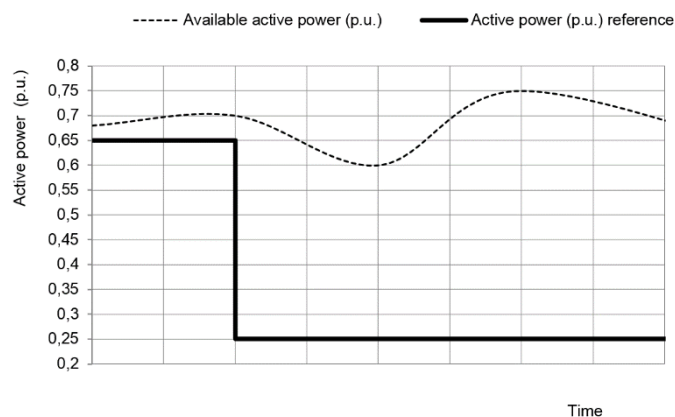
Figure 8 – Adjustment of active power reference value

The calculation of the 1-minute block-average values for the test report shall be carried out after steady state is reached. The time of steady state will be defined as the last 1 minute at each step.

- The absolute static error of the active power shall be measured.
- The wind speed should be such that the available active power output of the WT is at least 0,1 p.u. higher than the targeted reference value, but not less than 0,5 p.u. during the entire test procedure. For the reference value of 1,0 p.u. the WT shall operate with nominal active power.
- The test has to be carried out continuously, i.e. it is not allowed to connect disjoint measurements. A control interface shall be used.
- The sampled data for the active power shall be one fundamental period average data.

Dynamic response test

This test will be used to determine the dynamic behaviour of the WT by observing the step response characteristics (i.e. settling time, ramp-down time, reaction time). The test shall be carried out by a step with a minimum step size of 0,4 p.u. of the nominal active power according to Figure 9.



IEC

Figure 9 – Example of active power response step

- The tolerance band is $\pm 0,05$ p.u. for the calculation of the settling time.
- The sampled data for active power shall be calculated over one fundamental period (average data).

Ramp rate limitations shall be deactivated during the test. If this is not possible, the ramp rate limitation has to be adjusted to the highest value (that causes the fastest reaction of the WT).

8.4.2.3 Documentation

The following parameters shall be documented and reported as described, for example, in Annex A.

Test Static error:

The test results shall be reported as 0,2 s average data and calculated in accordance with Annex C.

The graph shall show available active power, measured active power output and the given reference values, during operation at reference values being adjusted from 1,0 p.u. down to 0.2 p.u. of nominal active power in steps of 0,2 p.u.

NOTE The available active power can be calculated from the measured wind speed signal, which is converting into an active power signal according to the observation of active power against wind speed (see 8.3.2). Alternatively, the available active power output could be provided by the control system of the wind turbine.

For the evaluation of the static error the reference value, the actual value and the difference between the reference value and the actual value as 1-minute average data shall be represented as shown in Table 6.

Table 6 – Accuracy of the active power control values

Active power step [p.u.]	Requested reference value		Actual value		Max absolute static error	
	[kW]	P/P_n [p.u.]	[kW]	P/P_n [p.u.]	[kW]	P/P_n [p.u.]
1,00						
0,80						
0,60						
0,40						
0,20						

Test dynamic response:

Response time information (rise time, reaction time and settling time) as well as the time instant for the reference value command change at every step shall be recorded in a table in accordance with Table 7, together with the corresponding time series.

Table 7 – Results from the active power reference test

Active power reference P/P_n [p.u.]		Settling time [s]	Rise time [s]	Reaction time [s]	Time instant of reference command
Starting point	Second point				

The measured active power shall also be shown in a graph as one fundamental period data together with the reference value of the active power.

Furthermore, a description of the implementation of the reference values shall be reported together with the interface description.

8.4.3 Active power ramp rate limitation

8.4.3.1 Description

The aim of this measurement is to show the capability of the WT to follow given active power gradients, with positive and negative ramp rate, during the following operational states:

- start-up, normal stop and start up after grid disconnection;
- normal operation (with positive and negative ramp rate).

NOTE The test "after grid disconnection" shows that the WT does not "forget" the ramp rate settings after loss of voltage, after tripping or after restart of the WT.

The manufacturer shall declare the possible settings (reference values or setting range) of the ramp rates of the WT. The tests shall be adapted to the possible settings of the ramp rates of the WT.

8.4.3.2 Procedure

The wind speed shall be high enough for active power production higher than 0,7 p.u. for the entire test.

Data should be recorded from 10 s before the ramp rate command and until steady state condition is reached.

At the beginning of the test, the WT shall be operated in normal operation mode. The active power of the WT can be set to an adequate start value above 0,5 p.u. of the nominal active power. Then the following two tests with different ramp rates shall be performed.

Test 1 (slow ramp rate), e.g. $\pm 10 \% P_n$ /minute

Test 2 (fast ramp rate), e.g. $\pm 2 \% P_n$ /s

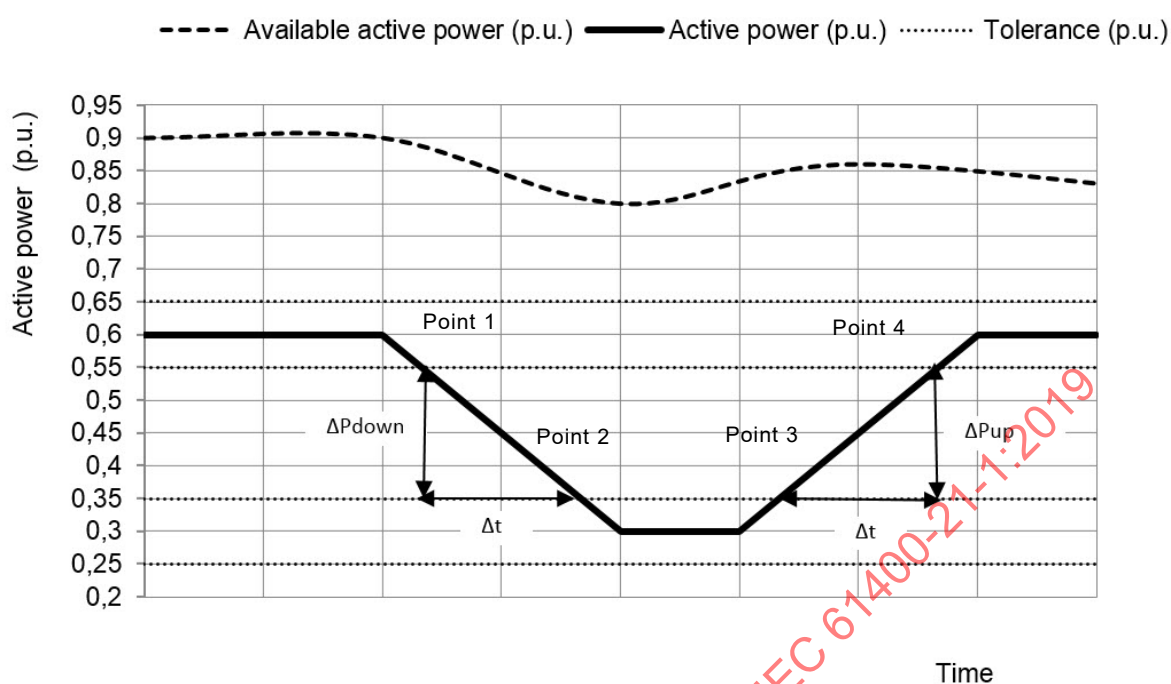
The test shall be carried out with at least $P = 0,2$ p.u. of the nominal active power between each reference value.

For the tests of the ramp rate at start-up and normal stop the data recorded for 8.2.3 can be used for the evaluation.

For the ramp rate calculation after start-up after grid disconnection, the recorded data from 8.6.4 can be used.

8.4.3.3 Documentation

The ability of the wind turbine to operate in ramp rate limitation control mode shall be characterized by test results presented in a graph. The graph shall show the available and measured active power output during the operational state. Figure 10 gives an example of a step with a negative ramp rate and of a step with a positive ramp rate. The steps are achieved by switching the WT from one reference value to another reference value and back.



IEC

Figure 10 – Example of available active power and active power in ramp rate limitation mode

The positive and negative active power gradient shall be calculated from the 0,2 s average of the measured active power from respectively two different points during the ramp rate activation (point 1 and point 2 for the calculation of the negative gradient and point 3 and point 4 for the calculation of the positive gradient, in accordance with Figure 10.

Table 8 – Active power ramp rate calculation

	Requested reference value P_{set} [p.u.]	Requested active power ramp rate $\Delta P/\Delta t$ [p.u./s]	Measured active power ramp rate $\Delta P/\Delta t$ [p.u./s]
Point 1			
Point 2			
Point 3			
Point 4			

- Requested and measured ramp rate characteristic shall be given in the test report in accordance with Table 8.
- The available and measured active power output shall be represented in a graph in accordance with Figure 10.
- A declaration of the ramp rate setting procedure by the manufacturer shall be described in the test report.

The test results shall be reported as 0,2 s average data and calculated in accordance with Annex C.

8.4.4 Frequency control

8.4.4.1 Description

With this test, the active power reduction as a function of the grid overfrequency shall be measured and documented.

NOTE The defined frequency test includes only over frequency and no under frequency tests, as the described procedure only validate the functionality of the frequency control and not the real performance in relation to frequency changes. Furthermore, this control functionality is mainly performed on the Wind Power Plant level.

The wind turbine frequency dependent active power control capability shall be declared by the manufacturer in terms of: deadband, slope and release conditions (see Figure 11 and Table 9 as an example).

8.4.4.2 Procedure

The procedure to test frequency control involves pairs of frequency and active power which begin from a starting point at "First measurement point" to the maximum possible frequency reference value at "step max" and back to the starting point "Step release control" according to the chosen function of the controller. The following tests verify the control capability of the WT to perform a frequency dependent power control, with a given gradient.

It is up to the WT manufacturer to define the kind of control function that shall be tested. The number of frequency steps and frequency values is variable and depends on the control function to be tested.

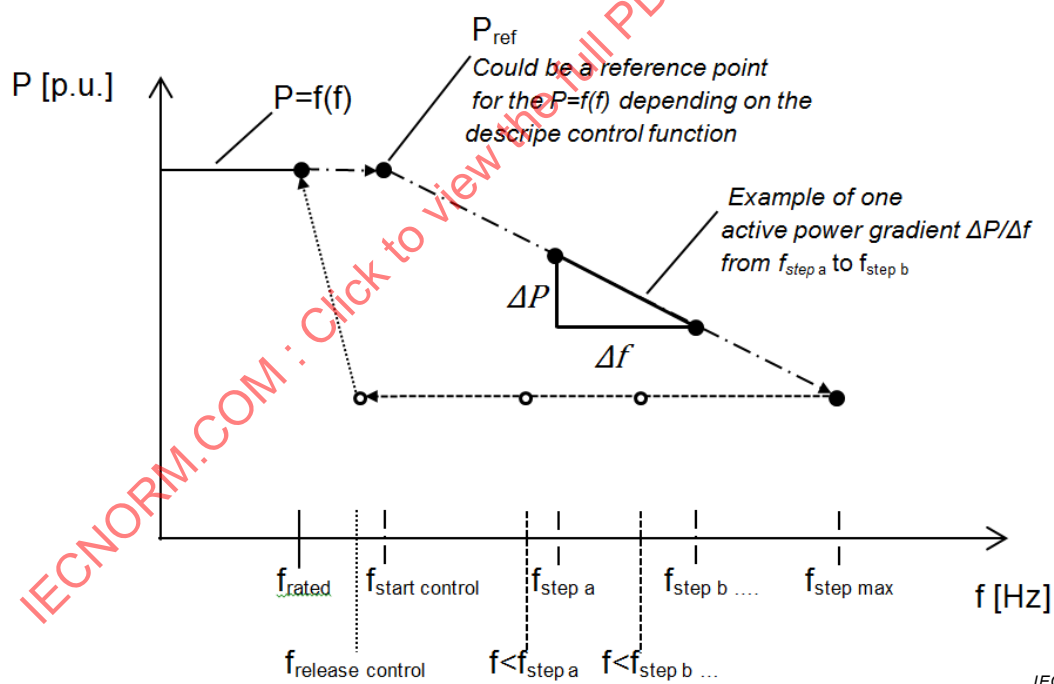


Figure 11 – Example of an active power control function $P=f(f)$, with the different measurement points and related steps of frequency

- The test shall be performed at two different power levels, at
 - a) $P > 0,8$ p.u.
 - b) P between 0,25 p.u. and 0,5 p.u.
- Each frequency step should be held for at least 30 seconds.
- If the controller allows different settings concerning the response time or the delay time for the frequency-dependent active power reduction, then the fastest possible setting has to be chosen.

For the test itself, one of the following procedures shall be used:

- Changing the limits of the wind turbine frequency control by adjusting the nominal frequency in the control unit. This test can only be used if the frequency change can be applied to a running wind turbine.
- Provide an internal or external input at the control unit to add a frequency reference value offset to the nominal frequency. The software shall be adapted to calculate a resulting frequency (nominal frequency + offset signal) and to react to this signal. For this test, also the additional offset shall be measured.
- The test can be performed as a sub-system test. The sub-system that is tested shall consist of at least the WT controller and a suitable grid simulator/test bench.

The grid protection settings of the WT shall not be changed during the test.

8.4.4.3 Documentation

The test results shall be reported in accordance with Annex A and consist of:

- The measurement set up has to be described, including the used procedure a), b) or c).
- The measured frequency together with the reference signal has to be documented. The active power output of the wind turbine as block average time values (0,2 s) and the available active power have to be documented.
- The active power and the frequency change over time shall be presented in the report.
- If the test is carried out by changing the nominal frequency, the timing of the adjustment of the nominal frequency change has to be documented. The results of the test "frequency increase at nominal active power" have to be documented in a table. This includes the measured frequency and active power and the calculated active power gradient.
- The active power gradient between two consecutive measurement points shall be determined by calculation of $\Delta P/\Delta f$, as can be seen in Figure 11 as an example.
- The results of the test "frequency increase at partial power" have to be documented in a table. This includes the measured frequency and active power and the calculated active power gradient.
- The active power shall be plotted over the frequency increase. Frequency increase is the difference between the measured frequency and the nominal frequency of wind turbine.
- For nominal as well as for partial power, an average gradient of active power shall be calculated and reported based on the determined gradients given in Table 9.

Every change of parameter shall be documented.

Table 9 – Example of Settings for the frequency dependent active power function

Step of the Measurement	Measured Grid frequency [Hz]	Frequency reference [Hz]	Measured Active power [p.u.]	Active power gradient [p.u./Hz]
First measurement point	f_{rated}	-----		-----
Step start control				
Step $f_{step\ a}$				
Step $f_{step\ b}$				
Step max				
Step $f < f_{step\ b}$				
Step $f < f_{step\ a}$				
Step release control				

According to 8.4.4.1, the frequency control function should be declared by the manufacturer and clearly described.

8.4.5 Synthetic inertia

8.4.5.1 Description

The aim of this test is to document the wind turbine ability to support the grid by providing additional active power in the case of under frequency events in the power system.

8.4.5.2 Procedure

The control response of the wind turbine to fast grid frequency changes shall be performed for the wind turbine operating during continuous operation at:

- a) partial load between $0,25 P_n$ and $0,5 P_n$,
- b) above $0,8 P_n$, and
- c) above nominal wind speed (or wind turbine with reduced active power reference) with the power factor of 1.

For a) and b), the wind turbine shall not be operated with reduced active power output (derated turbine). To operate the wind turbine with reduced active power reference is acceptable during the synthetic inertia test part c).

The stated response shall include results from at least 2 tests for each case, a), b) and c), by time-series of active power, and frequency reference value f_{sim} at the wind turbine terminals as well as wind speed for the time shortly prior to the active power rise until the active power recovery phase of the wind turbine.

The measurement consists of 3 intervals of active power output behaviour: power boost, steady state and ramp-down. For the start of the power boost interval, the frequency f_{sim} has to drop or rise from the reference signal and the synthetic inertia capability chart for the turbine specification to be verified by the synthetic inertia tests.

The active power shall be given for each line period (50 Hz or 60 Hz), and shall be reported as positive sequence fundamentals – see Annex C. The frequency reference value (as 0,2 s block average value) and the active power are the minimum values that need to be reported, as shown in Figure 9, for example.

The test can be carried out using for instance a direct activation signal in the WT control, a suitable grid simulator, or a lookup-table to apply the frequency reference value f_{sim} to the wind turbine frequency control system.

To show the synthetic inertia capability of the WT the manufacturer must ensure that the inertia functionality is enabled and other functionalities which might also cause a reaction to grid frequency changes (like grid protection settings, RoCof functionality) do not interfere.

8.4.5.3 Documentation

All turbine-specific inertia setting parameters, test conditions and measured values shall be stated in the report in accordance with Table A.35.

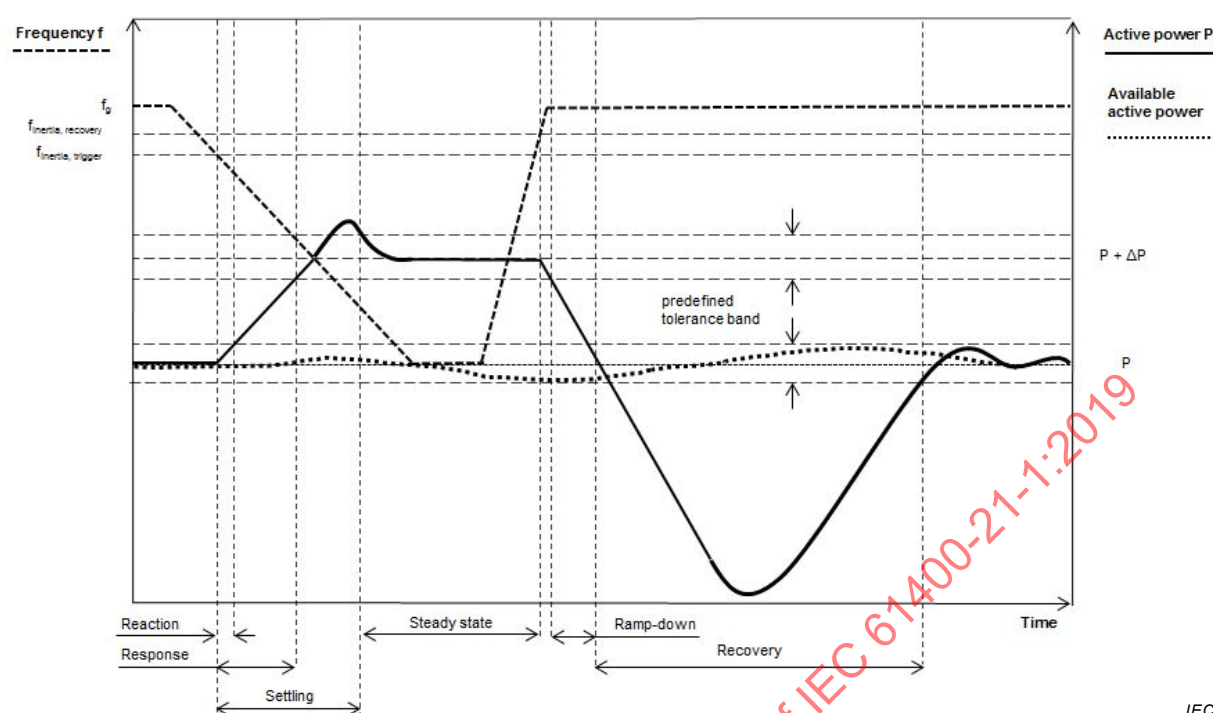


Figure 12 – Synthetic inertia – definitions

The stated response shall include time-series of active power and frequency reference value f_{sim} at the wind turbine terminals as well as wind speed for the time shortly prior to the active power rise and until the active power recovery phase of the wind turbine (see Figure 12). Typically, 5 s prior to the start of the synthetic inertia event to show if the wind speed drops or rises and at least 5 s post the recovery time.

8.4.6 Reactive power control

8.4.6.1 Description

The aim of this test is to determine the response of the WT to reference commands regarding the static error, the rise time and the settling time of reactive power using either reactive power, voltage or $\cos \varphi$ reference values, depending on the wind turbine control system as specified by the manufacturer. For exemplary tabular representation of the test results, see Annex A.

8.4.6.2 Procedure

- Measurements shall be sampled during continuous operation only.
- The active and reactive power shall be measured at the WT's terminals.
- The active power during the entire control test shall be in the range where the WT can reach its maximum reactive power.
- The sampled data for reactive power shall be one fundamental period's average data.
- The measured reactive power shall be shown in a graph as one fundamental period data together with the reference value of reactive power.

Static error test

The reference of reactive power shall be varied, in accordance with Figure 13. The calculation of the 1 min block-average values for the test report shall be carried out after steady state is reached during the last minute of each step period.

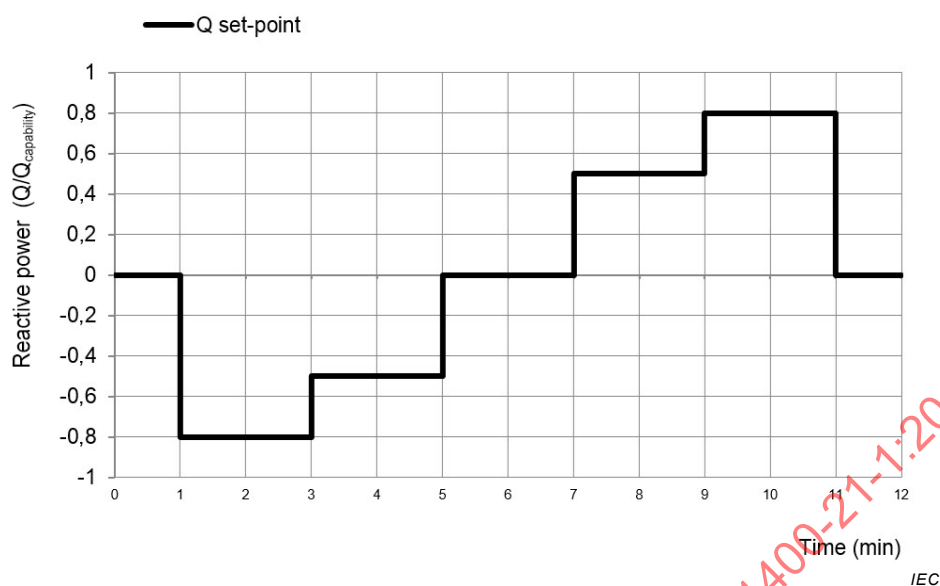
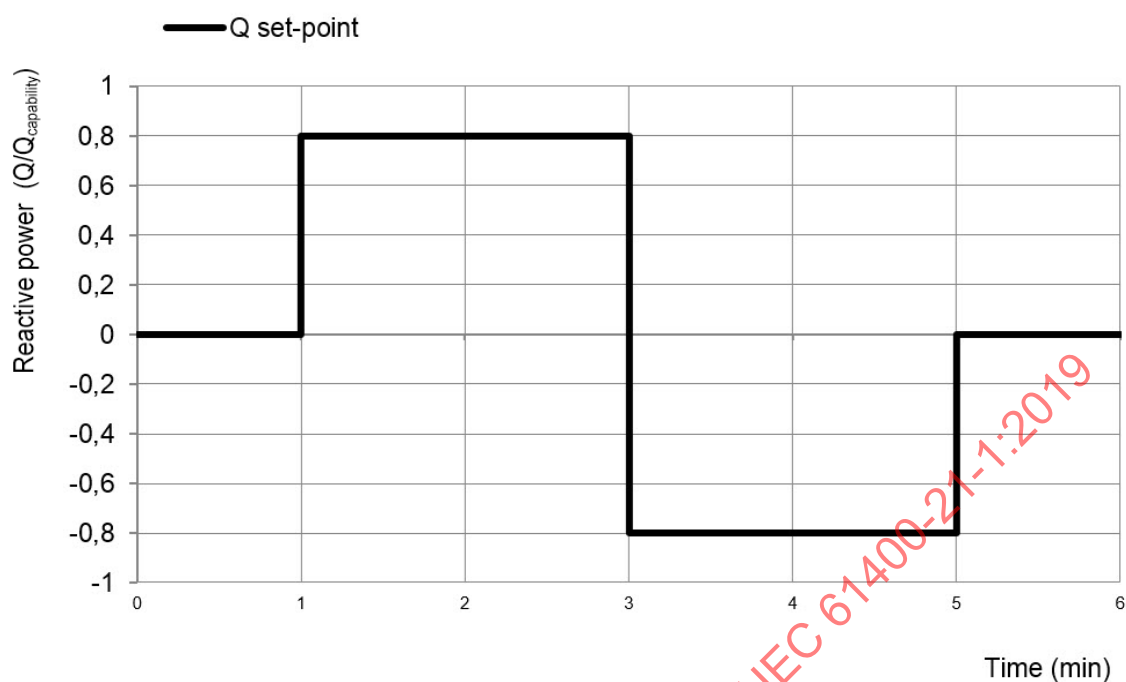


Figure 13 – Test for static error

Dynamic response test

This test will be used to determine the dynamic behaviour of the WT by observing the step response characteristics (i.e. settling time, rise time, reaction time).

To test the dynamic response of the WT, reactive power should be switched to 0,8 p.u. overexcited mode of operation of the Q_{capability}, then to 0,8 p.u. underexcited mode of Q_{capability} of the wind turbine, as shown in Figure 14. The active power during the entire dynamic response test shall be in the range where the WT can reach its maximum reactive power.



IEC

Figure 14 – Test of dynamic response (example)

8.4.6.3 Documentation

Measurement results shall be documented as follows, as shown in Table 10 and Table 11:

Static error test

- The differences from the reference values shall be provided in kvar and p.u. for the reactive power.
- Description of the sequence of reactive power control corresponding to the references, especially the implementation of the reference values shall be described.
- The network voltage during the measurements shall be provided in the report as the 1-minute average value for all reference values.
- The interface used for reference values shall be reported.

Dynamic response test

- Response time information (rise time, reaction time and settling time) as well as the time instant for the reference value command change at every step shall be recorded in accordance with Table A.38.
- Description of the sequence of reactive power control corresponding to the reference values, especially the implementation of the reference values, shall be described.
- The network voltage during the measurements shall be provided in the report as 1-minute average value for all reference values.
- The interface used for reference values shall be reported.

Table 10 – Test for static error

Reactive power step $Q/Q_{\text{capability}}$ [p.u.]	Voltage	Reference value		Measured value		Static error	
	U [p.u.]	[kvar]	$Q/Q_{\text{capability}}$ [p.u.]	[kvar]	$Q/Q_{\text{capability}}$ [p.u.]	[kvar]	$Q/Q_{\text{capability}}$ [p.u.]
-0,8							
-0,5							
0							
0,5							
0,8							

Table 11 – Test for dynamic response

Reactive power reference value (p.u.)	From 0 to 0,8 (overexcited)	From 0,8 (overexcited) to 0,8 (underexcited)	From 0,8 (underexcited) to 0
Settling time (s)			
Rise time (s)			
Reaction time (s)			
Time instant of reference command			

8.5 Dynamic performance

8.5.1 General

Subclause 8.5 describes the measurement procedures to demonstrate the fault ride through capabilities of the WT and to provide measurement data for the simulation model validation.

8.5.2 Fault ride-through capability

8.5.2.1 Description

The following tests are to evaluate the wind turbine capabilities in relation to undervoltage and overvoltage events imposed on the WT terminals.

The test is intended to verify the wind turbine response to undervoltage and overvoltage events (due to e.g. grid faults, switching operations) and providing a basis for wind turbine numerical simulation model validation. Optional tests and measurements at different operational conditions (e.g. reactive power operation mode) may be carried out and reported for more detailed assessment of simulation models and compliance with specific grid code requirements.

8.5.2.2 Procedure

The response of the wind turbine to the undervoltage and overvoltage events in accordance with the turbine manufacturer's specifications shall be measured.

The stated response shall include time-series of:

- positive and negative sequence voltage,
- positive and negative sequence currents,
- active power,
- reactive power,

- active current,
- reactive current,
- wind speed or available power.

Positive sequence and negative sequence values shall be calculated in accordance with Annex C.

All measurements per unit are referred to the nominal values.

Length of the time-series is defined as from stable conditions prior to the voltage dip or swell and until the effect of the undervoltage or overvoltage event has abated. Typically, 10 s prior and 10 s post fault.

The wind turbine operational mode shall be specified.

The test shall be carried out for the wind turbine operating at a) between 0,25 p.u. and 0,5 p.u. and b) above 0,9 p.u. of the nominal active power.

The test can be carried out using the voltage division principle, schematically shown in Figure 15 (for undervoltage events), or by a suitable AC grid simulator in a test bench, or other suitable test system (able to perform the requested voltage events).

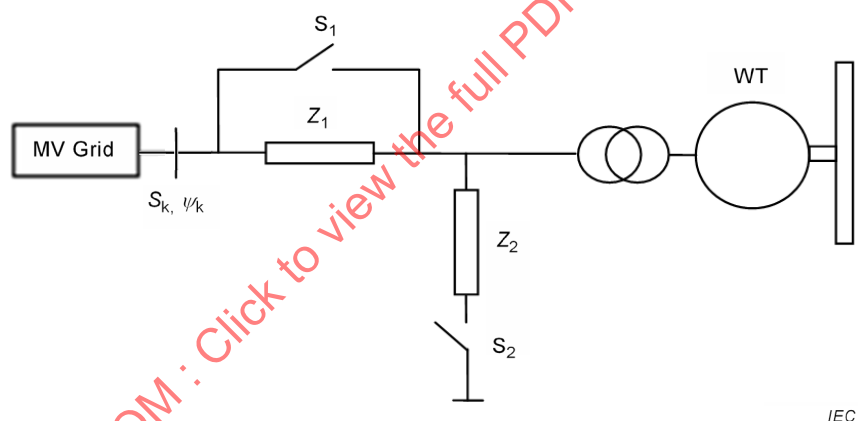


Figure 15 – Example UVRT test equipment

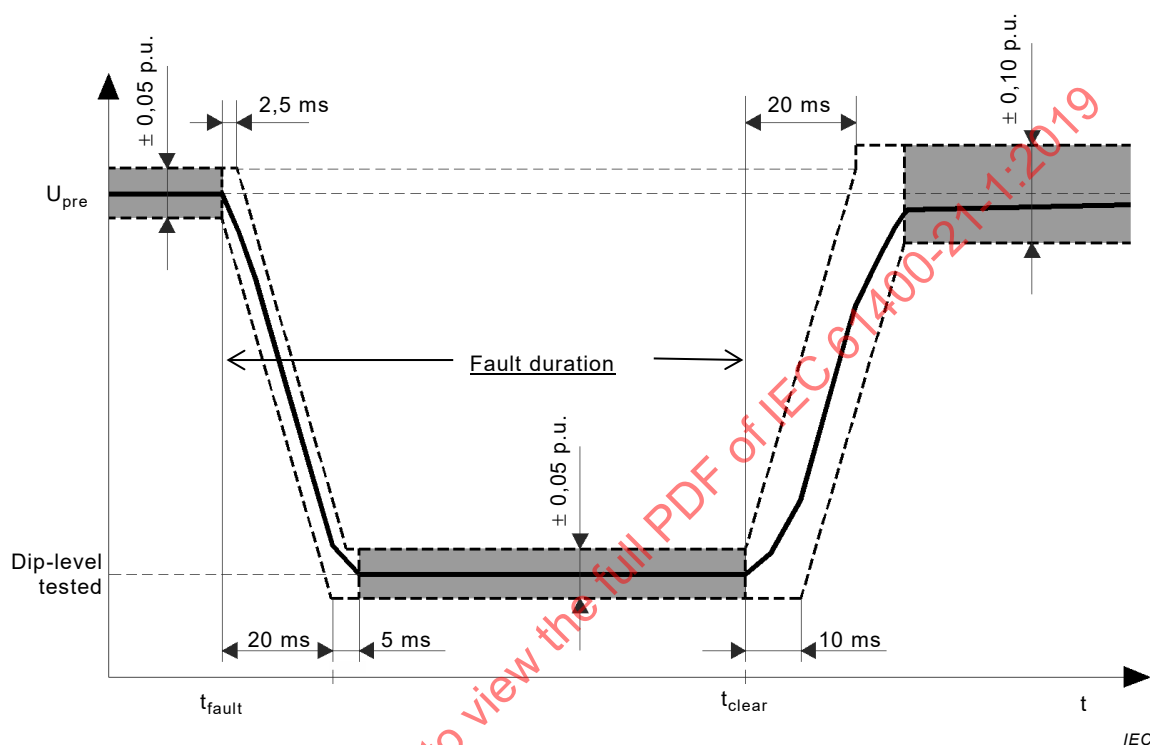
The impedance Z_1 is for limiting the effect of the short-circuit for the up-stream grid. A bypass connection of Z_1 may be applied prior and after the dip by operating S_1 . Operating the by-pass switch S_1 should be timed so to prevent interference with the test.

The undervoltage event is created by connecting the impedance Z_2 by the switch S_2 . The size of Z_2 shall be adjusted to give the voltage magnitudes specified for the test, when the wind turbine is not connected. The detailed test system and test conditions shall be documented in the test report.

The switch S_2 shall be able to accurately control the time between connection and disconnection of Z_2 , and for all three or two phases. The switch should be e.g. a mechanical circuit breaker or a power electronic device. The voltage magnitudes specified for the test may be affected by the wind turbine operation but are defined for the wind turbine not connected to the setup outlined in Figure 15. Without the wind turbine connected, the undervoltage event shall be within the shape indicated in Figure 16. The duration of the dip can be measured on the voltage waveform at the output terminals of the test equipment, alternatively the duration time can be measured e.g. on the current through the switch S_2 .

The number of tests and operational modes needs to be defined and described by the manufacturer in order to document the turbine's capability. It is recommended to test at four different undervoltage levels:

- minimum voltage the turbine can ride through $U_{\min}$,
- $U_{\min} + 0,2$ p.u. of the under voltage range capability U_{UVRC} ,
- $U_{\min} + 0,5$ p.u. U_{UVRC} and
- $U_{\min} + 0,75$ p.u. U_{UVRC} .



NOTE The tolerance of the voltage is stated as per unit of the prefault voltage. Figure 16 shows that there is a tolerance band of total 7,5 ms around the positive sequence voltage for the dip and a tolerance of 10 ms for the voltage recovery on the positive sequence voltage. The most important values for evaluation of the fault performance is the fault duration and the dip level as indicated in the figure.

Figure 16 – Tolerances of the positive sequence voltage for the undervoltage event with disconnected WT under test

For tests of the overvoltage capability of the wind turbine, the actual measured values of voltage, overvoltage duration and tolerances shall be stated in the report.

It is up to the manufacturer to define the overvoltage event capability chart for the turbine specification to be verified by an overvoltage test. At least two different levels should be tested one at maximum voltage and one event at 50 % to 80 % of the overvoltage range capability.

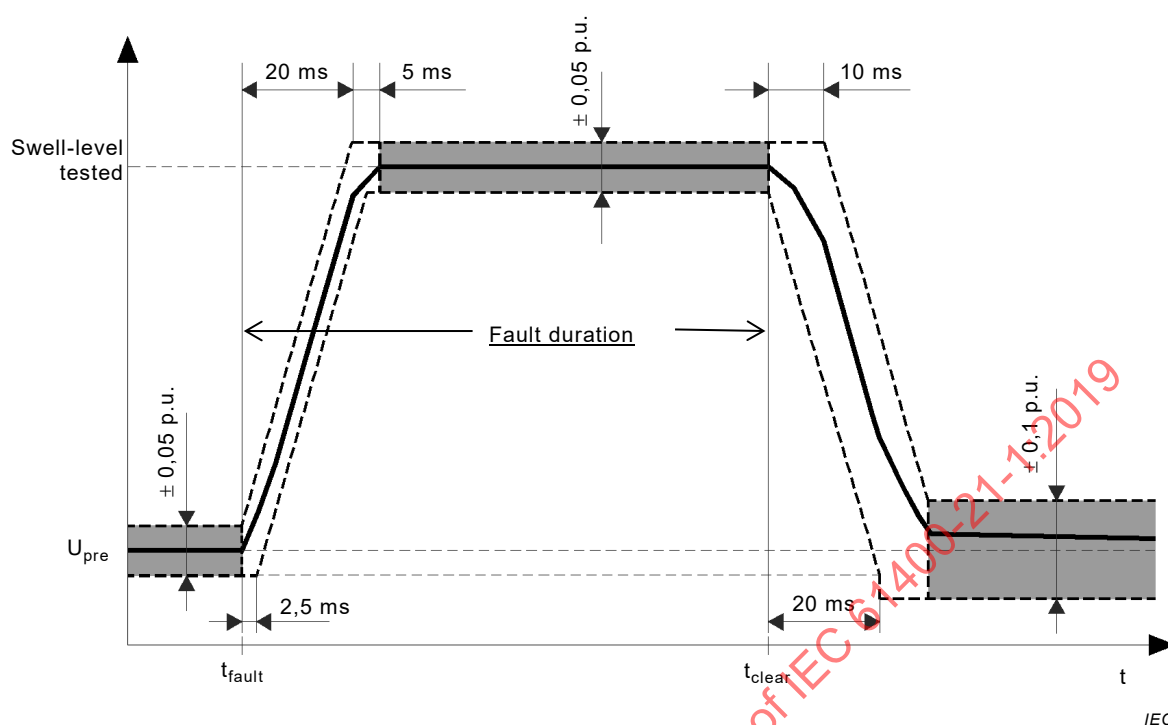


Figure 17 – Tolerance of positive sequence overvoltage event

Examples of possible test equipment that can support overvoltage events:

- capacitor based test unit;
- autotransformer or a bypass transformer system;
- converter system (AC grid simulator).

As an example, a capacitor-based OVRT test unit is shown in Figure 18. The overvoltage event can be created by connecting the three or two phases together via an impedance consisting of a capacitor C_L and a resistor R_d in series, or connecting the three or two phases to ground via an impedance consisting of a capacitor C_L and a resistor R_d in series. This way, overvoltage scenarios in grids (e.g. load shedding, Ferranti effect) can be emulated.

As also described above for the UVRT test unit, the effect of the test sequence for the upstream grid is limited by the impedance X_{SR} , and at the same time does not significantly affect the transient response of the wind turbine. A by-pass connection of X_{SR} (S_1) may be applied prior and after the voltage swell that is initiated by operating S_2 .

The overvoltage event can be created by connecting the impedance consisting of C_L and R_d by circuit breaker S_2 . The values of X_{SR} , C_L and R_d can be adjusted in order to give the voltage magnitudes specified for the test, when the wind turbine is not connected.

The circuit breakers S_1 and S_2 shall be able to accurately control the duration of the voltage swell. The switch could be, for example, a mechanical circuit breaker or a power electronic device.

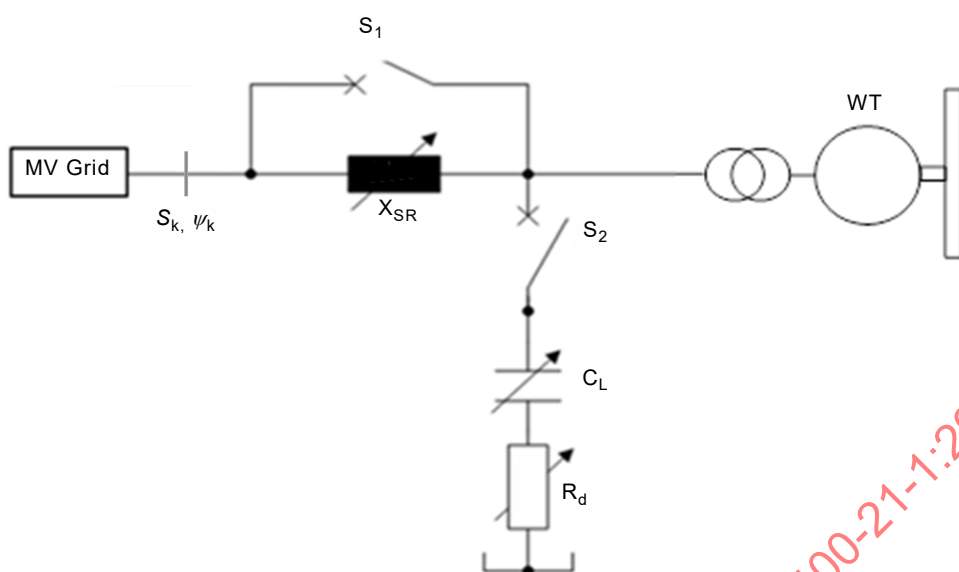


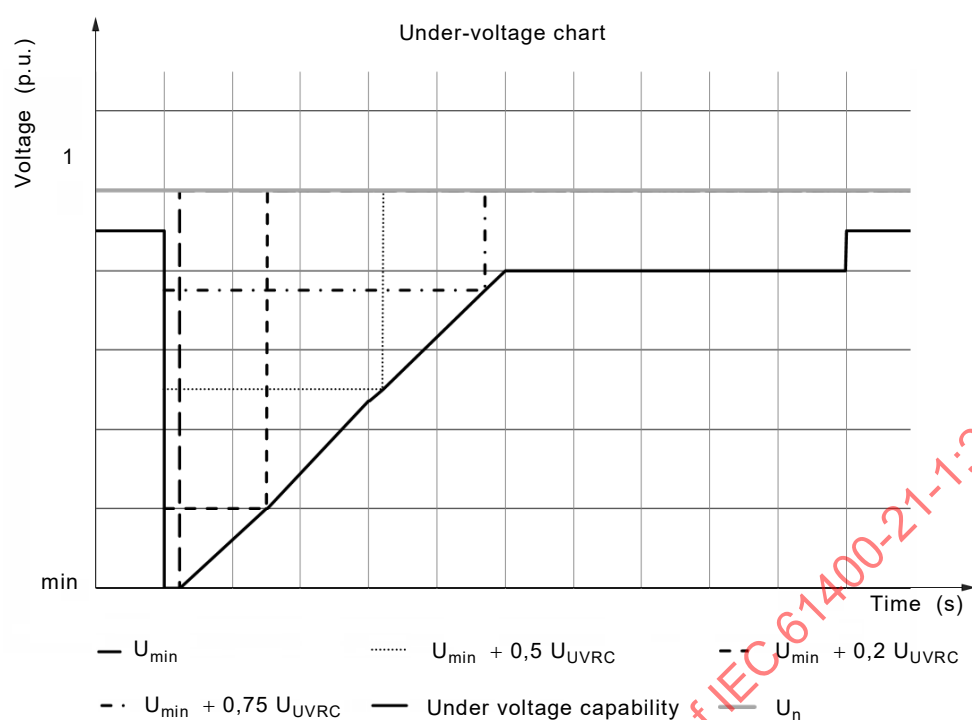
Figure 18 – Example OVRT capacitor test unit

8.5.2.3 Undervoltage events

Response to undervoltage events shall be done as a field test to demonstrate the ride-through capability of the entire turbine. Field test can be complemented by a test bench test, where for example different operation modes, different grid codes settings or different components can be verified.

The capability of the wind turbine to handle undervoltage events shall be demonstrated for the wind turbine operating in the full load and partial load range. Partial load can be done with a down regulated turbine (de-rating or curtailed). At least two dips of the partial load tests shall be done under normal operational conditions (without derating/curtailed). Test conditions shall be stated in the report.

It is up to the manufacturer to define the number of the voltage levels in the undervoltage capability chart for the turbine specification to be verified by undervoltage test. See Figure 19 as an example.



IEC

Figure 19 – Example of an undervoltage test chart

Table 12 – Example of undervoltage events

Case	Magnitude of voltage phase to phase (fraction of voltage immediately before the under- or overvoltage event) [p.u.]	(according to capability curve) [ms]
VD1 – symmetrical three-phase undervoltage	$U_{\min}^{+0,05U_n}_{-0}$	
VD2 – symmetrical three-phase undervoltage	$(U_{\min} + 0,2 U_{\text{UVRC}}) \pm 0,05 U_n$	
VD3 – symmetrical three-phase undervoltage	$(U_{\min} + 0,5 U_{\text{UVRC}}) \pm 0,05 U_n$	
VD4 – symmetrical three-phase undervoltage	$(U_{\min} + 0,75 U_{\text{UVRC}}) \pm 0,05 U_n$	
VD5 – two-phase undervoltage	$U_{\min}^{+0,05U_n}_{-0}$	
VD6 – two-phase undervoltage	$(U_{\min} + 0,2 U_{\text{UVRC}}) \pm 0,05 U_n$	
VD7 – two-phase undervoltage	$(U_{\min} + 0,5 U_{\text{UVRC}}) \pm 0,05 U_n$	
VD8 – two-phase undervoltage	$(U_{\min} + 0,75 U_{\text{UVRC}}) \pm 0,05 U_n$	

Table 12 shows the specified magnitudes and durations for the undervoltage event occurring when the wind turbine under test is not connected.

The stated response shall include at least results from one test of each case by time-series of active power, reactive power, active current, reactive current and voltage at the wind turbine terminals for at least 1 s prior to the undervoltage event and until the effect of the voltage dip has been stabilized (typically 10 s after fault clearance). The other test results shall be electronically available. Each different setting for the test equipment shall be documented by a reference undervoltage event measured without the turbine operating

NOTE The exact duration of the dips is given by the manufacturer's capability chart

The reporting needs to run from at least 1 s prior to the fault until at least 10 s after the fault or until the effect of the voltage dip has been stabilized. The U_{pre} needs to be calculated 10 s prior to the fault.

8.5.2.4 Overvoltage events

Response to overvoltage events shall be done as a field test to demonstrate the ride-through capability of the entire turbine. These tests can be complemented by a test bench test, where for example different operation modes, different grid code settings or different components can be verified.

The capability of the wind turbine to handle overvoltage events shall be demonstrated for the wind turbine operating in the full load and partial load range. Partial load can be done with a down regulated turbine (de-rating or curtailed). At least two swells of the partial load tests shall be done under normal operating conditions (without derating/curtailed). Test conditions shall be stated in the report.

The number of tests and operational modes need to be defined and described by the manufacturer in order to document the turbine's capability.

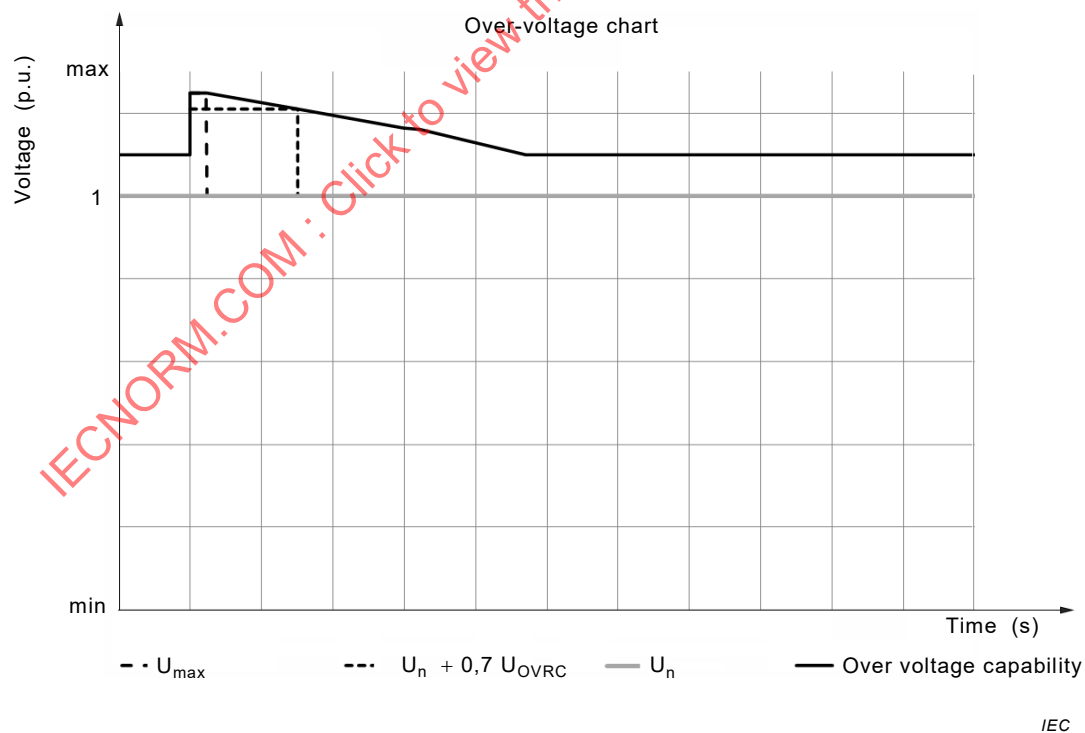


Figure 20 – Example of an overvoltage capability curve

Table 13 – Example of overvoltage tests

Case	Magnitude of voltage phase to phase (fraction of voltage immediately before the under- or overvoltage event) [p.u.]	Duration (according to capability curve) [ms] ^a
VD9 – symmetrical three- phase overvoltage	$U_{\max}^{+0} - 0,05 U_n$	
VD10 – symmetrical three- phase overvoltage	$(U_n + 0,7 U_{\text{OVRC}}) \pm 0,05 U_n$	
The reporting needs to run from at least 1s prior until at least 10 s after the fault or until the effect of the voltage swell has been stabilized. The U_{pre} needs to be calculated 10 s prior to the fault.		
^a The exact duration of the swells read from the manufacturer's capability chart.		

Table 13 shows the specified magnitude and duration for the overvoltage event occurring when the wind turbine under test is not connected.

The stated response shall include at least results from one test of each case by time-series of active power, reactive power, active current, reactive current and voltage at the wind turbine terminals for at least 1 s prior to the overvoltage event and until the effect of the overvoltage event has been stabilized. The other test results shall be electronically available. Each different setting for the test equipment must be documented by a reference overvoltage event measured without the turbine operating.

8.5.2.5 Documentation

Undervoltage event

For undervoltage events, the following properties shall be stated and reported:

- test setup (test with complete turbine or at a test bench),
- operational mode of turbine,
- depending on the test device all different test states and the test sequence,
- t_{fault} , fault duration and t_{clear}
- trip /no trip of the turbine under test,
- tolerance band
- response time of the measured reactive and active current [ms]
 - during undervoltage event
 - after undervoltage event,
- settling times of the reactive and active current [ms]:
 - during undervoltage event
 - after undervoltage event,
- measured steady state reactive current and active current and calculated active and reactive power
 - before the dip, measured as average in steady state [p.u.]
 - injection during dip, measured as average in steady state [p.u.]
 - after the dip measured as average in steady state [p.u.],
- active power response time after fault, measured from the time the voltage is back above 0,9 p.u. to the time the active power is back to the pre-fault active power level minus 0,1 p.u. of the nominal power.

For voltage dips below 5 % of the remaining voltage, only the absolute value of the current needs to be reported.

Overvoltage event

For overvoltage events, the following properties shall be stated:

- test setup (test with complete turbine or at a test bench),
- operational mode of turbine,
- depending on the test device all different test states and the test sequence,
- t_{fault} , fault duration and t_{clear}
- trip/no trip of the turbine under the test,
- response time of the measured reactive and active current [ms]
 - during the overvoltage event
 - after the overvoltage event,
- settling times of the reactive and active current [ms]
 - during the overvoltage event
 - after the overvoltage event,
- measured steady state reactive current and active current and calculated active and reactive power
 - before the swell, measured as average in steady state [p.u.]
 - injection during swell, measured as average in steady state [p.u.]
 - after the swell measured as average in steady state [p.u.],
- active power response time after the overvoltage event measured from the time the voltage is inside the tolerance band (Figure 17) to the time the active power is back to the pre-fault active power level $\pm 0,1$ p.u of the nominal power[ms].

Documentation examples are given in Annex A.

8.6 Disconnection from grid

8.6.1 General

Subclause 8.6 describes the measurement and test procedures to validate the function of the different grid protection systems in the WT as well as the reconnection procedures.

8.6.2 Grid protection

8.6.2.1 General

The test of the grid protection is not intended to document specific protection levels and times, but to demonstrate the functionality of the grid protection and it can follow a given setting.

The test can be performed on the turbine level, the subsystem level, if the grid protection is realized by a separate unit, like a separate grid protection relay or on a hardware in the loop test of the protection system of the WT.

Owing to safety reasons, these measurements concerning the grid protection are performed while the generator of the wind turbine is not in operation.

8.6.2.2 Description

The aim of this test is to demonstrate the turbine ability to disconnect from the grid if the voltage or frequency for a given time exceeds a given limit. With the default settings of disconnection levels and disconnection times, the actual disconnection levels and disconnection times of the WT shall be determined for over- and undervoltage and over- and under-frequency.

This shall be done using a suitable external voltage supply, which is variable in voltage and frequency, and fed into the control system of the WT or into the protection device. The accuracy of voltage and frequency of the voltage source will be ensured by the accuracy of the measurement system.

The default protection levels and disconnection times of the WT controller shall be specified by the manufacturer.

The manufacture specifies if the over- and undervoltage tests are performed as a phase-to-ground voltage on all three phases together, phase-to-ground on single phase or phase-to-phase.

8.6.2.3 Procedure

The functions in Table 14 with the given parameter settings shall be tested.

Table 14 – Grid protection tests

Test No.	Function	Reference value of the grid protection device		Test procedure for determination of				
		Protective level	Release time	accuracy of the protective level			release time	
				Starting point of the test	Step size	Duration of each step	Step from	Step to
1	Overvoltage $U >$	Default level	Default time	Default Level – 2 % U_n	0,5 % U_n	1,5 × reference value of release time, min. 1 s	Default level – 2 % U_n	Default level + 2 % U_n
2	Overvoltage $U >>$ (if available)	Default level	Default time	Default Level – 2 % U_n	0,5 % U_n	1,5 × reference value of release time, min. 1 s	Default level – 2 % U_n	Default level + 2 % U_n
3	Undervoltage $U <$	Default level	Default time	Default Level + 2 % U_n	-0,5 % U_n	1,5 × reference value of release time, min. 1 s	Default level – 2 % U_n	Default level + 2 % U_n
4	Undervoltage $U <<$ (if available)	Default level	Default time	Default Level + 2 % U_n	-0,5 % U_n	1,5 × reference value of release time, min. 1 s	Default level – 2 % U_n	Default level + 2 % U_n
5	Over frequency $f >$	Default level	Default time	Default Level – 0,2 Hz	0,05 Hz	1,5 × reference value of release time, min. 1 s	Default level – 1 Hz	Default level + 1 Hz

Test No.	Function	Reference value of the grid protection device		Test procedure for determination of				
				accuracy of the protective level			release time	
		Protective level	Release time	Starting point of the test	Step size	Duration of each step	Step from	Step to
6	Under frequency $f <$	Default level	Default time	Default Level + 0,2 Hz	-0,05 Hz	1,5 × reference value of release time, min. 1 s	Default level + 1 Hz	Default level - 1 Hz

One of the following procedures (step ramp or pulse ramp) shall be applied for the determination of the protection levels. The duration of each of the following steps should be at least 1,5 times the reference value of the release time, but minimum 1 s. If the WT disconnects already during the first step, then the test should start at nominal voltage or the nominal frequency.

The step ramp can be applied for testing of slow overvoltage $U >$ and undervoltage $U <$ and for overfrequency $f >$ and underfrequency $f <$. For the testing of fast overvoltage $U >>$ and fast undervoltage $U <<$ the pulse ramp can be applied, to avoid tripping of the grid protection, during the slow under- and overvoltage protection tests.

Step ramp:

- 1) Start ramp at the starting point of the test, as defined in Table 14 and Figure 21.
- 2) Decrease or increase level with the step size and the duration of the step, as given in Table 14 and Figure 21 until the grid protection trips.
- 3) The level, where the grid protection trips, gives the measured protection level.

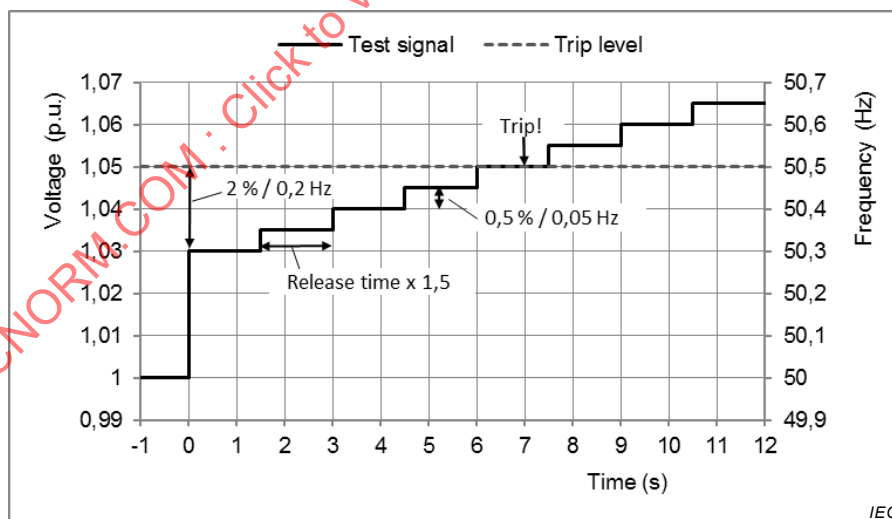


Figure 21 – Example of step ramp for overvoltage or frequency testing

Pulse ramp:

- 1) Start at the nominal value, as given in Table 14 and Figure 22.
- 2) Step to the starting point of the test, as defined in Table 14 and Figure 22 with the duration of the step, as given in Table 14 and Figure 22.
- 3) Step back to the nominal value, as given in Table 14 and Figure 22.

- 4) Step to the next level by increasing or decreasing with a step size and a duration as given in Table 14 and Figure 22.
- 5) Repeat the steps 3 and 4 until the grid protection trips.

The level, where the grid protection trips, gives the measured protection level.

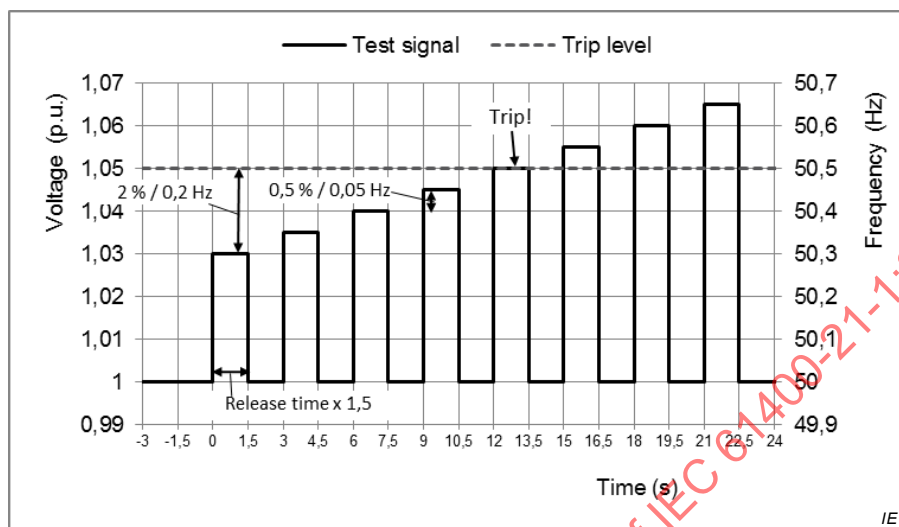


Figure 22 – Example of pulse ramp for over voltage or frequency testing

Release time of the grid protection device:

For the determination of the release time of the grid protection device, the following test procedure shall be applied.

A step from the level, given in Table 14 and Figure 23, shall be given to the grid protection device. Owing to this step, the grid protection device should trip. The release time of the grid protection device is the time from the step until the grid protection device trips.

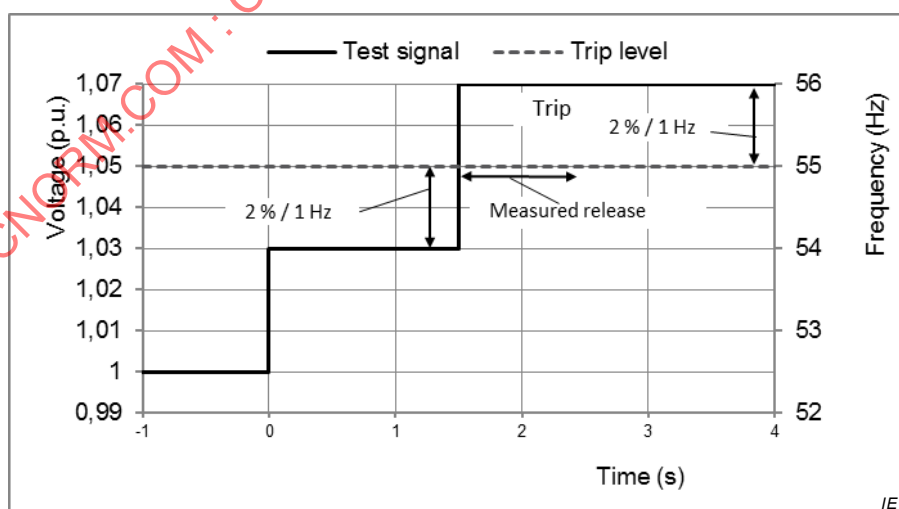


Figure 23 – Example of the test levels to determine the release time

Testing of the complete trip circuit:

To demonstrate the function of the complete trip circuit, one test shall be carried out at the WT during normal wind turbine operation.

The protection of the WT is tripped by either altering one of the limit values for under- / overvoltage or under-/ over frequency, or another suitable means. The operating time of the circuit breaker and of the auxiliary relays (if available) is determined by measurement of the trip or other applicable signals.

If a manufacturer's test report is available for the circuit breaker and/or the auxiliary relays containing details of the release times, determination of these times of the circuit breaker and/or auxiliary relays by measurements may be omitted.

8.6.2.4 Documentation

The following parameters have to be reported in, for example, a table as described in Annex A:

- reference value of the protection level and release time;
- measured protection level and release time.

8.6.3 Test of rate of change of frequency RoCoF (df/dt) protection device

8.6.3.1 Description

The rate of change of frequency protection is mainly used to detect islanding. The turbine behavior during grid events that cause a fast change of frequency in a short time frame shall be tested. The turbine protection shall trip when an excessive frequency derivative is encountered.

The test is not intended to document specific protection levels and times, but to demonstrate the functionality of the protection. The test can be performed on the turbine level or on the subsystem level, while the wind turbine is stopped.

With the given settings of disconnection levels and disconnection times, the actual disconnection levels and disconnection times of the WT shall be determined for the df/dt protection.

8.6.3.2 Procedure

The test sequence consists of a rapid change of the frequency typically in the range of 0,1 Hz/s to 2 Hz/s starting from the nominal frequency.

The RoCoF test is made using a df/dt value specified by the turbine manufacturer.

The test can be made for example with a grid simulator, able to control the frequency, within the required range and with the required dynamic.

The test shall be carried out by:

- 1) determination of the protection level, by:
 - increasing or decreasing input frequency of RoCoF at the constant rate of change of frequency (df/dt) from rated frequency. The test is repeated until the protection device trips, while increasing the test slope (df/dt) condition 0,1 Hz/s steps;
- 2) determination of the protection time, by:
 - increasing or decreasing input frequency of RoCoF at the constant rate of change of frequency (df/dt) 0,2 Hz/s higher than the trip level from rated frequency and measure the release time.

The functionality of the wind turbine RoCoF protection system and the disconnection time is tested with both positive and negative frequency derivatives at a level that is above the df/dt protection's disconnection level. The test should be performed at a reference value which is within the over- and underfrequency limits.

8.6.3.3 Documentation

The following parameters have to be reported in, for example, a table as described in Annex A:

- reference value of the protection level and release time;
- measured protection level and release time.

8.6.4 Reconnection test

8.6.4.1 Description

The aim of the reconnection time test is to show that the turbine automatically reconnects after a grid fault regardless of the length of the fault as well as that the power is ramped up following a predefined ramp rate.

The reconnection time after the wind turbine has been disconnected owing to a grid failure shall be characterized by test results presented in a table. The table shall show the reconnection time after the grid has failed for 10 seconds, 1 minute and 10 minutes, as well as the ramp rate. The reconnection time is the time from the instant when the grid is available on the wind turbine terminals to the instant when the wind turbine starts to produce power.

8.6.4.2 Procedure

The following procedure shall be applied:

- The test shall be carried out once for each of the 3 grid failure times specified in 8.6.4.1.
- The average wind speed shall be greater than the start-up wind speed during the reconnection time.
- The grid should be made unavailable to the wind turbine by opening an applicable breaker in the grid. This breaker will typically be the MV breaker connecting the wind turbine to the power collection system. The opening of the breaker shall be done while the wind turbine is in normal production. The grid should be made available again to the wind turbine by closing the breaker.
- The failure time is the time between opening and closing of the breaker. The breaker would normally be operated manually and it has to be ensured that the grid failure time is as specified within a tolerance of $\pm 10\%$ of the failure time.
- The reconnection time is determined from the time when the voltage returns to its normal level (between 0,9 and 1,1 p.u.) to the time where the wind turbine starts producing power again ($P > 0$).
- The active power and voltage shall be measured at the WT terminals.
- The ramp rate is measured from the 0,1 p.u. up to 0,4 p.u. based on the active power production.

8.6.4.3 Documentation

The following parameters have to be reported in, for example, Table A.46 and graphs as described in Annex A. The test results shall be reported based on 0,2 s average data of the measured active power and voltage:

- reconnection time;
- ramp rate during start-up.

Annex A (informative)

Reporting

A.1 Overview

The following template includes the minimum required information for the reporting of the results. Formatting of the tables and the graphs is exemplary.

A.2 General

Table A.1 – General report information

Report:		Sheet:		page 1 of --
Wind turbine type designation:			Serial number:	
Wind turbine manufacturer:				
Description of the tested wind turbine, including settings of control parameters:	Document name and date			
Description of the test site and grid connection:				
Description of the test equipment (complete list of equipment used with specifications, serial numbers etc.):				
Note of exceptions				
Name and address of test organisation:				
Author:		Checked:		
Date of issue:		Approved:		

Table A.2 – General data

Number of blades:		Speed control (fixed/2speed/variable):	
Rotor diameter [m]:		Speed range [rpm]:	
Hub height [m]:		Wind turbine type (doubly fed / full converter / direct coupled / others):	
Blade control (pitch/stall):		Generator type and rating: [kW]:	
Cut-in wind speed [m/s]:		Grid side converter type and rating [kVA]:	
Description of FRT profile (voltage levels, trigger signal, hysteresis, control strategy):	UVRT:		
	OVRT:		
Reactive power capability profile:			
Special features:			

Table A.3 – Nominal data

Nominal active power, P_n : [kW]		Nominal apparent power, S_n : [kVA]	
Nominal wind speed, v_n : [m/s]		Nominal current, I_n : [A]	
Nominal voltage, U_n : [V]		Nominal frequency, f_n [Hz]	

Table A.4 – Test conditions

Transformer apparent power (MVA)	
Measurement point (i.e. MV/LV side)	
Voltage THD (up to 50th order)	
Frequency variations (0,2 s average data)	
Frequency rate of change (0,2 s average data)	
Slow voltage variations (10 min average data)	
Voltage unbalance factor (IEC 61000-4-30)	
Average turbulence intensity	
Network short-circuit apparent power	
Network impedance angle	
Environmental conditions	
Information on EMC of the measurement equipment	
Temperature variation during the test within manufacturer's specifications of the measurement equipment	
Data acquisition device compliance with IEC 62008 in terms of performance characteristics and calibration methods	

A.3 Power quality aspects

Flicker (see 8.2.2):

Table A.5 – Flicker coefficient per power bin (95th percentile)

ψ_k [°]	P_{bin} [% of P_n]											Max.
	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	
30°												
50°												
70°												
85°												
Number of 10-min data sets												
Period of measurements												
Operational mode (reactive control $Q=0$ / others)												

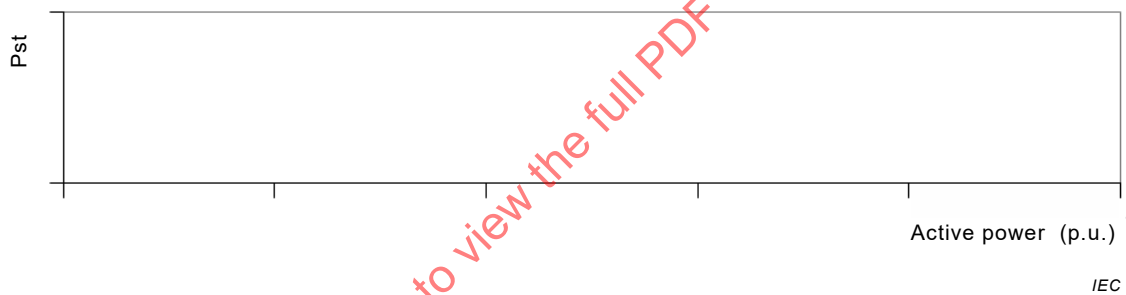


Figure A.1 – Voltage flicker P_{st} vs. active power

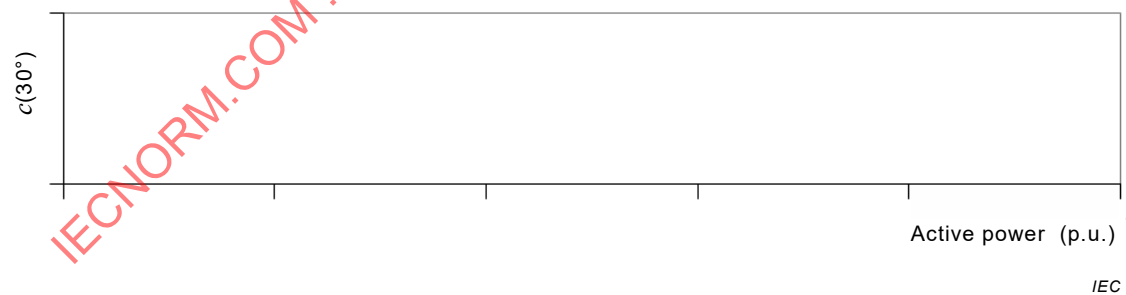


Figure A.2 – Flicker coefficient $c(30^\circ)$ vs. active power

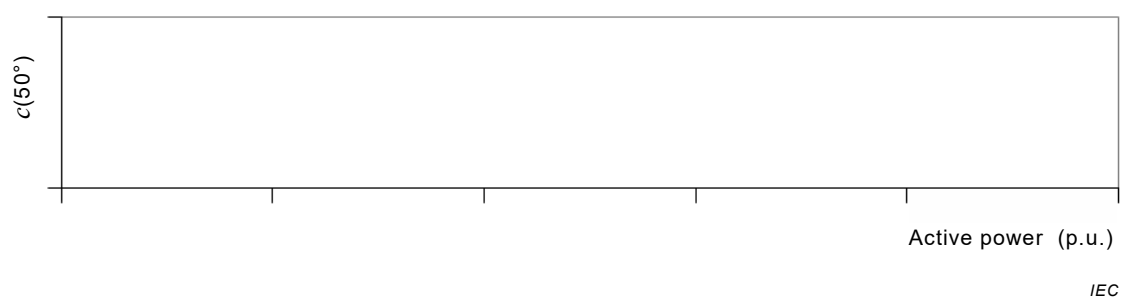


Figure A.3 – Flicker coefficient $c(50^\circ)$ vs. active power

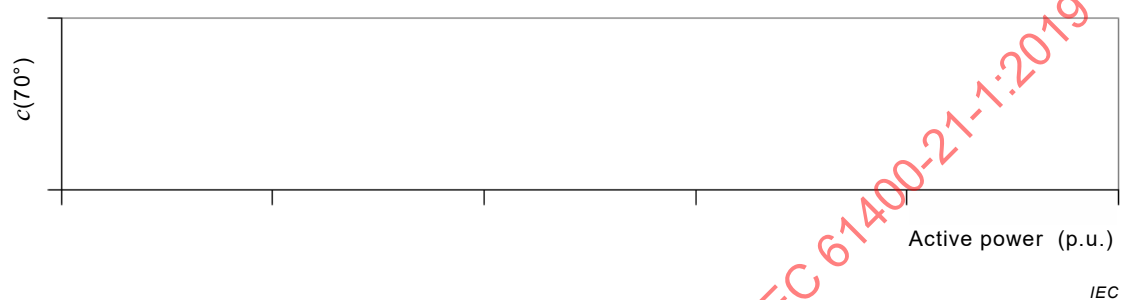


Figure A.4 – Flicker coefficient $c(70^\circ)$ vs. active power

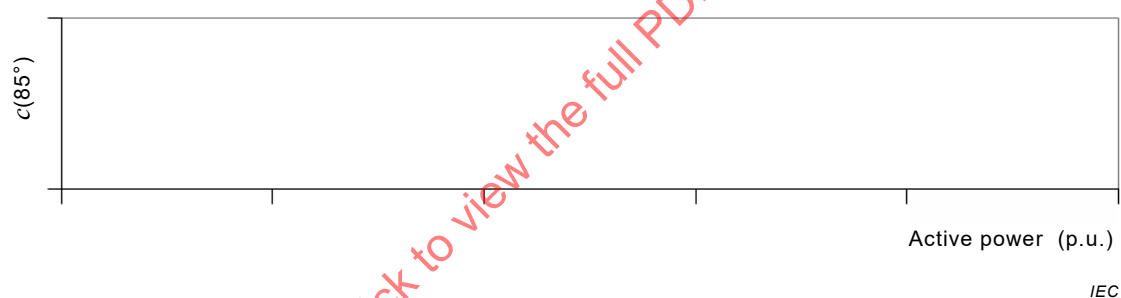


Figure A.5 – Flicker coefficient $c(85^\circ)$ vs. active power

Switching operations (see 8.2.3)

Table A.6 – Start-up at cut in wind speed

Case of switching operation:	Start-up at cut in wind speed			
Operational mode for switchings (reactive control $Q=0$ / others)				
Number of switching operations performed				
Period of measurements				
Wind speed range (min, max)				
Maximum number of switching operations, N_{10m} :				
Maximum number of switching operations, N_{120m} :				
Network impedance phase angle, ψ_k :	30°	50°	70°	85°
Flicker step factor, $k_f(\psi_k)$:				
Voltage change factor, $k_U(\psi_k)$:				

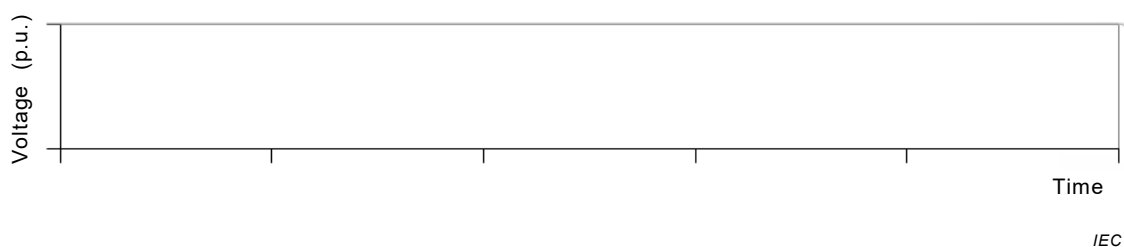


Figure A.6 – Time series of 3-phase voltages as RMS of start-up at the wind speed of ... m/s

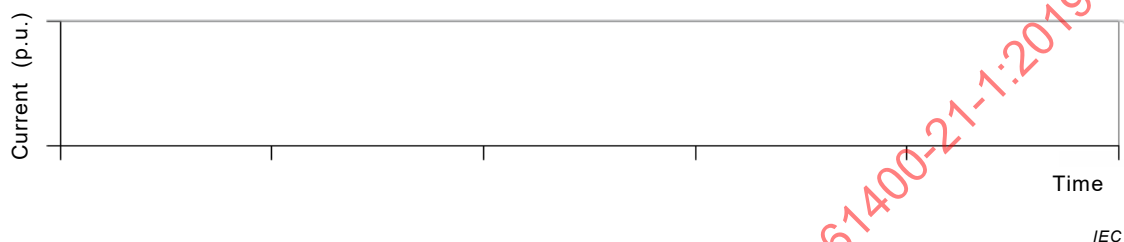


Figure A.7 – Time series of 3-phase currents as RMS of start-up at the wind speed of ... m/s

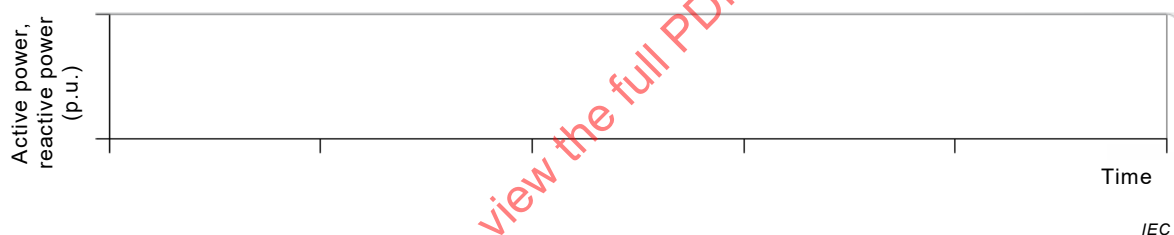


Figure A.8 – Time series of active and reactive power of start-up at the wind speed of ... m/s

Table A.7 – Start-up at nominal active power

Case of switching operation:	Start-up at nominal active power			
Operational mode for switchings (reactive control Q=0 / others)				
Number of switching operations performed				
Period of measurements				
Wind speed range (min, max)				
Maximum number of switching operations, N_{10m} :				
Maximum number of switching operations, N_{120m} :				
Network impedance phase angle, ψ_k :	30°	50°	70°	85°
Flicker step factor, $k_f(\psi_k)$:				
Voltage change factor, $k_U(\psi_k)$:				

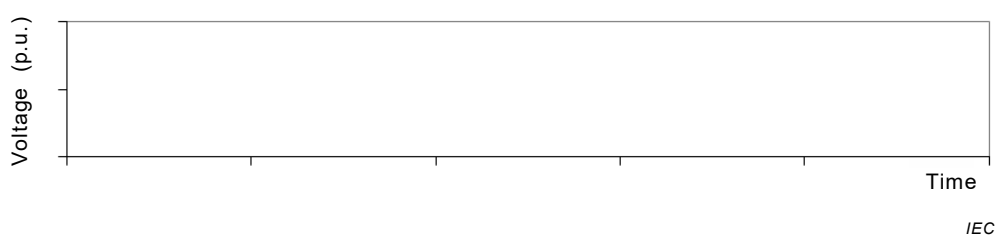


Figure A.9 – Time series of 3-phase voltages as RMS of start-up at nominal active power

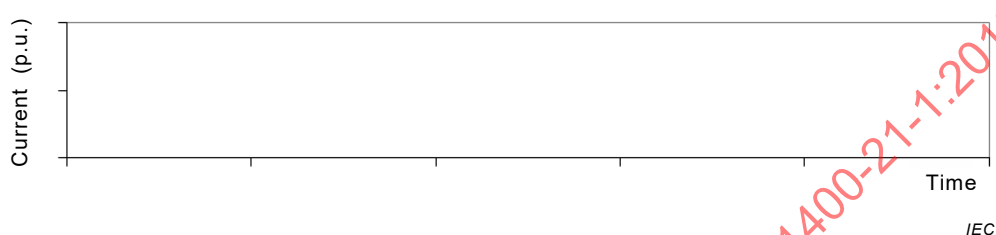


Figure A.10 – Time series of 3-phase currents as RMS of start-up at nominal active power



Figure A.11 – Time series of active and reactive power of start-up at nominal active power

Table A.8 – Worst-case switching between generators

Case of switching operation:	Worst-case switching between generators:			
Operational mode for switchings (reactive control $Q=0$ / others)				
Number of switching operations performed				
Period of measurements				
Wind speed range (min, max)				
Maximum number of switching operations, N_{10m} :				
Maximum number of switching operations, N_{120m} :				
Network impedance phase angle, ψ_k :	30°	50°	70°	85°
Flicker step factor, $k_f(\psi_k)$:				
Voltage change factor, $k_U(\psi_k)$:				

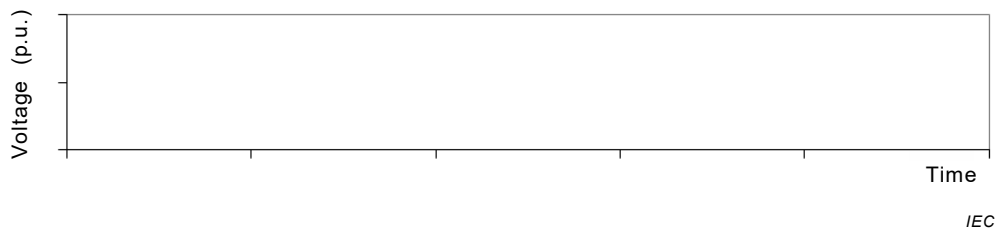


Figure A.12 – Time series of 3-phase voltages as RMS of change from generator stage 1 to stage 2

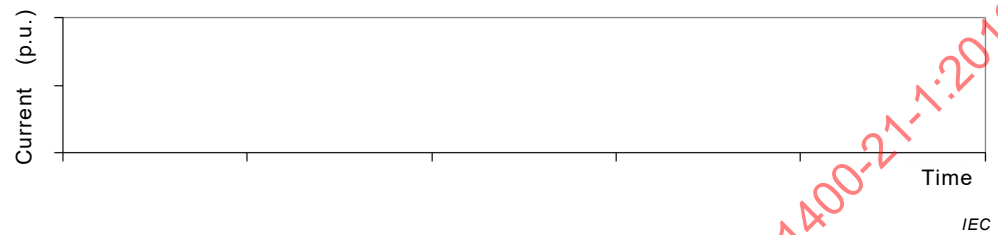


Figure A.13 – Time series of 3-phase currents as RMS of change from generator stage 1 to stage 2

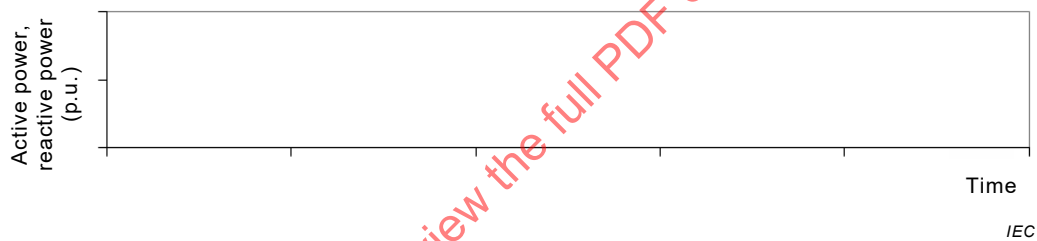


Figure A.14 – Time series of active and reactive power of change from generator stage 1 to stage 2

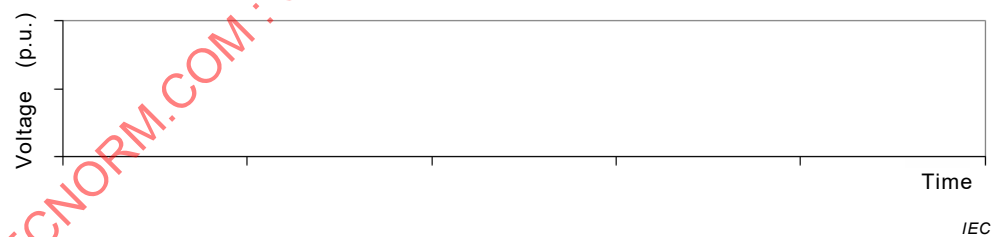


Figure A.15 – Time series of 3-phase voltages as RMS of change from generator stage 2 to stage 1

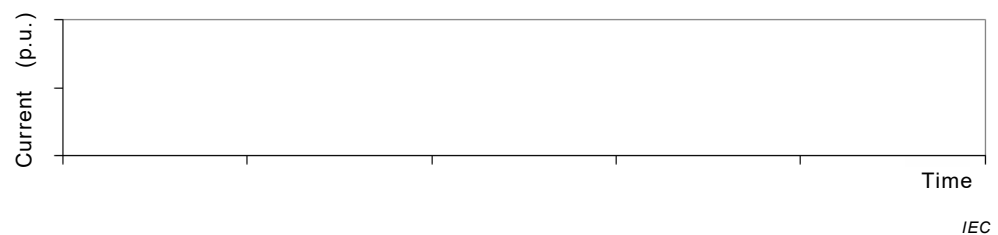


Figure A.16 – Time series of 3-phase currents as RMS of change from generator stage 2 to stage 1

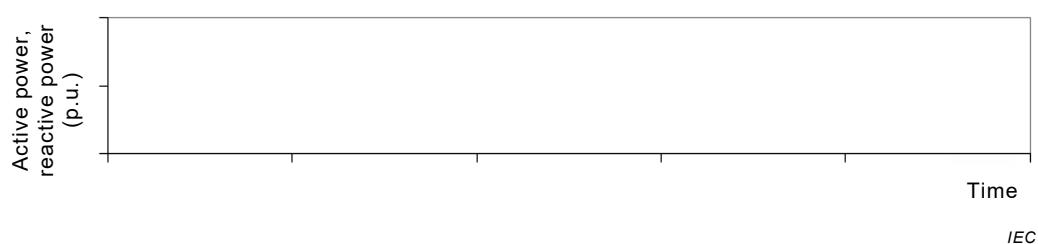


Figure A.17 – Time series of active and reactive power of change from generator stage 2 to stage 1

Harmonics currents (see 8.2.4):

Table A.9 – General test information

Power bin: (% of P_n)	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Number of 10-min data sets											
Period of measurements											
Operational mode during the test (reactive control $Q=0$ / others)											
Time window size used in the analysis of harmonics (cycles or ms)	Integer harmonics										
	Interharmonics										
	Higher frequency components										
Description of possible influence of the background distortion and of the method used for the reduction of harmonics (in case harmonics are reduced)											

Integer harmonic currents:

Table A.10 – 95th percentile of 10-min harmonic magnitudes per power bin

[illegible]

[illegible]

Interharmonic currents:

Table A.11 – 95th percentile of 10-min harmonic magnitudes per power bin

[illegible]

Higher frequency components:

Table A.12 – 95th percentile of 10-min harmonic magnitudes per power bin

[illegible]

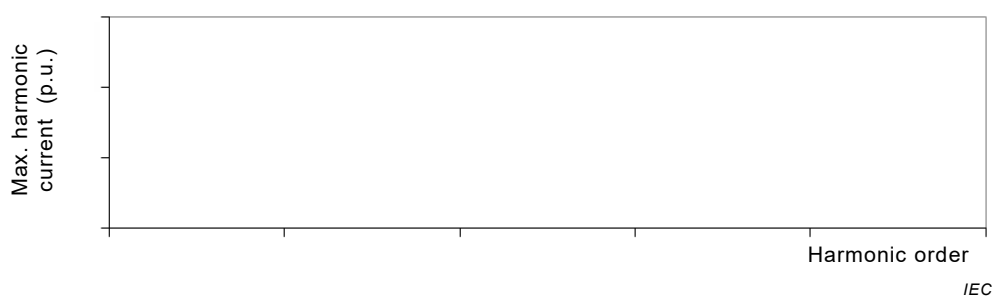


Figure A.18 – Max. of the 95th percentiles of integer harmonic currents vs. harmonic order

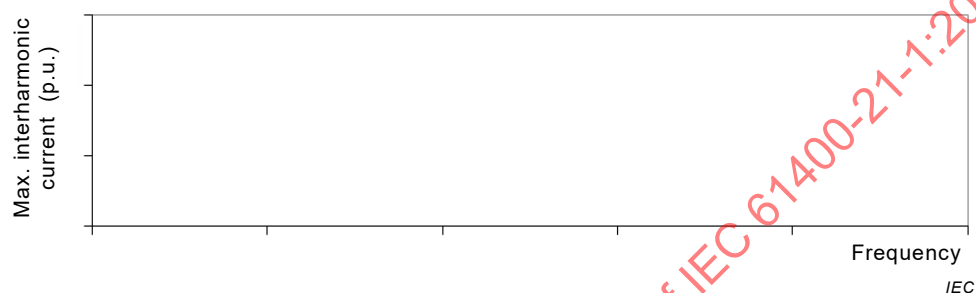


Figure A.19 – Max. of the 95th percentiles of interharmonic currents vs. frequency

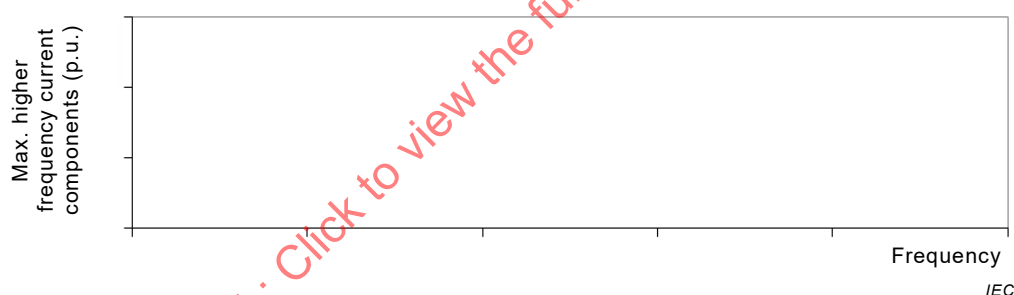


Figure A.20 – Max. of the 95th percentiles of higher frequency current components vs. frequency

A.4 Steady-state operation

Observation of active power against wind speed (see 8.3.2):

Table A.13 – Active power against wind speed (see 8.3.2)

[illegible]

Table A.14 – Measurement data set

Period of measurements											
Power bin: [% of P_n]	-5 to 5	5 to 15	15 to 25	25 to 35	35 to 45	45 to 55	55 to 65	65 to 75	75 to 85	85 to 95	95 to 105
Total number of 10 min data sets:											

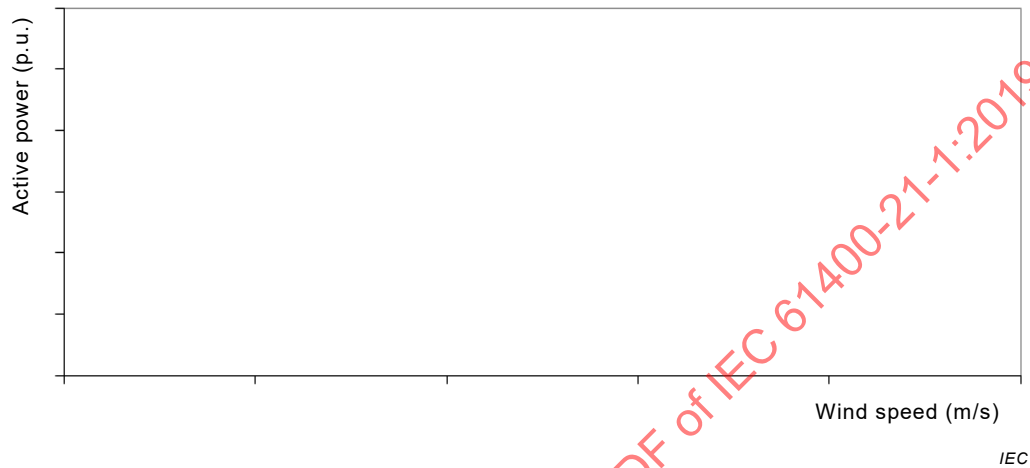


Figure A.21 – Active power as a function of the wind speed

Maximum power (see 8.3.3):

Table A.15 – Maximum active power

Active power P_x	$P_{0.2}$	P_{60}	P_{600}
Averaging time [s]	0,2	60	600
Measured active power [kW]			
Normalized active power [p.u.]			
Total number of data sets			

Reactive power characteristic at $Q = 0$ (see 8.3.4):

Table A.16 – Reactive power characteristic

<i>Period of measurements</i>					
P_{bin} (%)	P [kW]	Q [kvar]	$\cos(\varphi)$ [-]	U_1 [V]	Number of 1 min data sets
0					
10					
20					
30					
40					
50					
60					
70					
80					
90					
100					

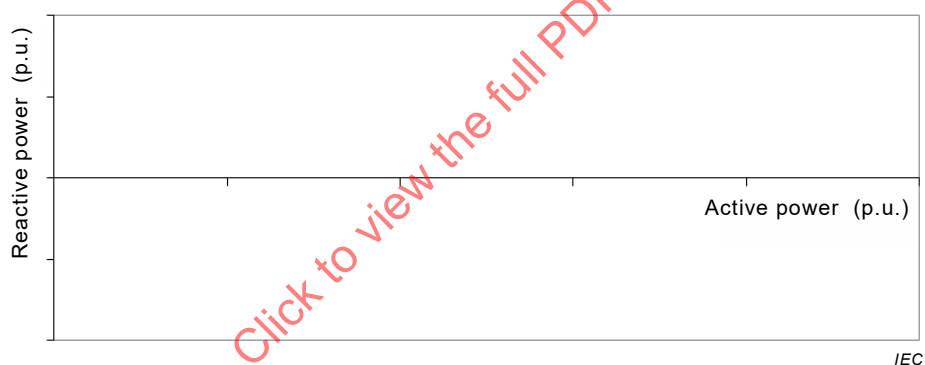
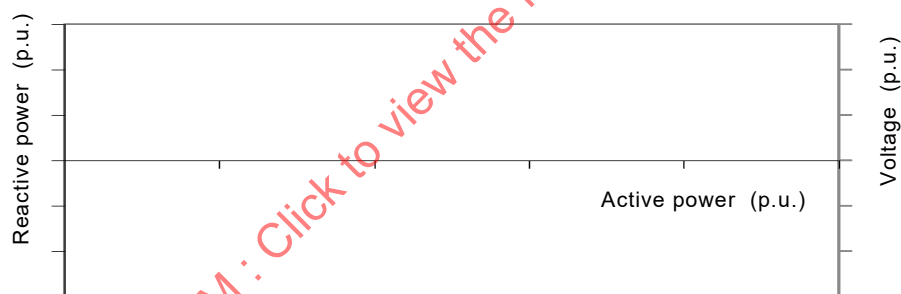


Figure A.22 – Reactive power vs. active power

Reactive power capability (see 8.3.5):

Table A.17 – PQ-diagram

Period of measurements										
P_{bin} (%)	underexcited					overexcited				
	P [kW]	Q [kvar]	$\cos(\varphi)$ [-]	U_1 [V]	Number of 1-min data sets	P [kW]	Q [kvar]	$\cos(\varphi)$ [-]	U_1 [V]	Number of 1 min data sets
0										
10										
20										
30										
40										
50										
60										
70										
80										
90										
100										



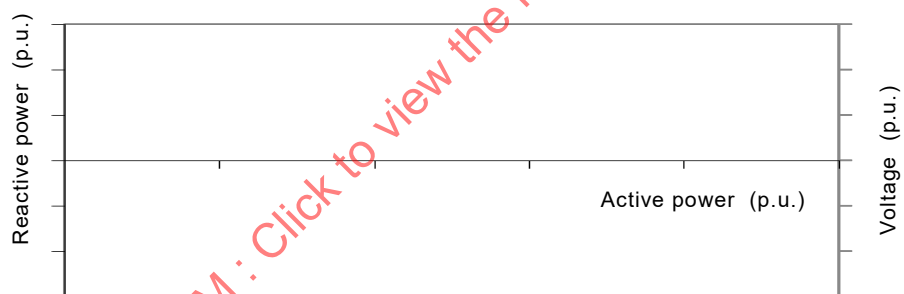
IEC

Figure A.23 – PQ-Diagram

Voltage dependency PQ diagram (see 8.3.6):

Table A.18 – PQ-diagram at maximum voltage

Period of measurements										
P_{bin} (%)	underexcited					overexcited				
	P [kW]	Q [kvar]	$\cos(\varphi)$ [-]	U_1 [V]	Number of 1-min data sets	P [kW]	Q [kvar]	$\cos(\varphi)$ [-]	U_1 [V]	Number of 1 min data sets
0										
10										
20										
30										
40										
50										
60										
70										
80										
90										
100										



IEC

Figure A.24 – PQ-Diagram

Table A.19 – PQ-diagram at minimum voltage

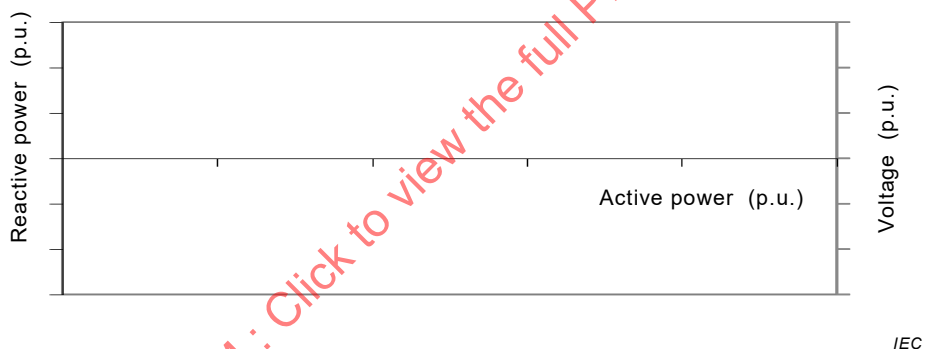
[illegible]

Figure A.25 – PQ-Diagram

Current unbalance factor (see 8.3.7):

Table A.20 – P-IUF_i diagram

[illegible]

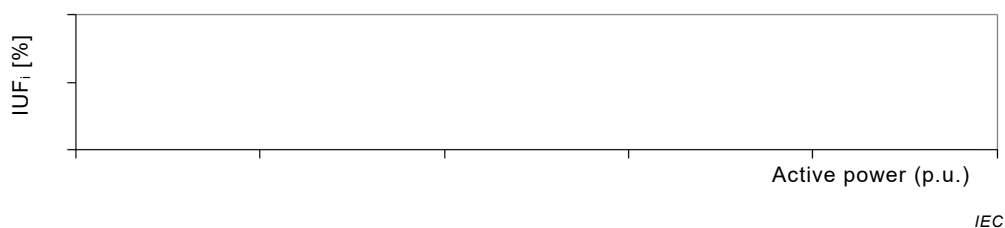


Figure A.26 – Mean 1-min current unbalance factor over active power

Active power control (see 8.4.2):

Table A.21 – General test information

Period of measurements	
Operational mode of the wind turbine during the test (active power control mode/others)	

Table A.22 – Static error

Active power step P/P_n [p.u.]	Requested reference value		Actual value		Max absolute static error	
	[kW]	P/P_n [p.u.]	[kW]	P/P_n [p.u.]	[kW]	P/P_n [p.u.]
1,00						
0,80						
0,60						
0,40						
0,20						

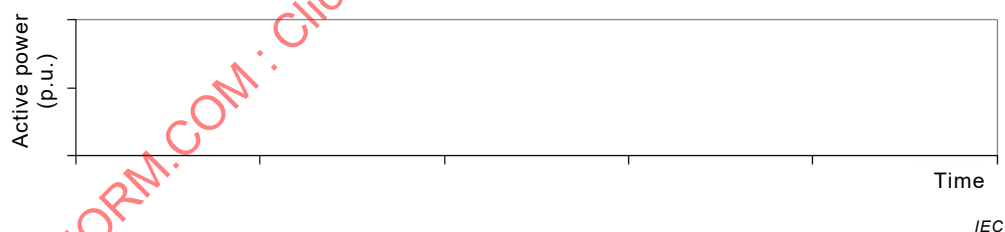


Figure A.27 – Time-series of active power reference values, available power and measured active power output during active power control for the evaluation of the static error

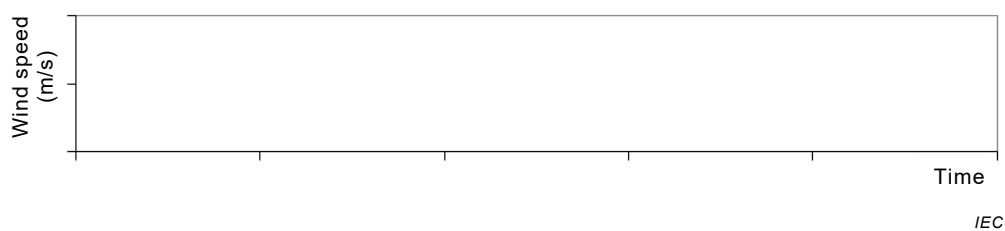


Figure A.28 – Time-series of measured wind speed during active power control during the test of the static error

Table A.23 – Dynamic response

Dynamic response active power reference P/P_n [p.u.]		Settling time [s]	Ramp-down time [s]	Reaction time [s]	Time instant of reference command
Starting point	Second point				

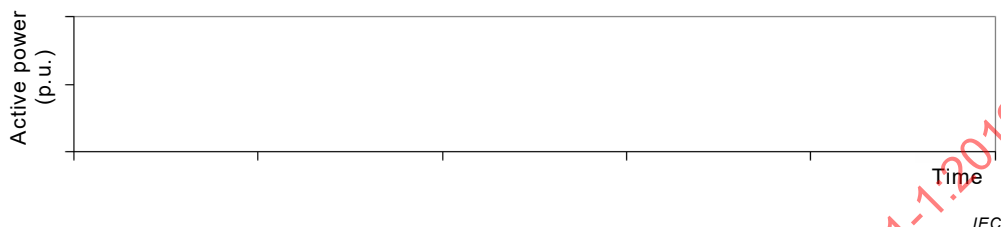


Figure A.29 – Time-series of active power reference values, available power and measured active power output during active power control for the evaluation of the settling time

Active power ramp rate limitation (see 8.4.3):

Normal start-up

Table A.24 – General test information

Period of measurements	
Operational mode of the wind turbine during the test	
Ramp rate [% of nominal active power per minute]	
Declaration of the possible reference values for ramp rate (given by the manufacturer)	

Table A.25 – Active power ramp rate calculation at start-up

	Requested reference value P_{set} [p.u.]	Requested active power ramp rate $\Delta P/\Delta t$ [p.u./s]	Measured active power ramp rate $\Delta P/\Delta t$ [p.u./s]
Point 1			
Point 2			
Point 3			
Point 4			

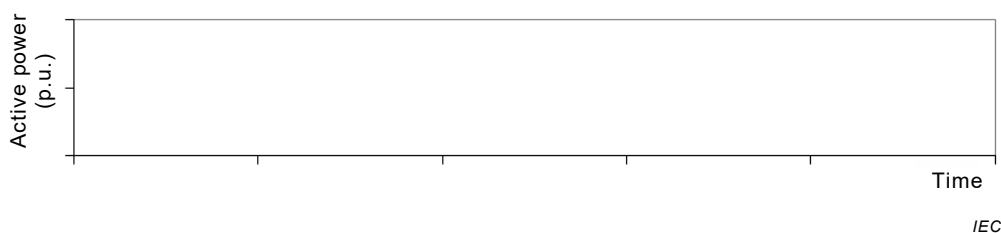


Figure A.30 – Time-series of available and measured active power output during ramp rate limitation

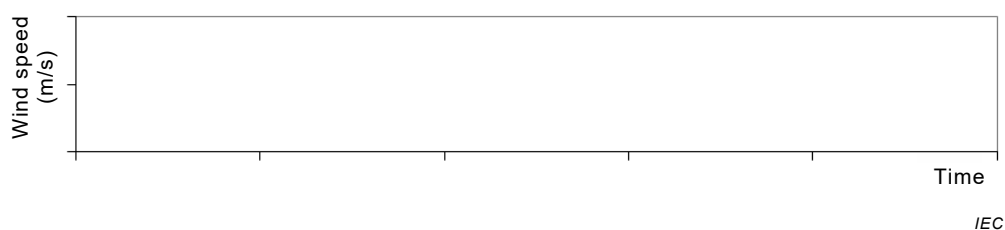


Figure A.31 – Time-series of measured wind speed during ramp rate limitation

Start-up after grid disconnection (in case a reconnection test is performed)

Table A.26 – General test information

Period of measurements	
Operational mode of the wind turbine during the test	
Ramp rate [% of nominal active power per minute]	
Declaration of the possible reference values for ramp rate (given by the manufacturer)	

Table A.27 – Active power ramp rate limitation at start-up

	Requested reference value P_{set} [p.u.]	Requested active power ramp rate $\Delta P/\Delta t$ [p.u./s]	Measured active power ramp rate $\Delta P/\Delta t$ [p.u./s]
Point 1			
Point 2			
Point 3			
Point 4			

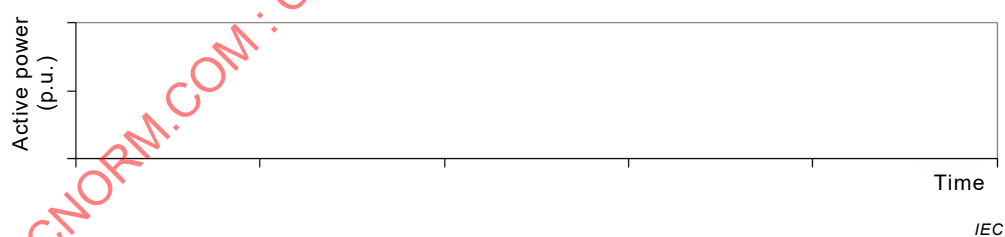


Figure A.32 – Time-series of available and measured active power output during ramp rate limitation

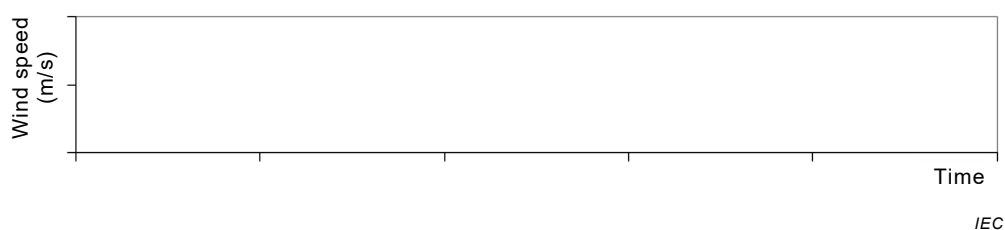


Figure A.33 – Time-series of measured wind speed during ramp rate limitation

Normal stop (see 8.4.3)

Table A.28 – General test information

Period of measurements	
Operational mode of the wind turbine during the test	
Ramp rate [% of nominal active power per minute]	
Declaration of the possible reference values for ramp rate (given by the manufacturer)	

Table A.29 – Active power ramp rate limitation at normal stop

	Requested reference value P_{set} [p.u.]	Requested active power ramp rate $\Delta P/\Delta t$ [p.u./s]	Measured active power ramp rate $\Delta P/\Delta t$ [p.u./s]
Point 1			
Point 2			
Point 3			
Point 4			

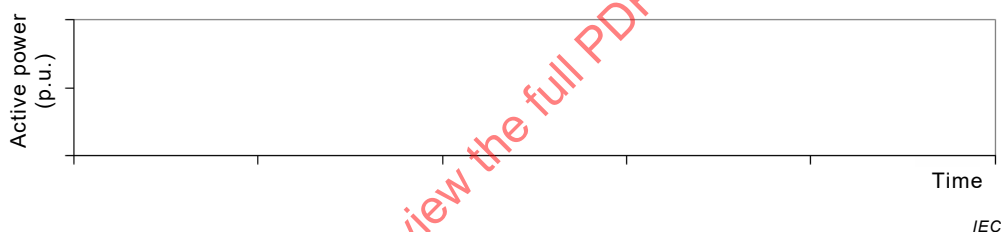


Figure A.34 – Time-series of available and measured active power output during ramp rate limitation

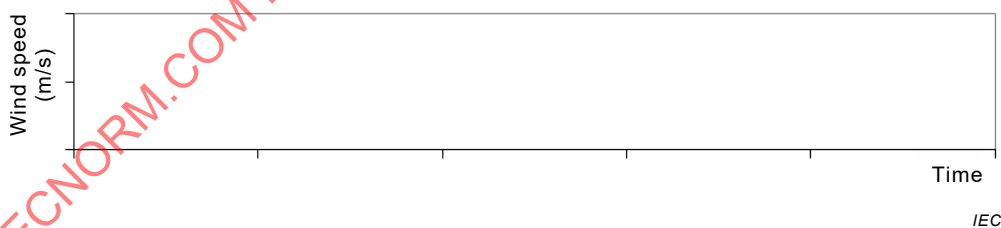


Figure A.35 – Time-series of measured wind speed during ramp rate limitation

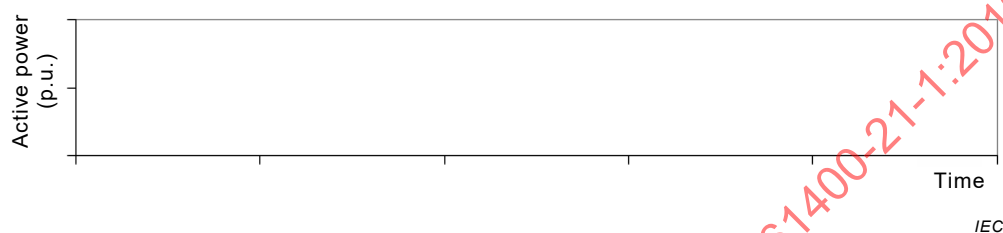
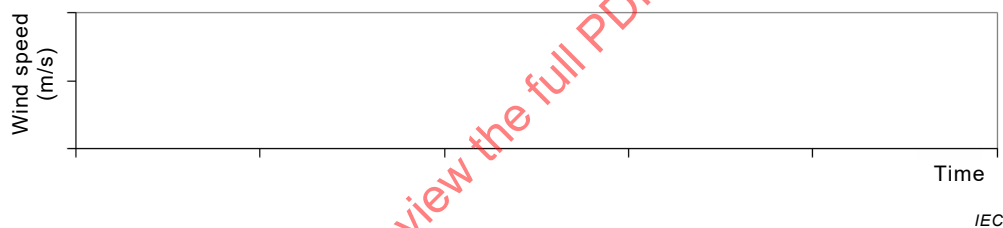
Normal operation (see 8.4.3)

Table A.30 – General test information

Period of measurements	
Operational mode of the wind turbine during the test	
Ramp rate [% of nominal active power per minute]	
Declaration of the possible reference values for ramp rate (given by the manufacturer)	

Table A.31 – Active power ramp rate limitation in normal operation

	Requested reference value P_{set} [p.u.]	Requested active power ramp rate $\Delta P/\Delta t$ [p.u./s]	Measured active power ramp rate $\Delta P/\Delta t$ [p.u./s]
Point 1			
Point 2			
Point 3			
Point 4			

**Figure A.36 – Time-series of available and measured active power output during ramp rate limitation****Figure A.37 – Time-series of measured wind speed during ramp rate limitation**

Frequency control (see 8.4.4):

Table A.32 – General test information

Period of measurements	
Operational mode of the wind turbine during the test	
Used procedure	
Frequency control function (declared by the manufacturer)	

Table A.33 – Test at $0,25 \times P_n < P < 0,5 \times P_n$

STEP OF THE MEASUREMENT	MEASURED GRID FREQUENCY [Hz]	FREQUENCY REFERENCE [Hz]	MEASURED ACTIVE POWER [p.u.]	ACTIVE POWER GRADIENT [p.u./Hz]
First measurement point	f_{rated}	-----		-----
Step start control				
Step $f_{\text{step a}}$				
Step $f_{\text{step b}}$				
Step max				
Step $f < f_{\text{step b}}$				
Step $f < f_{\text{step a}}$				
Step release control				

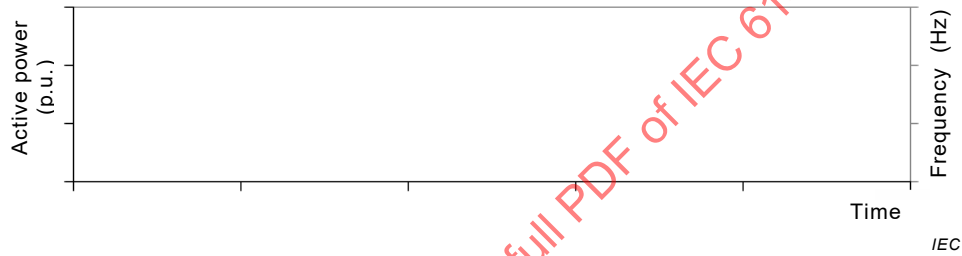


Figure A.38 – Time-series of available power, measured active power and reference value of the grid frequency change

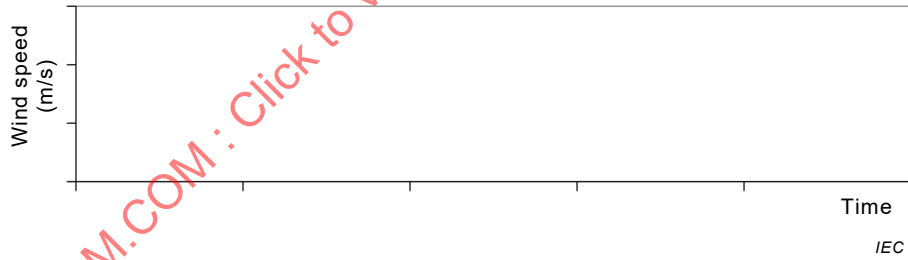


Figure A.39 – Time-series of measured wind speed

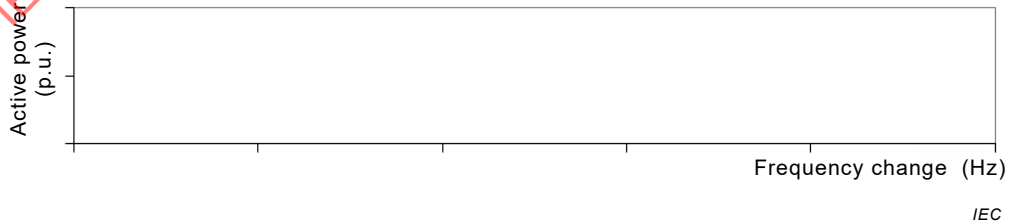
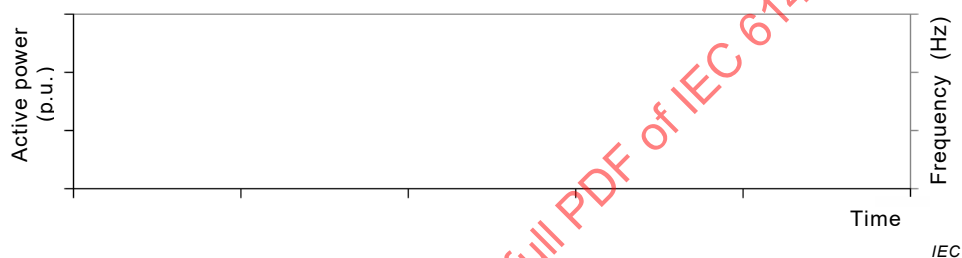
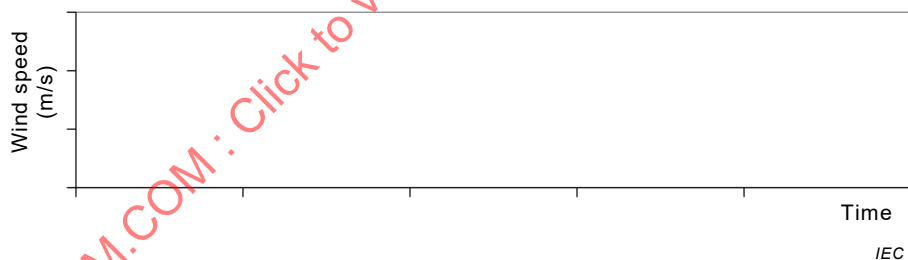
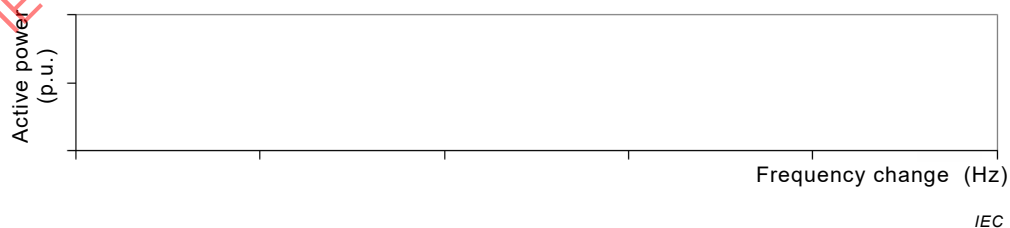


Figure A.40 – Measured active power over frequency change

Table A.34 – Test at $P > 0,8 \times P_n$

STEP OF THE MEASUREMENT	MEASURED GRID FREQUENCY [Hz]	FREQUENCY REFERENCE [Hz]	MEASURED ACTIVE POWER [p.u.]	ACTIVE POWER GRADIENT [p.u./Hz]
First measurement point	f_{rated}	-----		-----
Step start control				
Step $f_{\text{step a}}$				
Step $f_{\text{step b}}$				
Step max				
Step $f < f_{\text{step b}}$				
Step $f < f_{\text{step a}}$				
Step release control				

**Figure A.41 – Time-series of available power, measured active power and reference value of the grid frequency change****Figure A.42 – Time-series of measured wind speed****Figure A.43 – Measured active power over frequency change**

Synthetic inertia (see 8.4.5)

Table A.35 – Synthetic inertia results

Period of measurements						
Operational mode of the wind turbine during the test						
Active power range resp. wind speed range	$0,25 \times P_n < P < 0,5 \times P_n$		$P > 0,8 \times P_n$		$v > v_n$	
Test number	1	2	3	4	5	6
Default active power boost ΔP [kW]						
Gradient of active power boost dP/dt [kW/s]						
Response time [ms]						
Settling time [ms]						
Steady state time [ms]						
Ramp-down time [ms]						
$f_{\text{inertia, trigger}}$ [Hz]						
$f_{\text{inertia, recovery}}$ [Hz]						
Recovery time [ms]						

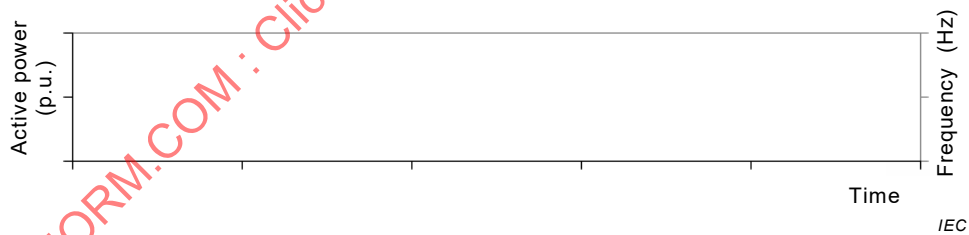


Figure A.44 – Test 1, time-series of available power, measured active power and reference value of the grid frequency for $0,25 \times P_n < P < 0,5 \times P_n$

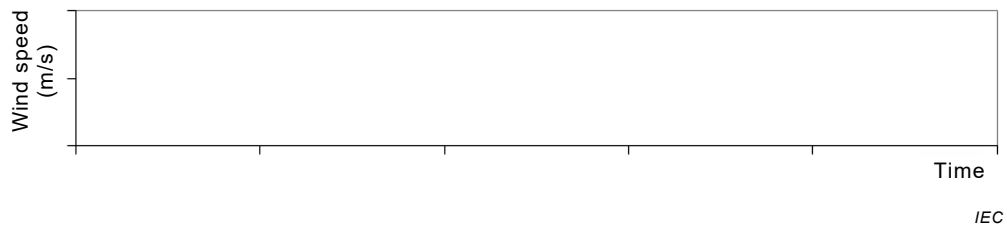


Figure A.45 – Test 1, time-series of wind speed for $0,25 \times P_n < P < 0,5 \times P_n$

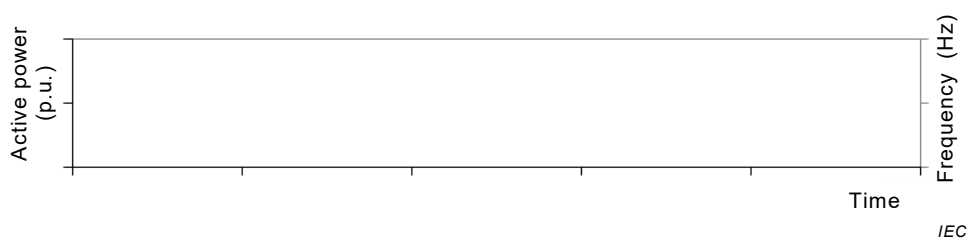


Figure A.46 – Test 2, time-series of available power, measured active power and reference value of the grid frequency for $0,25 \times P_n < P < 0,5 \times P_n$

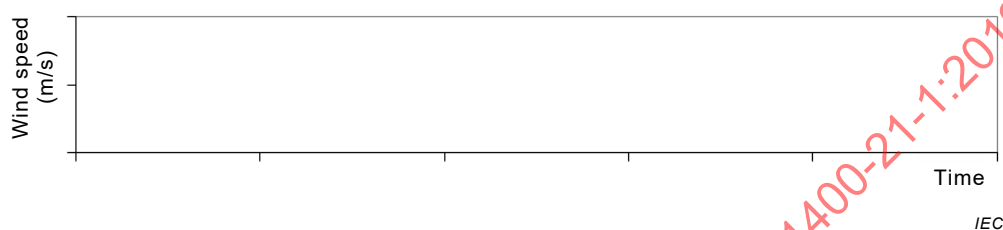


Figure A.47 – Test 2, time-series of wind speed for $0,25 \times P_n < P < 0,5 \times P_n$

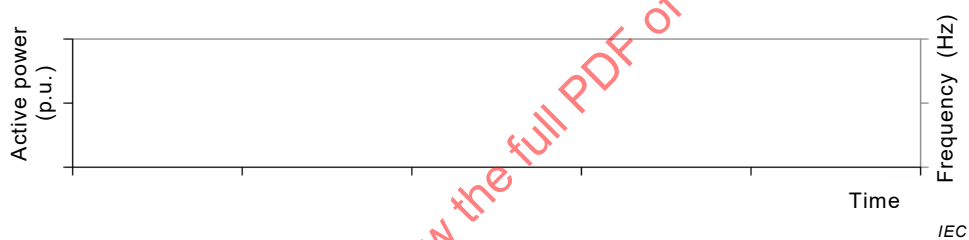


Figure A.48 – Test 3, time-series of available power, measured active power and reference values of the grid frequency for $P > 0,8 \times P_n$

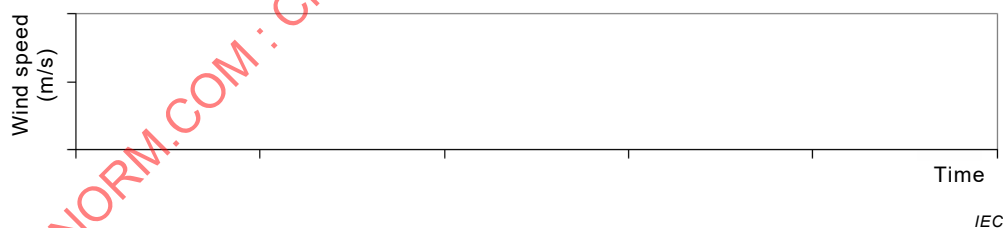


Figure A.49 – Test 3, time-series of wind speed for $P > 0,8 \times P_n$

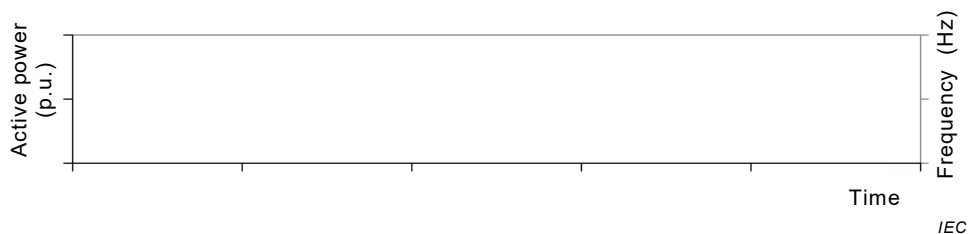


Figure A.50 – Test 4, time-series of available power, measured active power and reference value of the grid frequency for $P > 0,8 \times P_n$

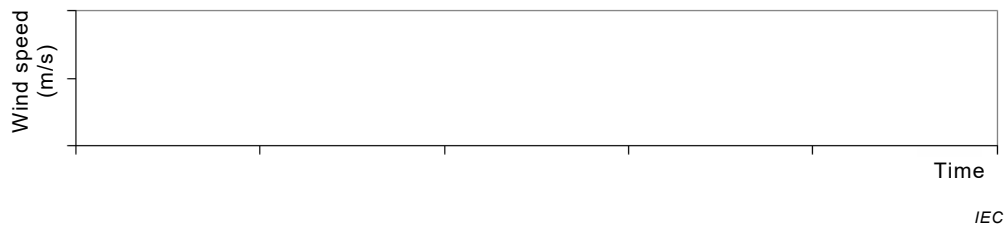


Figure A.51 – Test 4, time-series of wind speed for $P > 0,8 \times P_n$

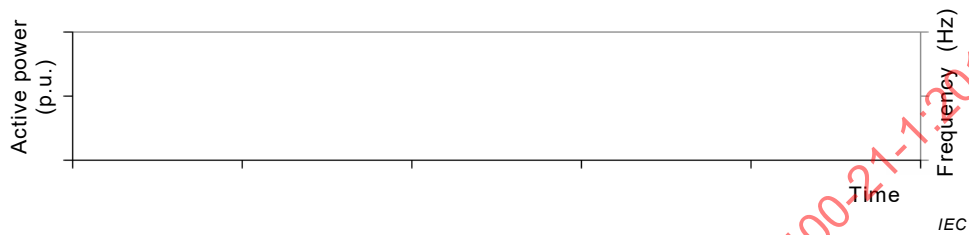


Figure A.52 – Test 5, time-series of available power, measured active power and reference value of the grid frequency for $v > v_n$

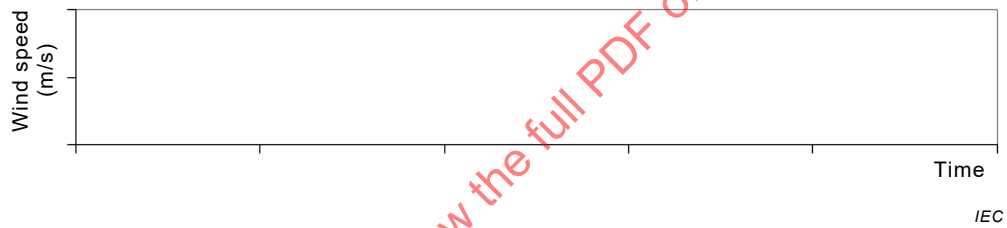


Figure A.53 – Test 5, time-series of wind speed for $v > v_n$

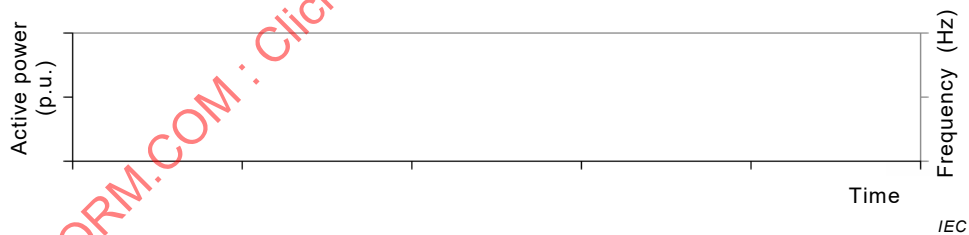


Figure A.54 – Test 6, time-series of available power, measured active power and reference value of the grid frequency for $v > v_n$

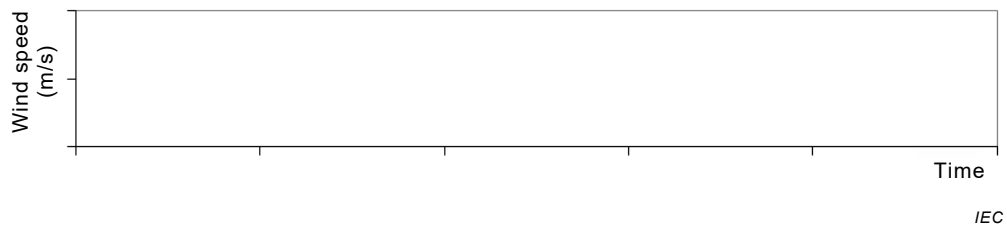


Figure A.55 – Test 6, time-series of wind speed for $v > v_n$

Reactive power control (see 8.4.6)

Table A.36 – General test information

Period of measurements	
Operational mode of the wind turbine during the test	
Interface used	

Table A.37 – Static error

Reactive power step $Q/Q_{\text{capability}}$ [p.u.]	Voltage	Reference value		Measured value		Static error	
	U [p.u.]	[kvar]	$Q/Q_{\text{capability}}$ [p.u.]	[kvar]	$Q/Q_{\text{capability}}$ [p.u.]	[kvar]	$Q/Q_{\text{capability}}$ [p.u.]
-0,8							
-0,5							
0							
0,5							
0,8							

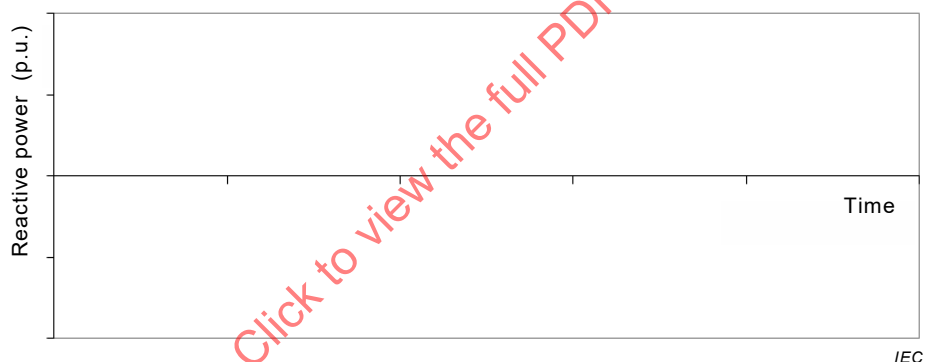


Figure A.56 – Time-series of reactive power reference values and measured reactive power during the test of reactive power control

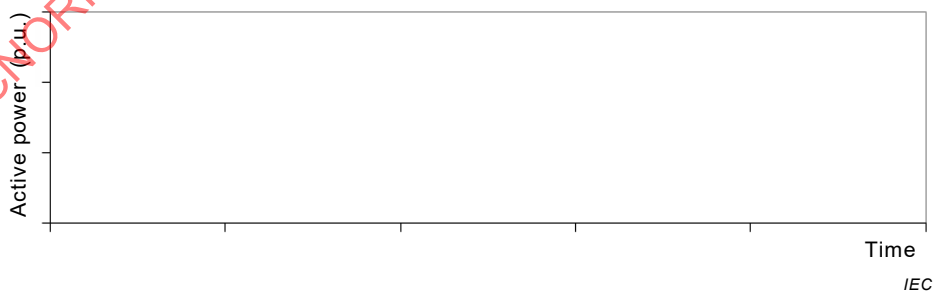


Figure A.57 – Time-series of active power during the test of reactive power control

Table A.38 – Dynamic response

Reactive power reference (p.u.)	From 0 to 0,8 (overexcited)	From 0,8 (overexcited) to 0,8 (underexcited)	From 0,8 (underexcited) to 0
Settling time (s)			
Rise time (s)			
Reaction time (s)			
Time instant of reference command			

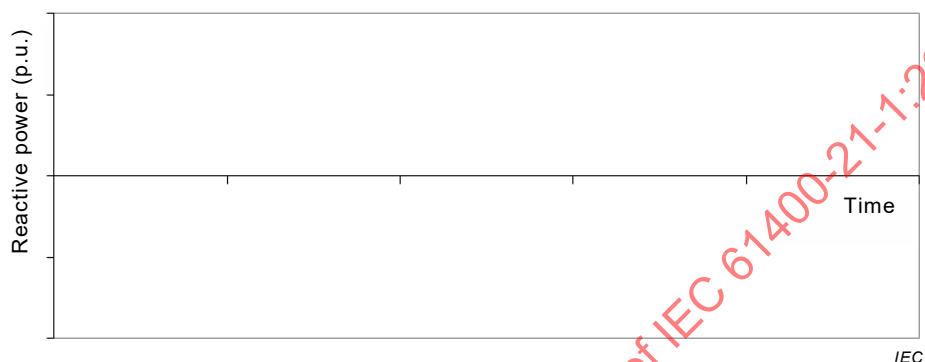


Figure A.58 – Time-series of reactive power reference values and measured reactive power during the test of reactive power dynamic response

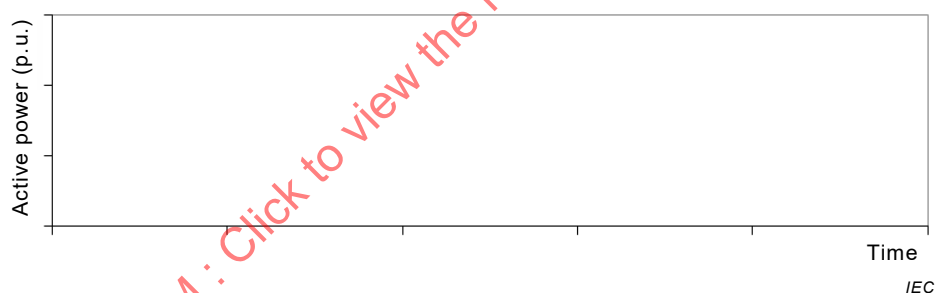


Figure A.59 – Time-series of active power during the test of reactive power dynamic response

A.5 Dynamic performance (see 8.5)

Table A.39 – Results for tests where the WT is not connected

	No.	Parameter description	Parameter	Unit
General	1	Number of test		-
	2	Date		[MM/DD/YYYY]
	3	Time		[hh:mm:ss]
	4	Three phase / two phase voltage dip/swell		-
	5	Series impedance X1		[Ω]
	6	Series impedance R1		[Ω]
	7	Short-circuit impedance X2		[Ω]
	8	Short-circuit impedance R2		[Ω]
	9	Time of entrance of voltage dip/swell (t_{fault})		[s]
	10	Time of clearance of voltage dip/swell (t_{clear})		[s]
	11	Duration of the voltage dip/swell (measured from test)		[s]
	12	Magnitude of pos. sequence of voltage dip/swell (measured from test)		[p.u.]
	13	Magnitude of neg. sequence of voltage dip/swell (measured from test)		[p.u.]
Before voltage dip/swell	14	Steady state voltage (U_{pre})		[p.u.]
During voltage dip/swell	15	Steady state voltage		[p.u.]
	16	Response time of voltage		[s]
	17	Settling time of voltage		[s]
After voltage dip/swell	18	Steady state voltage		[p.u.]
	19	Response time of voltage		[s]
	20	Settling time of voltage		[s]

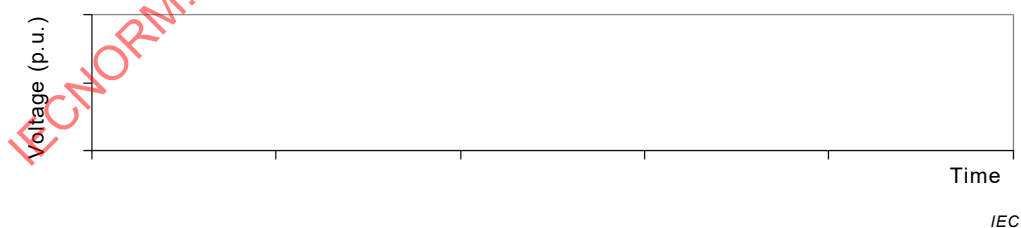


Figure A.60 – Wave shape of 3-phase voltages during entrance of voltage dip/swell when the WT under test is not connected

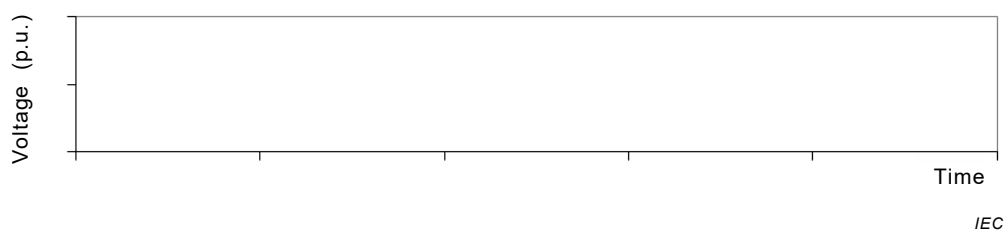


Figure A.61 – Wave shape of 3-phase voltages during clearance of voltage dip/swell when the WT under test is not connected

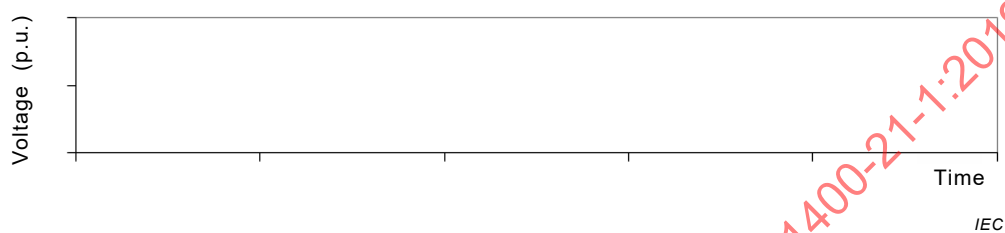


Figure A.62 – 3-phase voltages as RMS (1 line period) during the test when the WT under test is not connected

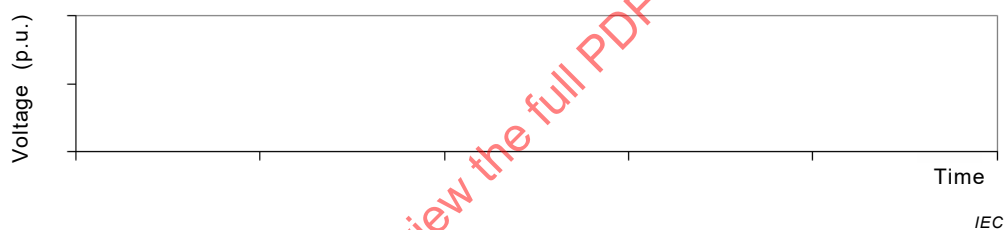


Figure A.63 – Positive sequence voltage during the test when the WT under test is not connected

Table A.40 – Results for tests where the WT is connected

	No.	Parameter description	Parameter	Unit
General	1	Number of test		-
	2	Date		[MM/DD/YYYY]
	3	Time		[hh:mm:ss]
	4	Operational mode of WT		-
	5	Active power range		[p.u.]
	6	Three phase / two phase voltage dip/swell		-
	7	Wind speed or available power		[m/s] or [p.u.]
	8	WT tripped (Y/N)		
	9	Time of entrance voltage dip/swell		[s]
	10	Time of clearance voltage dip/swell		[s]
	11	Duration of the voltage dip/swell (measured from the test)		[s]
	12	Magnitude of pos. sequence of voltage dip/swell (measured from test)		[p.u.]
	13	Magnitude of neg. sequence of voltage dip/swell (measured from test)		[p.u.]
	14	Tolerance band		[p.u.]
Before voltage dip/swell	15	Steady-state voltage (U_{pre})		[p.u.]
	16	Steady-state active power		[p.u.]
	17	Steady-state reactive power		[p.u.]
	18	Steady-state active current		[p.u.]
	19	Steady-state reactive current		[p.u.]
During voltage dip/swell	20	Steady-state voltage		[p.u.]
	21	Steady-state active power		[p.u.]
	22	Steady-state reactive power		[p.u.]
	23	Steady-state active current		[p.u.]
	24	Steady-state reactive current		[p.u.]
	25	Response time of active current		[s]
	26	Response time of reactive current		[s]
	27	Settling time of active current		[s]
	28	Settling time of reactive current		[s]
After voltage dip/swell	29	Steady-state voltage		[p.u.]
	30	Steady-state active power		[p.u.]
	31	Steady-state reactive power		[p.u.]
	32	Steady-state active current		[p.u.]
	33	Steady-state reactive current		[p.u.]
	34	Response time of active current		[s]
	35	Response time of reactive current		[s]
	36	Settling time of active current		[s]
	37	Settling time of reactive current		[s]
	38	Active power response time		[s]

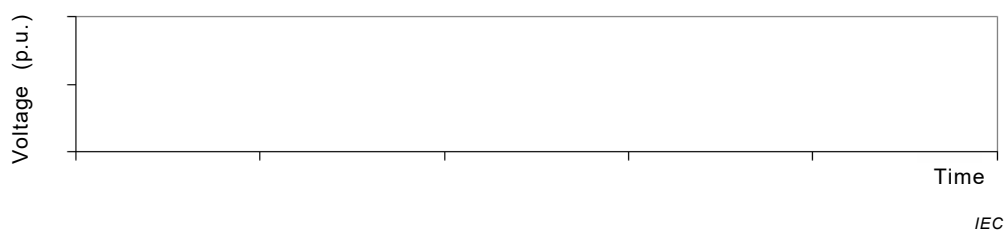


Figure A.64 – Wave shape of 3-phase voltages during entrance of the voltage dip/swell when the WT under test is connected

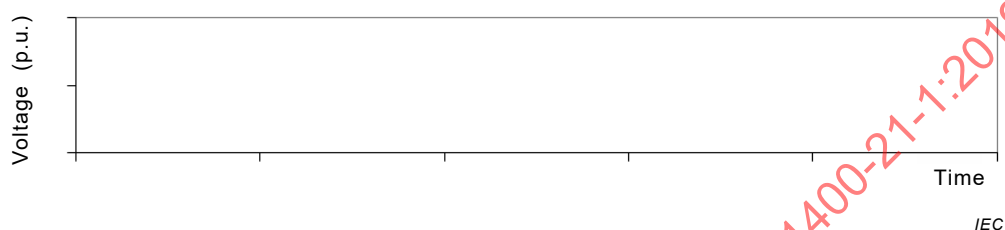


Figure A.65 – Wave shape of 3-phase voltages during clearance of the voltage dip/swell when the WT under test is connected

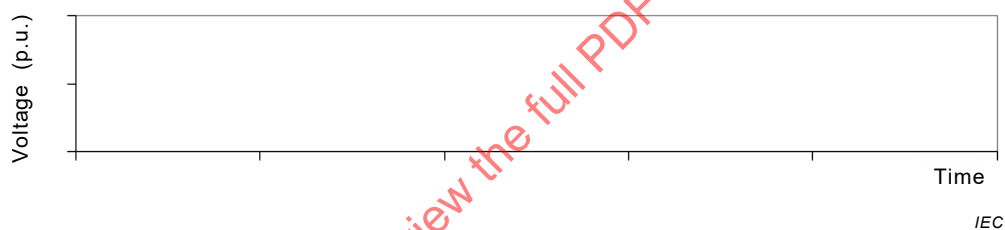


Figure A.66 – 3-phase voltages as RMS (1 line period) during the test when the WT under test is connected

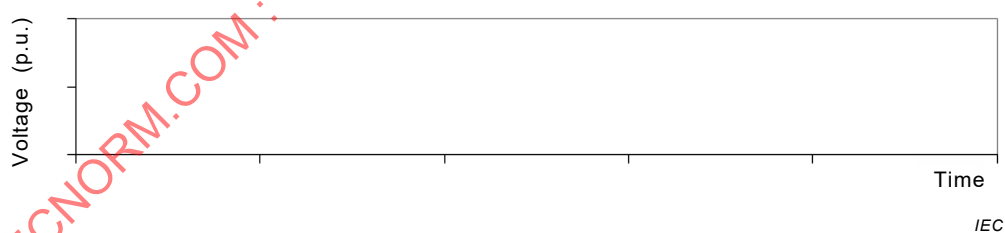


Figure A.67 – Positive and negative sequence fundamental voltage during the test when the WT under test is connected

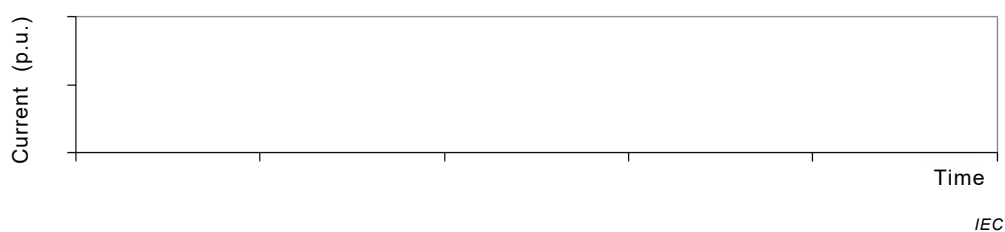


Figure A.68 – 3-phase currents as RMS (1 line period) during the test when the WT under test is connected

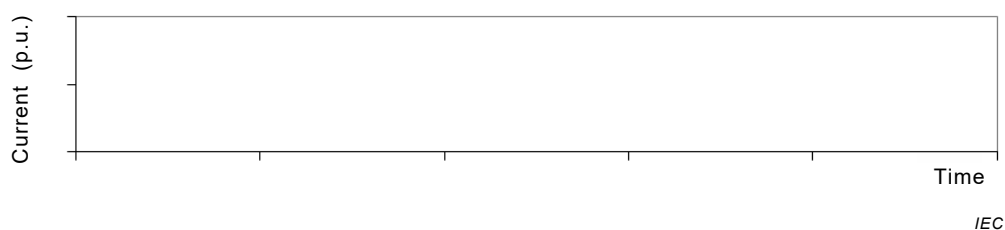


Figure A.69 – Pos. and neg. sequence fundamental current during the test when the WT under test is connected

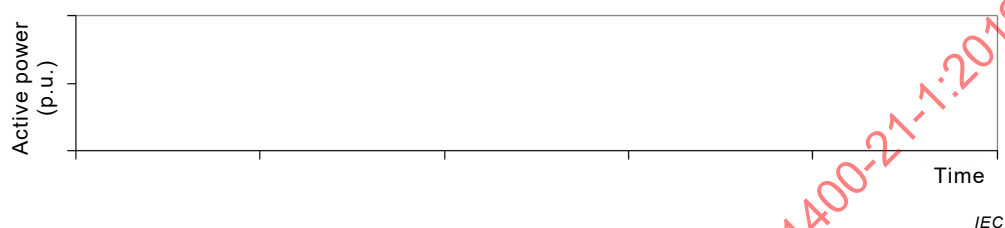


Figure A.70 – Pos. sequence fundamental active power during the test when the WT under test is connected.



Figure A.71 – Pos. sequence fundamental reactive power during the test when the WT under test is connected

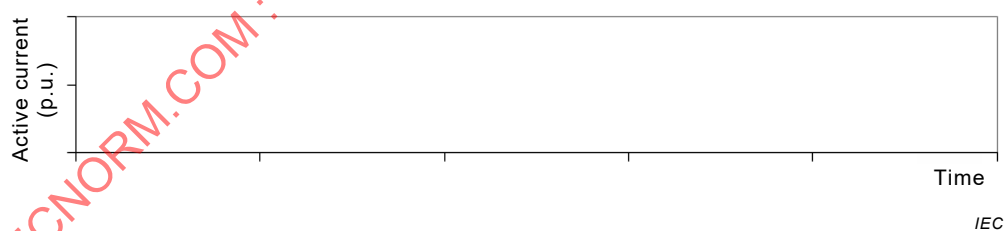


Figure A.72 – Pos. sequence fundamental active current during the test when the WT under test is connected

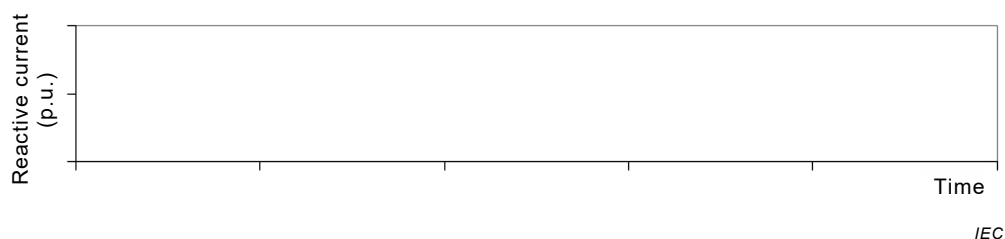


Figure A.73 – Pos. sequence fundamental reactive current during the test when the WT under test is connected

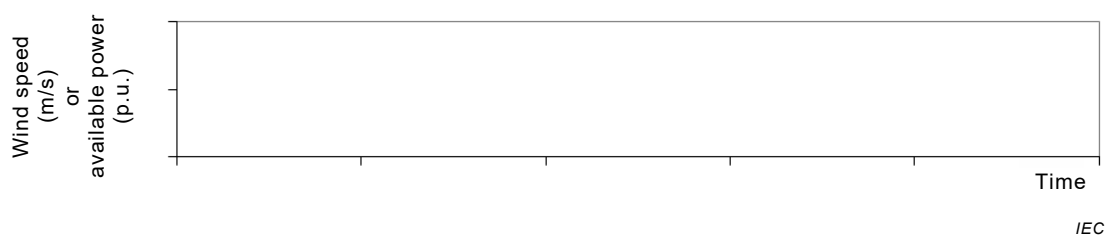


Figure A.74 – Wind speed or available power during the test when the WT under test is connected

A.6 Disconnection from grid (see 8.6)

Grid protection (see 8.6.2):

Table A.41 – Voltage protection

Test No.	Function	Reference value of the grid protection device		Measured value	
		Protective level [p.u.]	Release time [s]	Protective level [p.u.]	Disconnection time [s]
1	Overvoltage $U >$				
2	Overvoltage $U >>$ (if available)				
3	Undervoltage $U <$				
4	Undervoltage $U <<$ (if available)				

Table A.42 – Frequency protection

Test No.	Function	Reference value of the grid protection device		Measured value	
		Protective level [Hz]	Release time [s]	Protective level [Hz]	Disconnection time [s]
5	Overfrequency $f >$				
6	Underfrequency $f <$				

Table A.43 – Complete trip circuit test

Complete trip circuit test successful		YES ☐	NO ☐
	Time [ms]	By measurement	By manufacturer certificate
Operating time of circuit breaker		☐	☐

Rate of change of frequency (8.6.3):

Table A.44 – RoCoF test results

Test No.	Reference value		Measured value	
	df/dt disconnection level [p.u.]	Release time [s]	df/dt disconnection level [p.u.]	Disconnection time [s]

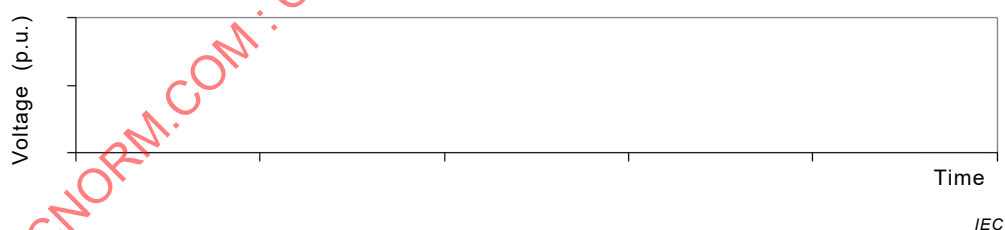
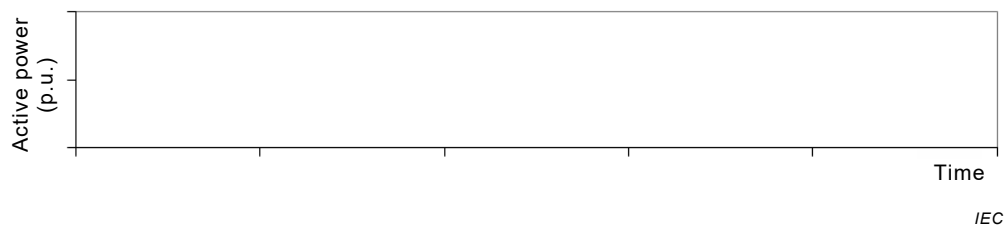
Table A.45 – RoCoF test information

Period of measurement	
Method used	
Operational mode of the wind turbine	

Reconnection test (8.6.4):

Table A.46 – Reconnection test results

Period of measurements			
Duration of grid failure [s]	10	60	600
Actual measured duration of grid failure [s]			
Reconnection time [s]			
Ramp rate reference values (given by the manufacturer)			
Measured ramp rate [% of nominal active power per minute]			
Operational mode of the wind turbine during the tests			

**Figure A.75 – Voltage during the reconnection test of 10 s****Figure A.76 – Active power during the reconnection test of 10 s, including the recovery**

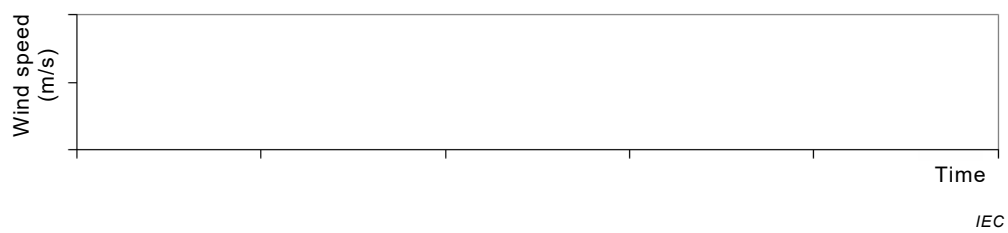


Figure A.77 – Time-series of measured wind speed during the reconnection test of 10 s

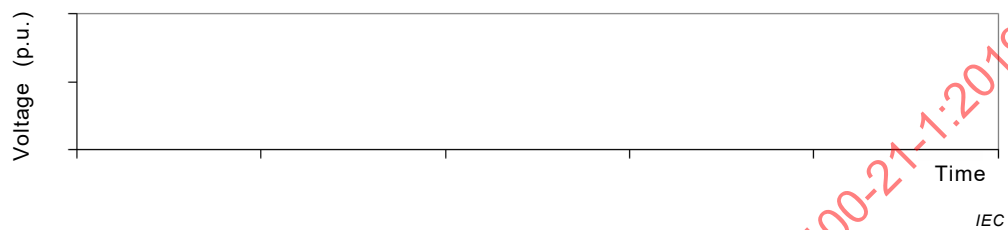


Figure A.78 – Voltage during the reconnection test of 60 s

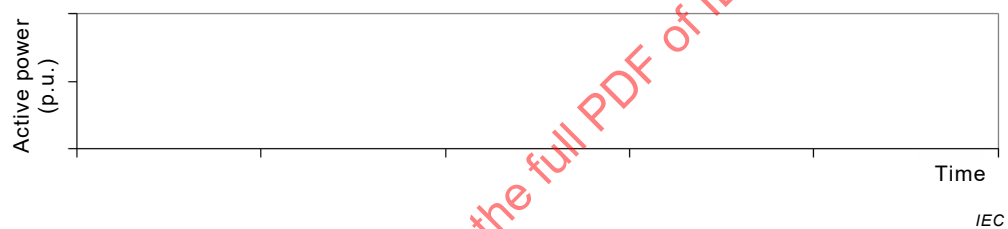


Figure A.79 – Active power during the reconnection test of 60 s, including the recovery

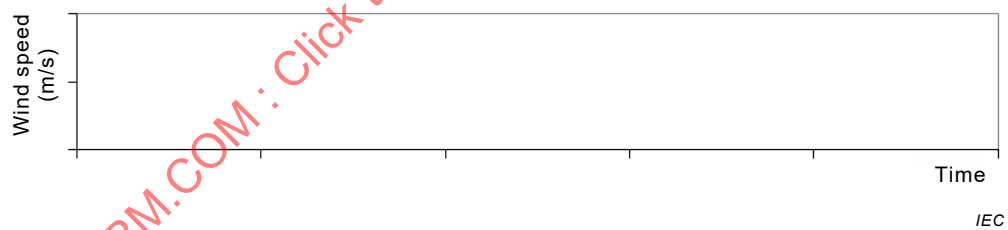


Figure A.80 – Time-series of measured wind speed during the reconnection test of 60 s

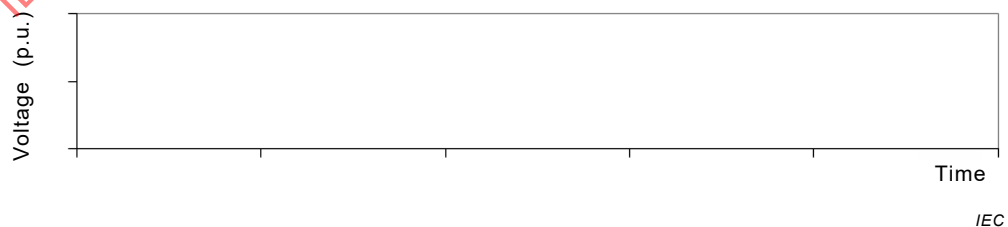


Figure A.81 – Voltage during the reconnection test of 600 s

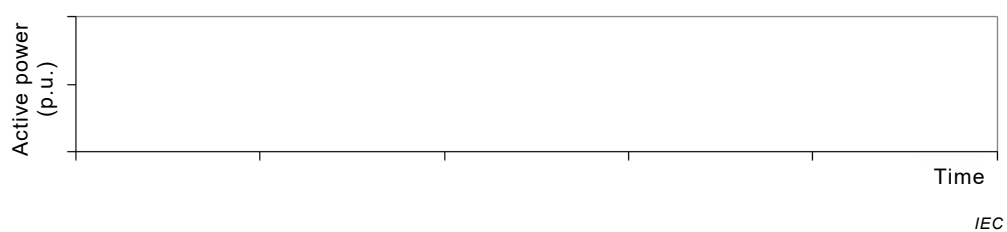


Figure A.82 – Active power during the reconnection test of 600 s including the recovery

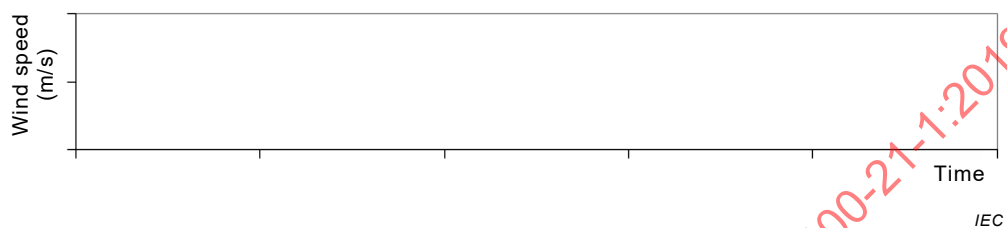


Figure A.83 – Time-series of measured wind speed during the reconnection test of 600 s

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-21-1:2019

Annex B (informative)

Voltage fluctuations and flicker

B.1 Continuous operation

The comprehensive measurement procedure for flicker during continuous operation of the wind turbine is shown in Figure B.1.

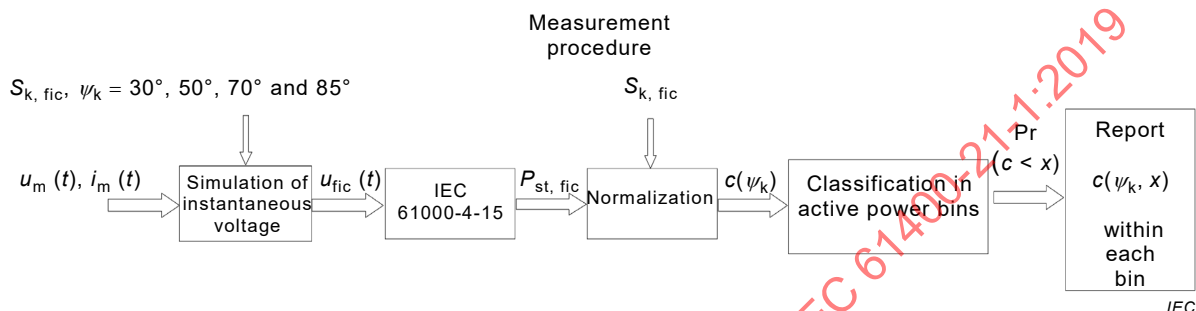


Figure B.1 – Measurement procedure for flicker during continuous operation of the wind turbine

The measurement procedure, illustrated in Figure B.1, is as follows:

- 1) A number of voltage and current time-series values, $u_m(t)$ and $i_m(t)$, are measured at the PCC, distributed over the active power operation intervals from 0 % to 100 % of P_n .
- 2) Each set of measured time-series values is used as input to simulate the voltage fluctuations, $u_{fic}(t)$ on a fictitious grid with an appropriate short-circuit apparent power $S_{k, fic}$ and for four different network impedance phase angles, ψ_k .
- 3) Each simulated instantaneous voltage time-series $u_{fic}(t)$ is then used as input to the voltage flicker algorithm described in IEC 61000-4-15 to generate the flicker emission value $P_{st, fic}$.
- 4) Each $P_{st, fic}$ value is normalized to a flicker coefficient $c(\psi_k)$, which is in principle independent of the selected short-circuit apparent power $S_{k, fic}$.
- 5) For each network impedance phase angle ψ_k , the classification procedure sorts the calculated flicker coefficients, $c(\psi_k)$, within the active power bins 0 %, 10 %, 20 %, ... , 100 % of P_n where 0 %, 10 %, 20 %, ... , 100 % are the bin midpoints.
- 6) For each power bin, the accumulated distribution functions of the flicker coefficients is calculated, $Pr(c < x)$. This function represents the distribution of flicker coefficients that would have been obtained if the wind turbine operation had been operated in the corresponding interval of percentage of P_n .
- 7) For each accumulated distribution, the 95 % percentile $c(\psi_k, 95 \%)$ of the flicker coefficient is then reported.

B.2 Switching operations

The comprehensive measurement procedure for switching operations – voltage changes as well as flicker – is shown in Figure B.2.

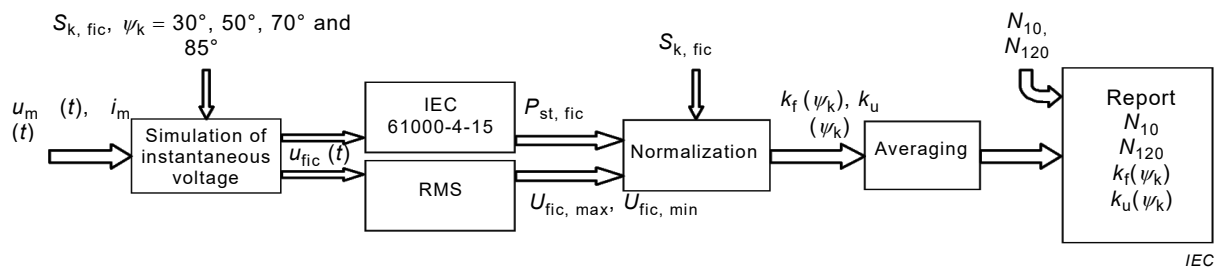


Figure B.2 – Measurement procedure for voltage changes and flicker during switching operations of the wind turbine

The measurement procedure for switching operations is as follows:

- 1) A number of voltage and current time-series values, $u_m(t)$ and $i_m(t)$, are measured for each of the specified types of switching events as described in 8.2.3.2.
- 2) Each set of measured time-series values is used as input to simulate the voltage fluctuations, $u_{fic}(t)$ on a fictitious grid with an appropriate short-circuit apparent power $S_{k,fic}$ and for four different network impedance phase angles, ψ_k .
- 3) Each simulated instantaneous voltage time-series $u_{fic}(t)$ is then used as input to the voltage flicker algorithm described in IEC 61000-4-15 to generate the flicker emission value $P_{st,fic}$ and as input to an RMS calculation algorithm to identify the maximum one period RMS value $U_{fic,max}$ and the minimum one period RMS value $U_{fic,min}$. The measurements shall be taken for a period, T_p , long enough to ensure that the transient of the switching operation has abated, though limited to exclude possible power fluctuations due to turbulence.
- 4) Each $P_{st,fic}$ value is normalized to a flicker step factor $k_f(\psi_k)$, and each voltage change $U_{fic,max} - U_{fic,min}$ is normalized to a voltage change factor $k_u(\psi_k)$.
- 5) For each network impedance phase angle ψ_k , the measured flicker step factors and voltage change factors are then averaged.
- 6) The averaged flicker step factors and voltage change factors are then reported together with the maximum number N_{10m} of the switching operation within a 10 min period and the maximum number N_{120m} of the switching operation within a 120 min period, for each type of switching operation.

B.3 Verification test of the measurement procedure for flicker

B.3.1 General

The overall response from the voltage and current time-series values, $u_m(t)$ and $i_m(t)$, to the flicker coefficient, which is the output of the "Normalization" block indicated in Figure B.1, can be verified using sinusoidal signals and sinusoidal modulations that give rise to predetermined $c(\psi_k)$ values.

The framework of these tests should be based on the following example using the parameters of wind turbine shown in Table B.1.

Table B.1 – Nominal values of the wind turbine used in the verification tests

Symbol	Value	Units
S_n	3	MVA
U_n	12	KV
I_n	144	A

It is recommended to use the same sampling frequency for the verification tests as it is used for the standard flicker tests in accordance with 8.2.2, the length of the test signals should be 600 s.

For all the tests presented in par. B.3.1, B.3.2, B.3.3 and B.3.4 the input current, $i_m(t)$, shall be the same: a sinusoidal signal with sinusoidal fluctuations characterized by the relative current changes, $\Delta I/I$, and the modulating frequency, f_m . The input current can be written as follows:

$$i_m(t) = \sqrt{2} \times I_n \times \left(1 + \frac{\Delta I}{I} \times \frac{1}{100} \times \frac{1}{2} \times \sin(2\pi f_m t) \right) \times \sin(2 \cdot \pi \cdot f_g \cdot t) \quad (\text{B.1})$$

where f_g is the nominal grid frequency (50 Hz or 60 Hz).

For any input voltage signal, $u_m(t)$, based on a sinusoid with the same frequency and phase angle of $i_m(t)$ described in Equation (B.1) and for the cases of relative current changes, $\Delta I/I$, modulating frequency, f_m , and network impedance phase angles, ψ_k , described in Table B.2 and Table B.3 (for short-circuit ratio $S_{k, \text{fic}}/S_n$ 20 or 50, respectively), the observed flicker coefficient $c(\psi_k)$ should be 2,00 with a tolerance of ± 5 %.

Table B.2 – Input relative current fluctuation, $\Delta I/I$, for flicker coefficient

$c(\psi_k) = 2,00 \pm 5$ % when $S_{k, \text{fic}} = 20 \cdot S_n$

f_m (Hz)	Current fluctuation $\Delta I/I$ for 50 Hz systems (%)				Current fluctuation $\Delta I/I$ for 60 Hz systems (%)			
	$\psi_k = 30^\circ$	$\psi_k = 50^\circ$	$\psi_k = 70^\circ$	$\psi_k = 85^\circ$	$\psi_k = 30^\circ$	$\psi_k = 50^\circ$	$\psi_k = 70^\circ$	$\psi_k = 85^\circ$
0,5	8,031	10,401	17,860	49,537	8,466	10,965	18,830	52,248
1,5	3,618	4,684	8,029	21,924	3,813	4,938	8,469	23,270
8,8	0,833	1,064	1,712	3,192	1,072	1,374	2,252	4,554
20,0	2,294	2,773	3,748	4,731	3,212	3,958	5,644	7,711
25,0	3,335	3,901	4,892	5,686	4,763	5,726	7,640	9,488
33,3	6,648	7,330	8,289	8,881	8,189	9,395	11,348	12,760
40,0					13,725	15,132	17,111	18,335

Table B.3 – Input relative current fluctuation, $\Delta I/I$, for flicker coefficient

$c(\psi_k) = 2,00 \pm 5$ % when $S_{k, \text{fic}} = 50 \cdot S_n$

f_m (Hz)	Current fluctuation $\Delta I/I$ for 50 Hz systems (%)				Current fluctuation $\Delta I/I$ for 60 Hz systems (%)			
	$\psi_k = 30^\circ$	$\psi_k = 50^\circ$	$\psi_k = 70^\circ$	$\psi_k = 85^\circ$	$\psi_k = 30^\circ$	$\psi_k = 50^\circ$	$\psi_k = 70^\circ$	$\psi_k = 85^\circ$
0,5	7,891	10,457	18,916	62,928	8,319	11,025	19,944	66,419
1,5	3,555	4,709	8,500	27,463	3,747	4,964	8,967	29,270
8,8	0,819	1,068	1,793	3,437	1,053	1,380	2,366	5,005
20,0	2,254	2,775	3,833	4,807	3,155	3,966	5,808	7,899
25,0	3,275	3,897	4,965	5,737	4,678	5,730	7,802	9,627
33,3	6,526	7,300	8,340	8,910	8,040	9,376	11,479	12,844
40,0					13,472	15,071	17,218	18,396

B.3.2 Fictitious grid performance testing

The intention of the test is to verify the simulation and resolution of the fictitious grid, paying special attention to the derivative of the input current signal, $i_m(t)$.

The simulated input voltage signal, $u_m(t)$, can be written as follows:

$$u_m(t) = \sqrt{\frac{2}{3}} \times U_n \times \sin(2 \cdot \pi \cdot f_g \cdot t) \quad (\text{B.2})$$

where f_g is the nominal grid frequency (50 Hz or 60 Hz).

The simulated input current signal, $i_m(t)$, is described in Equation (B.1), and in Table B.2 or Table B.3 (for short-circuit ratio $S_{k, \text{fic}}/S_n$ 20 or 50, respectively).

The observed flicker coefficient $c(\psi_k)$ should be 2,00 with a tolerance of ± 5 %.

B.3.3 Distorted $u_m(t)$ voltage with multiple zero crossings

The intention of the test is to verify the procedure for generating the ideal voltage source $u_0(t)$ of the fictitious grid, based on a distorted input voltage signal, $u_m(t)$, with multiple zero crossings. The distorted voltage $u_m(t)$ consists of the fundamental voltage and the harmonic levels according to Table B.4. All harmonics have a 180° phase shift with respect to the 50 Hz/60 Hz fundamental – i.e. have a negative going zero crossing when the fundamental has a positive going zero crossing. This distorted voltage is then sinusoidally modulated at 8,8Hz with a relative amplitude of 0,25 %. The voltage signal $u_m(t)$ can be written as follows:

$$u_m(t) = \sqrt{\frac{2}{3}} \times U_n \times \left(1 + 0,25 \times \frac{1}{100} \times \frac{1}{2} \times \sin(2 \cdot \pi \cdot 8,8 \cdot t) \right) \times \left(\sin(2 \cdot \pi \cdot f_g \cdot t) + \sum_v U_v \times \frac{1}{100} \times \sin(2 \cdot \pi \cdot v \cdot f_g \cdot t + \pi) \right) \quad (\text{B.3})$$

where f_g is the nominal grid frequency (50 Hz or 60 Hz), and U_v is described in Table B.4.

Table B.4 – Test specification for distorted voltage with multiple zero crossings

Harmonic order v	3	5	7	9	11	13	17	19	23	25	29	31
U_v – % of U_n	5	6	5	1,5	3,5	3,0	2,0	1,76	1,41	1,27	1,06	0,97

The simulated input current signal, $i_m(t)$, is described in Equation (B.1), and in Table B.2 or Table B.3 (for short-circuit ratio $S_{k, \text{fic}}/S_n$ 20 or 50, respectively).

The observed flicker coefficient $c(\psi_k)$ should be 2,00 with a tolerance of ± 5 %.

B.3.4 Distorted $u_m(t)$ voltage with inter-harmonic modulation

The intention of the test is to verify the procedure for generating the ideal voltage source $u_0(t)$ of the fictitious grid, based on a distorted input voltage signal, $u_m(t)$, that is modulated with inter-harmonic frequencies that are related to flicker. The distorted voltage $u_m(t)$ can be written as follows:

$$u_m(t) = \sqrt{\frac{2}{3}} \times U_n \times \left(1 + 3 + \frac{1}{100} \times \frac{1}{2} \times \sin(2 \cdot \pi \cdot f_v \cdot t) \right) \times \sin(2 \cdot \pi \cdot f_g \cdot t) \quad (\text{B.4})$$

where f_g is the nominal grid frequency (50 Hz or 60 Hz).

The test is divided into 60 different cases. The modulating frequency f_v is increased in steps of 0,5 Hz, starting at the minimum modulating frequency of 0,5 Hz, and reaching the maximum modulating frequency of 30 Hz.

The simulated input current signal, $i_m(t)$, is described in Equation (B.1), and in Table B.2 or Table B.3 (for short-circuit ratio $S_{k, \text{fic}}/S_n$ 20 or 50, respectively) for all the cases.

The observed flicker coefficient $c(\psi_k)$ should be 2,00 with a tolerance of ± 5 %.

B.3.5 Slow frequency changes

The intention of the test is to verify the procedure of generating the ideal voltage source $u_0(t)$ of the fictitious grid, based on a distorted input voltage signal, $u_m(t)$, that shows slow frequency changes in the fundamental frequency, reaching deviations of 0,05 Hz. The fundamental frequency of the grid can be written as follows:

$$f(t) = f_g + 0,05 \times \sin\left(2 \cdot \pi \cdot \frac{1}{60} \cdot t\right) \quad (\text{B.5})$$

where f_g is the nominal grid frequency (50 Hz or 60 Hz).

And the distorted voltage $u_m(t)$ can be written as follows:

$$u_m(t) = \sqrt{\frac{2}{3}} \times U_n \times \left(1 + 0,25 \times \frac{1}{100} \times \frac{1}{2} \times \sin(2 \cdot \pi \cdot 8,8 \cdot t)\right) \times \sin\left(2 \cdot \pi \int_0^t f(t) dt\right) \quad (\text{B.6})$$

The simulated input current signal, $i_m(t)$, is described as follows:

$$i_m(t) = \sqrt{2} \times I_n \times \left(1 + \frac{\Delta I}{I} \times \frac{1}{100} \times \frac{1}{2} \times \sin(2 \cdot \pi \cdot f_m \cdot t)\right) \times \sin\left(2 \cdot \pi \cdot \int_0^t f(t) dt\right) \quad (\text{B.7})$$

where the relative current changes, $\Delta I/I$, modulating frequency, f_m , and network impedance phase angles, ψ_k , are described in Table B.2 or Table B.3 (for short-circuit ratio $S_{k, \text{fic}}/S_n$ 20 or 50, respectively).

The observed flicker coefficient $c(\psi_k)$ should be 2,00 with a tolerance of ± 5 %.

B.4 Deduction of definitions

B.4.1 Flicker coefficient

The simulated flicker $P_{\text{st, fic}}$ value will depend on the short-circuit power of the grid, $S_{k, \text{fic}}$, and the angle of the grid impedance, ψ_k . $P_{\text{st, fic}}$ is approximately inversely proportional to $S_{k, \text{fic}}$, whereas the relation between $P_{\text{st, fic}}$ and ψ_k depends on the wind turbine type.

Therefore, the flicker coefficient, $c(\psi_k)$, is defined so that:

$$P_{\text{st, fic}} = c(\psi_k) \times \frac{S_n}{S_{k, \text{fic}}} \quad (\text{B.8})$$

Where S_n is the nominal apparent power of the wind turbine.

Hence, the flicker coefficient $c(\psi_k)$ becomes:

$$c(\psi_k) = P_{st, fic} \times \frac{S_{k, fic}}{S_n} \quad (B.9)$$

B.4.2 Flicker step factor

IEC 61000-3-3 defines an analytical method to assess flicker, based on a voltage change and a form factor. The form factor, $F = 1$, corresponds to a stepwise voltage change. That method is used to define the flicker step factor, $k_f(\psi_k)$, in accordance with IEC 61000-3-3. The flicker step factor is defined so that it can be used to calculate an equivalent voltage step, which has the same flicker severity as the switching operation. The formal definition is:

$$d_{max} = k_f(\psi_k) \times \frac{S_n}{S_{k, fic}} \times 100 \quad (B.10)$$

Where d_{max} is the equivalent voltage step in percentage of nominal voltage.

Applying the IEC 61000-3-3 analytical method, a voltage step, d_{max} , gives the flicker impression time, t_f , according to

$$t_f = 2,3 \times d_{max}^{3,2} \quad (B.11)$$

and this flicker impression time gives the flicker severity, $P_{st, fic}$, according to

$$P_{st, fic} = \left(\frac{\sum t_f}{T_p} \right)^{1/3,2} \quad (B.12)$$

in an observation period, T_p . With a single flicker impression time, t_f , as above:

$$P_{st, fic} = 100 \times k_f(\psi_k) \times \frac{S_n}{S_{k, fic}} \times \left(\frac{2,3}{T_p} \right)^{1/3,2} \quad (B.13)$$

Using this result, the flicker step factor, $k_f(\psi_k)$, can be defined as:

$$k_f(\psi_k) = \frac{S_{k, fic}}{100 \times S_n} \times \left(\frac{T_p}{2,3} \right)^{1/3,2} \times P_{st, fic} \quad (B.14)$$

The observation time, T_p , in Equation (B.14) is the length of the simulated voltage time-series expressed in seconds.

B.4.3 Voltage change factor

The relative voltage change, Δu , due to switching operations will depend on the short-circuit power of the grid, $S_{k, \text{fic}}$, and the angle of the network impedance ψ_k . Δu is approximately inversely proportional to $S_{k, \text{fic}}$, whereas the relation between Δu and ψ_k depends on the technology of the wind turbine. Therefore, the voltage change factor, $k_u(\psi_k)$, is defined according to:

$$\Delta u = k_u(\psi_k) \times \frac{S_n}{S_{k, \text{fic}}} \quad (\text{B.15})$$

Inserting the simulated voltage change on the grid with the short-circuit power of the grid, $S_{k, \text{fic}}$, the voltage change factor can then be determined by:

$$k_u(\psi_k) = \sqrt{3} \times \frac{U_{\text{fic}, \text{max}} - U_{\text{fic}, \text{min}}}{U_n} \times \frac{S_{k, \text{fic}}}{S_n} \quad (\text{B.16})$$

where $U_{\text{fic}, \text{max}}$ and $U_{\text{fic}, \text{min}}$ are the maximum and minimum values respectively of the simulated phase-to-neutral voltage, $u_{\text{fic}}(t)$, on the fictitious grid.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-21-1:2019

Annex C (normative)

Measurement of active power, reactive power and voltage

C.1 General

Annex C gives the procedures for the calculation of the fundamental frequency positive, negative and zero sequence components for the active power, reactive power, active current, reactive current, power factor (active factor/ $\cos \varphi$ /displacement factor) and voltage based on the measured instantaneous phase voltages and currents.

Presenting quantities by their fundamental frequency positive, negative and zero sequence components provides clear definitions even in the case of an unbalanced and distorted power system. The reasons for calculating at least the positive sequence components are:

- The positive sequence of the fundamental is the one that produces useful torque in rotating machines.
- In many cases, reactive current is specified instead of the reactive power. Using the positive sequence of the fundamental, the reactive current component can be calculated explicitly even in the case of an unbalanced and distorted power system. The same applies to the active factor.
- Many power system simulators use only the positive sequence of the fundamental. Thus, for easy verification of the simulations, the measurements should be presented in a similar way.

C.2 Generator convention of the signs

The positive direction of instantaneous phase voltages u_a , u_b and u_c and currents i_a , i_b and i_c are shown in Figure C.1. An overexcited generator feeding resistive and inductive load in the grid as shown in Figure C.1 has both its active power P and reactive power Q positive. Moreover, the active and reactive current components are also positive.

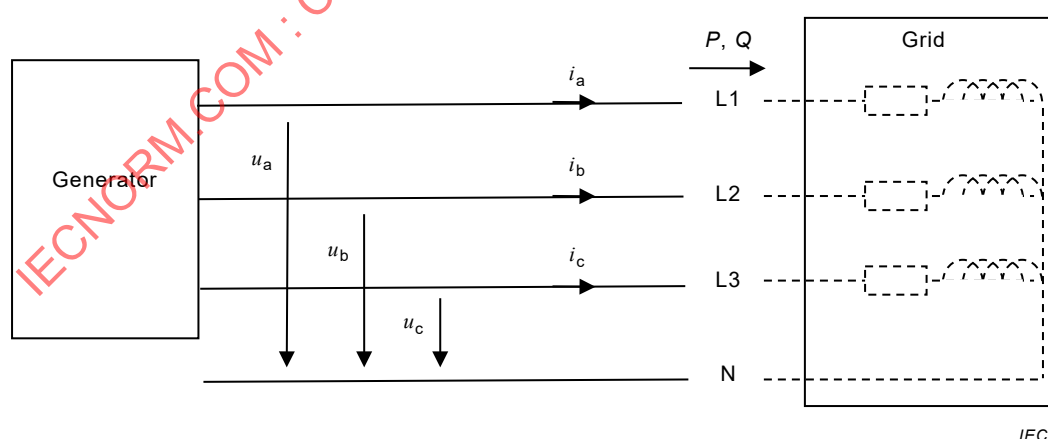


Figure C.1 – Positive directions of active power, reactive power, instantaneous phase voltages and instantaneous phase currents with generator convention

This kind of sign convention is called generator convention. Figure C.2 shows examples of the power phasor diagrams for the generator convention. Operation in the motoring quadrants 2 and 3 is related with the own consumption of the turbine when it is stopped but it may also take place at low wind speeds.

NOTE As other sign conventions such as consumer convention exists, extra care is needed when requirements and data are exchanged with the parties involved.

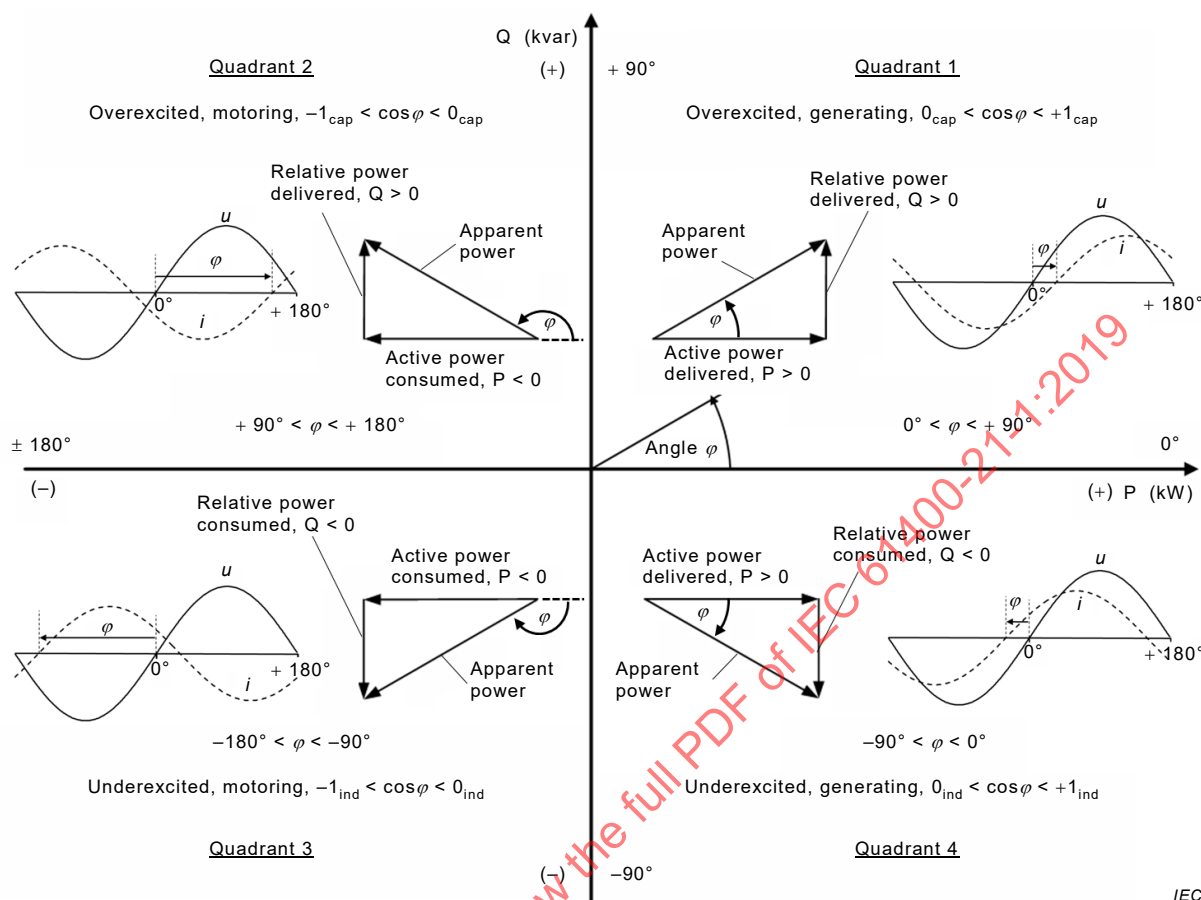


Figure C.2 – Examples of the power phasor diagrams of the generator convention in each quadrant with respective instantaneous phase voltage and current

C.3 Calculation of positive, negative and zero sequence quantities

C.3.1 Phasor calculations

Zero, positive and negative sequence components denoted by subscripts 0, 1 and 2, respectively, are defined using phasors. For the voltages:

$$\underline{U}_0 = U_0 e^{j\theta_0} = U_{0,Re} + jU_{0,Im} = \frac{1}{3}(\underline{U}_a + \underline{U}_b + \underline{U}_c) \quad (C.1)$$

$$\underline{U}_1 = U_1 e^{j\theta_1} = U_{1,Re} + jU_{1,Im} = \frac{1}{3}(\underline{U}_a + \underline{a} \underline{U}_b + \underline{a}^2 \underline{U}_c) \quad (C.2)$$

$$\underline{U}_2 = U_2 e^{j\theta_2} = U_{2,Re} + jU_{2,Im} = \frac{1}{3}(\underline{U}_a + \underline{a}^2 \underline{U}_b + \underline{a} \underline{U}_c) \quad (C.3)$$

where $\underline{a} = e^{j2\pi/3}$ is the 120-degree operator. The current components $\underline{I}_0$, $\underline{I}_1$ and $\underline{I}_2$ are defined similarly.

For example, if the phase voltage phasors are symmetrical $\underline{U}_a = Ue^{j\theta}$, $\underline{U}_b = Ue^{j(\theta-2\pi/3)}$ and $\underline{U}_c = Ue^{j(\theta+2\pi/3)}$ then only the positive sequence component is non-zero:

$$\underline{U}_0 = \left(Ue^{j\theta} + Ue^{j(\theta-2\pi/3)} + Ue^{j(\theta+2\pi/3)} \right) / 3 = Ue^{j\theta} (1 + e^{-j2\pi/3} + e^{j2\pi/3}) / 3 = 0 \quad (C.4)$$

$$\underline{U}_1 = \left(Ue^{j\theta} + e^{j2\pi/3} Ue^{j(\theta-2\pi/3)} + e^{j4\pi/3} Ue^{j(\theta+2\pi/3)} \right) / 3 = \left(Ue^{j\theta} + Ue^{j\theta} + Ue^{j\theta} \right) / 3 = Ue^{j\theta} \quad (C.5)$$

$$\underline{U}_2 = \left(Ue^{j\theta} + e^{j4\pi/3} Ue^{j(\theta-2\pi/3)} + e^{j2\pi/3} Ue^{j(\theta+2\pi/3)} \right) / 3 = Ue^{j\theta} (1 + e^{j2\pi/3} + e^{j4\pi/3}) / 3 = 0 \quad (C.6)$$

The apparent power of the positive sequence component is

$$S_1 = |\underline{S}_1| = |3\underline{U}_1 \underline{I}_1^*| \quad (C.7)$$

Where the superscript * means complex conjugate of the phasor. The active and reactive powers of the positive sequence component are:

$$P_1 = \operatorname{Re}\{\underline{S}_1\} \quad (C.8)$$

$$Q_1 = \operatorname{Im}\{\underline{S}_1\} \quad (C.9)$$

The active and reactive currents of the positive sequence component are:

$$I_{P1} = \frac{P_1}{3|\underline{U}_1|} \quad (C.10)$$

$$I_{Q1} = \frac{Q_1}{3|\underline{U}_1|} \quad (C.11)$$

The power factor of the positive sequence is:

$$PF = \frac{P_1}{\sqrt{P_1^2 + Q_1^2}} \quad (C.12)$$

If the reactive power is positive, the power factor is overexcited according to the sign convention and indicated with subscript cap after the numerical value, for example $\cos \varphi_1 = 0,95_{\text{cap}}$. If the reactive power is negative, the power factor is underexcited and indicated with subscript ind after the numerical value.

As all calculation is based on the fundamental frequency component and contribution from harmonics is disregarded, the power factor, displacement factor, active factor and $\cos \varphi_1$ have the same value.

The zero and negative sequence quantities are calculated similarly to Equations (C.7) to (C.12).

The definitions above require the magnitude and phase of the phasors to be known. This is difficult especially during voltage dips due to harmonics and variation of magnitudes and phases. Thus a method based on Fourier analysis is used that suits for calculation of the time series of the components and their active and reactive powers.

For the analysis the instantaneous phase, voltages and currents have to be measured using a multichannel datalogger or measuring instrument having high sampling rate (greater or equal to 2 kHz per channel). The analogue anti-aliasing filter (low pass filter) should have the same frequency response in all voltage and current inputs in order to minimize the errors in the phase shifts between voltages and currents. Moreover, the amplitude error due to the anti-aliasing filter should be negligible at the fundamental frequency.

If there is no neutral and the instantaneous phase-to-phase voltages are measured instead of the phase to neutral voltages, the phase voltages used in the calculation can be obtained from the phase-to-phase voltages using:

$$u_a(t) = \frac{u_{ab}(t) - u_{ca}(t)}{3} \quad (C.13)$$

$$u_b(t) = \frac{u_{bc}(t) - u_{ab}(t)}{3} \quad (C.14)$$

$$u_c(t) = \frac{u_{ca}(t) - u_{bc}(t)}{3} = -u_a(t) - u_b(t) \quad (C.15)$$

The following characteristics can be performed in a spreadsheet or using a computer program or measurement instruments. New values for the components should be calculated at instants $t_{\text{calc}} = n \Delta t_{\text{calc}}$ where Δt_{calc} is the calculation interval that should be less or equal to the half cycle of the fundamental and n is an integer.

The calculation starts by calculation of the fundamental's Fourier coefficients over one fundamental period $T = 1/f_{(1)}$ in accordance with Equations (C.16) and (C.17) where $f_{(1)}$ is the frequency of the fundamental and t_{calc} is the instant for which the calculations are made. Because the measured variable is represented by sampled values, a suitable numerical integration method is used in the calculation. The equations are shown here only for the phase a fundamental voltage phasor $U_{a(1)}$ components. Phasor components for phase b and c voltages and the three phase currents are calculated similarly.

$$U_{a(1),\text{Re}} = + \frac{\sqrt{2}}{T} \int_{t_{\text{calc}}-T}^{t_{\text{calc}}} u_a(t) \cos(2\pi f_{(1)}t) dt \quad (C.16)$$

$$U_{a(1),\text{Im}} = - \frac{\sqrt{2}}{T} \int_{t_{\text{calc}}-T}^{t_{\text{calc}}} u_a(t) \sin(2\pi f_{(1)}t) dt \quad (C.17)$$

The effective value of phase a fundamental voltage is:

$$U_{a(1)} = \sqrt{U_{a(1),\text{Re}}^2 + U_{a(1),\text{Im}}^2} \quad (\text{C.18})$$

This is also the magnitude of the corresponding phasor. The phase of the phasor is:

$$\arg U_{a(1)} = \begin{cases} \arctan \frac{U_{a(1),\text{Im}}}{U_{a(1),\text{Re}}} & \text{when } U_{a(1),\text{Re}} \geq 0, U_{a(1),\text{Im}} \neq 0 \\ \arctan \frac{U_{a(1),\text{Im}}}{U_{a(1),\text{Re}}} + \pi & \text{when } U_{a(1),\text{Re}} < 0, U_{a(1),\text{Im}} \geq 0 \\ \arctan \frac{U_{a(1),\text{Im}}}{U_{a(1),\text{Re}}} - \pi & \text{when } U_{a(1),\text{Re}} < 0, U_{a(1),\text{Im}} < 0 \\ 0 & \text{when } U_{a(1),\text{Re}} = 0, U_{a(1),\text{Im}} = 0 \end{cases} \quad (\text{C.19})$$

The phasors for the voltages and currents obtained in the way described above can be used to calculate the zero, positive and negative sequence components using Equations (C.1), (C.2) and (C.3). However, this requires complex number calculations that are often not easy to do by a computer and thus the phasor component-based equations in C.3.2 to C.3.4 are used instead.

C.3.2 Calculation of the positive sequence quantities using phasor components

Instead of applying (C.2) the voltage and current phasor components of the fundamental positive sequence can be calculated using:

$$U_{(1)1,\text{Re}} = \frac{1}{6} \left[2U_{a(1),\text{Re}} - U_{b(1),\text{Re}} - U_{c(1),\text{Re}} + \sqrt{3} (U_{c(1),\text{Im}} - U_{b(1),\text{Im}}) \right] \quad (\text{C.20})$$

$$U_{(1)1,\text{Im}} = \frac{1}{6} \left[2U_{a(1),\text{Im}} - U_{b(1),\text{Im}} - U_{c(1),\text{Im}} + \sqrt{3} (U_{b(1),\text{Re}} - U_{c(1),\text{Re}}) \right] \quad (\text{C.21})$$

$$I_{(1)1,\text{Re}} = \frac{1}{6} \left[2I_{a(1),\text{Re}} - I_{b(1),\text{Re}} - I_{c(1),\text{Re}} + \sqrt{3} (I_{c(1),\text{Im}} - I_{b(1),\text{Im}}) \right] \quad (\text{C.22})$$

$$I_{(1)1,\text{Im}} = \frac{1}{6} \left[2I_{a(1),\text{Im}} - I_{b(1),\text{Im}} - I_{c(1),\text{Im}} + \sqrt{3} (I_{b(1),\text{Re}} - I_{c(1),\text{Re}}) \right] \quad (\text{C.23})$$

The active and reactive powers of the fundamental positive sequence are then:

$$P_{(1)1} = 3 \left(U_{(1)1,\text{Re}} I_{(1)1,\text{Re}} + U_{(1)1,\text{Im}} I_{(1)1,\text{Im}} \right) \quad (\text{C.24})$$

$$Q_{(1)1} = 3 \left(U_{(1)1,\text{Im}} I_{(1)1,\text{Re}} - U_{(1)1,\text{Re}} I_{(1)1,\text{Im}} \right) \quad (\text{C.25})$$

The effective value of the phase voltage of the fundamental positive sequence is:

$$U_{(1)1} = \sqrt{U_{(1)1,\text{Re}}^2 + U_{(1)1,\text{Im}}^2} \quad (\text{C.26})$$

The effective active and reactive currents of the fundamental positive sequence are:

$$I_{P(1)1} = \frac{P_{(1)1}}{3U_{(1)1}} \quad (\text{C.27})$$

$$I_{Q(1)1} = \frac{Q_{(1)1}}{3U_{(1)1}} \quad (\text{C.28})$$

NOTE The active and reactive currents obtained by equations (C.27) and (C.28) are generally not equal to the current phasor components obtained from equations (C.22) and (C.23) because the real and imaginary axis coordinate system of the phasors is defined by the t_{calc} instant of the Fourier analysis.

The power factor of the fundamental positive sequence is:

$$PF_1 = \frac{P_{(1)1}}{\sqrt{P_{(1)1}^2 + Q_{(1)1}^2}} \quad (\text{C.29})$$

C.3.3 Calculation of the negative sequence quantities using phasor components

Instead of applying (C.3), the voltage and current phasor components of the fundamental negative sequence can be calculated using:

$$U_{(1)2,\text{Re}} = \frac{1}{6} \left[2U_{a(1),\text{Re}} - U_{b(1),\text{Re}} - U_{c(1),\text{Re}} - \sqrt{3} (U_{c(1),\text{Im}} - U_{b(1),\text{Im}}) \right] \quad (\text{C.30})$$

$$U_{(1)2,\text{Im}} = \frac{1}{6} \left[2U_{a(1),\text{Im}} - U_{b(1),\text{Im}} - U_{c(1),\text{Im}} - \sqrt{3} (U_{b(1),\text{Re}} - U_{c(1),\text{Re}}) \right] \quad (\text{C.31})$$

$$I_{(1)2,\text{Re}} = \frac{1}{6} \left[2I_{a(1),\text{Re}} - I_{b(1),\text{Re}} - I_{c(1),\text{Re}} - \sqrt{3} (I_{c(1),\text{Im}} - I_{b(1),\text{Im}}) \right] \quad (\text{C.32})$$

$$I_{(1)2,\text{Im}} = \frac{1}{6} \left[2I_{a(1),\text{Im}} - I_{b(1),\text{Im}} - I_{c(1),\text{Im}} - \sqrt{3} (I_{b(1),\text{Re}} - I_{c(1),\text{Re}}) \right] \quad (\text{C.33})$$

The active and reactive powers of the fundamental negative sequence are then:

$$P_{(1)2} = 3 \left(U_{(1)2,\text{Re}} I_{(1)2,\text{Re}} + U_{(1)2,\text{Im}} I_{(1)2,\text{Im}} \right) \quad (\text{C.34})$$

$$Q_{(1)2} = 3 \left(U_{(1)2,\text{Im}} I_{(1)2,\text{Re}} - U_{(1)2,\text{Re}} I_{(1)2,\text{Im}} \right) \quad (\text{C.35})$$

The effective value of the phase voltage of the fundamental negative sequence is:

$$U_{(1)2} = \sqrt{U_{(1)2,\text{Re}}^2 + U_{(1)2,\text{Im}}^2} \quad (\text{C.36})$$

The effective active and reactive currents of the fundamental negative sequence are:

$$I_{P(1)2} = \frac{P_{(1)2}}{3U_{(1)2}} \quad (\text{C.37})$$

$$I_{Q(1)2} = \frac{Q_{(1)2}}{3U_{(1)2}} \quad (\text{C.38})$$

NOTE The active and reactive currents obtained by Equations (C.37) and (C.38) are generally not equal to the current phasor components obtained from Equations (C.32) and (C.33) because the real and imaginary axis coordinate system of the phasors is defined by the $t_{\text{calc instant}}$ of the Fourier analysis.

The power factor of the fundamental negative sequence is

$$PF_2 = \frac{P_{(1)2}}{\sqrt{P_{(1)2}^2 + Q_{(1)2}^2}} \quad (\text{C.39})$$

C.3.4 Calculation of the zero sequence quantities using phasor components

When there is a neutral conductor in the measured system zero sequence components may exist. Instead of applying equation (C.1), the voltage and current phasor components of the fundamental zero sequence can be calculated using:

$$U_{(1)0,\text{Re}} = \frac{1}{3}(U_{a(1),\text{Re}} + U_{b(1),\text{Re}} + U_{c(1),\text{Re}}) \quad (\text{C.40})$$

$$U_{(1)0,\text{Im}} = \frac{1}{3}(U_{a(1),\text{Im}} + U_{b(1),\text{Im}} + U_{c(1),\text{Im}}) \quad (\text{C.41})$$

$$I_{(1)0,\text{Re}} = \frac{1}{3}(I_{a(1),\text{Re}} + I_{b(1),\text{Re}} + I_{c(1),\text{Re}}) \quad (\text{C.42})$$

$$I_{(1)0,\text{Im}} = \frac{1}{3}(I_{a(1),\text{Im}} + I_{b(1),\text{Im}} + I_{c(1),\text{Im}}) \quad (\text{C.43})$$

The active and reactive powers of the fundamental zero sequence are then:

$$P_{(1)0} = 3(U_{(1)0,\text{Re}}I_{(1)0,\text{Re}} + U_{(1)0,\text{Im}}I_{(1)0,\text{Im}}) \quad (\text{C.44})$$

$$Q_{(1)0} = 3(U_{(1)0,\text{Im}}I_{(1)0,\text{Re}} - U_{(1)0,\text{Re}}I_{(1)0,\text{Im}}) \quad (\text{C.45})$$

The effective value of the phase voltage of the fundamental zero sequence is:

$$U_{(1)0} = \sqrt{U_{(1)0,\text{Re}}^2 + U_{(1)0,\text{Im}}^2} \quad (\text{C.46})$$

The effective active and reactive currents of the fundamental zero sequence are:

$$I_{P(1)0} = \frac{P_{(1)0}}{3U_{(1)0}} \quad (\text{C.47})$$

$$I_{Q(1)0} = \frac{Q_{(1)0}}{3U_{(1)0}} \quad (\text{C.48})$$

NOTE The active and reactive currents obtained by Equations (C.47) and (C.48) are generally not equal to the current phasor components obtained from Equations (C.42) and (C.43) because the real and imaginary axis coordinate system of the phasors is defined by the t_{calc} instant of the Fourier analysis.

The power factor of the fundamental zero sequence is:

$$PF_0 = \frac{P_{(1)0}}{\sqrt{P_{(1)0}^2 + Q_{(1)0}^2}} \quad (\text{C.49})$$

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-21-1:2019

Annex D (informative)

Harmonic evaluation

D.1 General

The harmonic current emission of a wind turbine can be influenced by e.g.:

- harmonic grid background distortion,
- resonances in the grid,
- short circuit power at the grid connection point.

The aim of this evaluation is to be able to report the harmonic emission of a wind turbine independent from the above influences as much as possible. Thus, it may be necessary to identify other influences on the harmonic emission of the wind turbine and possibly exclude these influences.

The above-mentioned influences are dependent on the wind turbine type, on the grid configuration and situation at the site of the measured wind turbine and on the actual grid background harmonic voltage distortions during the measurements. Thus, it is still not possible to give a generic procedure, how to identify the influences and how to exclude them.

In Clause D.2, various analysis methods and additional measurement procedures are given, which may help to identify the influences on the harmonic emission.

D.2 General analysis methods

D.2.1 General

In Clause D.2, general harmonic analysis methods are presented. By application of these analysis methods, it should be easier to determine whether the harmonic measurements of wind turbine are affected by the background harmonic distortion or not.

D.2.2 Harmonic voltages

Harmonic voltages can be measured and analysed like harmonic currents, as given in 8.2.4. Additionally, the harmonic voltage angle can be determined as it is described in D.2.2.

D.2.3 Harmonic phase angles and magnitudes

The harmonic phase angle can help to identify the direction of a harmonic current flow or to find out if a harmonic current is synchronised to the grid fundamental frequency. As harmonic groups and subgroups do not contain the phase, the harmonic components without grouping calculated from the 10-cycle or 12-cycle waveforms have to be used in the analysis. There are two different phase angles, which can be analysed:

- Phase angle of the spectral component α_h , that is, the angle between the harmonic current component (or harmonic voltage component) and the fundamental phase voltage defined in Figure D.1 and Equation (D.1).

$$y_h(t) = c_h \sin(h\omega_1 t + \alpha_h) \quad (D.1)$$

- Harmonic phase angle between the harmonic current component and the corresponding harmonic voltage component, $\varphi_h = \alpha_{U_h} - \alpha_{I_h}$. From this, the $\cos \varphi_h$ of the harmonic can also be calculated. Harmonic phase angle indicates the direction of the harmonic current flow. In practical cases, this phase angle is often -90° or $+90^\circ$, which means inductive or capacitive current flow, respectively. Phase angle close to 180° means that the WT is absorbing energy from the grid harmonic. As the typical grid impedance is mainly inductive, the harmonic phase angles in the range from $+120^\circ$ to $+270^\circ$ ($= -90^\circ$) usually tend to decrease the voltage distortion.

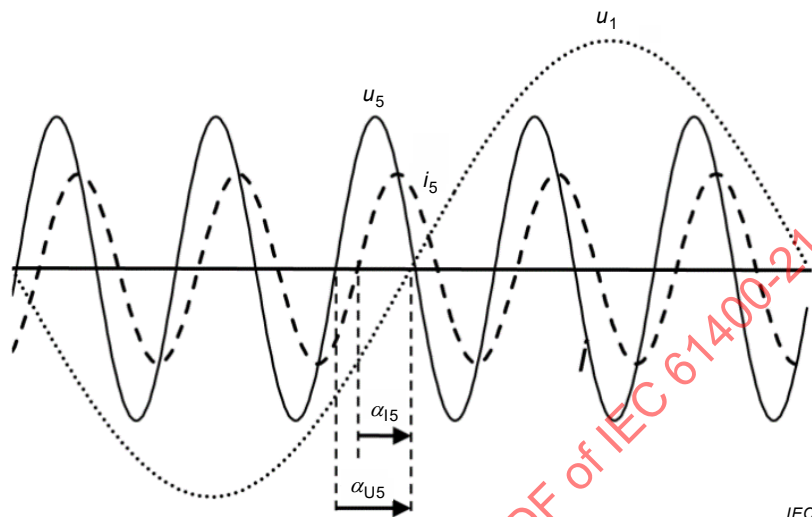


Figure D.1 – Definition of the phase angles of the spectral line in generator convention
 – (5th harmonic with $\alpha_{I5} = +120^\circ$ and $\alpha_{U5} = +170^\circ$ shown as an example, thus 5th harmonic phase angle is $\varphi_5 = +170^\circ - 120^\circ = +50^\circ$)

NOTE The sign convention used for the voltages and currents is the generator convention as defined in Annex C. If the phase angle of a harmonic current spectral line varies in a wide range, it indicates that the harmonic current does not relate with the fundamental voltage.

As the magnitude and the phase angle of the spectral components may vary largely between discrete Fourier transform (DFT) windows, aggregation is often needed.

The magnitude aggregation is done using the square root of the arithmetic mean of the squared input values (i.e. RMS) in accordance with Equation (D.2).

$$C_h = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |C_{h,i}|^2} \quad (\text{D.2})$$

where n is the number of aggregated DFT windows, $C_{h,i}$ is the complex value of the h -th harmonic from the estimated spectrum from each of i -th 10-cycle or 12-cycle window and C_h is the aggregated h -th harmonic magnitude. Possible grouping of the spectral components can be performed according to IEC 61000-4-7.

The prevailing phase angle of the spectral component is described by Equation (D.3).

$$\begin{aligned}
 \alpha_{h,ave} &= \arctan \left(\frac{\sum_{i=1}^n \text{Im}[C_{h,i}]}{\sum_{i=1}^n \text{Re}[C_{h,i}]} \right) & \text{if } \sum_{i=1}^n \text{Re}[C_{h,i}] \geq 0 \\
 \alpha_{h,ave} &= \pi + \arctan \left(\frac{\sum_{i=1}^n \text{Im}[C_{h,i}]}{\sum_{i=1}^n \text{Re}[C_{h,i}]} \right) & \text{if } \sum_{i=1}^n \text{Re}[C_{h,i}] < 0
 \end{aligned} \tag{D.3}$$

The 10-cycle values can be aggregated over the following intervals:

- 150-cycle interval for 50 Hz nominal or 180-cycle interval for 60 Hz,
- 10-min interval,
- 2 h interval.

In some applications, other time intervals (e.g. 10 s, 1 min) may be useful. These other time intervals, if used, should be obtained with the same aggregation method (e.g. a 1-min time interval, if used, should be implemented using a method that is analogous to the 10-minute aggregation method). See also NOTE 1.

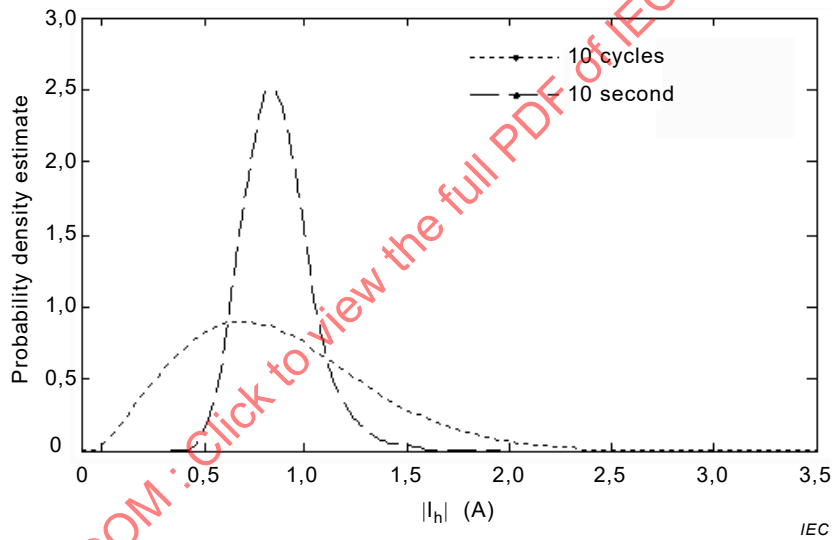


Figure D.2 – Comparison of harmonic amplitude aggregation (dotted) no aggregated amplitude directly from DFT with 10-cycle window, (dashed) 10-second aggregation

As it can be seen in Figure D.2, additional aggregation can change the distribution of measured harmonics as well sample statistics such as percentiles, maximum values, etc.

The randomness of the prevailing phase angle can be estimated from the prevailing angle ratio expressed by Equation (D.4).

$$PAR = \frac{\left| \sum_{i=1}^n C_{h,i} \right|}{\sum_{i=1}^n |C_{h,i}|} = \frac{\left| \sum_{i=1}^n (a_{h,i} + jb_{h,i}) \right|}{\sum_{i=1}^n |a_{h,i} + jb_{h,i}|} \tag{D.4}$$

where $C_{h,i}$ is the complex spectral component from DFT, and $a_{h,i}$ and $b_{h,i}$ are the real and imaginary components of the complex spectral component of the i -th window, respectively.

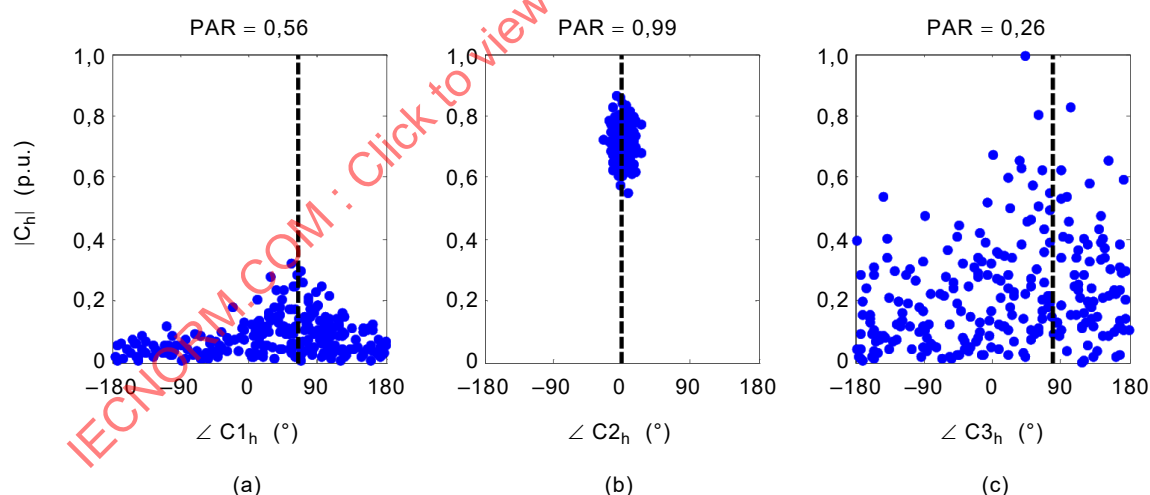
If the prevailing angle ratio is close to unity, it means that there is not significant variation of the harmonic angle during the analysed interval. On the contrary, the harmonic can be considered to have a random phase angle if the prevailing ratio is less than 0,3. Notice, however, that uncertainties in the measurement system or data processing also affect the prevailing angle ratio especially when the harmonic magnitude is low.

In order to evaluate the measurement uncertainty also harmonic phase angle evaluation might be very useful. The distribution of harmonic angles obtained directly from DFT can give an overview about the measurement system accuracy. For small harmonic magnitudes (e.g. close to the expected measurement system accuracy), it is expected that the probability density function will tend to be uniform. This can be evaluated either by investigation of the histogram or assessment of such statistics as mean, min, max, median, skewness, kurtosis, etc. See also NOTE 2.

The prevailing angle ratio expressed in Equation (D.4) can also be helpful in the assessment of the measurement system uncertainties.

If the prevailing angle ratio is close to unity it means that there is not significant variation of the harmonic angle during the analysed interval. If the value is much lower than 1 it means that the angle variation can be caused either by uncertainties, significant changes in the analysed system or lack of analysed harmonic phase lock to the fundamental frequency. If the prevailing angle ratio is low and the harmonic amplitude is low, the estimated harmonic component can be significantly affected by uncertainties in measurements or data processing. Please note that the prevailing angle ratio is one of supplementary indices and cannot give absolute judgement about the system uncertainties.

In Figure D.3 (a), it can be seen how the prevailing angle ratio can indicate harmonics significantly affected by the measurement system uncertainties. Of course, the magnitude should be evaluated simultaneously.



IEC

Key

- (a) a harmonic C1 with small magnitude affected by the measurement system uncertainties
- (b) correctly estimated harmonic C2 with fix phase
- (c) frequency component at harmonic frequency which is not linked to the power system fundamental frequency

Figure D.3 – Comparison of the prevailing angle ratio (PAR)

NOTE 1 Phase angle aggregation is not specified in any of the standards concerning the quality of power. Therefore, another aggregation approach sometimes can be seen taking into consideration magnitude as well as phase aggregation as complex values where amplitude and angle are aggregated together or complex unity vectors with angles directly from DFT where phase angle is aggregated separately. However, this approach is not considered in this document.

NOTE 2 If the harmonic component of interest is not linked to the power system fundamental frequency, the phase angle also can behave randomly. Thus, it is of great importance to evaluate the phase angle together with the harmonic magnitude.

D.2.4 Statistical analysis

Shorter measurement intervals, e.g. 3 s or 1 min intervals will increase the number of measurement intervals and thus can lead to a better statistical analysis. Further information may be given by a more detailed statistical analysis within each power bin. The average value, 95 percentile, but also the maximum and minimum value and the standard deviation could be analysed for each power bin.

D.2.5 Sample rate adjustment

In IEC 61000-4-7, it is stated that before application of DFT, the samples in the time window are often weighted by multiplying them with a special symmetrical function (i.e. windowing function). However, for periodic signals and synchronous sampling, it is preferable to use a rectangular weighting window, which multiplies each sample by unity.

The synchronous sampling can be obtained in two possible ways: before data acquisition (on-line) and after data acquisition (off-line). It is recommended to perform sample rate adjustment during off-line processing. For frequency components that are multiple integers of the power system frequency, the sample rate should be adjusted to the power system fundamental component f_0 .

NOTE In Fourier decomposition, it is assumed that the waveform is a stationary time-series. However, in real life this is not always the case therefore various stationarity tests (e.g. reverse arrangement test) can be done before the Fourier decomposition and results where the stationarity assumption is violated should be flagged.

D.2.6 Determination of background harmonic voltage distortion

A group of procedures are described in the following clauses, which could help to determine if certain harmonic level is affected by the background distortion.

The following points 1 to 8 provide aid in considering and evaluating harmonics (the methods used here shall be documented in the test report):

- 1) diurnal variations of the harmonic voltage and current,
- 2) shutting down neighbouring WT or loads,
- 3) harmonics of current and voltage over power,
- 4) filters,
- 5) measuring at a standard source,
- 6) harmonics power flow + voltage measurement, phase angle,
- 7) voltage harmonics with and without operation of the tested wind turbine,
- 8) measurements at different sites.

D.2.7 Diurnal variations of the harmonic voltage and current

If a harmonic displays a clear diurnal variation, this is a clear indication of bias. WT behaviour is exclusively dependent on the primary energy supply and not on the time of day (does not apply to PV systems). If the harmonics display no diurnal pattern, this does not necessarily mean that these harmonics are not subject to bias. The voltage quality at the WT connection point can be impaired by loads and neighbouring WTs (see D.4.2).

Test procedure:

To estimate the influence of diurnal variations on background distortion, the following values have to be investigated:

- voltage harmonics and current harmonics measured at the wind turbine terminals,
- wind turbine active power.

The measurement has to be done during continuous operation of the wind turbine. In contrast to the harmonic measurement as described in Subclause 8.2, this measurement requires at least twenty-one (minimum) 10-min time-series of measurement data for each 10 % power bin because it is necessary to show the voltage and current harmonics over the course of some days. To reduce the number of measurement data and save storage space on the measurement device, it is recommended to record only a 10-cycle window for each second. Since the typical power consumption in the grid is different on the weekend than it is on a working day, it is recommended to perform this measurement at least during one complete week.

Documentation:

To investigate the diurnal variations, the active power, voltage harmonics and current harmonics have to be plotted over the measurement time. If there is a correlation between the course of current harmonics and voltage harmonics over the time, this is an indication of background harmonics. This assumption would be assisted even more if at the same time the active power of the wind turbine shows no correlation with the current harmonics and voltage harmonics.

Probably, the most obvious results in terms of diurnal variations can be expected for the harmonics that are typically influenced by the grid characteristic, namely the 5th, 7th and 11th harmonics.

D.2.8 Shutting down neighbouring WT or loads

The harmonic distortion in the grid is influenced by neighbouring power generating units (PGU) and loads. To minimise the influence of background distortion on measurement results, it can be helpful to shut down the sources of interference during the measurement.

Note that shutting down PGUs or loads in the neighbourhood will change the grid impedance seen from the wind turbine under test, which will influence the harmonic emission.

Test procedure:

- Analyse the grid topology.
- Identify sources of interference.
- If possible, shut down the sources of interference for the harmonic measurement of the wind turbine under test.

Documentation:

- Analysis of the grid topology has to be documented.
- Documentation about which sources of interference were shut down during the harmonic measurement.

D.2.9 Harmonics of current and voltage over power

It appears practical to investigate the power dependency together with the diurnal pattern. If a strong power dependency of individual harmonic currents can be recognised it is often interpreted as an indication that the measured WT feeds in the harmonic current (assuming it is not a phenomenon as described in D.4.4).

Additional consideration of the associated harmonic voltage can be useful for interpretation. However, incorrect interpretations are still possible due to the complex interaction between the source of a harmonic interference and the grid distortion. For example, if both the harmonic current and the associated harmonic voltage increase with WT output, this may mean that the WT imposes a current and the voltage reacts accordingly.

However, the current may also be the result of a voltage imposed externally. There is an additional problem of possible superimposed dependence on output and time of day, which was addressed in D.4.1.

Test procedure:

Additional measurement data are not needed.

Documentation:

Generally the typical grid harmonics 3rd, 5th, 7th and 11th will be present in a scatter plot (harmonic value vs. the active power). If the measurements suppose that other harmonics are derived from the electrical grid, they should be plotted in the same place.

D.2.10 Filters switching

Filters shall be switched on and off on a WT at standstill to determine the grid harmonic distortion level. The filters on some WT types are cut-in depending on the power output. An indication of external network influence can be obtained by separate filter cut-in on a stopped WT if the neighbouring WT continues to provide power to the grid while measuring. The measured harmonics are employed as the basis for background distortions. Increased uncertainty shall be taken into consideration here if the measurement period is limited to a certain power range. In addition, the frequency response of the harmonics filter shall be taken into consideration and documented.

Test procedure:

Harmonic measurement in normal operation of the wind turbine.

A complete measurement campaign can be performed in accordance with 8.2.4. If the harmonic voltages and the harmonic phase angles were not recorded during this measurement campaign, then a further measurement campaign over a minimum of 2 hours can be performed, where also the harmonic voltages and the phase angles are recorded.

Harmonic measurements, where only the filter is switched on. The generator and the inverter are disconnected.

A measurement campaign of harmonic currents, harmonic voltages and harmonic phase angles for a time period of 2 hours can be performed. In the case of different background harmonic distortion, the measurement should be repeated.

Harmonic measurement of the own consumption of the wind turbine. The generator, the inverter and the filter are disconnected.

In general, the own consumption of the wind turbine cannot be switched off during the previous measurement campaign B. Thus, a separate measurement of harmonic currents, voltages and phase angles for a time period of 20 minutes should be taken at the own consumption of the wind turbine.

Each harmonic order shall be analyzed separately.

If the harmonic phase angles give no clear value, that means they are distributed from 0° to 360°, then the harmonic currents can only be reduced geometrically.

Otherwise the harmonic currents can be reduced with regard of the harmonic phase angle by a complex calculation:

Documentation:

The harmonic currents, voltages and phase angles of all harmonic orders can be shown in diagrams. The resulting harmonic currents can be given in a table.

D.2.11 Measuring at a standard source

The use of a standard source probably only makes economic sense for smaller WT.

Background distortion can be minimized by using an AC source. The AC source shall have enough capacity to feed the wind turbine and should fulfil the THD specifications as described in IEC 61000-3-2. In this case, it can be assumed that the background distortion has only low or no influence on the harmonic current emission of the wind turbine.

D.2.12 Harmonics power flow + voltage measurement, phase angle

The power flow indicates the direction of the harmonics and serves as a point of orientation. A change in the harmonic power flow direction indicates that grid bias may be present. In addition, vector resolution of the currents can provide an indication of the scatter and direction of the harmonics. Direction identification is hindered due to the low level and absent correlation between current and voltage in the high-frequency components.

In general, the phase angles between the harmonic currents and voltages are in the range of 90° inductive or 90° capacitive. This is owing to the impedances of the harmonic filter of the wind turbine or the impedance of the grid (e.g. wind turbine transformer). If the phase angles are in the range of 0° or 180°, then it can be assumed that there is a resonance at this frequency.

Test procedure:

Additionally, to the determination of the sub-grouped current harmonics and interharmonics, the following results can be determined and documented:

- ungrouped current harmonics, interharmonics and higher frequencies,
- ungrouped voltage harmonics, interharmonics and higher frequencies.

From these ungrouped current and voltage spectra, the magnitudes and phase angles can be determined for every bandwidth.

With the information of the current and voltage phase angles, additional identification of the power flow can be given by further calculations of the phase angle as described in D.2.2:

- Harmonic phase angle between the harmonic current component and the corresponding harmonic voltage component $\phi_h = \alpha_{Uh} - \alpha_{Ih}$, calculated for each 10-/12-cycle window and aggregated applying prevailing angle calculation method,
- prevailing angle $\alpha_{h,ave}$,
- prevailing angle ratio PAR.

Documentation:

An overview of the harmonic currents and voltages as well as the different calculations of the phase angles lead to an interpretation of the power flow direction.

As the phase angle of the spectral components may vary largely between discrete Fourier transform (DFT) windows, aggregation is needed. Aggregation intervals for various applications are described in D.2.2.

The aggregation method and used intervals of the calculated parameters should be additionally described.

Table D.1 shows the results for one phase. If results may vary over all phases, possible documentation over all phases should be considered.

Table D.1 – Example of measurements results presentation

Frequency	Current harmonic			Voltage harmonic			Harmonic phase angle
	Magnitude [A]	Prevailing angle [°]	PAR	Magnitude [V]	Prevailing angle [°]	PAR	ϕ_n [°]
....							

D.2.13 Voltage harmonics with and without operation of the tested wind turbine

The evaluation of the voltage harmonics gives a possibility to see the effect with and without operational turbine. This method is not possible in relation to measured current. Voltage harmonics with and without operation of the tested wind turbine indicate the influence of the tested turbine to distortion in the grid. If some of the measured voltage harmonics are higher when the turbine is disconnected, it can be concluded that the harmonic currents of the tested turbine at these harmonic frequencies are reducing the grid voltage distortion. In order to find out if the reduction of harmonic voltage is due to emission of harmonic currents with harmonic voltage reducing phase shift or by filtering effect (either by hardware filters or by control system), the measurement should be repeated different times of the day and turbine power in order to find out if the harmonic current depends on the harmonic voltage level when the turbine is shut down.

To show a reproducible effect, it is recommended to measure it at different test sites.

Test procedure:

- Measure voltage and current harmonics and their phase shifts when the turbine is operating. The measurement is preferably done at the low-voltage side of the turbine transformer. If the turbine is such that there is no single low voltage winding the measurement has to be done in the medium voltage side. The voltage distortion levels may be artificially increased during the measurement by extra series inductance, for example, the series inductance of the UVRT tester. The thermal rating of such inductor, if used, has to be taken into account for defining the duration of the measurement where the turbine is operating.
- Disconnect the turbine and measure the voltage harmonics immediately after that.
- This measurement should be done for:
 - different times of the day,
 - different power bins (e.g. 10 %, 30 %, 70 % and 100 %),
 - different test sites.

Documentation:

- Presentation of the voltage harmonics with and without operational test turbine.
- Table of the maximum, minimum and average deviation of the voltage harmonics, at the different measurement situations, with and without operational test turbine.

D.2.14 Measurements at different sites

Harmonic measurements at different sites, but at the same type of wind turbine can lead to different results owing to varying background distortion level and resonance effects. They can help to identify the background distortion and can support the verification of harmonic models.

If harmonic measurements at one site are more influenced by background distortion than at another side, those measurement results can be used, where the influence from the background distortion is less.

D.2.15 Harmonic model

The wind turbine harmonic assessment can be also done based on wind turbine harmonic model evaluation. The model can be developed based on measurement data obtained and processed in accordance with that described above as well as sophisticated simulation tools. The model would describe the harmonic behaviour of a wind turbine in theory excluding influence of a distorted grid to which the wind turbine is connected.

Requirements for the wind turbine harmonic model:

- The wind turbine harmonic model describes the wind turbine's harmonic behaviour without influence of the external network.
- The wind turbine harmonic model correctly represents the wind turbine reaction to background harmonic voltages in the connection grid.
- The wind turbine harmonic model can be applied in conventional harmonic assessment studies.

It is up to the wind turbine manufacturer how the harmonic development is done and how the model validation process should be performed. The model can be used in order to evaluate the background distortion impact on the measurement process.

Further detailed information about harmonic model including, description, format and validation can be found in IEC TR 61400-21-3.

D.3 Determination of harmonic amplitude affected by space harmonics at DFAG systems

Space harmonics are frequency components that can be observed in measurements of DFAG systems. The source for space harmonics is the non-ideal magnetic flux density in the air gap of the generator. The frequency of these components changes according to the rotational speed of the generator. Therefore, space harmonics are interharmonics with changing frequencies. If the space harmonic frequency is close to a harmonic frequency, it affects the determination of the real harmonics. In this case, grouping in accordance with IEC 61400-4-7 increases the calculated amplitudes for harmonics out of the DFT.

An indication for the influence gives the analysis of the sidebands ± 5 Hz beside the harmonic frequency. If the amplitude of one of the sidebands is higher than the amplitude of the harmonic itself, it is not justified by Parseval's theorem. In this case, grouping should not be applied. In fact, this is a conservative approach because the calculated harmonic amplitude is still increased by the space harmonic.

Another possibility is the calculation of the critical working points out of the measurement of the rotational speed of the generator. It is useful to calculate the frequencies at which the space harmonics can be expected at a given speed. With the synchronous speed N_{sync} and the current speed of the generator N , the slip s can be determined by Equation (D.5).

$$s = \frac{N_{\text{sync}} - N}{N_{\text{sync}}} \quad (\text{D.5})$$

The frequency of the space harmonic f_{SH} can be determined with the knowledge of the slip s and the fundamental power system frequency f_0 according to Equation (D.6).

$$f_{\text{SH}} = 6n \cdot (1-s) \cdot f_0 \pm f_0 \quad (\text{D.6})$$
$$n \in \mathbb{N}$$

If the frequency of the space harmonic f_{SH} is in the range of $f_h \pm 7,5$ Hz not grouping could give additional information to complement grouped harmonics that are calculated and reported in accordance with Annex A. The range of $\pm 7,5$ Hz is carefully chosen with respect to the spectral leakage effect. As mentioned above, this is still a conservative approach for determination of the relative harmonic magnitude.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-21-1:2019

Annex E (informative)

Assessment of power quality of wind turbines and wind power plants

E.1 General

This Annex gives methods for estimating the power quality expected from a wind turbine or a group of wind turbines when deployed at a specific site, and to allow the results to be compared to requirements in other IEC publications.

If electricity network operators and regulatory authorities apply their own requirements in place of or in addition to IEC standards, the principles of Annex E may still be used as guidance.

The methods for assessing compliance with power quality requirements are valid for wind turbines with PCC at LV, MV or HV in power systems with fixed frequency within ± 1 Hz, and sufficient active and reactive power regulation capabilities. In other cases, the principles for assessing compliance with power quality requirements may still be used as guidance.

E.2 Voltage fluctuations

E.2.1 General

The flicker emissions from a wind turbine installation should be limited to comply with the flicker emission limits as specified in Equation (E.1) and Equation (E.2) below.

$$P_{st} \leq E_{Psti} \quad (\text{E.1})$$

$$P_{lt} \leq E_{Plti} \quad (\text{E.2})$$

where

P_{st} and P_{lt} are the short-term and long-term flicker severities from the wind turbine installation;

E_{Psti} and E_{Plti} are the short- and long-term flicker emission limits for the relevant PCC.

Furthermore, the relative voltage change due to a wind turbine installation should be limited in accordance with Equation (E.3) below.

$$d \leq \frac{\Delta U_{dyn}}{U_n} \quad (\text{E.3})$$

where

d is the relative voltage change due to a switching operation of a wind turbine installation;

$\frac{\Delta U_{dyn}}{U_n}$ is the maximum permitted voltage change.

Recommended methods for assessing the flicker emission limits and the maximum permitted voltage change for installations at medium and high voltage levels are given in IEC TR 61000-3-7, and for installations at low voltage levels are given in IEC TR 61000-3-14.

The procedure given in the subsequent subclauses is recommended for assessing the flicker emission and the relative voltage change due to a wind turbine installation.

E.2.2 Continuous operation

The 95th percentile flicker emission from a single wind turbine during continuous operation should be estimated by applying Equation (E.4) below.

$$P_{st} = P_{lt} = c(\psi_k) \times \frac{S_n}{S_k} \quad (\text{E.4})$$

where

$c(\psi_k)$ is the flicker coefficient of the wind turbine for the given network impedance phase angle, ψ_k , at the site (PCC);

S_n is the nominal apparent power of the wind turbine;

S_k is the short-circuit apparent power at the PCC.

The flicker coefficient of the wind turbine for the actual ψ_k at the site may be found from the worst case of the table of data produced as a result of the measurements described in 8.2.2, by applying linear interpolation.

If more wind turbines are connected to the PCC, the flicker emission from the sum of them can be estimated from Equation (E.5) below.

$$P_{st\Sigma} = P_{lt\Sigma} = \frac{1}{S_k} \times \sqrt{\sum_{i=1}^{N_{wt}} (c_i(\psi_k) \times S_{n,i})^2} \quad (\text{E.5})$$

where

$c_i(\psi_k)$ is the flicker coefficient of the individual wind turbine;

$S_{n,i}$ is the nominal apparent power of the individual wind turbine;

N_{wt} is the number of wind turbines connected to the PCC.

E.2.3 Switching operations

The flicker emission due to switching operations of a single wind turbine should be estimated by applying Equation (E.6) and Equation (E.7) below.

$$P_{st} = 18 \times N_{10m}^{0,31} \times k_f(\psi_k) \times \frac{S_n}{S_k} \quad (\text{E.6})$$

$$P_{lt} = 8 \times N_{120m}^{0,31} \times k_f(\psi_k) \times \frac{S_n}{S_k} \quad (\text{E.7})$$

where $k_f(\psi_k)$ is the flicker step factor of the wind turbine for the given ψ_k at the PCC.

The flicker step factor of the wind turbine for the actual ψ_k at the site may be found from the table of data produced as a result of the measurements described in 8.2.3 by applying linear interpolation.

If more wind turbines are connected to the PCC, the flicker emission from the sum of them can be estimated from Equation (E.8) and Equation (E.9) below.

$$P_{st\Sigma} = \frac{18}{S_k} \times \left(\sum_{i=1}^{N_{wt}} N_{10m,i} \times (k_{f,i}(\psi_k) \times S_{n,i})^{3,2} \right)^{0,31} \quad (E.8)$$

$$P_{lt\Sigma} = \frac{8}{S_k} \times \left(\sum_{i=1}^{N_{wt}} N_{120m,i} \times (k_{f,i}(\psi_k) \times S_{n,i})^{3,2} \right)^{0,31} \quad (E.9)$$

where

$N_{10m,i}$ and $N_{120m,i}$ are the number of switching operations of the individual wind turbine within a 10 min and 2 h period respectively;

$k_{f,i}(\psi_k)$ is the flicker step factor of the individual wind turbine;

$S_{n,i}$ is the nominal apparent power of the individual wind turbine.

If there is an overall control system associated with the wind turbine installation that limits the total number of switching operations, adequate measures should be taken to include the effect of this.

The relative voltage change due to a switching operation of a single wind turbine should be estimated by applying Equation (E.10) below:

$$d = 100 \times k_u(\psi_k) \times \frac{S_n}{S_k} \quad (E.10)$$

where

d is the relative voltage change in %;

$k_u(\psi_k)$ is the voltage change factor of the wind turbine for the given ψ_k at the PCC.

The voltage change factor of the wind turbine for the actual ψ_k at the site may be found from the table of data produced as a result of the measurements described in 8.2 by applying linear interpolation.

If more wind turbines are connected to the PCC, it is still not likely that even two of them will perform a switching operation at the same time. Hence, no summation effects need to be taken into account to assess the relative voltage change of a wind turbine installation consisting of multiple wind turbines.

NOTE 1 Equation (E.6) and Equation (E.7) can be deduced from B.4.2 by applying an observation period of 600 s and 7 200 s respectively.

NOTE 2 Equation (E.8) and Equation (E.9) can be deduced from Equation (E.6) and Equation (E.7), though including in the summation the number of wind turbines connected to the PCC. The summation is justified because the transient part of a switching operation, i.e. the part that significantly contributes to the flicker emission, is normally of a short duration.

E.3 Current harmonics, interharmonics and higher frequency components

The harmonic currents should be limited to the degree needed to avoid unacceptable harmonic voltages at the PCC.

The applicable limits for emission of harmonics may be found by applying the guidance given in IEC TR 61000-3-6 and IEC TR 61000-3-14.

IEC TR 61000-3-6 gives guidance for summation of harmonic current distortion from loads. Applying this, the harmonic current at the PCC due to a wind turbine installation with a number of wind turbines may be estimated by applying Equation (E.11) below:

$$I_{h\Sigma} = \sqrt[\beta]{\sum_{i=1}^{N_{wt}} \left(\frac{I_{h,i}}{n_i} \right)^\beta} \quad (\text{E.11})$$

where

- N_{wt} is the number of wind turbines connected to the PCC;
- $I_{h\Sigma}$ is the h^{th} order harmonic current distortion at the PCC;
- n_i is the ratio of the transformer at the i^{th} wind turbine;
- $I_{h,i}$ is the h^{th} order harmonic current distortion of the i^{th} wind turbine;
- β is an exponent with a numerical value to be selected from Table E.1 and the points below.

Table E.1– Specification of exponents in accordance with IEC TR 61000-3-6

Harmonic order	β
$h < 5$	1,0
$5 \leq h \leq 10$	1,4
$h > 10$	2,0

If the wind turbines are equal and their converters' line commutated, the harmonics are likely to be in phase and $\beta = 1$ should be used for all harmonic orders.

Equation (E.11) does not take into account the use of transformers with different vector groups that may cancel out particular harmonics. If this is the case, adequate measures should be taken to include the effect of this.

Equation (E.11) can also be applied for current interharmonics and higher frequency components. As current interharmonics and higher-frequency components are assumed to be uncorrelated, it is recommended to use $\beta = 2$ in Equation (E.11) for summation of these.

NOTE It is also possible to use harmonic load flow calculations to consider the effects of wind park equipment such as cables, additional capacitor banks, additional filters. The summation law can be used similarly with taking the individual contributions of each wind turbine effective at the PCC as a result of a harmonic load flow calculation. A guidance to build these harmonic models is given in IEC TR 61400-21-3. These models can then be used to calculate the overall harmonic contribution from a wind power plant.

Annex F (informative)

Guidelines for the transferability of test results to different turbine variants in the same product platform

This guideline is intended to enable the possibility to share applicable tests results across turbines from the same product platform and thereby allowing for a possible reduction of the total number of tests.

The overall structure of the major component block is shown in Figure F.1. If changes to a given block is not affecting a given test listed in Table F.1, a new test is not required for this item.

Example: a change to the aerodynamics, like a bigger rotor, does not affect the harmonics, so a new harmonic measurement is not needed, but it does influence the flicker, so this test has to be repeated.

Type testing of one turbine that is part of a product platform can be considered sufficient to cover the entire turbine product platform, provided that a documented risk assessment is carried out to determine which type tests are valid and which tests need to be repeated on the rest of the turbine product platform.

In this respect, turbines are considered to be part of a turbine product platform if the type, the main components and its control schemes are the same. Power rating inside a product platform may vary, but typically by not more than $\pm 25\%$.

The risk assessment should consist of a thorough review of the changes that have been made between the respective turbines under investigation to identify the validity and transferability of particular test results.

A product platform typically consists of turbines for different site conditions. Inside such a product platform, up-rating or upgrading of equipment or particular parts of the wind turbines within the product platform may have occurred. Such changes could include, for example, the introduction of a new gearbox, changing the blades (or their length), change in tower height. Such changes to the mechanical parts of the turbine will typically not have a significant impact on the electrical performance of the wind turbine generator.

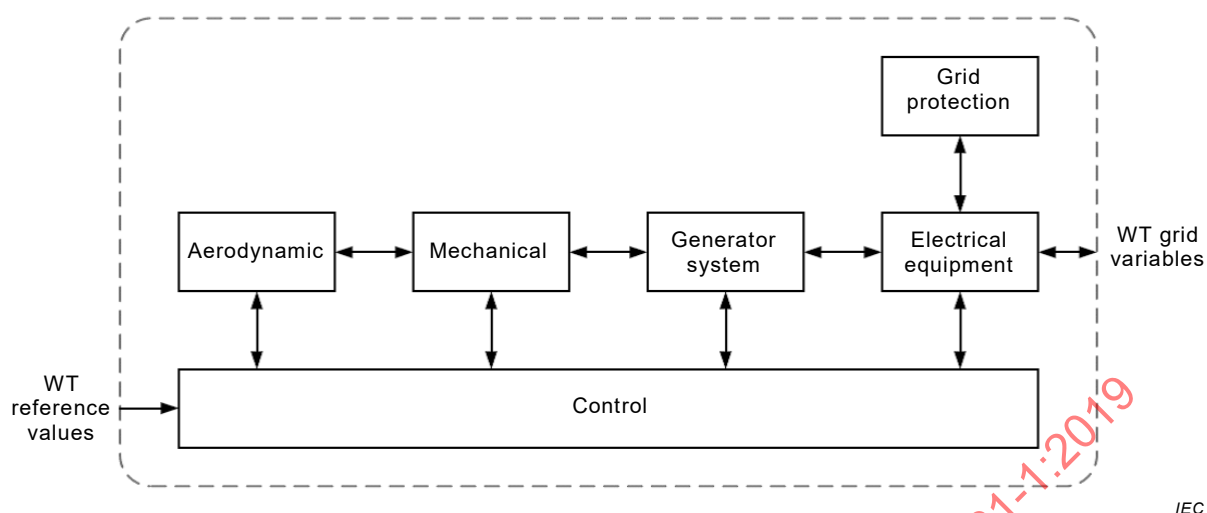
If it can be reasoned that the changes that have been implemented pose no significant risk of changing the electrical performance of the unit, then there is no need to perform new tests and measurements on the wind turbine with the changes. In these cases, the measurement and test results can be adapted to the other wind turbines within the product platform.

The following 4 major turbine types are considered:

- Type 1: Asynchronous generators directly connected to the grid,
- Type 2: Variable rotor resistance asynchronous generator,
- Type 3: Doubly fed asynchronous generator,
- Type 4: Connected to the grid through a full-scale power converter.

The risk assessment can be different depending on the type of turbine.

A generic turbine can be represented by a block diagram, as shown in Figure F.1.



Definition of blocks:

- Aerodynamic: blades, pitch system, rotor,
- Mechanical: gearbox, drivetrain,
- Generator system: generator, converter,
- Electrical equipment: transformer, cap. banks, filter, aux. supply, circuit breaker, cables,
- Grid protection: grid protection function,
- Control: control SW, converter SW, pitch control, controller HW type.

Figure F.1 – Block diagram for generic wind turbine (source IEC 61400-27-1)

Assuming the tested functions are within the capability of the turbine and no hardware limits are met, Table F.1 shows what blocks are influencing the performance measured and thereby giving the risk that a change will make a test invalid to transfer between turbines.

Table F.1– Main components influencing the electrical characteristics of the WT

Subclause	Test	Typical affected by:
8.2.2	Flicker	The following components affect flicker: Aerodynamic: both the rotor size and the rotation speed Control: software where the power controller is directly affecting the flicker. Electrical equipment: AUX supply can have an effect, if big loads are switched in and out.
8.2.3	Switching operations	The following components affect flicker under switching operations: Control: the ramp rate in the power controller is directly affecting the switching operations
8.2.4	Harmonics Interharmonics and higher frequency components	The following components affect harmonics: Electrical equipment: for Type 3 and 4: The converter is the source of harmonics and the filters, as they are designed to minimize harmonics. Control: for Type 3 and 4: where the line side converter may be damping harmonics.
8.4.2	Power control	The following components affect power control: Control: power-control software is directly controlling the power.
8.4.3	Ramp rate Limitation	The following components affect ramp rate: Control: the software controlling the ramp rate.
8.4.4	Frequency Control	The following components affect frequency control: Control: the frequency-control software.
8.4.5	Synthetic Inertia response	The following components affect inertia response: Aerodynamic: the rotor is where the energy is stored that is used for inertia Generator system, electrical equipment and control: Reaction depends primary on the control software, but also generator and converter have an influence on the performance.
8.4.6	Reactive power control	The following components affect reactive power control: Control: software controlling the converter and generator. Electrical equipment and generator system: this test is showing the limitations in the converter and generator. For wind turbines of type I and type II, the capacitor banks used for the reactive power compensation, can affect the reactive power control.
8.3.3	Maximum power	The following components affect maximum power: Control: for type 4: software where the power control. Aerodynamics, electrical equipment and generator system: for type 1 and 2 turbines, the fluctuations from the wind may give rise to power fluctuation and peaks.
8.3.5	Reactive power capability	The following components affect reactive power capability: Control: software where the power and reactive power control is controlled. Electrical equipment and generator system: the reactive power capability should show the capability of the hardware: generator, converter, filters, transformer, capacitor banks, etc.
8.5.2.3	Undervoltage events	The following components affect voltage dip: Control: the voltage dip shall be handled in the control software. Electrical equipment: the converter is the main responsible in performance of the turbine in a UVRT event. Depending on the type of turbine, the generator also has some influence on the UVRT performance.
8.5.2.4	Overvoltage events	The following components affect voltage swells: Same as for voltage dips
8.6.2	Grid protection	The following components affect grid protection: Grid protection: this is handled in this block, but also the electrical equipment is involved as the breakers are part of the chain.

Subclause	Test	Typical affected by:
8.6.4	Reconnection time	The following components affect reconnection time: Electrical equipment: as the UPS and AUX supply has start-up, but also the control as the re-start and boot-up of controller is important here.
8.6.3	RoCof	The following components affect RoCof: Same as the grid protection

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-21-1:2019

Bibliography

IEC 60050-131:2002, *International Electrotechnical Vocabulary – Part 131: Circuit theory*

IEC 60050-161:1990, *International Electrotechnical Vocabulary – Chapter 161: Electromagnetic compatibility*

IEC 60050-415:1999, *International Electrotechnical Vocabulary – Part 415: Wind turbine generator systems*

IEC 60050-448:1995, *International Electrotechnical Vocabulary – Chapter 448: Power system protection*

IEC 60050-614:2016, *International Electrotechnical Vocabulary – Part 614: Generation, transmission and distribution of electricity – Operation*

IEC TR 61400-21-3, *Wind energy generation systems – Part 21-3: Wind turbine harmonic model and its application*

IEC 61400-27-1:2015, *Wind turbines – Part 27-1: Electrical simulation models – Wind turbines*

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-21-1:2019

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-21-1:2019

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	155
INTRODUCTION.....	157
1 Domaine d'application	158
2 Références normatives	159
3 Termes et définitions	159
4 Symboles et unités	171
5 Termes abrégés	172
6 Spécifications relatives aux éoliennes	173
7 Conditions d'essai et systèmes d'essai	173
7.1 Généralités	173
7.2 Vue d'ensemble des niveaux d'essai exigés	173
7.3 Validité de l'essai.....	174
7.4 Conditions d'essai.....	175
7.5 Matériel d'essai.....	176
8 Mesurage et essai des caractéristiques électriques	178
8.1 Généralités	178
8.2 Aspects liés à la qualité de puissance	178
8.2.1 Généralités	178
8.2.2 Papillotement en fonctionnement continu.....	178
8.2.3 Variation de papillotement et de tension pendant les opérations de commutation	182
8.2.4 Harmoniques, interharmoniques et composantes à fréquence plus élevée	184
8.3 Fonctionnement en régime établi	187
8.3.1 Généralités	187
8.3.2 Observation de la puissance active en fonction de la vitesse du vent.....	187
8.3.3 Puissance maximale	190
8.3.4 Caractéristiques puissance réactive ($Q = 0$).....	191
8.3.5 Capacité de puissance réactive	192
8.3.6 Dépendance de la tension du diagramme QP	193
8.3.7 Taux de déséquilibre	194
8.4 Contrôle de performance	195
8.4.1 Généralités	195
8.4.2 Contrôle de puissance active	195
8.4.3 Limitation du taux de variation de la puissance active.....	198
8.4.4 Contrôle de fréquence	201
8.4.5 Inertie synthétique	204
8.4.6 Contrôle de puissance réactive.....	205
8.5 Performances dynamiques	208
8.5.1 Généralités	208
8.5.2 Capacité d'alimentation continue en cas de défaillance	208
8.6 Déconnexion du réseau	216
8.6.1 Généralités	216
8.6.2 Protection du réseau	216
8.6.3 Essai du taux de variation de fréquence RoCoF (df/dt) du dispositif de protection	222
8.6.4 Essai de reconnexion	223

Annexe A (informative) Rapport	224
A.1 Vue d'ensemble	224
A.2 Généralités	224
A.3 Aspects liés à la qualité de puissance	226
A.4 Fonctionnement en régime établi	236
A.5 Performance dynamique (voir 8.5)	254
A.6 Déconnexion du réseau (voir 8.6)	259
Annexe B (informative) Fluctuations de tension et papillotement	263
B.1 Fonctionnement continu	263
B.2 Opérations de commutation	263
B.3 Essai de vérification de la procédure de mesure de papillotement	264
B.3.1 Généralités	264
B.3.2 Essai des performances de réseau fictif	266
B.3.3 Tension déformée $u_m(t)$ avec de multiples passages par zéro	266
B.3.4 Tension déformée $u_m(t)$ avec modulation interharmonique	267
B.3.5 Variations de faible fréquence	267
B.4 Déduction des définitions	268
B.4.1 Coefficient de papillotement	268
B.4.2 Facteur de papillotement sur un échelon	268
B.4.3 Facteur de variation de tension	269
Annexe C (normative) Mesure de la puissance active, de la puissance réactive et de la tension	270
C.1 Généralités	270
C.2 Convention des signes du générateur	270
C.3 Calcul des grandeurs de séquences positives, négatives et égales à zéro	271
C.3.1 Calculs du phaseur	271
C.3.2 Calcul des grandeurs de séquence positive au moyen de composantes de phaseur	274
C.3.3 Calcul des grandeurs de séquence négative au moyen de composantes de phaseur	275
C.3.4 Calcul des grandeurs de séquence égale à zéro au moyen de composantes de phaseur	276
Annexe D (informative) Évaluation harmonique	278
D.1 Généralités	278
D.2 Méthodes d'analyse générale	278
D.2.1 Généralités	278
D.2.2 Tensions harmoniques	278
D.2.3 Angles de phase harmoniques et amplitudes	278
D.2.4 Analyse statistique	282
D.2.5 Ajustement du taux d'échantillonnage	282
D.2.6 Détermination de la distorsion de fond de la tension harmonique	283
D.2.7 Variations diurnes de la tension et du courant harmoniques	283
D.2.8 Mise à l'arrêt des éoliennes environnantes ou des charges	284
D.2.9 Harmoniques de courant et de tension sur la puissance	284
D.2.10 Commutation des filtres	285
D.2.11 Mesures de source normalisée	285
D.2.12 Flux de puissance d'harmoniques + mesures de tension, angle de phase	286
D.2.13 Harmoniques de tension avec et sans fonctionnement de l'éolienne soumise à l'essai	287

D.2.14	Mesures sur différents sites	288
D.2.15	Modèle harmonique	288
D.3	Détermination de l'amplitude harmonique influencée par les harmoniques spatiaux dans les systèmes DFAG	288
Annexe E (informative) Évaluation de la qualité de puissance des éoliennes et des centrales éoliennes		290
E.1	Généralités	290
E.2	Fluctuations de tension	290
E.2.1	Généralités	290
E.2.2	Fonctionnement continu	291
E.2.3	Opérations de commutation	291
E.3	Harmoniques de courant, interharmoniques et composantes à fréquence plus élevée	293
Annexe F (informative) Lignes directrices pour le transfert des résultats d'essais à différentes variantes de turbines dans la même plateforme de produits		294
Bibliographie		298
Figure 1 – Exemple de réponse d'échelon		168
Figure 2 – Description du système de mesure, y compris les composants les plus importants		177
Figure 3 – Réseau fictif pour la simulation d'une tension fictive		179
Figure 4 – Puissance active en fonction de la vitesse du vent (exemple)		188
Figure 5 – Nombre de mesures dans les tranches de puissance (exemple)		189
Figure 6 – Nombre de mesures dans les tranches de vitesse du vent (exemple)		190
Figure 7 – Exemple de diagramme de capacité QP pour une tension donnée au niveau de l'éolienne		193
Figure 8 – Ajustement de la valeur de référence de la puissance active		196
Figure 9 – Exemple d'échelon de réponse de puissance active		197
Figure 10 – Exemple de puissance active disponible et de puissance active en mode de limitation du taux de variation		200
Figure 11 – Exemple d'une fonction de contrôle de puissance active $P = f(f)$, avec les différents points de mesure et les échelons de fréquence associés		202
Figure 12 – Inertie synthétique – définitions		205
Figure 13 – Essai pour l'erreur statique		206
Figure 14 – Essai de la réponse dynamique de l'éolienne (exemple)		207
Figure 15 – Exemple de matériel d'essai UVRT		209
Figure 16 – Tolérances de la tension de séquence positive pour l'événement de sous-tension avec l'éolienne déconnectée à l'essai		210
Figure 17 – Tolérance de l'événement de surtension de séquence positive		211
Figure 18 – Exemple d'unité d'essai d'un condensateur OVRT		212
Figure 19 – Exemple d'un diagramme d'essai de sous-tension		213
Figure 20 – Exemple d'une courbe de capacité de surtension		214
Figure 21 – Exemple d'échelon de variation pour l'essai de surtension ou de surfréquence		219
Figure 22 – Exemple d'impulsion de variation pour l'essai de surtension ou de surfréquence		220
Figure 23 – Exemple des niveaux d'essai pour déterminer le temps de relâchement		221
Figure A.1 – Papillotement de tension P_{st} vs. puissance active		227

Figure A.2 – Coefficient de papillotement $c(30^\circ)$ vs. puissance active	227
Figure A.3 – Coefficient de papillotement $c(50^\circ)$ vs. puissance active	227
Figure A.4 – Coefficient de papillotement $c(70^\circ)$ vs. puissance active	227
Figure A.5 – Coefficient de papillotement $c(85^\circ)$ vs. puissance active	228
Figure A.6 – Séries temporelles de tensions triphasées en tant que valeur efficace de démarrage à la vitesse du vent de ... m/s	228
Figure A.7 – Séries temporelles de courants triphasés en tant que valeur efficace de démarrage à la vitesse du vent de ... m/s	228
Figure A.8 – Séries temporelles de puissance active et réactive de démarrage à la vitesse du vent de ... m/s	229
Figure A.9 – Séries temporelles de tensions triphasées en tant que valeur efficace de démarrage à la vitesse du vent de ... m/s	229
Figure A.10 – Séries temporelles de courants triphasés en tant que valeur efficace de démarrage à la vitesse du vent de ... m/s	229
Figure A.11 – Séries temporelles de puissance active et réactive de démarrage à la vitesse du vent de ... m/s	230
Figure A.12 – Séries temporelles de tensions triphasées en tant que valeur efficace de commutation de l'étape 1 du générateur vers l'étape 2	230
Figure A.13 – Séries temporelles de courants triphasés en tant que valeur efficace de commutation de l'étape 1 du générateur vers l'étape 2	230
Figure A.14 – Séries temporelles de puissance active et réactive de commutation de l'étape 1 du générateur vers l'étape 2	231
Figure A.15 – Séries temporelles de tensions triphasées en tant que valeur efficace de commutation de l'étape 2 du générateur vers l'étape 1	231
Figure A.16 – Séries temporelles de courants triphasés en tant que valeur efficace de commutation de l'étape 2 du générateur vers l'étape 1	231
Figure A.17 – Séries temporelles de puissance active et réactive de commutation de l'étape 2 du générateur vers l'étape 1	231
Figure A.18 – Max. des 95 ^{es} centiles de courants harmoniques entiers vs. le rang d'harmonique	236
Figure A.19 – Max. des 95 ^{es} centiles de courants interharmoniques vs. la fréquence	236
Figure A.20 – Max. des 95 ^{es} centiles des composantes de courant à fréquence plus élevée vs. la fréquence	236
Figure A.21 – Puissance active en fonction de la vitesse du vent	237
Figure A.22 – Puissance réactive vs. puissance active	238
Figure A.23 – Diagramme QP	239
Figure A.24 – Diagramme QP	240
Figure A.25 – Diagramme QP	241
Figure A.26 – Taux de déséquilibre de courant moyen sur 1 min en puissance active	242
Figure A.27 – Séries temporelles des valeurs de référence de la puissance active, de la puissance disponible et de la puissance de sortie active mesurée pendant le contrôle de la puissance active pour l'évaluation de l'erreur statique	242
Figure A.28 – Séries temporelles de la vitesse du vent mesurée pendant le contrôle de la puissance active au cours de l'essai de l'erreur statique	242
Figure A.29 – Séries temporelles des valeurs de référence de la puissance active, de la puissance disponible et de la puissance de sortie active mesurée pendant le contrôle de la puissance active pour l'évaluation du temps de stabilisation	243
Figure A.30 – Séries temporelles de la puissance de sortie active disponible et mesurée pendant la limitation du taux de variation	243

Figure A.31 – Séries temporelles de la vitesse du vent mesurée pendant la limitation du taux de variation	244
Figure A.32 – Séries temporelles de la puissance de sortie active disponible et mesurée pendant la limitation du taux de variation.....	244
Figure A.33 – Séries temporelles de la vitesse du vent mesurée pendant la limitation du taux de variation	244
Figure A.34 – Séries temporelles de la puissance de sortie active disponible et mesurée pendant la limitation du taux de variation.....	245
Figure A.35 – Séries temporelles de la vitesse du vent mesurée pendant la limitation du taux de variation	245
Figure A.36 – Séries temporelles de la puissance de sortie active disponible et mesurée pendant la limitation du taux de variation.....	246
Figure A.37 – Séries temporelles de la vitesse du vent mesurée pendant la limitation du taux de variation	246
Figure A.38 – Séries temporelles de la puissance disponible, de la puissance active mesurée et de la valeur de référence de la variation de fréquence du réseau	247
Figure A.39 – Séries temporelles de la vitesse du vent mesurée.....	247
Figure A.40 – Puissance active mesurée sur la variation de fréquence	247
Figure A.41 – Séries temporelles de la puissance disponible, de la puissance active mesurée et de la valeur de référence de la variation de fréquence du réseau	248
Figure A.42 – Séries temporelles de la vitesse du vent mesurée.....	248
Figure A.43 – Puissance active mesurée sur la variation de fréquence	248
Figure A.44 – Essai 1, séries temporelles de la puissance disponible, de la puissance active mesurée et de la valeur de référence de la variation de fréquence du réseau pour $0,25 \times P_n < P < 0,5 \times P_n$	249
Figure A.45 – Essai 1, séries temporelles de la vitesse du vent pour $0,25 \times P_n < P < 0,5 \times P_n$	250
Figure A.46 – Essai 2, séries temporelles de la puissance disponible, de la puissance active mesurée et de la valeur de référence de la variation de fréquence du réseau pour $0,25 \times P_n < P < 0,5 \times P_n$	250
Figure A.47 – Essai 2, séries temporelles de la vitesse du vent pour $0,25 \times P_n < P < 0,5 \times P_n$	250
Figure A.48 – Essai 3, séries temporelles de la puissance disponible, de la puissance active mesurée et des valeurs de référence de la variation de fréquence du réseau pour $P > 0,8 \times P_n$	250
Figure A.49 – Essai 3, séries temporelles de la vitesse du vent pour $P > 0,8 \times P_n$	250
Figure A.50 – Essai 4, séries temporelles de la puissance disponible, de la puissance active mesurée et de la valeur de référence de la variation de fréquence du réseau pour $P > 0,8 \times P_n$	251
Figure A.51 – Essai 4, séries temporelles de la vitesse du vent pour $P > 0,8 \times P_n$	251
Figure A.52 – Essai 5, séries temporelles de la puissance disponible, de la puissance active mesurée et de la valeur de référence de la variation de fréquence du réseau pour $v > v_n$	251
Figure A.53 – Essai 5, séries temporelles de la vitesse du vent pour $v > v_n$	251
Figure A.54 – Essai 6, séries temporelles de la puissance disponible, de la puissance active mesurée et de la valeur de référence de la variation de fréquence du réseau pour $v > v_n$	251
Figure A.55 – Essai 6, séries temporelles de la vitesse du vent pour $v > v_n$	252
Figure A.56 – Séries temporelles des valeurs de référence de la puissance réactive et de la puissance réactive mesurée au cours de l'essai de contrôle de puissance réactive.....	252

Figure A.57 – Séries temporelles de la puissance active au cours de l'essai de contrôle de puissance réactive	253
Figure A.58 – Séries temporelles des valeurs de référence de la puissance réactive et de la puissance réactive mesurée au cours de l'essai de réponse dynamique de puissance réactive	253
Figure A.59 – Séries temporelles de la puissance active au cours de l'essai de réponse dynamique de puissance réactive	253
Figure A.60 – Forme d'onde des tensions triphasées pendant l'entrée en creux/hausse de tension lorsque l'éolienne soumise à l'essai n'est pas connectée	254
Figure A.61 – Forme d'onde des tensions triphasées pendant l'élimination du creux/de la hausse de tension lorsque l'éolienne soumise à l'essai n'est pas connectée	255
Figure A.62 – Tensions triphasées en tant que valeur efficace (1 période de phase) au cours de l'essai lorsque l'éolienne soumise à l'essai n'est pas connectée	255
Figure A.63 – Tension de séquence positive au cours de l'essai lorsque l'éolienne soumise à l'essai n'est pas connectée	255
Figure A.64 – Forme d'onde des tensions triphasées pendant l'entrée en creux/hausse de tension lorsque l'éolienne soumise à l'essai est connectée	257
Figure A.65 – Forme d'onde des tensions triphasées pendant l'élimination du creux/de la hausse de tension lorsque l'éolienne soumise à l'essai est connectée.....	257
Figure A.66 – Tensions triphasées en tant que valeur efficace (1 période de phase) au cours de l'essai lorsque l'éolienne soumise à l'essai est connectée	257
Figure A.67 – Tension fondamentale de séquence positive et négative au cours de l'essai lorsque l'éolienne soumise à l'essai est connectée.....	257
Figure A.68 – Courants triphasés en tant que valeur efficace (1 période de phase) au cours de l'essai lorsque l'éolienne soumise à l'essai est connectée	257
Figure A.69 – Courant fondamental de séquence positive et négative au cours de l'essai lorsque l'éolienne soumise à l'essai est connectée.....	258
Figure A.70 – Puissance active fondamentale de séquence positive au cours de l'essai lorsque l'éolienne soumise à l'essai est connectée.....	258
Figure A.71 – Puissance réactive fondamentale de séquence positive au cours de l'essai lorsque l'éolienne soumise à l'essai est connectée.....	258
Figure A.72 – Courant actif fondamental de séquence positive au cours de l'essai lorsque l'éolienne soumise à l'essai est connectée.....	258
Figure A.73 – Courant réactif fondamental de séquence positive au cours de l'essai lorsque l'éolienne soumise à l'essai est connectée.....	258
Figure A.74 – Vitesse du vent ou puissance disponible au cours de l'essai lorsque l'éolienne soumise à l'essai est connectée	259
Figure A.75 – Tension au cours de l'essai de reconnexion de 10 s.....	260
Figure A.76 – Puissance active au cours de l'essai de reconnexion de 10 s, rétablissement compris	260
Figure A.77 – Séries temporelles de la vitesse du vent mesurée au cours de l'essai de reconnexion de 10 s.....	261
Figure A.78 – Tension au cours de l'essai de reconnexion de 60 s.....	261
Figure A.79 – Puissance active au cours de l'essai de reconnexion de 60 s, rétablissement compris	261
Figure A.80 – Séries temporelles de la vitesse du vent mesurée au cours de l'essai de reconnexion de 60 s.....	261
Figure A.81 – Tension au cours de l'essai de reconnexion de 600 s.....	261
Figure A.82 – Puissance active au cours de l'essai de reconnexion de 600 s, rétablissement compris	262

Figure A.83 – Séries temporelles de la vitesse du vent mesurée au cours de l'essai de reconnexion de 600 s.....	262
Figure B.1 – Procédures de mesure du papillotement pendant le fonctionnement continu de l'éolienne	263
Figure B.2 – Procédures de mesure des variations de tension et de papillotement pendant les opérations de commutation de l'éolienne	264
Figure C.1 – Directions positives de la puissance active, de la puissance réactive, des tensions de phase instantanées et des courants de phase instantanés avec convention du générateur	270
Figure C.2 – Exemple de diagrammes de phaseur de puissance de la convention du générateur dans chaque quadrant avec tension de phase instantanée et courant respectifs	271
Figure D.1 – Définition des angles de phase de la ligne spectrale dans la convention de générateur – (5 ^e harmonique avec $\alpha_{15} = + 120^\circ$ et $\alpha_{U5} = + 170^\circ$ montré à titre d'exemple, ainsi le 5 ^e angle de phase harmonique est $\varphi_5 = + 170^\circ - 120^\circ = + 50^\circ$)	279
Figure D.2 – Comparaison de l'agrégation d'amplitude harmonique (pointillés) pas d'amplitude agrégée directement à partir de la transformée de Fourier discrète avec une fenêtre de 10 cycles, (tirets) agrégation de 10 secondes	280
Figure D.3 – Comparaison du rapport d'angle dominant (PAR)	282
Figure F.1 – Diagramme général d'une éolienne générique (source: IEC 61400-27-1)	295
Tableau 1 – Vue d'ensemble des niveaux d'essai exigés	174
Tableau 2 – Spécification des exigences pour les appareils de mesure.....	177
Tableau 3 – Nombre de séries temporelles de 10 min par tranche de vitesse du vent	187
Tableau 4 – Nombre de mesures par tranche de puissance (10 min en moyenne)	188
Tableau 5 – Valeurs de puissance active maximale mesurée	191
Tableau 6 – Précision des valeurs de contrôle de la puissance active.....	198
Tableau 7 – Résultats de l'essai de référence de puissance active	198
Tableau 8 – Calcul du taux de variation de la puissance active	200
Tableau 9 – Exemple de réglages pour la fonction de puissance active dépendante de la fréquence.....	203
Tableau 10 – Essai pour l'erreur statique	208
Tableau 11 – Essai pour la réponse dynamique	208
Tableau 12 – Exemple d'événements de sous-tension	213
Tableau 13 – Exemple d'essais de surtension.....	215
Tableau 14 – Essais de protection du réseau.....	218
Tableau A.1 – Rapport général d'informations.....	224
Tableau A.2 – Données générales	225
Tableau A.3 – Données nominales.....	225
Tableau A.4 – Conditions d'essai	226
Tableau A.5 – Coefficient de papillotement par tranche de puissance (95 ^e centile).....	226
Tableau A.6 – Mise en marche à la vitesse de démarrage	228
Tableau A.7 – Démarrage en puissance nominale active	229
Tableau A.8 – Cas le plus défavorable de commutation entre générateurs.....	230
Tableau A.9 – Informations générales relatives aux essais	232
Tableau A.10 – 95 ^e centile d'amplitudes harmoniques de 10 min par tranche de puissance	232

Tableau A.11 – 95 ^e centile d'amplitudes harmoniques de 10 min par tranche de puissance	234
Tableau A.12 – 95 ^e centile d'amplitudes harmoniques de 10 min par tranche de puissance	235
Tableau A.13 – Puissance active en fonction de la vitesse du vent (voir 8.3.2)	236
Tableau A.14 – Ensemble de données de mesure	237
Tableau A.15 – Puissance active maximale	237
Tableau A.16 – Caractéristique de la puissance réactive	238
Tableau A.17 – Diagramme QP	239
Tableau A.18 – Diagramme QP à la tension maximale	240
Tableau A.19 – Diagramme QP à la tension minimale	241
Tableau A.20 – Diagramme P-IUF _i	241
Tableau A.21 – Informations générales relatives aux essais	242
Tableau A.22 – Erreur statique	242
Tableau A.23 – Réponse dynamique	243
Tableau A.24 – Informations générales relatives aux essais	243
Tableau A.25 – Calcul du taux de variation de la puissance active au démarrage	243
Tableau A.26 – Informations générales relatives aux essais	244
Tableau A.27 – Limitation du taux de variation de la puissance active au démarrage	244
Tableau A.28 – Informations générales relatives aux essais	245
Tableau A.29 – Limitation du taux de variation de la puissance active pendant l'arrêt normal	245
Tableau A.30 – Informations générales relatives aux essais	245
Tableau A.31 – Limitation du taux de variation de la puissance active en fonctionnement normal	246
Tableau A.32 – Informations générales relatives aux essais	246
Tableau A.33 – Essai à $0,25 \times P_n < P < 0,5 \times P_n$	247
Tableau A.34 – Essai à $P > 0,8 \times P_n$	248
Tableau A.35 – Résultats inertie synthétique	249
Tableau A.36 – Informations générales relatives aux essais	252
Tableau A.37 – Erreur statique	252
Tableau A.38 – Réponse dynamique	253
Tableau A.39 – Résultats pour les essais effectués lorsque l'éolienne n'est pas connectée	254
Tableau A.40 – Résultats pour les essais effectués lorsque l'éolienne est connectée	256
Tableau A.41 – Protection de tension	259
Tableau A.42 – Protection de fréquence	259
Tableau A.43 – Essai du circuit de déclenchement complet	259
Tableau A.44 – Résultats de l'essai RoCoF	260
Tableau A.45 – Informations générales relatives à l'essai RoCoF	260
Tableau A.46 – Résultats de l'essai de reconnexion	260
Tableau B.1 – Valeurs nominales de la vitesse du vent utilisées pour les essais de vérification	265
Tableau B.2 – Fluctuation du courant d'entrée relatif, $\Delta I/I$, pour le coefficient de papillotement $c(\psi_k) = 2,00 \pm 5 \%$ lorsque $S_{k, fic} = 20 \cdot S_n$	265

Tableau B.3 – Fluctuation du courant d'entrée relatif, $\Delta I/I$, pour le coefficient de papillotement $c(\psi_k) = 2,00 \pm 5 \%$ lorsque $S_{k, \text{fic}} = 50 \cdot S_n$	266
Tableau B.4 – Caractéristiques d'essai pour la tension déformée avec de multiples passages par zéro	267
Tableau D.1 – Exemple de présentation des résultats de mesures	287
Tableau E.1 – Spécifications des exposants conformément à l'IEC TR 61000-3-6	293
Tableau F.1 – Principales composantes influençant les caractéristiques électriques de l'éolienne	296

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-21-1:2019

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

SYSTÈMES DE GÉNÉRATION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE –

Partie 21-1: Mesurage et évaluation des caractéristiques électriques –
Éoliennes

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 61400-21-1 a été établie par le comité d'études 88 de l'IEC: Systèmes de génération d'énergie éolienne.

Cette première édition annule et remplace la deuxième édition de l'IEC 61400-21 parue en 2008. Cette édition constitue une révision technique.

Cette édition inclut les nouveaux éléments suivants par rapport à l'IEC 61400-21:

- a) mesure de contrôle de fréquence;
- b) contrôle actualisé de la puissance réactive et de la mesure de la capacité, y compris le contrôle de la tension et contrôle du $\cos \varphi$;

- c) mesure de la réponse du contrôle d'inertie;
- d) procédure d'essai du passage de surtension;
- e) procédure d'essai du maintien de l'alimentation en sous-tension en fonction de la capacité des éoliennes actualisée;
- f) nouvelles méthodes pour l'évaluation de l'harmonique.

Les parties des évaluations liées à l'évaluation de la centrale éolienne sont déplacées à l'Annexe E, car elles seront remplacées par l'IEC 61400-21-2, *Mesurage et évaluation des caractéristiques électriques – Centrales éoliennes*.

Le texte de cette Norme internationale est issu des documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
88/711/FDIS	88/716/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 internationale.

Ce document a été rédigé selon les Directives ISO/IEC, Partie 2.

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.

Le comité a décidé que le contenu de ce document 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 au document recherché. A cette date, le document sera

- reconduit,
- supprimé,
- remplacé par une édition révisée, ou
- amendé.

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

La présente partie de l'IEC 61400 fournit une méthodologie uniforme qui assurera la cohérence et la précision dans le compte-rendu, les essais et l'évaluation des caractéristiques électriques des éoliennes connectées au réseau. Les caractéristiques électriques comprennent les spécifications et les capacités relatives aux éoliennes, la qualité de la tension (émissions de papillotement et d'harmoniques), la réponse à la sous-tension et à la surtension, le contrôle de la puissance active, le contrôle de la fréquence, le contrôle de la tension et le contrôle de la puissance réactive, la protection du réseau et le temps de reconnexion.

La présente partie de l'IEC 61400 a été préparée avec la perspective de son application par:

- le fabricant d'éoliennes, s'efforçant de satisfaire à des caractéristiques électriques bien définies;
- l'acheteur d'éoliennes, en spécifiant de telles caractéristiques électriques;
- l'opérateur d'éoliennes, à qui il peut être exigé de vérifier ce qui est stipulé ou si les caractéristiques électriques exigées sont respectées;
- le planificateur ou le régulateur de l'éolienne, qui doit pouvoir déterminer, précisément et honnêtement, l'impact d'une éolienne sur la qualité de la tension, pour s'assurer que l'installation est conçue de telle sorte que les exigences de qualité de tension soient respectées;
- l'autorité de certification de l'éolienne ou l'organisme d'essai, en évaluant les caractéristiques électriques du type d'éolienne;
- le planificateur ou le régulateur du réseau électrique, qui doit pouvoir déterminer le raccordement au réseau exigé pour une éolienne.

La présente partie de l'IEC 61400 fournit des recommandations pour préparer les mesures et l'évaluation des caractéristiques électriques des éoliennes connectées au réseau. Le présent document sera utile pour les acteurs concernés par la fabrication, la planification des installations, l'obtention des autorisations, l'exploitation, l'utilisation, les essais et la réglementation des éoliennes. Il convient que les techniques de mesure et d'analyse, recommandées dans le présent document, soient appliquées par tous les acteurs, pour s'assurer que le développement et l'exploitation continus des éoliennes s'effectuent dans un climat de communication cohérent et précis.

La présente partie de l'IEC 61400 présente des procédures de mesure et d'analyse prévues pour fournir des résultats cohérents qui pourront être reproduits par d'autres. Tout choix d'essais peut être fait et consigné séparément.

SYSTÈMES DE GÉNÉRATION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE –

Partie 21-1: Mesurage et évaluation des caractéristiques électriques – Éoliennes

1 Domaine d'application

La présente partie de l'IEC 61400 comprend:

- la définition et la spécification des grandeurs à déterminer pour caractériser les caractéristiques électriques d'une éolienne connectée à un réseau;
- les procédures de mesure pour quantifier les caractéristiques électriques;
- les procédures pour évaluer la conformité aux exigences de raccordement électrique, y compris l'estimation de la qualité de puissance attendue d'un type d'éolienne, une fois déployée sur un site spécifique.

Les procédures de mesure sont valables pour les éoliennes individuelles avec un raccordement triphasé au réseau. Les procédures de mesure sont valables pour n'importe quelle taille d'éolienne; toutefois, la présente partie de l'IEC 61400 exige uniquement des types d'éoliennes prévues pour le raccordement à un réseau d'alimentation électrique, qui sont donc à soumettre aux essais et à caractériser comme spécifié dans la présente partie de l'IEC 61400.

Les caractéristiques mesurées sont valables pour la configuration spécifique et le mode de fonctionnement de la plateforme de produits éoliens évaluée. Il est spécifié dans le rapport d'essai si une propriété mesurée repose sur des paramètres de commande et que le comportement de l'éolienne peut être modifié pour cette propriété. Exemple: Protection du réseau, où le niveau de déconnexion repose sur un paramètre et l'essai ne vérifie que le bon fonctionnement de la protection, et non le niveau spécifique.

Les procédures de mesure sont conçues pour être aussi indépendantes du site que possible, de sorte que des caractéristiques électriques, mesurées par exemple sur un site d'essai, puissent être vues comme représentatives pour d'autres sites.

Le présent document concerne les essais des éoliennes; toutes les procédures, mesures et essais relatifs aux centrales éoliennes sont couverts par l'IEC 61400-21-2.

Les procédures d'évaluation des caractéristiques électriques sont valables pour les éoliennes connectées au PCC dans les réseaux d'alimentation à fréquence de réseau stable.

NOTE

Pour les besoins du présent document, les termes suivants s'appliquent pour la tension du système:

- basse tension (BT) s'applique à $U_n \leq 1 \text{ kV}$;
- moyenne tension (MT) s'applique à $1 \text{ kV} < U_n \leq 35 \text{ kV}$;
- haute tension (HT) s'applique à $35 \text{ kV} < U_n \leq 220 \text{ kV}$;
- très haute tension (THT) s'applique à $U_n > 220 \text{ kV}$.

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 61000-3-2:2014, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 3-2: Limites – Limites pour les émissions de courant harmonique (courant appelé par les appareils ≤ 16 A par phase)*

IEC 61000-3-3, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 3-3: Limitation – Limitations des variations de tension, des fluctuations de tension et du papillotement dans les réseaux publics d'alimentation basse tension pour les matériels ayant un courant assigné ≤ 16 A par phase et non soumis à un raccordement conditionnel*

IEC TR 61000-3-6, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-6: Limits – Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems* (disponible en anglais seulement)

IEC TR 61000-3-7, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-7: Limits – Assessment of emission limits for the connection of fluctuating installations to MV, HV and EHV power systems* (disponible en anglais seulement)

IEC TR 61000-3-14, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-14: Assessment of emission limits for harmonics, interharmonics, voltage fluctuations and unbalance for the connection of disturbing installations to LV power systems* (disponible en anglais seulement)

IEC 61000-4-7:2002, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 4-7: Techniques d'essai et de mesure – Guide général relatif aux mesures d'harmoniques et d'interharmoniques, ainsi qu'à l'appareillage de mesure, applicable aux réseaux d'alimentation et aux appareils qui y sont raccordés*

IEC 61000-4-7:2002/AMD1:2008

IEC 61000-4-15:2010, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 4-15: Techniques d'essai et de mesure – Flickermètre – Spécifications fonctionnelles et de conception*

IEC 61000-4-30, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 4-30: Techniques d'essai et de mesure – Méthodes de mesure de la qualité de l'alimentation*

IEC TR 61869-103:2012, *Instrument transformers – The use of instrument transformers for power quality measurement* (disponible en anglais seulement)

IEC 62008, *Caractéristiques de performance et méthodes d'étalonnage pour les systèmes d'acquisition de données numériques et logiciels appropriés*

3 Termes et définitions

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

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

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

3.1

fonctionnement continu

fonctionnement normal de l'éolienne, à l'exclusion des opérations de commutation

3.2

vitesse de démarrage

vitesse du vent la plus basse à la hauteur du moyeu à partir de laquelle l'éolienne commence à fournir une puissance

[SOURCE: IEC 60050-415:1999, 415-03-05]

3.3

temps de déconnexion

durée entre le dépassement d'un niveau de déconnexion prédéfini et la déconnexion physique de l'éolienne du réseau

3.4

coefficient de papillotement en fonctionnement continu

$c(\psi_k)$

mesure normalisée de l'émission de papillotement pendant le fonctionnement continu de l'éolienne

$$c(\psi_k) = P_{st, fic} \times \frac{S_{k, fic}}{S_n}$$

où

$P_{st, fic}$ est la sévérité de papillotement à court terme de l'éolienne sur le réseau fictif;

S_n est la puissance apparente nominale de l'éolienne;

$S_{k, fic}$ est la puissance apparente de court-circuit du réseau fictif

3.5

facteur de papillotement sur un échelon

$k_f(\psi_k)$

mesure normalisée de l'émission de papillotement due à une opération de commutation unique de l'éolienne

$$k_f(\psi_k) = \frac{1}{130} \times \frac{S_{k, fic}}{S_n} \times P_{st, fic} \times T_p^{0,31}$$

où

T_p est la période de mesure en secondes, suffisamment longue pour assurer que la durée transitoire d'une opération de commutation ait cessé, toutefois limitée afin d'éviter des fluctuations possibles de la puissance dues à la turbulence;

$P_{st, fic}$ est la sévérité de papillotement à court terme de l'éolienne sur le réseau fictif;

S_n est la puissance apparente nominale de l'éolienne;

$S_{k, fic}$ est la puissance apparente de court-circuit du réseau fictif

Note 1 à l'article: La sévérité de papillotement à court terme $P_{st, fic}$ est évaluée ici tout au long de la période temps T_p .

3.6

puissance mesurée maximale

valeur mesurée la plus élevée de la puissance active (avec un temps d'intégration spécifié) observée pendant le fonctionnement continu de l'éolienne

3.7**angle de phase de l'impédance du réseau** ψ_k

angle de phase de l'impédance de court-circuit du réseau

$$\psi_k = \arctan (X_k/R_k)$$

où

 X_k est la réactance de court-circuit du réseau; R_k est la résistance de court-circuit du réseau**3.8****fonctionnement normal**

fonctionnement exempt de défaillance selon la description du manuel de l'éolienne

3.9**mode de fonctionnement**

fonctionnement conformément au réglage de la commande, par exemple mode de réglage de la tension, mode de réglage de la fréquence, mode de commande de la puissance réactive, mode de commande de la puissance active, etc.

3.10**puissance de sortie**

puissance électrique active fournie par l'éolienne sur ses bornes

[SOURCE: IEC 60050-415:1999, 415-04-02, modifié – "à tout moment par un aérogénérateur" a été remplacé par "l'éolienne sur ses bornes"]

3.11**point de couplage commun****PCC**

point d'un réseau d'alimentation électrique, le plus proche électriquement d'une charge particulière, auquel d'autres charges peuvent être connectées

Note 1 à l'article: Ces charges peuvent être des dispositifs, équipements ou systèmes, ou des installations distinctes des utilisateurs.

Note 2 à l'article: Pour certaines applications, le terme "point de couplage commun" s'applique uniquement aux réseaux publics.

Note 3 à l'article: Le terme abrégé "PCC" est dérivé du terme anglais développé correspondant "point of common coupling".

[SOURCE: IEC 60050-161:1990, 161-07-15, modifié – "sont ou peuvent être" a été remplacé par "peuvent être".]

3.12**système de collecte de puissance**

système électrique qui récupère l'énergie produite par une éolienne, et la fournit à un réseau d'alimentation électrique

[SOURCE: IEC 60050-415:1999, 415-04-06, modifié – "aérogénérateur" a été supprimé et "un transformateur élévateur de réseau ou des charges électriques" a été remplacé par "un réseau d'alimentation électrique".]

3.13

puissance apparente nominale

S_n

puissance apparente de l'éolienne fonctionnant au courant nominal ainsi qu'à la tension et à la fréquence nominales

$$S_n = \sqrt{3}U_n I_n \text{ à } Q=0$$

où

U_n est la tension nominale;

I_n est le courant nominal.

3.14

courant nominal

valeur nominale I_n du courant éolien, qui est calculée à partir de la puissance nominale active

P_n et de la tension nominale U_n selon $I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3}U_n}$

3.15

puissance nominale active

valeur nominale de la puissance active de l'éolienne, indiquée par le fabricant et utilisée comme base par unité pour toutes les puissances (active, réactive, apparente)

3.16

capacité Q

capacité de puissance réactive d'une éolienne mesurée à partir de la courbe de capacité ou par un essai spécifique au site ou définie par le fabricant

3.17

vitesse nominale du vent

vitesse du vent pour laquelle une éolienne atteint sa puissance nominale active

[SOURCE: IEC 60050-415:1999, 415-03-04, modifié – le terme défini "vitesse assignée du vent" a été remplacé par "vitesse nominale du vent".]

3.18

arrêt

état d'une éolienne immobilisée

[SOURCE: IEC 60050-415:1999, 415-01-15, modifié – "aérogénérateur" a été remplacé par "éolienne".]

3.19

démarrage

état transitoire d'une éolienne entre l'arrêt et la production de puissance

3.20

rapports de court-circuit

RCC

rapport entre la puissance apparente du court-circuit S_k et la puissance nominale S_n

$$SCR = \frac{S_k}{S_n}$$

3.21**opération de commutation**

démarrage ou arrêt de l'éolienne, ou commutation entre les générateurs dans l'éolienne

3.22**intensité de turbulence**

écart type de la vitesse du vent divisée par la vitesse moyenne du vent, quand l'écart type et la vitesse moyenne ont été déterminés à partir d'un même échantillonnage de vitesse du vent, et pris sur un intervalle de temps spécifié

[SOURCE: IEC 60050-415:1999, 415-03-25]

3.23**facteur de variation de tension**

$k_u(\psi_k)$

mesure normalisée du changement de tension dû à une opération de commutation de l'éolienne

$$k_u(\psi_k) = \sqrt{3} \times \frac{U_{\text{fic,max}} - U_{\text{fic,min}}}{U_n} \times \frac{S_{k,\text{fic}}}{S_n}$$

où

$U_{\text{fic,min}}$ et $U_{\text{fic,max}}$ sont les valeurs efficaces sur une période, minimale et maximale de la tension phase-neutre sur le réseau fictif pendant l'opération de commutation;

U_n est la tension nominale entre phases;

S_n est la puissance apparente nominale de l'éolienne;

$S_{k,\text{fic}}$ est la puissance apparente de court-circuit du réseau fictif.

Note 1 à l'article: Le facteur de variation de tension k_u est semblable à k_i , qui est le rapport entre le courant d'appel maximal et le courant nominal, bien que k_u dépende de l'angle de phase de l'impédance du réseau. La valeur la plus élevée de k_u sera numériquement proche de k_i .

3.24**éolienne****WT**

système destiné à convertir l'énergie cinétique du vent en énergie électrique

Note 1 à l'article: Le terme abrégé "WT" est dérivé du terme anglais développé correspondant "wind turbine".

3.25**bornes de l'éolienne**

point faisant partie de l'éolienne et identifié par le fabricant comme point auquel l'éolienne peut être connectée au système de collecte de puissance

3.26**creux de tension**

diminution soudaine et non périodique de l'amplitude de la tension sur une durée limitée de l'amplitude de la tension du réseau d'alimentation électrique et changement associé de sa phase

Note 1 à l'article: Dans certains articles, publications, etc., l'expression "creux de tension" est utilisée pour le même événement.

3.27

hausse de tension

augmentation soudaine et non périodique de l'amplitude de la tension sur une durée limitée de l'amplitude de la tension du réseau d'alimentation électrique au-delà de sa valeur nominale et changement associé de la phase de la tension

3.28

alimentation continue en cas de défaillance

FRT

capacité d'une éolienne ou d'une centrale éolienne à rester connectée en cas de défaillance sur le réseau

Note 1 à l'article: Le terme abrégé "FRT" est dérivé du terme anglais développé correspondant "fault ride through".

3.29

alimentation continue en cas de sous-tension

UVRT

capacité d'une éolienne ou d'une centrale éolienne à rester connectée en cas de creux de tension

Note 1 à l'article: Dans certaines publications, l'expression "alimentation continue en cas de basse tension (LVRT)" est utilisée pour le même événement.

Note 2 à l'article: Le terme abrégé "UVRT" est dérivé du terme anglais développé correspondant "undervoltage ride through".

3.30

alimentation continue en cas de surtension

OVRT

capacité d'une éolienne ou d'une centrale éolienne à rester connectée en cas de hausse de tension

Note 1 à l'article: Dans certaines publications, l'expression "alimentation continue basse tension (HVRT)" est utilisée pour le même événement.

Note 2 à l'article: Le terme abrégé "OVRT" est dérivée du terme anglais développé correspondant "overvoltage ride through".

3.31

phaseur

représentation d'une grandeur sinusoïdale par une grandeur complexe dont l'argument est égal à la phase initiale et dont le module est égal à la valeur efficace ou à l'amplitude

Note 1 à l'article: Pour une grandeur $a(t) = A\sqrt{2}\cos(\omega t + \theta_0) = A_m \cos(\omega t + \theta_0)$, le phaseur est soit $Ae^{j\theta_0}$ ou $A_m e^{j\theta_0}$.

Note 2 à l'article: Un phaseur peut également être représenté graphiquement.

[SOURCE: IEC 60050-131:2002, 131-11-26, modifié – "intégral" a été supprimé, "ou à l'amplitude" a été ajouté, et la première note a été modifiée.]

3.32

composante directe de la fondamentale

pour un système triphasé avec des phases L1, L2 et L3, l'ensemble sinusoïdal symétrique triphasé de tensions ou de courants ayant une fréquence positive égale à la fréquence fondamentale. La composante directe est définie par l'expression mathématique complexe suivante:

$$\underline{X}_1 = \frac{1}{3}(\underline{X}_{L1} + \underline{a}\underline{X}_{L2} + \underline{a}^2\underline{X}_{L3})$$

où $\underline{a} = e^{j2\pi/3}$ est l'opérateur au 120° degré, et X_{L1} , X_{L2} et X_{L3} sont les expressions complexes des grandeurs fondamentales de phase de fréquence concernées, c'est-à-dire les phaseurs de courant ou de tension

Note 1 à l'article: Dans un système équilibré sans harmonique, seule une composante directe de la fondamentale existe. Par exemple, si les phaseurs de tension de phase sont symétriques $U_{L1} = Ue^{j\theta}$, $U_{L2} = Ue^{j(\theta+4\pi/3)}$ et $U_{L3} = Ue^{j(\theta+2\pi/3)}$ alors $U_1 = (Ue^{j\theta} + e^{j2\pi/3} Ue^{j(\theta+4\pi/3)} + e^{j4\pi/3} Ue^{j(\theta+2\pi/3)})/3 = (Ue^{j\theta} + Ue^{j\theta} + Ue^{j\theta})/3 = Ue^{j\theta}$.

[SOURCE: IEC 60050-448:1995, 448-11-27, modifié – le terme et la définition ont été modifiés et la Note 1 à l'article a été ajoutée.]

3.33

composante inverse de la fondamentale

pour un système triphasé avec des phases L_1 , L_2 et L_3 , l'ensemble sinusoïdal symétrique triphasé de tensions ou de courants ayant une fréquence négative dont la valeur absolue est égale à la fréquence fondamentale

Note 1 à l'article: La composante inverse est définie par l'expression mathématique complexe suivante:

$$\underline{X}_2 = \frac{1}{3}(\underline{X}_{L1} + \underline{a}^2 \underline{X}_{L2} + \underline{a} \underline{X}_{L3})$$

où $\underline{a} = e^{j2\pi/3}$ est l'opérateur au 120° degré, et $\underline{X}_{L1}$, $\underline{X}_{L2}$ et $\underline{X}_{L3}$ sont les expressions complexes des grandeurs fondamentales de phase de fréquence concernées, c'est-à-dire les phaseurs de courant ou de tension.

Note 2 à l'article: Les composantes de tension ou de courant de séquence négatives ne peuvent être significatives que lorsque les tensions ou les courants, respectivement, sont déséquilibrés. Par exemple, si les phaseurs de tension de phase sont symétriques $U_{L1} = Ue^{j\theta}$, $U_{L2} = Ue^{j(\theta+4\pi/3)}$ et $U_{L3} = Ue^{j(\theta+2\pi/3)}$ alors $U_2 = (Ue^{j\theta} + e^{j4\pi/3} Ue^{j(\theta+4\pi/3)} + e^{j2\pi/3} Ue^{j(\theta+2\pi/3)})/3 = Ue^{j\theta} (1 + e^{j2\pi/3} + e^{j4\pi/3})/3 = 0$

[SOURCE: IEC 60050-448:1995, 448-11-28, modifié – Le terme et la définition ont été modifiés et notes à l'article ont été ajoutées.]

3.34

composante homopolaire de la fondamentale

pour un système triphasé avec des phases L_1 , L_2 et L_3 , la tension ou la composante de courant sinusoïdale en phase ayant une fréquence fondamentale et une amplitude égale dans chacune des phases

Note 1 à l'article: La composante homopolaire est définie par l'expression mathématique complexe suivante:

$$\underline{X}_0 = \frac{1}{3}(\underline{X}_{L1} + \underline{X}_{L2} + \underline{X}_{L3})$$

où $\underline{X}_{L1}$, $\underline{X}_{L2}$ et $\underline{X}_{L3}$ sont les expressions complexes des grandeurs fondamentales de phase de fréquence concernées, c'est-à-dire les phaseurs de courant ou de tension

[IEC 60050-448:1995, 448-11-29, modifié – Le terme et la définition ont été modifiés et la note à l'article a été ajoutée.]

3.35

taux de déséquilibre

dans un réseau triphasé, le degré de déséquilibre exprimé par le rapport $|\underline{X}_2/\underline{X}_1|$ (en pourcentage) entre les valeurs de la composante inverse $\underline{X}_2$ et la composante directe $\underline{X}_1$ de tension ou de courant

[SOURCE: IEC 60050-614:2016, 614-01-33, modifié – Les symboles ont été ajoutés.]

3.36

interface de contrôle

point faisant partie de l'éolienne et identifié par le fournisseur comme point auquel l'éolienne peut être connectée au système de commande de puissance de la centrale

3.37

centrale éolienne

centrale comprenant une ou plusieurs éoliennes, des équipements auxiliaires et la commande de la centrale

3.38

contrôleur

structure accréditée pour effectuer l'évaluation

3.39

série temporelle

enregistrement constitué des valeurs numériques des échantillons équidistants d'un signal variant dans le temps

Note 1 à l'article: Les échantillons peuvent représenter un signal mesuré ou des données traitées à partir des valeurs mesurées.

3.40

puissance apparente de court-circuit

S_k

produit du courant dans le court-circuit en un point d'un système et d'une tension conventionnelle, généralement la tension de fonctionnement

3.41

centile

valeur d'une variable au-dessous de laquelle un certain pourcentage d'observations tombe

3.42

inertie synthétique

production active d'électricité d'une éolienne ou d'une centrale éolienne en fonction du temps, après un changement soudain de la fréquence du réseau

Note 1 à l'article: Dans certaines publications, l'expression "Inertie synthétique" est également définie comme "inertie virtuelle", "réponse de fréquence rapide", "contrôle d'inertie". Dans ce document, le terme "inertie synthétique" est utilisé pour sa fonctionnalité.

3.43

erreur statique

écart entre les valeurs obtenues par rapport à une valeur de référence demandée

3.44

temps de réponse

temps écoulé à partir de l'émission d'une commande de changement d'échelon ou début de l'événement jusqu'à ce que la valeur observée entre pour la première fois dans la plage de tolérance prédéfinie de la valeur cible

Note 1 à l'article: Voir Figure 1.

3.45

temps de stabilisation

temps écoulé à partir de l'émission d'une commande de changement d'échelon ou début de l'événement jusqu'à ce que la valeur soit maintenue en continu dans la plage de tolérance prédéfinie de la valeur cible

Note 1 à l'article: Voir Figure 1.

3.46**durée de croissance**

temps entre le moment où la valeur observée atteint 10 % de la variation d'échelon et celui où la valeur observée atteint 90 % de la variation d'échelon

Note 1 à l'article: Voir Figure 1.

3.47**dépassement**

différence entre la valeur maximale de la réponse et la valeur finale en régime établi

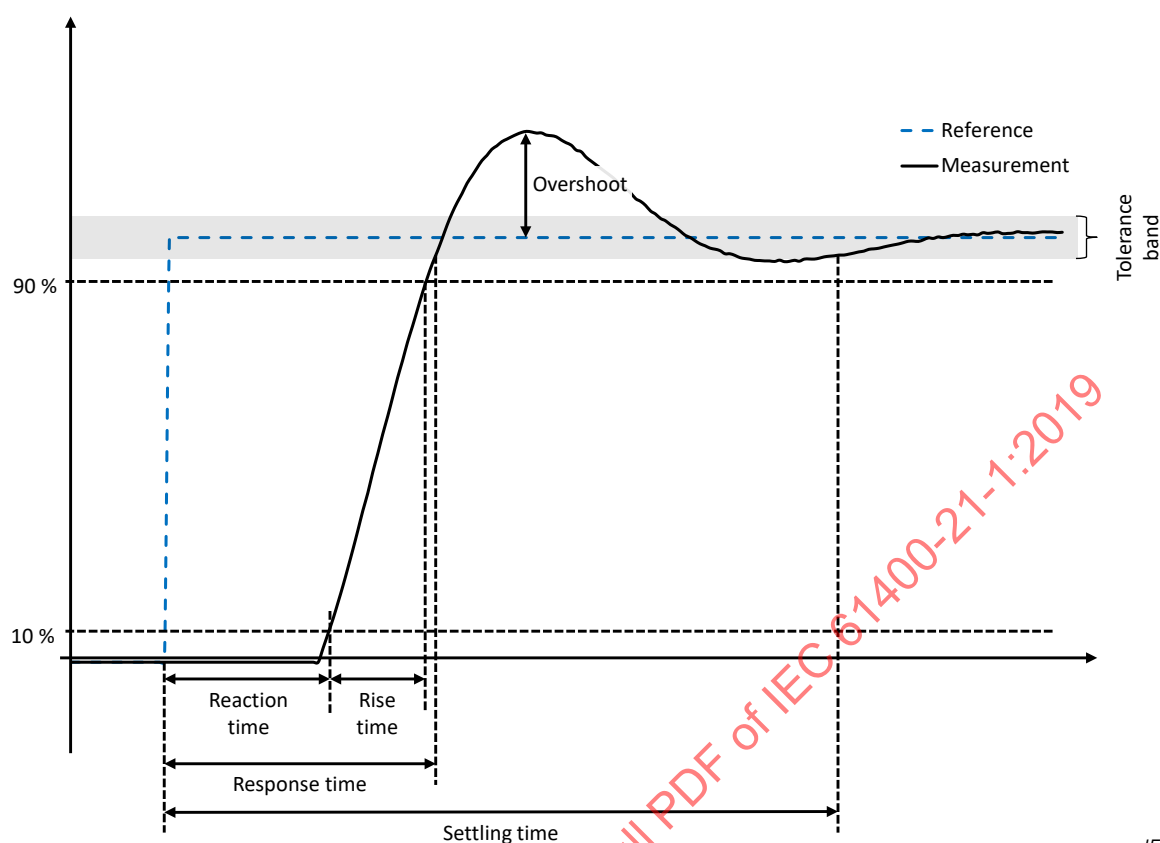
Note 1 à l'article: Voir Figure 1.

3.48**temps de réaction**

temps écoulé entre l'ordre d'essai émis jusqu'à ce que la variation d'amplitude atteigne 10 % de la grandeur de sortie mesurée de la hauteur de l'échelon

Note 1 à l'article: Voir Figure 1.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-21-1:2019



IEC

Anglais	Français
Reference	Référence
Measurement	Mesure
Tolerance band	Plage de tolérance
Overshoot	Dépassement
Reaction time	Temps de réaction
Rise time	Durée de croissance
Response time	Temps de réponse
Settling time	Temps de stabilisation

Figure 1 – Exemple de réponse d'échelon

3.49

temps de descente

temps pendant lequel la valeur mesurée passe de 90 % à 10 % de la valeur cible

3.50

temps de rétablissement

temps à partir de la fin de l'événement, après lequel la valeur mesurée se situe en permanence dans la plage de tolérance prédéfinie autour de la valeur de départ avant l'événement

3.51

régime établi

état du système obtenu lorsque le temps de stabilisation a expiré

3.52**plage de tolérance**

plage d'écart acceptable du signal mesuré par rapport à la valeur cible définie

Note 1 à l'article: La valeur cible en régime établi est généralement définie comme étant égale à la valeur de référence du signal observé ou à la valeur vers laquelle le signal observé converge après l'événement.

Note 2 à l'article: La plage de tolérance par défaut est définie pour correspondre à ± 10 % de la valeur nominale si rien d'autre n'est indiqué.

3.53**début de l'événement**

instant où la valeur du stimulus s'écarte pour la première fois en dehors de sa plage de tolérance définie

Note 1 à l'article: Le stimulus peut être un signal de référence ou une perturbation.

Note 2 à l'article: La plage de tolérance du stimulus est définie par défaut pour correspondre à ± 10 % de l'incrément du stimulus et être centrée sur la valeur du stimulus avant l'événement.

3.54**plateforme de produits éoliens**

turbines partageant la même plateforme mécanique, le même système électrique et les mêmes composants de transmission principale

Note 1 à l'article: Ces turbines font partie de la même plateforme de turbine (famille) et les différences sont typiques des classes de l'IEC 61400-1; elles sont conçues pour le diamètre du rotor et la puissance nominale correspondant.

Note 2 à l'article: D'autres exemples d'éoliennes de la même plateforme sont, par exemple, des éoliennes avec des exigences de tensions différentes du côté primaire des transformateurs, des éoliennes avec des diamètres de rotor différents, etc. Voir également Annexe F.

3.55**essai composant**

essai sur un seul composant, où toutes les fonctions et performances nécessaires pour l'essai sont disponibles dans le composant et ne dépendent pas d'autres composants/systèmes (par exemple dispositif de protection, s'il s'agit d'une unité indépendante)

Note 1 à l'article: L'essai effectué au niveau du composant est valable pour toutes les variantes de turbine, là où le composant est utilisé.

3.56**sous-système**

partie d'un système qui remplit une fonction spécifique, constituée de plusieurs composants/éléments qui sont directement liés les uns aux autres et qui interagissent directement pour la fonction définie

3.57**essai sous-système**

essai sur un seul sous-système, où toutes les fonctions et performances nécessaires pour l'essai sont disponibles dans le sous-système et ne dépendent pas d'autres composants ou systèmes

Note 1 à l'article: L'essai effectué au niveau du sous-système est valable pour toutes les variantes de turbine, là où le sous-système est utilisé.

3.58**puissance active disponible**

puissance active instantanée prévue de l'éolienne, soit en fonction de la courbe de puissance et de la vitesse du vent mesurée, soit en tant que sortie du contrôleur de turbine, où davantage de paramètres sont pris en compte dans le calcul

3.59

facteur de puissance

en régime périodique, rapport entre la valeur absolue de la puissance active P à la puissance apparente S :

$$PF = \frac{P}{S} \quad PF = \frac{|P|}{S}$$

Note 1 à l'article: En régime sinusoïdal, le facteur de puissance est la valeur absolue du facteur actif.

[SOURCE: IEC 60050-131:2002, 131-11-46]

3.60

taux de variation

gradient de variation au cours d'une période donnée

3.61

valeur de référence

valeur cible qu'un système de commande vise à atteindre

3.62

tranche de puissance active

intervalles consécutifs, sans chevauchement, de la puissance active de l'éolienne mesurée aux bornes de l'éolienne

Note 1 à l'article: Les tranches (intervalles) sont de tailles égales à 0, 10, 20, ... , 100 % de P_n . 0, 10, 20, ..., 100 % sont les points médians des tranches

3.63

réseau fictif

représentation d'une source de tension phase-neutre idéale avec la valeur instantanée $u_0(t)$, en série avec une résistance de réseau définie R et une inductance du réseau L

Note 1 à l'article: Le réseau fictif est utilisé pour la normalisation des mesures du papillotement.

3.64

mesures sur site

mesures effectuées sur une éolienne ou une installation de centrale éolienne sur un site donné

3.65

essai sur site

essais pour valider et mesurer la performance d'une éolienne ou d'une installation de centrale éolienne sur un site donné

3.66

tranche de vitesse du vent

groupes de mesures de 10 ou 1 minute(s) en moyenne dans des tranches reposant sur la vitesse moyenne du vent

4 Symboles et unités

Les symboles et unités suivants sont utilisés dans la présente partie de l'IEC 61400.

$\frac{\Delta U_{\text{dyn}}}{U_n}$	variations de tension admises maximales (%)
ψ_k	angle de phase de l'impédance du réseau (°)
$\alpha_m(t)$	angle électrique de la fondamentale de la tension mesurée (°)
β	exposant associé à l'addition des harmoniques
$c(\psi_k)$	coefficient de papillotement en fonctionnement continu
d	variation relative de la tension (%)
E_{Plti}	limite d'émission de papillotement à long terme
E_{Psti}	limite d'émission de papillotement à court terme
f_g	fréquence du réseau nominale (50 Hz ou 60 Hz)
$f_{\text{inertia, recovery}}$	seuil de fréquence à partir duquel la turbine doit cesser de stimuler la puissance active (Hz)
$f_{\text{inertia, trigger}}$	seuil de fréquence à partir duquel la turbine doit commencer à stimuler la puissance active (Hz)
f_{sim}	valeur de référence de fréquence
f_{over}	niveau de protection en surfréquence
f_{under}	niveau de protection en sous-fréquence
h	rang d'harmonique
HW	matériel
$I_{h,i}$	distorsion harmonique de courant de rang h de la $i^{\text{ème}}$ éolienne (A)
$i_m(t)$	courant instantané mesuré (A)
I_n	courant nominal (A)
IUF	taux de déséquilibre actuel
$k_f(\psi_k)$	facteur de papillotement sur un échelon
k_i	rapport du courant d'appel maximal et du courant nominal
$k_u(\psi_k)$	facteur de variation de tension
L_{fic}	inductance du réseau fictif (H)
N_{10m}	nombre maximal d'un type d'opérations de commutation au cours d'une période de 10 min
N_{120m}	nombre maximal d'un type d'opérations de commutation au cours d'une période de 120 min
n_i	rapport du transformateur à la $i^{\text{ème}}$ éolienne
N_m	nombre total de valeurs de coefficient de papillotement mesurées
N_{wt}	nombre d'éoliennes
P	puissance active (W)
$P_{0,2}$	puissance active mesurée maximale (valeur moyenne sur 0,2 s) (W)
P_{60}	puissance active mesurée maximale (valeur moyenne sur 60 s) (W)
P_{600}	puissance active mesurée maximale (valeur moyenne sur 600 s) (W)
PF	facteur de puissance
P_{lt}	sévérité du papillotement à long terme
P_n	puissance active nominale d'une éolienne (W)

$Pr(c < x)$	distribution cumulée de c
P_{st}	sévérité du papillotement à court terme
$P_{st, fic}$	sévérité du papillotement à court terme sur le réseau fictif
Q	puissance réactive (var)
R_{fic}	résistance du réseau fictif (Ω)
S_k	puissance apparente de court-circuit de réseau (VA)
$S_{k, fic}$	puissance apparente de court-circuit du réseau fictif (VA)
S_n	puissance nominale assignée d'une éolienne (VA)
SW	logiciel
THC	distorsion harmonique totale de courant (% de I_n)
T_p	durée transitoire d'une opération de commutation en secondes (s)
U	tension entre phases (V)
$u_0(t)$	tension phase-neutre instantanée d'une source de tension idéale (V)
$u_{fic}(t)$	tension phase-neutre instantanée simulée sur le réseau fictif (V)
$U_{fic, max}$	tension phase-neutre maximale sur le réseau fictif (V)
$U_{fic, min}$	tension phase-neutre minimale sur le réseau fictif (V)
U_{min}	tension phase-à-phase minimale que l'éolienne peut supporter en p.u.
U_{max}	tension phase-à-phase maximale que l'éolienne peut supporter en p.u.
U_n	tension nominale entre phases (V)
U_{under}	niveau de protection en sous-tension
U_{UVRC}	la différence entre l' U_n de l'éolienne et l' U_{min} en p.u. (capacité de la plage de sous tension)
U_{OVRC}	la différence entre l' U_{max} et l' U_n de l'éolienne en p.u. (capacité de la plage de surtension)
U_{over}	niveau de protection en surtension
U_{pre}	tension avant défaut; calculée comme une valeur moyenne de 0,2 s mesurée sur 10 s avant le début de l'événement jusqu'au début de l'événement
v_{cut-in}	vitesse de démarrage (m/s)
X_{fic}	réactance du réseau fictif (Ω)
Z_1	impédance pour limiter l'effet du court-circuit sur le réseau en amont (Ω)
Z_2	impédance entre les phases ou la terre durant un court-circuit (Ω)

5 Termes abrégés

Les termes abrégés suivants sont utilisés dans le présent document.

Convertisseur A/N	convertisseur analogique/numérique
DFAG	doubly fed asynchronous generator (générateur asynchrone doublement alimenté) Souvent appelé générateur d'induction à double alimentation (DFIG, doubly-fed induction generator), mais il n'est pas utilisé comme générateur d'induction lorsque le courant du rotor est contrôlé.
DFT	discrete fourier transform (transformée de Fourier discrète)
HT	haute tension

BT	basse tension
MT	moyenne tension
RMS	root mean square (valeur efficace)
RoCoF	rate of change of frequency (taux de variation de fréquence)
SCADA	supervisory control and data acquisition (système de télésurveillance et d'acquisition des données)
THC	total harmonic current distortion (distorsion harmonique totale de courant)
WT	wind turbine (éolienne)

6 Spécifications relatives aux éoliennes

Les données nominales de l'éolienne (par rapport aux bornes de l'éolienne) doivent être spécifiées, y compris P_n , S_n , U_n , I_n et, le cas échéant, les profils de sous-tension et de surtension, le profil de capacité de puissance réactive et les valeurs de contrôle.

Les spécifications relatives aux éoliennes décrites en Annexe A doivent être stipulées à partir des informations du fabricant.

NOTE Les données nominales ne sont utilisées dans le présent document que comme base de calcul de la p.u.

7 Conditions d'essai et systèmes d'essai

7.1 Généralités

L'Article 7 fournit les bases d'essais nécessaires à l'évaluation des caractéristiques électriques d'une éolienne, c'est-à-dire la validité des essais (7.3), les conditions d'essais (7.4) et le matériel d'essai (7.5). Un exemple de format de rapport est donné en Annexe A.

La convention de signe du générateur doit être utilisée, c'est-à-dire que la direction positive du flux de puissance est définie pour être du générateur vers le réseau. Si l'éolienne est remplacée par une résistance ou une inductance, les deux puissances active et réactive seront négatives (voir Annexe C).

7.2 Vue d'ensemble des niveaux d'essai exigés

Le Tableau 1 offre une vue d'ensemble des niveaux d'essai exigés et facultatifs pour les différents essais et mesures, comme décrit à l'Article 8. Des essais et mesures optionnels peuvent être réalisés et indiqués pour des évaluations détaillées des modèles de simulation et pour la conformité aux codes spécifiques au réseau. Un essai n'est pas du tout exigé, si une éolienne ne fournit pas la fonctionnalité correspondante. Dans certains cas, un essai ou une mesure (ou une partie d'un essai ou d'une mesure) serait acceptable à un niveau inférieur du système, si certaines conditions sont remplies, ces dernières étant alors données à l'Article 8. Pour certains essais et mesures, un niveau de système différent de celui indiqué comme "exigé" serait également acceptable. Ces cas sont marqués comme "facultatifs" dans l'aperçu suivant et remplacent l'essai au niveau "exigé" du système.

Tableau 1 – Vue d'ensemble des niveaux d'essai exigés

Article	Essai	Essai composant	Essai sous-système	Mesure sur site – au niveau de l'éolienne	Mesure sur site – au niveau de la centrale éolienne
Aspects liés à la qualité de puissance					
8.2.2	Papillotement			S	O
8.2.3	Opérations de commutation			S	O
8.2.4	Harmoniques, interharmoniques et composantes à fréquence plus élevée		C	S	O
Fonctionnement en régime établi					
8.3.3	Puissance maximale			S	O
8.3.4	Caractéristiques de la puissance réactive (Q=0)		S	O	O
8.3.5	Capacité de puissance réactive		S	O	O
8.3.6	Dépendance de la tension du diagramme QP		S	O	O
8.3.7	Taux de déséquilibre		S	O	O
Contrôle de performance					
8.4.2	Contrôle de puissance active		C	S	O
8.4.3	Limitation du taux de variation de la puissance active		C	S	O
8.4.4	Contrôle de fréquence		S	O	O
8.4.5	Inertie synthétique			S	O
8.4.6	Contrôle de puissance réactive		S	O	O
Performances dynamiques					
8.5.2	Capacité d'alimentation continue en cas de défaillance		C	S	O
Protection du réseau					
8.6.2	Protection du réseau	S	O	O	O
8.6.4	Temps de reconnexion			S	O
8.6.3	Taux de variation de fréquence RoCoF (df/dt)	S	O	O	O
S: Mesure/niveau d'essai minimal suggéré C: Mesure conditionnelle/niveau d'essai, si certaines conditions sont remplies (détails dans l'article correspondant) O: Mesure/niveau d'essai facultatif, si la fonction est disponible à un autre niveau que le niveau minimal exigé.					

7.3 Validité de l'essai

Des mesures sont exigées afin de valider l'analyse théorique et les simulations numériques, ainsi que la performance électrique. Des mesures appropriées ainsi que le traitement des données sont cruciaux dans l'évaluation des éoliennes et la comparaison avec les hypothèses théoriques attendues.

Les caractéristiques mesurées sont valables pour la plateforme de produits éoliens. Certaines conceptions d'éoliennes comportent un transformateur intégré. Les mesures des caractéristiques électriques doivent être effectuées aux bornes de l'éolienne. Il appartient au fabricant de l'éolienne de définir les bornes de l'éolienne devant se trouver du côté basse tension ou du côté haute tension du transformateur. Le fait de changer le transformateur pour une tension de sortie en une autre n'est pas censé entraîner un comportement différent de l'éolienne vis-à-vis des caractéristiques de la qualité de puissance. Il n'est donc pas nécessaire de procéder à une évaluation distincte si la tension de sortie du transformateur est modifiée et si l'évaluation a déjà été effectuée à d'autres niveaux de tension moyenne ou du côté basse tension du transformateur de l'éolienne, mais la tension et le courant nominaux doivent être actualisés. Les remarques fournies en Annexe F doivent être prises en compte.

NOTE Mesurer la tension et le courant du côté basse ou haute tension du transformateur a une influence sur les résultats de mesure des harmoniques. Cependant, il appartient encore au fabricant de définir les "bornes d'éolienne". Lors du transfert des résultats d'essais à d'autres turbines d'une même plateforme de produits, la validité de l'essai s'applique pour le même côté du transformateur. Si nécessaire, une mesure supplémentaire peut être effectuée sur un site spécifique conformément au présent document.

L'emplacement des bornes de l'éolienne (étant le point de mesure) et la configuration spécifique de l'éolienne à évaluer, y compris les réglages des paramètres de commande étudiés, doivent être clairement consignés dans le rapport d'essai (Annexe A).

Tout choix d'essais peut être fait et consigné séparément. Cela signifie que toutes les parties de ce document peuvent être soumises à l'essai et consignées individuellement, et qu'il n'est pas obligatoire d'effectuer toutes les procédures d'essai et de mesure décrites.

Des essais et mesures optionnels (par exemple de l'angle de calage et de la vitesse de rotation) peuvent être réalisés et indiqués pour des évaluations détaillées des modèles de simulation et pour la conformité aux exigences de code du réseau spécifiques.

Les essais de type d'une turbine faisant partie d'une plateforme de produits doivent être jugés suffisants pour couvrir l'ensemble de la plateforme de produits éoliens, à condition qu'une évaluation des risques documentée soit effectuée conformément à l'Annexe F, afin de déterminer quels essais de type sont valables et quels essais il est nécessaire de répéter sur le reste de la plateforme de produits éoliens.

7.4 Conditions d'essai

Les conditions d'essai suivantes sont exigées et doivent être mesurées et consignées comme faisant partie de la procédure d'essai. Toutes données d'essais mesurées pendant des périodes non conformes aux conditions d'essais données doivent être exclues.

- L'éolienne doit être connectée directement au réseau par l'intermédiaire d'un transformateur normalisé (c'est-à-dire égal ou électriquement comparable à un transformateur à utiliser dans d'autres applications que la mesure prototype) dont la puissance apparente nominale correspond au moins à la puissance apparente nominale de l'éolienne évaluée.
- La distorsion harmonique totale de tension, comprenant tous les harmoniques jusqu'au rang 50, doit être inférieure à 5 %, lorsqu'elle est mesurée en tant que données moyennes sur 10 min, aux bornes de l'éolienne pendant que cette dernière n'est pas productive. La distorsion harmonique totale de tension peut être déterminée par des mesures avant d'essayer l'éolienne.
- La fréquence du réseau, mesurée en tant que donnée moyenne sur 0,2 s, doit se trouver à ± 1 % de la fréquence nominale, et le taux de variation de la fréquence du réseau, mesurée en tant que donnée moyenne sur 0,2 s, doit être inférieur à 0,2 % de la fréquence nominale par 0,2 s. Si la fréquence du réseau est connue comme étant très stable et tout à fait conforme aux exigences ci-dessus, ce qui est généralement le cas pour un grand réseau d'alimentation interconnecté, il n'est pas nécessaire d'aller plus loin dans l'évaluation. Dans le cas contraire, la fréquence du réseau doit être mesurée pendant l'essai.

- La tension doit être à ± 10 % de sa valeur nominale mesurée en tant que donnée moyenne sur 10 min, aux bornes de l'éolienne.
- Le taux de déséquilibre de tension doit être inférieur à 2 %, mesuré en tant que donnée moyenne sur 10 min, aux bornes de l'éolienne. Le taux de déséquilibre de la tension doit être déterminé comme décrit dans l'IEC 61000-4-30, où le taux de déséquilibre de tension est défini comme le rapport entre les composantes de séquence positives et négatives de la tension. Si le taux de déséquilibre de tension est connu pour être en conformité avec l'exigence ci-dessus, il n'est pas nécessaire d'aller plus loin dans l'évaluation. Dans le cas contraire, le taux de déséquilibre de tension doit être mesuré pendant l'essai.
- Les conditions environnementales doivent être conformes aux exigences des fabricants pour les appareils et l'éolienne. Généralement, cela n'exige pas de mesures en continu des conditions environnementales, toutefois il est exigé que celles-ci soient décrites en termes généraux en tant qu'élément du rapport de mesure.
- Les essais peuvent être préparés à toute intensité de turbulence et à tout rapport de court-circuit, mais les conditions (intensité de turbulence moyenne, puissance apparente de court-circuit et angle d'impédance du réseau) doivent être indiquées comme faisant partie du rapport/certificat d'essai.
- Les caractéristiques doivent être établies pour l'éolienne fonctionnant avec une puissance réactive aussi proche que possible de zéro, c'est-à-dire que, si possible, la commande de la valeur de référence de la puissance réactive doit être fixée sur $Q = 0$, sauf indication contraire dans l'article correspondant d'un essai spécifique. Si un autre mode de fonctionnement est utilisé, cela doit être clairement indiqué dans le rapport.
- Différents modes de fonctionnement pourraient être pris en considération. Noter que différents modes de fonctionnement peuvent être caractérisés par une réponse en fréquence différente du système de commande de l'éolienne affectant les caractéristiques électriques, aussi est-il recommandé de spécifier si le mode de fonctionnement a été modifié au cours du processus d'évaluation et d'exclure les données non valides. Il incombe au fabricant de déterminer si des changements dans le mode de fonctionnement modifieront les caractéristiques électriques mesurées. Une ligne directrice pour évaluer l'influence des modifications de conception est fournie en Annexe F.
- Il convient d'éviter l'influence électromagnétique sur la mesure. Par conséquent, par recommandation, tous les équipements de mesure doivent avoir une classe CEM qui réponde au moins au niveau d'émission électromagnétique attendu dans l'éolienne.
- Les variations de température concernant les incertitudes d'étalonnage de l'équipement de mesure ne doivent pas dépasser les limites spécifiées par le fabricant de l'équipement. Le dispositif d'acquisition de données doit satisfaire aux exigences de l'IEC 62008 en ce qui concerne les caractéristiques de performance et les méthodes d'étalonnage.

NOTE 1 Les conditions spécifiées ci-dessus sont exigées pour obtenir des résultats d'essai fiables, et il convient qu'elles ne soient pas interprétées comme des conditions de raccordement au réseau et de fonctionnement fiables des éoliennes.

NOTE 2 La puissance mesurée maximale dépend, pour certaines conceptions d'éoliennes, dans une certaine mesure, de la densité de l'air. Par conséquent, la puissance mesurée maximale déterminée d'après la procédure du 8.3.3 et mesurée sur un site avec une densité d'air faible peut être inférieure à celle mesurée sur un site avec une densité d'air plus élevée. Il a été cependant remarqué que l'incertitude introduite, en ne spécifiant pas de plage de densité d'air limitée, ne peut pas justifier le coût du matériel supplémentaire et les procédures associées à celui-ci.

7.5 Matériel d'essai

Il convient d'ajuster soigneusement l'équipement de mesure afin d'enregistrer les caractéristiques électriques d'intérêt avec une exactitude et une précision acceptables. La description des mesures admet par hypothèse l'utilisation d'un système d'acquisition de données numériques constitué des éléments représentés à la Figure 2.

L'anémomètre, les transducteurs de tension et les transducteurs de courant sont les capteurs exigés du système de mesure. Le conditionnement de signaux est destiné à les relier au filtre passe-bas qui est nécessaire pour le lissage. Voir Tableau 2 pour la spécification de la précision des appareils. Les transducteurs doivent satisfaire aux exigences de l'IEC 61869-103.

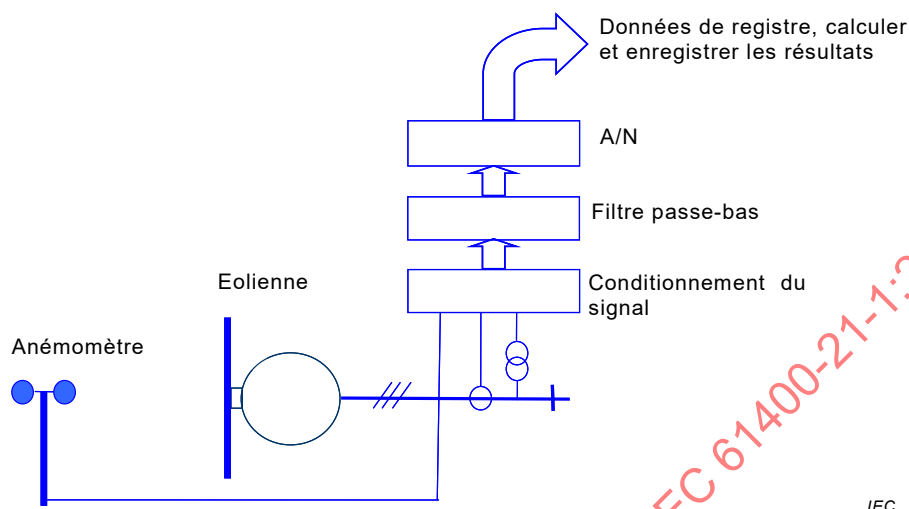


Figure 2 – Description du système de mesure, y compris les composants les plus importants

Le Tableau 2 définit les précisions globales exigées pour l'équipement de mesure, s'il n'y a pas d'exigences spécifiques mentionnées dans les paragraphes spécifiques.

Tableau 2 – Spécification des exigences pour les appareils de mesure

Appareil	Précision exigée
Transducteurs de tension	Classe 1,0
Transducteurs de courant	Classe 1,0
Anémomètre	± 1 m/s
Filtre + convertisseur A/N + système d'acquisition de données	1 % de la pleine échelle
Fréquence	10 mHz

Il est admis par hypothèse que le système d'acquisition de données numériques consigne, calcule et stocke les résultats spécifiés dans les paragraphes de l'Article 8. Des recommandations générales pour le calcul de la tension efficace, des puissances active et réactive dans un système tel décrit à la Figure 2 sont données en Annexe C. Ceci exige un taux d'échantillonnage d'au moins 2 kHz par canal des signaux de tension et de courant. Pour les mesures d'harmoniques, d'interharmoniques et de composantes à fréquence plus élevée, il convient de choisir la fréquence d'échantillonnage conformément aux règles établies de l'analyse des signaux, de telle sorte que les composantes de fréquence jusqu'à 9 kHz inclus puissent être mesurées. Il doit être garanti que la réponse en fréquence des transducteurs est linéaire jusqu'à 9 kHz.

La largeur de bande minimale du signal pour les mesures de papillotement doit être de 1 500 Hz. Voir également la note en 7.5.

Le signal de vitesse du vent doit être échantillonné au moins à 1 Hz; la mesure à partir de l'anémomètre à nacelle corrigé peut être utilisée.

Sinon, un anémomètre peut être utilisé à hauteur du moyeu pour mesurer la vitesse du vent, situé à une position non affectée par un blocage de l'éolienne ou par les turbulences de l'hélice de l'éolienne. Une position à 2,5 de diamètre du rotor, en amont, donne généralement une bonne définition. Autrement, la vitesse du vent à hauteur du moyeu peut être estimée à partir d'une mesure à un niveau inférieur, éventuellement conjuguée aux mesures de puissance et à la connaissance de la courbe de puissance.

Il convient que la configuration de l'équipement de mesure, y compris la largeur de bande des capteurs, le blindage du câble, la fréquence de coupure du filtre de lissage, la résolution et le taux d'échantillonnage du convertisseur A/N, soit ajustée afin de mesurer toutes les composantes de fréquence attendues avec une amplitude et une précision d'angle de phase suffisantes.

Les valeurs de référence et la puissance active disponible sont d'autres signaux nécessaires à l'essai. Les valeurs de référence doivent être lues par le système de mesure, soit par connexion réseau, soit par des valeurs sérielles ou analogiques. La puissance active disponible peut être calculée à partir du signal de vitesse du vent mesuré, qui se transforme en signal de puissance active en fonction de l'observation de la puissance active par rapport à la vitesse du vent (voir 8.3.2). Sinon, la puissance de sortie active disponible doit être fournie par le système de commande de l'éolienne.

8 Mesurage et essai des caractéristiques électriques

8.1 Généralités

Les caractéristiques électriques à mesurer et à soumettre à l'essai se composent de cinq catégories différentes d'essais: qualité de puissance, fonctionnement en régime établi, contrôle de performance, performances dynamiques et déconnexion du réseau. Ces cinq catégories couvrent tous les aspects nécessaires à l'évaluation de la performance de la turbine par rapport aux exigences du code réseau.

8.2 Aspects liés à la qualité de puissance

8.2.1 Généralités

Le Paragraphe 8.2 couvre les termes classiques de qualité de puissance en ce qui concerne le papillotement pendant le fonctionnement normal, le papillotement et les variations de tension pendant les opérations de commutation et les harmoniques de courant dans différentes conditions de fonctionnement.

8.2.2 Papillotement en fonctionnement continu

8.2.2.1 Description

Le réseau aura généralement d'autres charges variables qui peuvent provoquer des fluctuations significatives de la tension aux bornes de l'éolienne où les mesures d'essai sont réalisées. De plus, les fluctuations de tension imposées par l'éolienne dépendront des caractéristiques du réseau, par exemple la puissance de court-circuit et l'angle d'impédance. Cependant, le but est d'obtenir des résultats d'essai qui sont indépendants des conditions du réseau sur le site de l'essai. Pour réaliser ceci, l'IEC 61400-21-1 spécifie une méthode qui utilise des séries temporelles de courants et de tensions mesurées aux bornes de l'éolienne, pour simuler les fluctuations de tension sur un réseau fictif, sans source de fluctuation de tension autre que l'éolienne (voir NOTE).

L'utilisation du réseau fictif est davantage décrite en 8.2.2.2 ainsi qu'à l'Annexe B. Les procédures additionnelles de mesure pour les fluctuations de tension sont partagées en procédures pour le fonctionnement continu et pour les opérations de commutation. Ce partage reflète le fait que l'émission de papillotement d'une éolienne a les caractéristiques d'un bruit stochastique pendant le fonctionnement continu, tandis que l'émission de

papillotement et les variations de tension pendant les opérations de commutation ont les caractéristiques d'un certain nombre d'événements limités dans le temps, non coïncidents.

NOTE Bien que la méthode spécifiée pour simuler les fluctuations de tension sur un réseau fictif évite l'influence directe des fluctuations de tension réelles du réseau au point de mesure sur le papillotement, il peut y avoir une influence de ces fluctuations de tension sur le courant mesuré de l'éolienne, imposée par d'autres sources. Ceci peut influencer à son tour les fluctuations de tension simulées sur le réseau fictif. Cet effet est toutefois relativement faible et ne justifie pas le changement de la procédure pour déterminer le coefficient de papillotement.

8.2.2.2 Procédure

La procédure suivante est utilisée pour mesurer les papillotements.

Réseau fictif

Le diagramme de constitution du réseau fictif est représenté à la Figure 3.

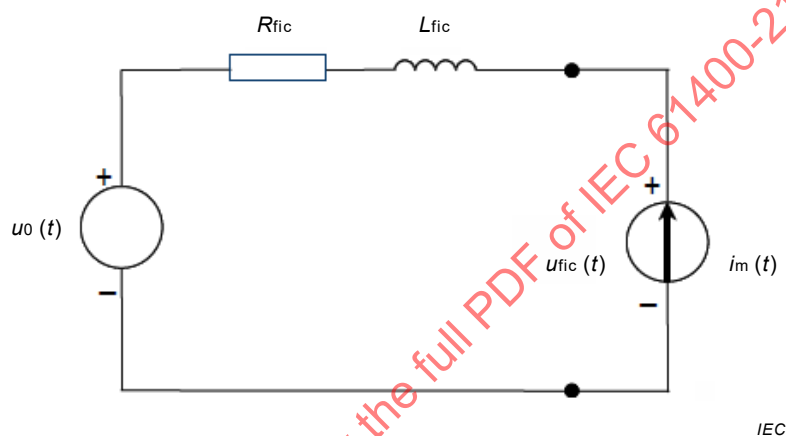


Figure 3 – Réseau fictif pour la simulation d'une tension fictive

Le réseau fictif est représenté par une source de tension phase-neutre idéale avec la valeur instantanée $u_0(t)$ et une impédance de réseau donnée comme une résistance R_{fic} en série avec une inductance L_{fic} . L'éolienne est représentée par le générateur de courant $i_m(t)$, qui est la valeur instantanée mesurée du courant de phase. Ce modèle simple donne une tension simulée avec la valeur instantanée $u_{fic}(t)$, conformément à l'Équation (1):

$$u_{fic}(t) = u_0(t) + R_{fic} \times i_m(t) + L_{fic} \times \frac{di_m(t)}{dt} \quad (1)$$

La source de tension idéale $u_0(t)$ peut être générée de différentes manières, mais il convient que deux propriétés de la tension idéale soient respectées:

- il convient que la tension idéale soit sans aucune fluctuation, c'est-à-dire que le papillotement sur la tension soit nul;
- $u_0(t)$ doit avoir le même angle électrique $\alpha_m(t)$ que la fondamentale de la tension mesurée. Ceci assure que l'angle de phase entre $u_{fic}(t)$ et $i_m(t)$ est correct, à condition que $|u_{fic}(t) - u_0(t)| \ll |u_0(t)|$.

Pour satisfaire à ces propriétés, $u_0(t)$ est définie comme:

$$u_0(t) = \sqrt{\frac{2}{3}} \times U_n \times \sin(\alpha_m(t)) \quad (2)$$

où U_n est la valeur efficace de la tension nominale du réseau.

L'angle électrique de la fondamentale de la tension mesurée peut être décrit par l'Équation (3).

$$\alpha_m(t) = 2\pi \times \int_0^t f(t)dt + \alpha_0 \quad (3)$$

où

$f(t)$ est la fréquence (qui peut varier dans le temps);
 t est le temps depuis le début de la série temporelle;
 α_0 est l'angle électrique à $t = 0$.

R_{fic} et L_{fic} doivent être choisies pour obtenir l'angle de phase d'impédance de réseau approprié ψ_k , en appliquant l'Équation (4) ci-dessous:

$$\tan(\psi_k) = \frac{2\pi \times f_g \times L_{fic}}{R_{fic}} = \frac{X_{fic}}{R_{fic}} \quad (4)$$

où f_g est la fréquence du réseau nominale (50 Hz ou 60 Hz).

La puissance apparente de court-circuit triphasé du réseau fictif est donnée par l'Équation (5) ci-dessous:

$$S_{k,fic} = \frac{U_n^2}{\sqrt{R_{fic}^2 + X_{fic}^2}} \quad (5)$$

Un rapport de court-circuit approprié $S_{k,fic}/S_n$ doit être utilisé pour s'assurer que l'algorithme du flickermètre appliqué ou bien l'appareil donne des valeurs P_{st} qui sont tout à fait dans la plage de mesures exigée par l'IEC 61000-4-15. Un flickermètre de classe F1 doit être utilisé pour les faibles incertitudes de mesure. En raison de l'amplitude des valeurs P_{st} impliquées dans la caractérisation du papillotement des éoliennes, le flickermètre doit spécifier la plage de travail dans l'essai de performance (variations de tension rectangulaires et essai de performance, Tableau 5 de l'IEC 61000-4-15:2010) comme étant la valeur k la plus basse et la plus élevée pour laquelle la valeur $P_{st,k}$ correspondante est à $\pm 5\%$. Cette partie de l'IEC 61400 suggère d'utiliser la plage de mesure $0,05 \leq k \leq 5,0$, bien qu'il incombe au contrôleur de choisir le rapport de court-circuit approprié $S_{k,fic}/S_n$ pour la plage de mesure disponible.

NOTE Il convient de prendre en compte que, d'un côté, de grandes fluctuations de tension peuvent être obtenues en réduisant le rapport de court-circuit. D'un autre côté, si le rapport de court-circuit devient trop petit, la valeur efficace moyenne de $u_{fic}(t)$ s'écartera de manière significative de la valeur moyenne $u_0(t)$, ce qui influera sur les variations de tension relative, parce que les variations de tension absolue sont normalisées avec une valeur moyenne différente. Pour obtenir des fluctuations de tension simulées dans la plage du flickermètre, il est recommandé d'utiliser un rapport de court-circuit $S_{k,fic}/S_n$ compris entre 20 et 50.

Coefficient de papillotement en fonctionnement continu

Le coefficient de papillotement de l'éolienne en fonctionnement continu, $c(\psi_k)$ doit être indiqué comme étant le 95^e centile pour les angles de phase d'impédance du réseau $\psi_k = 30^\circ, 50^\circ, 70^\circ$ et 85° dans les tableaux pour le fonctionnement de l'éolienne dans les tranches de puissance active 0 %, 10 %, 20 %, ..., 100 % de P_n . 0 %, 10 %, 20 %, ..., 100 % sont les points médians des tranches. Les mesures doivent reposer sur un temps d'observation de 10 minutes pour chaque ensemble de données.

Le coefficient de papillotement $c(\psi_k)$ doit être déterminé de manière à pouvoir être indiqué conformément à l'Annexe A. Ceci doit être effectué par des mesures et par simulation.

La procédure détaillée est fournie ici, tandis qu'un résumé informatif est fourni en Annexe B.

Les mesures suivantes doivent être réalisées.

- a) Les trois courants instantanés de phase et les trois tensions instantanées phase-neutre doivent être mesurés aux bornes de l'éolienne. Si les tensions phase-neutre ne sont pas disponibles, les tensions entre phases doivent être mesurées et les tensions phase-neutre calculées à partir des tensions mesurées entre phases. Les tensions phase-neutre doivent être calculées conformément à l'Annexe C.
- b) Les mesures doivent être effectuées de sorte qu'au moins sept ensembles de données de 10 minutes de mesures instantanées de tension et de courant (sept essais et trois phases correspondant à 21 séries temporelles) soient collectés pour chaque tranche de puissance de 10 %. Si plus de ces vingt et une séries temporelles sont collectées pour une tranche d'alimentation, alors toutes les séries temporelles doivent être utilisées.
- c) Il convient que la vitesse du vent soit mesurée, de manière facultative, conformément au 8.3.2.
- d) Les opérations de commutation telles que le démarrage et l'arrêt de l'éolienne sont exclues.

Le papillotement de tension pendant l'essai doit être indiqué. Le papillotement de tension doit être mesuré aux bornes de l'éolienne et conformément à l'IEC 61000-4-15.

Les mesures doivent être réalisées avec l'installation de mesure et en utilisant des transducteurs de tension et de courant conformément aux spécifications du 7.5. La fréquence de coupure des mesures de tension et de courant doit être d'au moins 1 500 Hz.

Les mesures doivent être traitées pour déterminer le coefficient de papillotement de l'éolienne en fonction de l'angle de phase de l'impédance de réseau et de sa tranche de puissance active. Ceci doit être fait en répétant la procédure suivante pour chacun des angles de phase de l'impédance de réseau et pour chacune des tranches de puissance.

En premier lieu, le coefficient de papillotement, pour chaque ensemble de séries temporelles de 10 minutes de tensions et de courants mesurés, doit être déterminé. Pour cela, la procédure est donnée aux étapes 1) à 3) ci-dessous.

- 1) La série temporelle mesurée doit être combinée avec l'Équation (1) pour donner la série temporelle de tension $u_{fic}(t)$.
- 2) La série temporelle de tension $u_{fic}(t)$ doit être introduite dans l'algorithme de papillotement conformément à l'IEC 61000-4-15, pour donner une valeur d'émission de papillotement $P_{st,fic}$ sur le réseau fictif, pour chaque série temporelle de 10 minutes.
- 3) Le coefficient de papillotement doit être déterminé pour chacune des valeurs d'émission de papillotement calculées par l'application de l'Équation (6):

$$c(\psi_k) = P_{st,fic} \times \frac{S_{k,fic}}{S_n} \quad (6)$$

où

S_n est la puissance apparente nominale de l'éolienne;

$S_{k,fic}$ est la puissance apparente de court-circuit du réseau fictif.

Enfin, le coefficient de papillotement $c(\psi_k)$ doit être déterminé comme étant le 95^e centile pour chaque tranche de puissance et pour chaque angle de phase du réseau fictif, et représenté dans un tableau, comme dans le Tableau 4.

La sévérité de papillotement à long terme peut, conformément à l'IEC TR 61000-3-7, être calculée comme la moyenne cubique de 12 valeurs consécutives à court terme. La mesure du

papillotement est effectuée sur toute la plage de la capacité de puissance active. Sept ensembles de données de 10 minutes sont utilisés pour l'évaluation du comportement du papillotement à chaque plage de puissance. Avec cette méthode, la sévérité du papillotement à long terme devient égale à la valeur à court terme, ce qui constitue une approche conservatrice.

NOTE 1 La formule définissant le coefficient de papillotement est expliquée plus en détail en B.4.1.

NOTE 2 Le 95^e centile est appliqué comme limite d'émission de papillotement.

8.2.2.3 Documentation

Le papillotement résultant d'un fonctionnement continu doit être documenté dans un tableau et des graphiques, comme défini, par exemple, en Annexe A.

- Coefficients de papillotement comme fonction de l'angle d'impédance ψ_k pour toutes les tranches de puissance.
- Graphiques du papillotement de tension P_{st} et des coefficients de papillotement en fonction de la puissance active.

8.2.3 Variation de papillotement et de tension pendant les opérations de commutation

8.2.3.1 Généralités

L'opération de commutation couvre le papillotement généré par le démarrage, l'arrêt et la commutation entre les générateurs de la turbine.

8.2.3.2 Description

Les caractéristiques doivent être stipulées pour les types suivants d'opérations de commutation:

- a) mise en marche de l'éolienne à la vitesse de démarrage;
- b) démarrage de l'éolienne en puissance nominale active;
- c) le cas le plus défavorable de commutation entre les générateurs (applicable seulement aux éoliennes avec plus d'un générateur ou un générateur avec plusieurs enroulements).

Pour chacun des types d'opérations de commutation ci-dessus, les valeurs des paramètres ci-dessous doivent être stipulées:

- le nombre maximal N_{10m} d'opérations de commutation au cours d'une période de 10 min;
- le nombre maximal N_{120m} d'opérations de commutation au cours d'une période de 2 heures;
- le facteur de papillotement sur un échelon $k_f(\psi_k)$ pour des angles de phase d'impédance de réseau $\psi_k = 30^\circ, 50^\circ, 70^\circ$ et 85° ;
- le facteur de variation de tension $k_u(\psi_k)$ pour des angles de phase d'impédance de réseau $\psi_k = 30^\circ, 50^\circ, 70^\circ$ et 85° .

À partir des informations du fabricant, les nombres maximaux d'opérations de commutation, N_{10m} et N_{120m} , doivent être déterminés pour chaque type d'opération de commutation. Au cas où le fabricant de l'éolienne ne puisse pas fournir ces valeurs, ou si le fabricant ne peut pas fournir les spécifications suffisantes du système de commande de l'éolienne pour appuyer les valeurs fournies, ce qui suit doit être admis par hypothèse:

- mise en marche de l'éolienne proche de la vitesse de démarrage: $N_{10m} = 10$ et $N_{120m} = 120$;
- démarrage de l'éolienne en puissance nominale active: $N_{10m} = 1$ et $N_{120m} = 12$;

- le cas le plus défavorable de commutation entre les générateurs: $N_{10m} = 10$ et $N_{120m} = 120$.

NOTE 1 Le cas le plus défavorable de commutation entre les générateurs est, dans le contexte du facteur de papillotement sur un échelon, défini comme l'opération de commutation qui donne le facteur de papillotement sur un échelon le plus élevé et, dans le contexte du facteur de variation de tension, défini comme l'opération de commutation qui donne le facteur de variation de tension le plus élevé.

NOTE 2 Les paramètres N_{10m} et N_{120m} sont généralement basés sur les informations fournies par le fabricant, alors que $k_f(\psi_k)$ et $k_u(\psi_k)$ sont mesurés et calculés.

NOTE 3 En fonction du système de commande de l'éolienne, le nombre maximal d'opérations de commutation au cours d'une période de 2 heures peut être inférieur à douze fois le nombre maximal d'opérations de commutation au cours d'une période de 10 minutes.

8.2.3.3 Procédure

Les mesures et les simulations et calculs en découlant doivent être préparés pour déterminer le facteur de variation de tension $k_u(\psi_k)$, et le facteur de papillotement sur un échelon $k_f(\psi_k)$ pour chaque type d'opération de commutation spécifié en 8.2.3.2.

Il convient que la mesure soit effectuée dans des conditions de fonctionnement normales; si ce n'est pas possible, elle peut être mesurée par le biais de la commande manuelle de l'éolienne.

La procédure détaillée est fournie ici, tandis qu'un résumé informatif est fourni à l'Article B.2.

Tandis que 8.2.3.2 a) et 8.2.3.2 b) spécifient chacun une commutation à une vitesse de vent spécifique, il est de la responsabilité du contrôleur d'identifier les conditions de 8.2.3.2 c). Cela peut être effectué par évaluation de la conception de l'éolienne ou, si cela ne donne pas d'indication suffisante, des mesures doivent être réalisées afin d'identifier les conditions pour le point 8.2.3.2 c). Voir également la NOTE 1 en 8.2.3.2.

Pour déterminer le facteur de variation de tension $k_u(\psi_k)$, et le facteur de papillotement sur un échelon $k_f(\psi_k)$, les mesures suivantes doivent être préparées:

- a) les trois courants instantanés de phase et les trois tensions instantanées phase-neutre doivent être mesurés aux bornes de l'éolienne;
- b) les mesures doivent être réalisées pendant une période, T_p , suffisamment longue pour s'assurer que le transitoire de l'opération de commutation est passé, mais cependant limitée pour exclure les fluctuations éventuelles de puissance dues aux turbulences;
- c) afin de s'assurer que les résultats des mesures sont représentatifs des conditions moyennes normales, au moins cinq séries temporelles doivent être évaluées;
- d) la vitesse du vent doit être mesurée conformément à l'Article 7. La vitesse du vent moyenne sur 1 minute, pendant l'opération de commutation, doit être dans une plage de ± 2 m/s par rapport à la vitesse de vent prescrite.

Les mesures doivent être réalisées avec l'installation de mesure et en utilisant des transducteurs de tension et de courant et un anémomètre, conformément aux exigences de l'Article 7. La fréquence de coupure des mesures de tension et de courant doit être d'au moins 1 500 Hz.

NOTE Pour les éoliennes utilisant un dispositif à électronique de puissance permettant les "démarrages en douceur", ou toute autre limitation efficace des courants d'appel, il convient que les transducteurs de courant soient calibrés pour deux à quatre fois le courant nominal. Pour les éoliennes équipées d'un système de conversion, les caractéristiques des transducteurs de courant peuvent en général être inférieures à 2 fois le courant assigné. Pour des éoliennes sans aucune limitation de courant d'appel, et toujours à titre de recommandation, il convient que les transducteurs de courant soient calibrés pour 10 à 20 fois le courant nominal de l'éolienne.

Les mesures doivent être utilisées pour déterminer le facteur de variation de tension et le facteur de papillotement sur un échelon. Ceci doit être fait en appliquant la procédure suivante.

- 1) La série temporelle mesurée doit être combinée pour donner la série temporelle de tension $u_{\text{fic}}(t)$, conformément au 8.2.2.2.
- 2) La série temporelle de tension simulée $u_{\text{fic}}(t)$ doit être introduite dans l'algorithme de papillotement conformément à l'IEC 61000-4-15, pour donner une valeur d'émission de papillotement $P_{\text{st,fic}}$ sur le réseau fictif, pour chaque série temporelle $u_{\text{fic}}(t)$. Ceci aura comme résultat 15 valeurs de $P_{\text{st,fic}}$ pour chaque cas, c'est-à-dire cinq essais sur chacune des trois phases.
- 3) Le facteur de papillotement sur un échelon $k_f(\psi_k)$ doit être calculé conformément à l'Équation (7).

$$k_f(\psi_k) = \frac{1}{130} \times \frac{S_{k,\text{fic}}}{S_n} \times P_{\text{st,fic}} \times T_p^{0,31} \quad (7)$$

- 4) Le facteur de variation de tension $k_u(\psi_k)$ doit être déterminé conformément à l'Équation (8).

$$k_u(\psi_k) = \sqrt{3} \times \frac{U_{\text{fic,max}} - U_{\text{fic,min}}}{U_n} \times \frac{S_{k,\text{fic}}}{S_n} \quad (8)$$

où

$U_{\text{fic,min}}$ est la valeur efficace minimale sur une période, de la tension sur le réseau fictif, pendant l'opération de commutation,

$U_{\text{fic,max}}$ est la valeur efficace maximale sur une période de la tension sur le réseau fictif pendant l'opération de commutation.

- 5) Le facteur de papillotement sur un échelon et le facteur de variation de tension doivent être déterminés comme les résultats moyens des 15 valeurs.

NOTE 1 La formule définissant le facteur de papillotement sur un échelon est déduite de l'IEC 61000-3-3, comme expliqué en B.4.2.

NOTE 2 Le coefficient de papillotement $P_{\text{st,fic}}$ est ici évalué sur un laps de temps T_p .

NOTE 3 La formule définissant le facteur de variation de tension est expliquée plus en détail en B.4.3.

8.2.3.4 Documentation

Les paramètres suivants doivent être signalés dans, par exemple, un tableau, comme décrit en Annexe A:

- facteur de papillotement sur un échelon,
- facteur de variation de tension,

en fonction de l'angle de phase de l'impédance, pour tous les cas mesurés.

En outre, les séries temporelles de la tension, du courant, de la puissance active et de la puissance réactive doivent être documentées dans un graphique pour un événement de commutation dans chaque cas.

8.2.4 Harmoniques, interharmoniques et composantes à fréquence plus élevée

8.2.4.1 Généralités

L'émission d'harmoniques de courant, d'interharmoniques et de composantes à fréquence plus élevée pendant le fonctionnement continu doit être stipulée.

8.2.4.2 Description

Il est recommandé de mesurer en outre les harmoniques de tension; voir Annexe D.2.1 et l'IEC TR 61400-21-31.

Il convient que les transducteurs de tension et de courant utilisés pour ce type de mesures soient conformes aux exigences de l'IEC 61000-4-30. Il convient de s'assurer que les capteurs de mesure sont capables de mesurer les composantes de fréquence (c'est-à-dire les harmoniques et les interharmoniques) d'intérêt.

Les fréquences en dehors de la plage de mesure de l'instrument doivent être atténuées comme décrit dans l'IEC 61000-4-7, afin qu'elles n'affectent pas les résultats des mesures.

Les valeurs des composantes individuelles de courant (harmoniques, interharmoniques et composantes à fréquence plus élevée) et la distorsion harmonique totale de courant doivent être données dans les tableaux en pourcentage de I_n et pour le fonctionnement de l'éolienne dans les tranches de puissances actives 0, 10, 20, ..., 100 % de P_n . 0, 10, 20, ..., 100 % sont les points médians des tranches.

Les composantes individuelles de courants harmoniques doivent être spécifiées comme des valeurs de sous-groupes pour des fréquences jusqu'à 50 fois la fréquence fondamentale du réseau, conformément à l'Équation 9 du Paragraphe 5.6, Figure 6, de l'IEC 61000-4-7:2002/AMD1:2008, et la distorsion harmonique totale de courant doit être spécifiée comme déduite de ces valeurs.

Les composantes de courants interharmoniques inférieures à 2 kHz doivent être réparties en sous-groupes, conformément à l'Annexe A de l'IEC 61000-4-7:2002/AMD1:2008.

Les composantes à fréquence plus élevée, c'est-à-dire les composantes de courant de 2 à 9 kHz, doivent être mesurées et regroupées conformément à l'Annexe B de l'IEC 61000-4-7:2002/AMD1:2008 (Équation (B.1)). La sortie de la transformée de Fourier discrète brute doit être groupée en bandes de 200 Hz.

L'agrégation sur 10 minutes est effectuée en utilisant la racine carrée de la moyenne arithmétique du carré sur 10 cycles (pour un réseau électrique de 50 Hz) ou des valeurs de fenêtre de 12 cycles (pour un réseau électrique de 60 Hz) pour chaque harmonique, comme décrit plus en détail à l'Annexe D, et consignée pour chaque tranche de puissance active. La procédure de mesure doit convenir aux éoliennes, c'est-à-dire qu'il peut être attendu que l'amplitude des harmoniques de courant produits varie sur des périodes finies de quelques secondes.

Si les harmoniques de courant, les interharmoniques ou les composantes à fréquence plus élevée sont clairement influencés par la distorsion de fond, alors les valeurs mesurées des harmoniques de courant, des interharmoniques ou des composantes à fréquence plus élevée peuvent être réduites de la quantité liée à la distorsion de fond. Si les harmoniques sont réduites, il convient d'inclure une description de la méthode utilisée pour déterminer la réduction de la distorsion de fond (simulations, mesures comparatives, etc.) dans le rapport de mesure. Pour plus d'informations, voir Annexe D. Si la quantité de réduction ne peut pas être définie:

- a) une note sur l'influence possible de la distorsion de fond peut être ajoutée aux harmoniques, interharmoniques et aux composantes de fréquence plus élevée affectées dans le rapport;

ou

¹ En cours d'élaboration. Stade au moment de la publication: IEC DTR 61400-21-3:2018.

- b) le modèle harmonique conforme au TR 61400-21-3 peut être utilisé pour calculer la contribution harmonique.

8.2.4.3 Procédure

Les mesures doivent être effectuées de sorte qu'au moins sept ensembles de données de 10 minutes de mesures instantanées de tension et de courant (sept essais et trois phases correspondant à 21 séries temporelles) soient collectés pour chaque tranche de puissance de 10 %. Si plus de ces vingt et une séries temporelles sont collectées pour une tranche d'alimentation, alors toutes les séries temporelles doivent être utilisées.

La fenêtre de 10 cycles pour les réseaux d'alimentation à 50 Hz et la fenêtre de 12 cycles pour les réseaux d'alimentation à 60 Hz sont recommandées. La taille de la fenêtre doit être indiquée dans le rapport d'essai (voir Annexe A).

Il n'est pas nécessaire de signaler les courants harmoniques inférieurs à 0,1 % de I_n pour aucun des rangs d'harmoniques.

NOTE Les niveaux d'harmoniques inférieurs à 0,1 % sont habituellement inférieurs à la précision de mesure et peuvent être pris en compte comme du bruit de mesure et ne devrait pas être signalé.

La transformée de Fourier discrète est appliquée à chacun des courants mesurés avec une pondération rectangulaire, c'est-à-dire qu'aucune fonction de pondération particulière (Hanning, Hamming, etc.) ne doit être appliquée aux séries temporelles mesurées. La puissance active doit être évaluée sur la même fenêtre temporelle que les harmoniques. Il est recommandé d'effectuer des mesures sans synchronisation et d'ajuster ultérieurement le taux d'échantillonnage pendant le post-traitement ou d'exclure les données de mesure en cas de perte de la synchronisation.

La distorsion harmonique totale de courant (THC) pour chaque fenêtre de 10 cycles pour 50 Hz et 12 cycles pour 60 Hz doit être calculée conformément à l'Équation (9):

$$\text{THC} = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{50} I_h^2}}{I_n} \times 100 \quad (9)$$

où

I_h est la valeur efficace de l'harmonique de courant réparti en sous-groupes de rang d'harmonique h ,

I_n est le courant nominal de l'éolienne.

La racine carrée sur 10 minutes de la moyenne arithmétique des valeurs de fenêtre de 10 cycles (pour les réseaux d'alimentation 50 Hz) ou de 12 cycles (pour les réseaux d'alimentation 60 Hz) au carré de chaque plage de fréquences (c'est-à-dire chaque composante harmonique, interharmonique, composante de courant à haute fréquence et harmonique totale de courant) doit être calculée pour chaque série temporelle de 10 minutes.

NOTE 1 Les harmoniques sont jugés inoffensifs tant que leur durée est limitée à une courte durée. Par conséquent, le présent document n'exige pas la spécification des harmoniques de courte durée provoqués par le démarrage de l'éolienne ou d'autres opérations de commutation.

NOTE 2 Le Paragraphe 5.6 de l'IEC 61000-4-7:2002/AMD1:2008 porte sur les harmoniques de tension. Cette procédure de groupement est toujours recommandée pour évaluer les harmoniques de courant d'une source fluctuante comme des éoliennes.

NOTE 3 Il est recommandé de mesurer la tension harmonique conformément à l'Annexe D. Les mesures de tension harmonique peuvent en outre être utilisées pour la validation du modèle harmonique comme défini dans le TR 61400-21-3.

8.2.4.4 Documentation

Les émissions d'harmoniques de courant, d'interharmoniques et de composantes à fréquence plus élevée doivent être documentées dans des tableaux et des graphiques, comme indiqué, par exemple, en Annexe A. Les paramètres suivants doivent être mesurés et signalés:

- 95^e centile d'harmoniques de courant;
- 95^e centile d'interharmoniques de courant;
- 95^e centile des composantes à fréquence plus élevée.

8.3 Fonctionnement en régime établi

8.3.1 Généralités

Le paragraphe sur le fonctionnement en régime établi comprend des mesures de la puissance active en fonction de la vitesse du vent, de la puissance maximale et de la capacité de puissance réactive.

8.3.2 Observation de la puissance active en fonction de la vitesse du vent

8.3.2.1 Description

L'objectif est de représenter la production d'énergie par rapport à la vitesse du vent, pendant la période de mesure de la qualité de puissance.

NOTE Il n'est pas nécessaire d'effectuer une campagne de mesure supplémentaire pour cet essai car les données du 8.2.2 peuvent être utilisées pour l'analyse et le rapport.

8.3.2.2 Procédure

La vitesse du vent et la puissance active mesurées doivent être transférées en valeurs moyennes par blocs de 10 minutes. Au cours des mesures, les données doivent être enregistrées en continu.

Les mesures doivent être effectuées de sorte qu'au moins sept ensembles de données, de 10 minutes de mesures instantanées de tension et de courant, soient collectés pour chaque tranche de puissance de 10 %.

8.3.2.3 Documentation

Les paramètres suivants doivent être documentés et consignés:

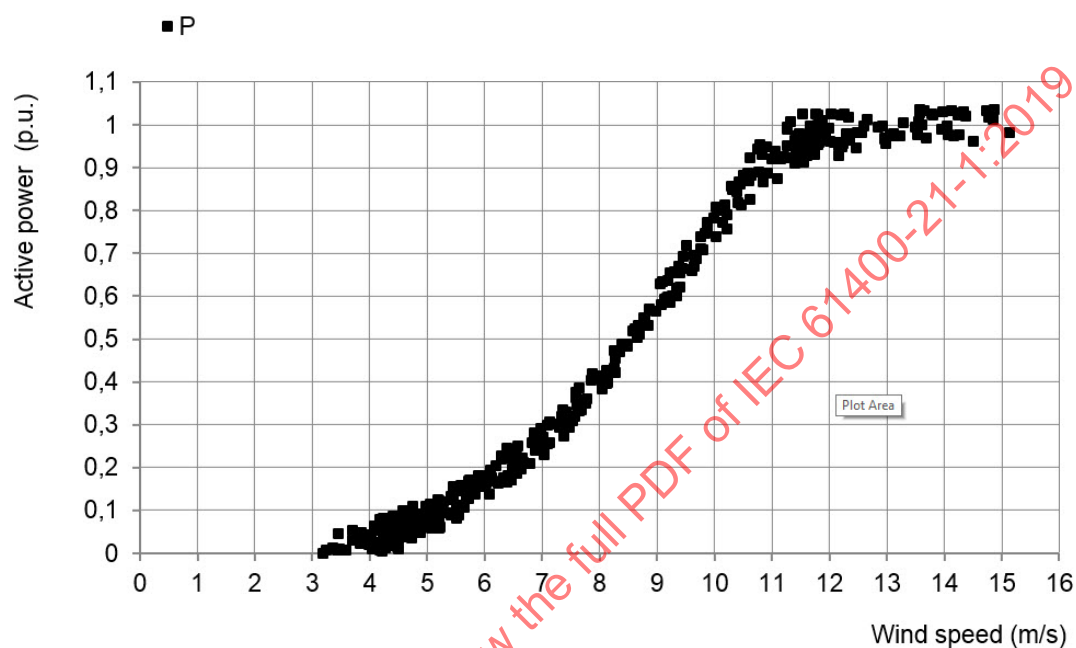
- la puissance active de l'éolienne doit être affichée en fonction de la vitesse du vent, comme indiqué par exemple à la Figure 4;
- le nombre de séries temporelles mesurées de 10 minutes de puissance active par tranche de vitesse du vent doit être représenté comme indiqué dans le Tableau 3 ou comme indiqué à la Figure 6;
- le nombre d'ensembles de données mesurées de 10 minutes de puissance active par tranche de puissance, comme représenté par exemple à la Figure 5 ou dans le Tableau 4.

Tableau 3 – Nombre de séries temporelles de 10 min par tranche de vitesse du vent

[illegible]

Tableau 4 – Nombre de mesures par tranche de puissance (10 min en moyenne)

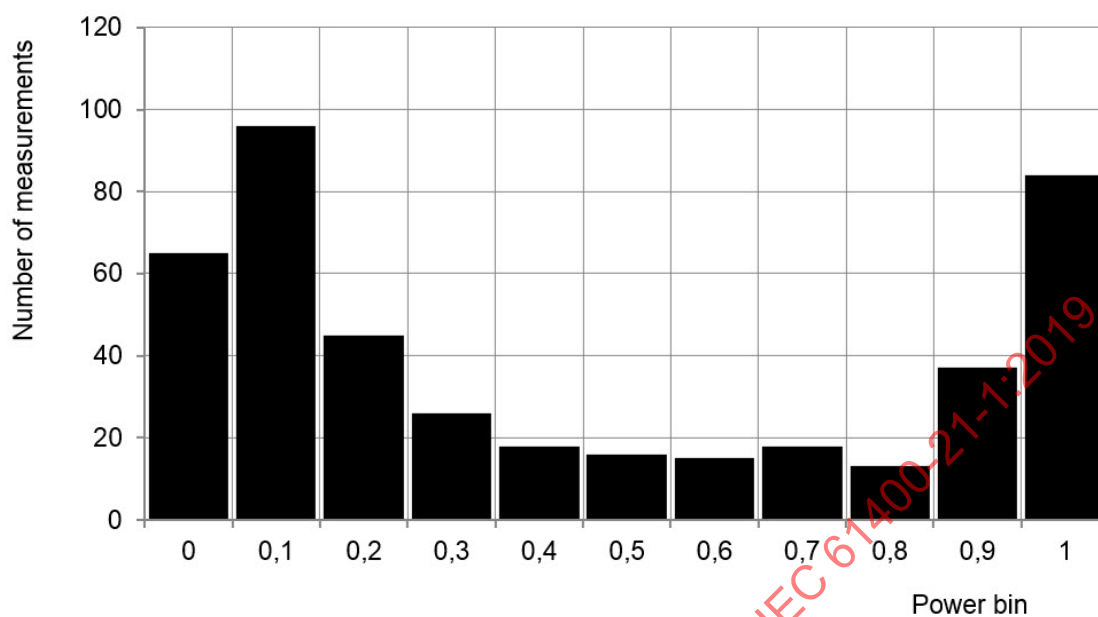
Tranche de puissance [% of P_n]	-5 à 5	5 à 15	15 à 25	25 à 35	35 à 45	45 à 55	55 à 65	65 à 75	75 à 85	85 à 95	95 à 105
Nombre total d'ensembles de données											



IEC

Anglais	Français
Active power	Puissance active
Wind speed	Vitesse du vent

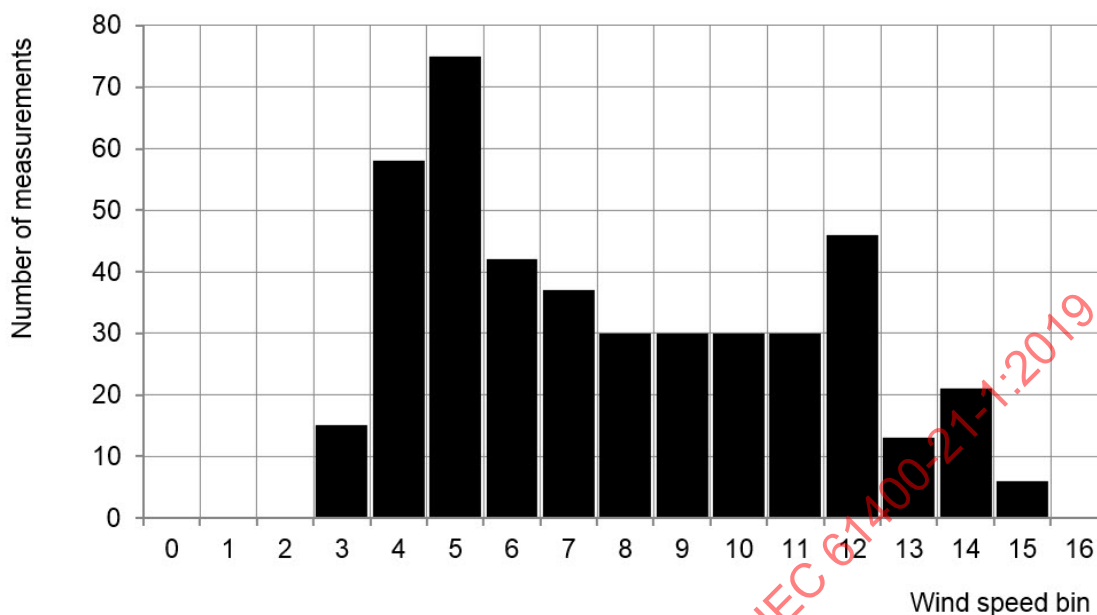
Figure 4 – Puissance active en fonction de la vitesse du vent (exemple)



IEC

Anglais	Français
Number of measurements	Nombre de mesures
Power bin	Tranche de puissance

Figure 5 – Nombre de mesures dans les tranches de puissance (exemple)



IEC

Anglais	Français
Number of measurements	Nombre de mesures
Wind speed bin	Tranche de vitesse du vent

Figure 6 – Nombre de mesures dans les tranches de vitesse du vent (exemple)

8.3.3 Puissance maximale

8.3.3.1 Description

Le but de l'essai est de montrer que la valeur spécifiée de la puissance de sortie active est maintenue indépendamment du temps de calcul de la moyenne. Les données enregistrées lors de l'essai en 8.2.2 peuvent être utilisées.

La puissance mesurée maximale de l'éolienne doit être spécifiée comme valeur moyenne sur 600 s, P_{600} , comme valeur moyenne sur 60 s, P_{60} , et comme valeur moyenne sur 0,2 s, $P_{0,2}$. Les pics de puissance active maximale sont déterminés à partir de chacun des différents intervalles de moyennage.

8.3.3.2 Procédure

La puissance maximale doit être mesurée de sorte qu'elle puisse être spécifiée conformément au 8.3.3.1 comme valeur moyenne sur 600 s, P_{600} , comme valeur moyenne sur 60 s, P_{60} , et comme valeur moyenne sur 0,2 s, $P_{0,2}$, en appliquant la procédure suivante:

- les mesures doivent être prélevées seulement pendant le fonctionnement normal;
- la puissance active doit être mesurée aux bornes de l'éolienne;
- les mesures doivent être prises de manière à ce qu'au moins sept séries temporelles de 10 minutes soient collectées dans chaque tranche de puissance;
- la puissance mesurée doit être transformée en données moyennes sur 60 s et sur 600 s en faisant la moyenne par blocs.

- $P_{0,2}$ doit être déterminée comme la valeur moyenne valable et la plus élevée, sur 0,2 s, enregistrée pendant la période de mesure;
- P_{60} doit être déterminée comme la valeur moyenne valable et la plus élevée, sur 60 s, enregistrée pendant la période de mesure;
- P_{600} doit être déterminée comme la valeur moyenne valable et la plus élevée, sur 600 s, enregistrée pendant la période de mesure;
- le nombre total d'ensembles de données de 10 minutes de l'ensemble de la campagne de mesure, parmi lesquels les valeurs moyennes les plus élevées ont été choisies, doit être représenté dans un tableau (conformément au Tableau 5).

A titre de recommandation, la pleine échelle de mesure de courant peut être égale à deux fois le courant nominal de l'éolienne.

8.3.3.3 Documentation

Les paramètres suivants doivent être calculés et documentés:

- $P_{0,2}$;
- P_{60} ;
- P_{600} ;

nombre d'ensembles de données compris.

Les résultats des valeurs mesurées de la puissance active doivent être représentés dans un tableau comme indiqué dans le Tableau 5.

Tableau 5 – Valeurs de puissance active maximale mesurée

Puissance active P_x	$P_{0,2}$	P_{60}	P_{600}
Puissance active mesurée [kW]			
Puissance active normalisée [p.u.]			
Nombre total d'ensembles de données de 10 min			

8.3.4 Caractéristiques puissance réactive ($Q = 0$)

8.3.4.1 Description

Le but de cette mesure est de déterminer la caractéristique de puissance réactive de l'éolienne pour une valeur de référence de $Q = 0$. Les données enregistrées pour 8.2.2 peuvent être utilisées pour l'analyse et le rapport.

8.3.4.2 Procédure

Les mesures peuvent être effectuées soit sur un site d'essai à ciel ouvert, soit sur un banc d'essai. Le montage d'essai doit refléter l'enveloppe de conception de l'éolienne. Les appareils de mesure et leurs précisions doivent satisfaire aux exigences du 7.5.

L'éolienne doit être réglée sur le mode de fonctionnement avec une valeur de référence de puissance réactive de 0.

La procédure suivante doit être appliquée:

- les mesures doivent être prélevées seulement pendant le fonctionnement continu;

- la puissance active et réactive doit être calculée conformément à l'Annexe C, sur la base des tensions et des courants aux bornes de l'éolienne;
- le facteur de puissance doit être calculé conformément à l'Annexe C, sur la base des tensions et des courants aux bornes de l'éolienne;
- les mesures doivent être prises de sorte qu'au moins sept séries temporelles de mesures de puissances active et réactive d'une minute soient collectées pour chaque tranche de puissance de 10 %;
- les données échantillonnées doivent être transférées en valeurs moyennes par blocs d'une minute.

8.3.4.3 Documentation

Les paramètres suivants doivent être documentés et consignés, comme décrit, par exemple, en Annexe A:

- la puissance réactive mesurée en fonction de la puissance active (classification de tranche 10 %);
- le facteur de puissance mesurée en fonction de la puissance active (classification de tranche 10 %).

8.3.5 Capacité de puissance réactive

8.3.5.1 Description

Le but de cette mesure est de déterminer la capacité de puissance réactive sous-excité et surexcité de l'éolienne en fonction de la puissance de sortie active.

8.3.5.2 Procédure

Les mesures doivent être effectuées dans le cadre d'un essai sur site ou sur un banc d'essai.

La capacité de l'éolienne concernant la puissance réactive sous-excité maximale et la puissance réactive surexcité maximale de l'éolienne doit être mesurée en tant que valeurs moyennes de bloc de 1 minute en fonction de la puissance de sortie active moyenne sur 1 minute pour toutes les tranches de puissance.

Valeurs de référence pour la puissance réactive:

- pour la mesure de la puissance réactive sous-excité maximale, une valeur de référence suffisamment élevée doit être donnée à l'éolienne pour indiquer la capacité maximale de puissance réactive sous-excité dans la plage de puissance active;
- pour la mesure de la puissance réactive surexcité maximale, une valeur de référence suffisamment élevée doit être donnée à l'éolienne pour indiquer la capacité maximale de puissance réactive surexcité dans la plage de puissance active.

Pour chacun des deux modes de réglage des puissances réactives, la procédure suivante doit être appliquée:

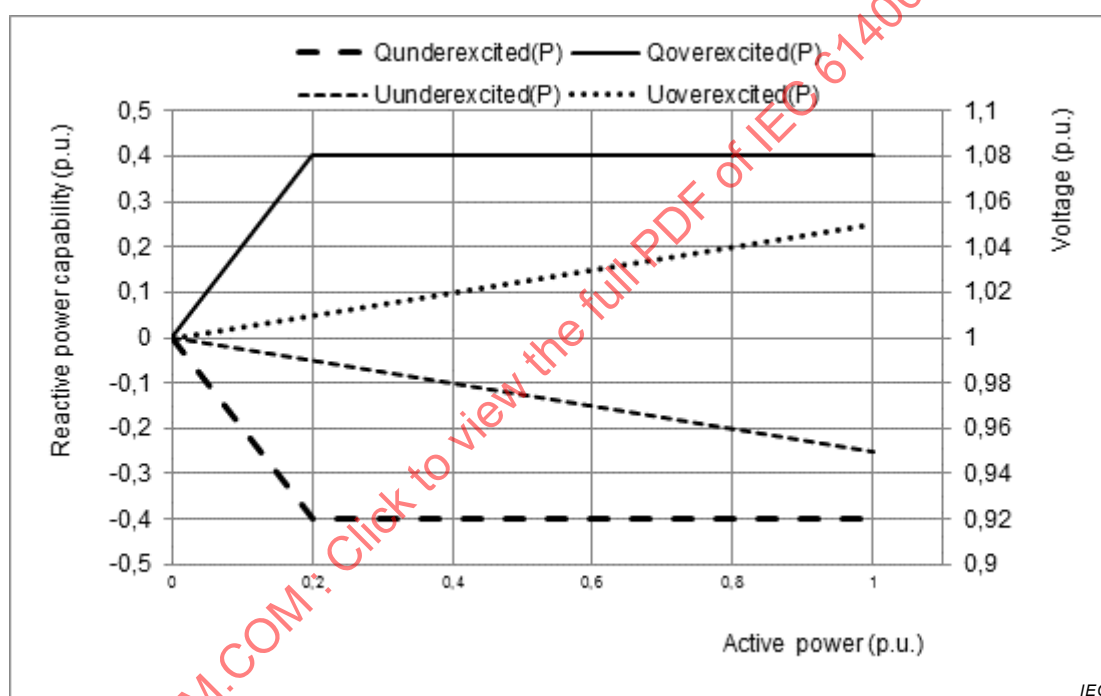
- les mesures doivent être prélevées seulement pendant le fonctionnement continu;
- la puissance active et réactive doit être calculée conformément à l'Annexe C, sur la base des tensions et des courants aux bornes de l'éolienne.
- le facteur de puissance doit être calculé conformément à l'Annexe C, sur la base des tensions et des courants aux bornes de l'éolienne.
- les mesures doivent être prises de sorte qu'au moins sept séries temporelles de mesures de puissances active et réactive, d'une minute, soient collectées pour chaque tranche de puissance de 10 % pour les mesures d'essai sur site.

- les mesures doivent être prises de sorte qu'au moins une série temporelle de mesures de puissances active et réactive, d'une minute, soit collectée pour chaque tranche de puissance de 10 % pour les essais de sous-système.
- les données échantillonnées doivent être transférées en valeurs moyennes par blocs d'une minute.

8.3.5.3 Documentation

Les paramètres suivants doivent être documentés et consignés, comme décrit, par exemple, en Annexe A:

- la puissance réactive mesurée en fonction de la puissance active (classification de tranche 10 %);
- le facteur de puissance mesurée en fonction de la puissance active (classification de tranche 10 %);
- le diagramme QP mesuré, y compris la tension mesurée, doit être consigné comme représenté à la Figure 7.



Anglais	Français
Reactive power capability	Capacité de puissance réactive
Active power	Puissance active
Voltage	Tension

Figure 7 – Exemple de diagramme de capacité QP pour une tension donnée au niveau de l'éolienne

8.3.6 Dépendance de la tension du diagramme QP

8.3.6.1 Description

Il convient de documenter la dépendance aux variations de tension aux bornes de l'éolienne conformément aux spécifications du fabricant. Il convient que le diagramme QP soit répété pour la tension de fonctionnement continu maximale et minimale de l'éolienne selon les spécifications du fabricant. Pour pouvoir ajuster la tension afin de couvrir la plage de fonctionnement de l'éolienne, il est recommandé d'effectuer un essai de sous-système du

générateur et du convertisseur sur un banc d'essai, s'il n'est pas possible d'effectuer un essai sur site.

8.3.6.2 Procédure

Exigences relatives à la dépendance de la tension de la mesure de la caractéristique Q(P) dans un essai sur site:

Les résultats doivent être présentés sous la forme d'un diagramme QP indiquant clairement la dépendance de la tension ou dans des diagrammes séparés (voir Figure 7 comme exemple).

Exigences relatives à la dépendance de la tension de la mesure de la caractéristique Q(P) dans un banc d'essai:

Il convient que le banc d'essai ait une alimentation variable, et le sous-système soumis à l'essai doit comprendre toutes les composantes qui influencent la capacité de puissance réactive.

Procédure d'essai des sous-systèmes:

- choisir la valeur de référence de puissance active à l'intérieur de la tranche de puissance active;
- faire tourner le générateur au r/min correspondant à la valeur de référence de puissance active;
- régler la valeur de référence de la puissance réactive au maximum sous-excité ou surexcité;
- régler la tension d'entrée au niveau souhaité;
- enregistrer au moins une série temporelle d'une minute au niveau de la tranche de puissance active;
- répéter la procédure pour toutes les tranches de puissance.

8.3.6.3 Documentation

Les paramètres suivants doivent être documentés et consignés, comme décrit, par exemple, en Annexe A:

- la puissance réactive mesurée en fonction de la puissance active (classification de tranche 10 %);
- le facteur de puissance mesurée en fonction de la puissance active (classification de tranche 10 %);
- les diagrammes QP mesurés, y compris la tension mesurée à différents niveaux de tension, doivent être consignés comme représenté à la Figure 7.

8.3.7 Taux de déséquilibre

8.3.7.1 Description

Le but de la mesure est de déterminer le taux de déséquilibre dans le courant d'entrée de l'éolienne. Les données mesurées en 8.2.2 peuvent être utilisées pour l'analyse et le rapport.

8.3.7.2 Procédure

Le taux de déséquilibre actuel IUF est calculé sous forme de valeurs agrégées d'une minute en utilisant la racine carrée de la moyenne arithmétique des valeurs de fenêtre de 10 cycles (pour les réseaux d'alimentation 50 Hz) ou de 12 cycles (pour les réseaux d'alimentation 60 Hz) au carré, comme défini dans l'IEC 61000-4-30, à partir de chaque enregistrement mesuré à l'aide de l'équation suivante:

$$IUF = \frac{I_2}{I_1} \cdot 100 \%$$

où:

I_1 est le courant de séquence positive de fenêtre de 10 cycles ou de 12 cycles, conformément à l'Annexe C;

I_2 est le courant de séquence négative de fenêtre de 10 cycles ou de 12 cycles, conformément à l'Annexe C.

La composante du système à séquence positive de puissance active est calculée sous la forme d'une moyenne arithmétique sur 1 minute.

Les données sont regroupées dans des tranches de puissance active à 10 %. Seules les données de mesure, lorsque la puissance active est supérieure ou égale à 10 % de P_N , sont utilisées. Les valeurs agrégées des composantes de système de séquence de phase positive et négative de courant et de tension, de déséquilibre de courant et de composante de système de séquence de phase positive de puissance active sont calculées pour chaque tranche de puissance active.

8.3.7.3 Documentation

Les valeurs mesurées sur 1 minute du déséquilibre de courant et de la composante du système de séquence positive de puissance active sont représentées sous la forme d'un diagramme IUF-P.

Les résultats de mesure doivent être présentés dans un tableau sous forme de valeurs moyennes pour chaque tranche de puissance, comme défini, par exemple, en Annexe A. Le taux de déséquilibre de courant maximal comme valeur de 1 minute doit être explicitement indiqué.

8.4 Contrôle de performance

8.4.1 Généralités

Le contrôle de performance est la capacité de la turbine à suivre une valeur de référence donnée pour la puissance active ou réactive, ou à contrôler la puissance en fonction de la fréquence du réseau.

8.4.2 Contrôle de puissance active

8.4.2.1 Description

La capacité de l'éolienne à fonctionner en mode de contrôle de puissance active doit être caractérisée pour différentes valeurs de référence données par l'interface de contrôle. Le but de cet essai est de déterminer la réponse de l'éolienne aux commandes de référence concernant l'erreur statique, la durée de croissance et le temps de stabilisation de la puissance active, pour les conditions en régime établi de la cabine et dans des conditions de réponse dynamique. Une représentation tabulaire exemplaire des résultats d'essai est donnée en Annexe A.

8.4.2.2 Procédure

Essai d'erreur statique

Pour l'essai de l'erreur statique, la procédure d'essai suivante est recommandée: Une valeur de référence doit demander une réduction de la puissance active de 1,00 p.u. à 0,20 p.u. par échelon de 0,20 p.u. avec un fonctionnement d'au moins 2 minutes à chaque valeur de référence, conformément à la Figure 8. L'erreur statique et le temps de stabilisation doivent être déterminés conformément au 3.43.

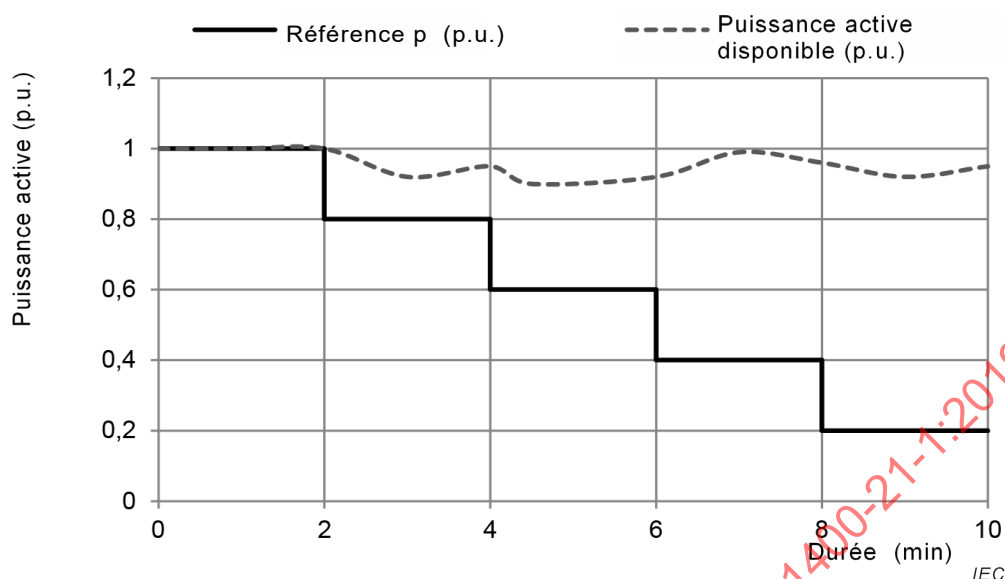


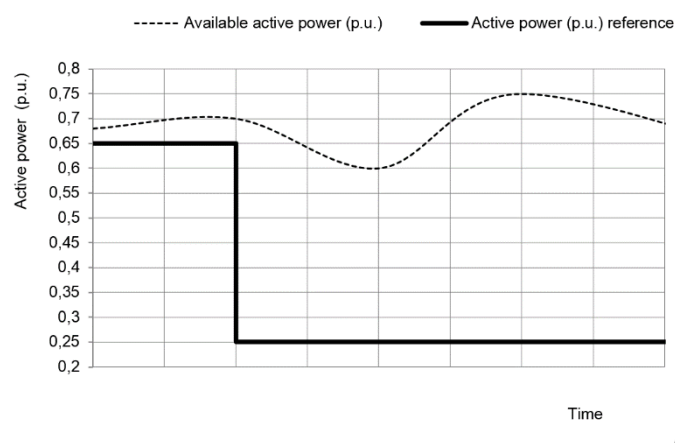
Figure 8 – Ajustement de la valeur de référence de la puissance active

Le calcul des valeurs moyennes par bloc d'une minute pour le rapport d'essai doit être effectué une fois que le régime établi est atteint. Le temps de régime établi sera défini comme étant la dernière minute à chaque échelon.

- L'erreur statique absolue de la puissance active doit être mesurée.
- Il convient que la vitesse du vent soit telle que la puissance de sortie active disponible de l'éolienne soit supérieure d'au moins 0,1 p.u. à la valeur de référence visée, mais d'au moins 0,5 p.u. pendant toute la durée de l'essai. Pour la valeur de référence de 1,0 p.u. L'éolienne doit fonctionner avec une puissance nominale active.
- L'essai doit être effectué en continu, c'est-à-dire qu'il n'est pas admis de connecter des mesures disjointes. Une interface de contrôle doit être utilisée.
- Les données échantillonnées pour la puissance active doivent être des données moyennes d'une période fondamentale.

Essai de réponse dynamique

Cet essai sera utilisé pour déterminer le comportement dynamique de l'éolienne en observant les caractéristiques de réponse aux échelons (c'est-à-dire le temps de stabilisation, le temps de descente, le temps de réaction). L'essai doit être effectué par échelon d'une dimension minimale de 0,4 p.u. de la puissance active nominale conformément à la Figure 9.



Anglais	Français
Active power	Puissance active
Available active power	Puissance active disponible
Active power (p.u.) reference	Référence de puissance active (p.u.)
Time	Temps

Figure 9 – Exemple d'échelon de réponse de puissance active

- La plage de tolérance est de $\pm 0,05$ p.u. pour le calcul du temps de stabilisation.
- Les données échantillonnées pour la puissance active doivent être calculées sur une période fondamentale (données moyennes).

Les limitations du taux de variation doivent être désactivées au cours de l'essai. Si cela n'est pas possible, la limitation du taux de variation doit être ajustée à la valeur la plus élevée (qui provoque la réaction la plus rapide de l'éolienne).

8.4.2.3 Documentation

Les paramètres suivants doivent être documentés et reportés comme, par exemple, décrit en Annexe A.

Essai d'erreur statique:

Les résultats des essais doivent être consignés comme des données moyennes sur 0,2 s et calculés conformément à l'Annexe C.

Le graphique doit montrer la puissance de sortie active disponible, la puissance de sortie active mesurée et les valeurs de référence données, pendant le fonctionnement aux valeurs de référence étant ajustées de 1,0 p.u. à 0,2 p.u. de puissance active nominale par échelon de 0,2 p.u.

NOTE La puissance active disponible peut être calculée à partir du signal de vitesse du vent mesuré, qui se transforme en signal de puissance active en fonction de l'observation de la puissance active par rapport à la vitesse du vent (voir 8.3.2). Sinon, la puissance de sortie active disponible peut être fournie par le système de commande de l'éolienne.

Pour l'évaluation de l'erreur statique, la valeur de référence, la valeur réelle et la différence entre la valeur de référence et la valeur réelle sous forme de données moyennes sur une minute doivent être représentées comme indiqué dans le Tableau 6.

Tableau 6 – Précision des valeurs de contrôle de la puissance active

Echelon de puissance active [p.u.]	Valeur de référence demandée		Valeur réelle		Erreur statique absolue maximale	
	[kW]	P/P_n [p.u.]	[kW]	P/P_n [p.u.]	[kW]	P/P_n [p.u.]
1,00						
0,80						
0,60						
0,40						
0,20						

Essai de réponse dynamique:

Les informations sur le temps de réponse (durée de croissance, temps de réaction et temps de stabilisation) ainsi que l'instant de la modification de la commande de la valeur de référence à chaque échelon doivent être enregistrées dans un tableau, conformément au Tableau 7, ainsi que la série temporelle correspondante.

Tableau 7 – Résultats de l'essai de référence de puissance active

Référence de puissance active P/P_n [p.u.]		Temps de stabilisation [s]	Durée de croissance [s]	Temps de réaction [s]	Instant de la commande de référence
Point de départ	Second point				

La puissance active mesurée doit également être présentée sous forme de graphique comme une donnée de période fondamentale avec la valeur de référence de la puissance active.

En outre, une description de la mise en œuvre des valeurs de référence doit être consignée en même temps que la description de l'interface.

8.4.3 Limitation du taux de variation de la puissance active

8.4.3.1 Description

Le but de cette mesure est de montrer la capacité de l'éolienne à suivre des gradients de puissance active donnés, avec un taux de variation positif et négatif, pendant les états de fonctionnement suivants:

- démarrage, arrêt normal et démarrage après la déconnexion du réseau;
- fonctionnement normal (avec un taux de variation positif et négatif).

NOTE L'essai "après déconnexion du réseau" montre que l'éolienne n'"oublie" pas les réglages du taux de variation après une perte de tension, après un déclenchement ou après un redémarrage de l'éolienne.

Le fabricant doit déclarer les réglages possibles (valeurs de référence ou plage de réglage) des taux de variation de l'éolienne. Les essais doivent être adaptés aux réglages possibles des taux de variation de l'éolienne.

8.4.3.2 Procédure

La vitesse du vent doit être suffisamment élevée pour que la production de puissance active soit supérieure à 0,7 p.u. pendant la totalité de l'essai.

Il convient que les données soient enregistrées à partir de 10 s avant la commande de taux de variation et jusqu'à ce que le régime établi soit atteint.

Au début de l'essai, l'éolienne doit fonctionner en mode de fonctionnement normal. La puissance active de l'éolienne peut être réglée à une valeur de démarrage adéquate au-dessus de 0,5 p.u. de la puissance active nominale. Ensuite, les deux essais suivants avec des taux de variation différents doivent être effectués.

Essai 1 (taux de variation bas), par ex. $\pm 10 \% P_n/\text{minute}$

Essai 2 (taux de variation élevé), par ex. $\pm 2 \% P_n/\text{s}$

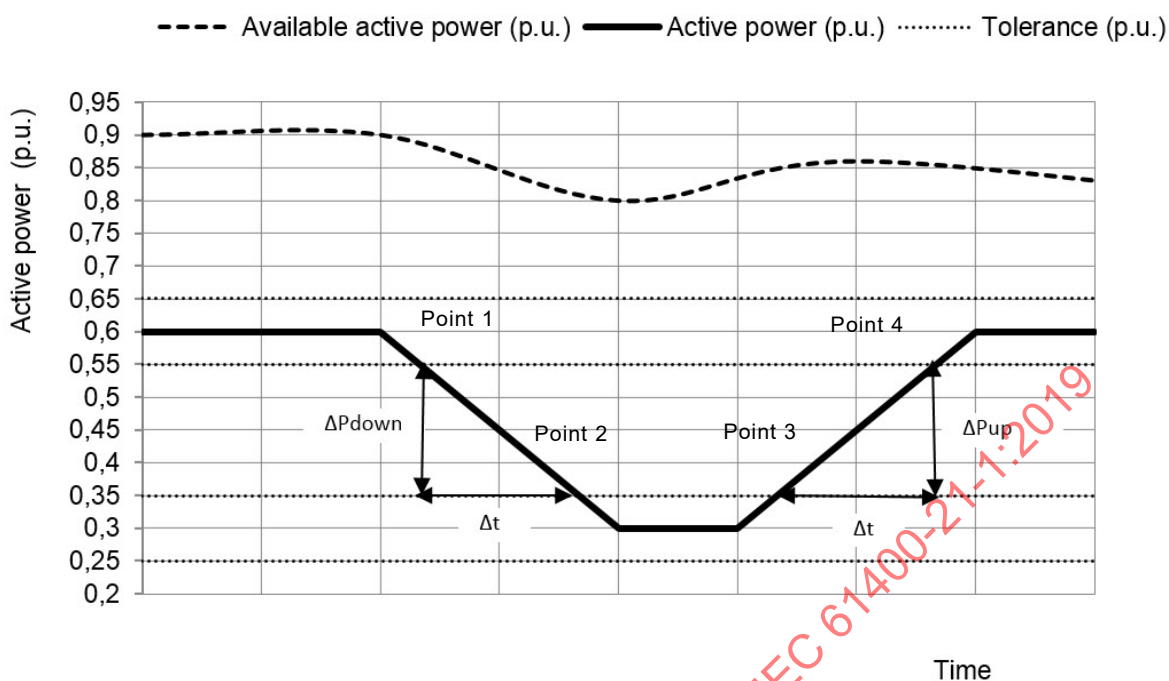
L'essai doit être effectué avec au moins $P = 0,2$ p.u. de la puissance active nominale entre chaque valeur de référence.

Pour les essais de taux de variation au démarrage et à l'arrêt normal, les données enregistrées pour 8.2.3 peuvent être utilisées pour l'évaluation.

Pour les essais de taux de variation après démarrage et après déconnexion du réseau, les données enregistrées de 8.6.4 peuvent être utilisées.

8.4.3.3 Documentation

L'aptitude de l'éolienne à fonctionner en mode de contrôle de limitation du taux de variation doit être caractérisée par les résultats d'essai présentés sous forme de graphique. Le graphique doit montrer la puissance de sortie active disponible et mesurée pendant l'état de fonctionnement. La Figure 10 donne un exemple d'échelon avec un taux de variation négatif et d'un échelon avec un taux de variation positif. Les échelons sont atteints par la commutation de l'éolienne d'une valeur de référence à une autre valeur de référence et inversement.



IEC

Anglais	Français
Active power	Puissance active
Available active power	Puissance active disponible
Tolerance	Tolérance
Time	Temps

Figure 10 – Exemple de puissance active disponible et de puissance active en mode de limitation du taux de variation

Le gradient de puissance active positive et négative doit être calculé à partir de la moyenne de 0,2 s de la puissance active mesurée en deux points différents pendant l'activation du taux de variation (point 1 et point 2 pour le calcul du gradient négatif et point 3 et point 4 pour le calcul du gradient positif, conformément à la Figure 10.

Tableau 8 – Calcul du taux de variation de la puissance active

	Valeur de référence demandée P_{set} [p.u.]	Taux de variation demandé de la puissance active $\Delta P/\Delta t$ [p.u./s]	Taux de variation mesuré de la puissance active $\Delta P/\Delta t$ [p.u./s]
Point 1			
Point 2			
Point 3			
Point 4			

- La caractéristique du taux de variation demandé et mesuré doit être indiquée dans le rapport d'essai conformément au Tableau 8.
- La puissance de sortie active disponible et mesurée doit être représentée sous la forme d'un graphique, conformément à la Figure 10.

- Une déclaration de la procédure de réglage du taux de variation par le fabricant doit être décrite dans le rapport d'essai.

Les résultats des essais doivent être consignés comme des données moyennes sur 0,2 s et calculés conformément à l'Annexe C.

8.4.4 Contrôle de fréquence

8.4.4.1 Description

Dans le cadre de cet essai, la réduction de la puissance active en fonction de la surfréquence du réseau doit être mesurée et documentée.

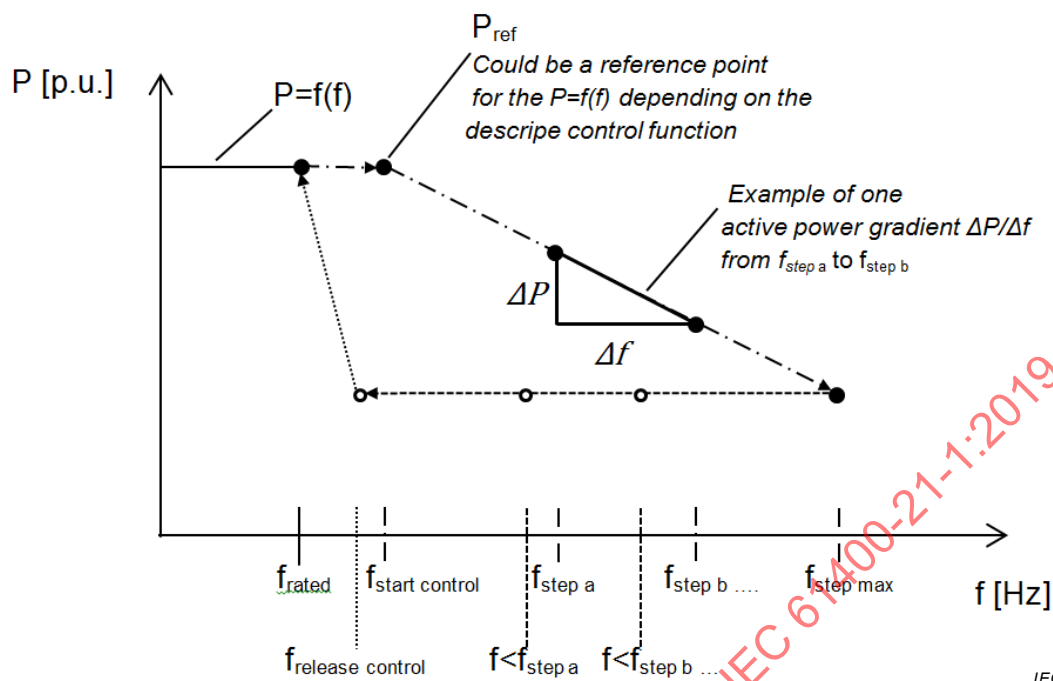
NOTE L'essai de fréquence défini ne comprend que des essais de surfréquence et aucun essai de sous-fréquence, car la procédure décrite ne valide que la fonctionnalité du contrôle de fréquence et non la performance réelle par rapport aux changements de fréquence. De plus, cette fonctionnalité de contrôle est principalement exécutée au niveau de la centrale éolienne.

La capacité de contrôle de puissance active en fonction de la fréquence de l'éolienne doit être déclarée par le fabricant en matière de: bande morte, pente et conditions de relâchement (voir la Figure 11 et le Tableau 9 à titre d'exemple).

8.4.4.2 Procédure

La procédure d'essai du contrôle de fréquence implique des paires de fréquence et de puissance active qui partent d'un point de départ au "Premier point de mesure" jusqu'à la valeur de référence de fréquence maximale possible à "échelon max" et reviennent au point de départ "Commande de relâchement par étape" en fonction de la fonction choisie du contrôleur. Les essais suivants vérifient la capacité de contrôle de l'éolienne à effectuer un contrôle de puissance dépendant de la fréquence, avec un gradient donné.

Il appartient au fabricant de l'éolienne de définir le type de fonction de contrôle qui doit être soumise à l'essai. Le nombre d'échelons de fréquence et de valeurs de fréquence est variable et dépend de la fonction de contrôle à soumettre à l'essai.



Anglais	Français
Could be a reference point for the $P=f(f)$ depending on the control function	Pourrait être un point de référence pour $P=f(f)$ selon la fonction de contrôle
Example of one active power gradient	Exemple d'un gradient de puissance active

Figure 11 – Exemple d'une fonction de contrôle de puissance active $P = f(f)$, avec les différents points de mesure et les échelons de fréquence associés

- L'essai doit être effectué à deux niveaux de puissance différents, à savoir
 - a) $P > 0,8$ p.u.
 - b) P entre 0,25 p.u. et 0,5 p.u.
- Il convient que chaque échelon de fréquence soit maintenu pendant au moins 30 secondes
- Si le contrôleur permet des réglages différents concernant le temps de réponse ou le temps de retard pour la réduction de la puissance active en fonction de la fréquence, alors le réglage le plus rapide possible doit être choisi.

Pour l'essai lui-même, l'une des procédures suivantes doit être utilisée.

- a) Modifier les limites du contrôle de fréquence de l'éolienne en ajustant la fréquence nominale dans l'unité de commande. Cet essai ne peut être utilisé que si la modification de fréquence peut être appliquée à une éolienne en marche.
- b) Fournir une entrée interne ou externe à l'unité de commande pour ajouter une valeur de référence de fréquence décalée par rapport à la fréquence nominale. Le logiciel doit être adapté pour calculer une fréquence résultante (fréquence nominale + signal de décalage) et pour réagir à ce signal. Pour cet essai, le décalage supplémentaire doit également être mesuré.
- c) L'essai peut être effectué en tant qu'essai de sous-système. Le sous-système soumis à l'essai doit comprendre au moins le système de commande de l'éolienne et un simulateur de réseau/banc d'essai approprié.

Les réglages de protection du réseau de l'éolienne ne doivent pas être modifiés pendant l'essai.

8.4.4.3 Documentation

Les résultats des essais doivent être consignés conformément à l'Annexe A et se composent de:

- l'installation de mesurage doit être décrite, y compris la procédure a), b) ou c) utilisée;
- la fréquence mesurée et le signal de référence doivent être documentés. La puissance de sortie active de l'éolienne sous forme de valeurs de temps moyen par bloc (0,2 s) et la puissance active disponible doivent être documentées;
- la puissance active et la modification de fréquence dans le temps doivent être présentées dans le rapport;
- si l'essai est effectué en modifiant la fréquence nominale, le moment de l'ajustement de la variation de la fréquence nominale doit être documenté. Les résultats de l'essai "augmentation de fréquence à la puissance active nominale" doivent être documentés dans un tableau. Cela comprend la fréquence et la puissance active mesurées et le gradient de puissance active calculé;
- le gradient de puissance active entre deux points de mesure consécutifs doit être déterminé par le calcul de $\Delta P/\Delta f$, comme cela peut être observé sur la Figure 11 à titre d'exemple;
- les résultats de l'essai "augmentation de fréquence à la puissance active partielle" doivent être documentés dans un tableau. Cela comprend la fréquence et la puissance active mesurées et le gradient de puissance active calculé;
- la puissance active doit être tracée sur l'augmentation de fréquence. L'augmentation de fréquence est la différence entre la fréquence mesurée et la fréquence nominale de l'éolienne;
- Pour la puissance nominale ainsi que pour la puissance partielle, un gradient moyen de puissance active doit être calculé et consigné sur la base des gradients déterminés indiqués dans le Tableau 9.

Tout changement de paramètre doit être documenté.

Tableau 9 – Exemple de réglages pour la fonction de puissance active dépendante de la fréquence

Étape de la mesure	Fréquence mesurée du réseau [Hz]	Fréquence de référence [Hz]	Puissance active mesurée [p.u.]	Gradient de puissance active [p.u./ Hz]
Premier point de mesure	f_{rated}	-----		-----
Contrôle de l'étape de démarrage				
Échelon $f_{step\ a}$				
Échelon $f_{step\ b}$				
Échelon max				
Échelon $f < f_{step\ b}$				
Échelon $f < f_{step\ a}$				
Contrôle de l'étape de relâchement				

Selon 8.4.4.1, il convient que la fonction de contrôle de fréquence soit déclarée par le fabricant et clairement décrite.

8.4.5 Inertie synthétique

8.4.5.1 Description

L'objectif de cet essai est de documenter la capacité de l'éolienne à soutenir le réseau en fournissant une puissance active supplémentaire en cas d'événements de sous-fréquence dans le réseau d'alimentation.

8.4.5.2 Procédure

La réponse du contrôle de l'éolienne aux changements rapides de fréquence du réseau doit être effectuée pour l'éolienne en fonctionnement continu à:

- a) une charge partielle entre $0,25 P_n$ et $0,5 P_n$,
- b) au-dessus de $0,8 P_n$, et
- c) au-dessus de la vitesse nominale du vent (ou éolienne avec référence de puissance active réduite) avec un facteur de puissance de 1.

Pour a) et b), l'éolienne ne doit pas fonctionner avec une puissance de sortie active réduite (turbine réduite). Le fonctionnement de l'éolienne avec une référence de puissance active réduite est acceptable pendant la partie c) de l'essai d'inertie synthétique.

La réponse indiquée doit inclure les résultats d'au moins deux essais pour chaque cas, a), b) et c), par séries temporelles de puissance active, et la valeur de référence de fréquence f_{sim} aux bornes de l'éolienne ainsi que la vitesse du vent pour la période précédant de peu la croissance de la puissance active jusqu'à la phase de récupération de la puissance active de l'éolienne.

La mesure se compose de 3 intervalles de comportement de puissance de sortie active: accélération de puissance, régime établi et temps de descente. Pour le début de l'intervalle d'accélération, la fréquence f_{sim} doit diminuer ou augmenter par rapport au signal de référence et au diagramme de capacité d'inertie synthétique pour la spécification de la turbine à vérifier par les essais d'inertie synthétique.

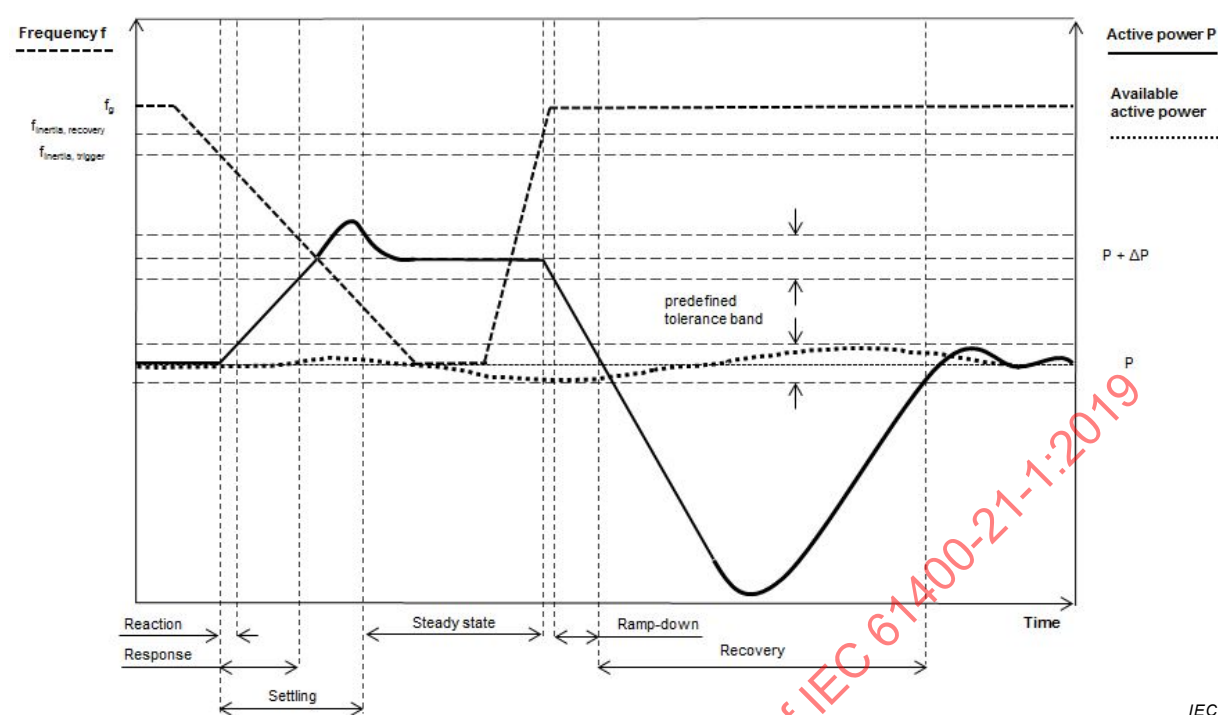
La puissance active doit être indiquée pour chaque période de phase (50 Hz ou 60 Hz) et doit être signalée comme les fondamentaux directs (voir Annexe C). La valeur de référence de fréquence (valeur moyenne par bloc de 0,2 s) et la puissance active sont les valeurs minimales qu'il est nécessaire de signaler, comme indiqué à la Figure 9, par exemple.

L'essai peut être effectué en utilisant par exemple un signal d'activation directe dans la commande de l'éolienne, un simulateur de réseau approprié ou un tableau de consultation pour appliquer la valeur de référence de fréquence f_{sim} au système de contrôle de fréquence de l'éolienne.

Pour montrer la capacité d'inertie synthétique de l'éolienne, le fabricant doit s'assurer que la fonctionnalité d'inertie est activée et que d'autres fonctionnalités qui pourraient également provoquer une réaction aux modifications de fréquence du réseau (comme les réglages de protection du réseau, la fonctionnalité RoCof) n'interfèrent pas.

8.4.5.3 Documentation

Tous les paramètres de réglage de l'inertie spécifique de la turbine, les conditions d'essai et les valeurs mesurées doivent être indiqués dans le rapport conformément au Tableau A.35.



Anglais	Français
Frequency	Fréquence
Active power	Puissance active
Available active power	Puissance active disponible
predefined tolerance band	plage de tolérance prédéfinie
Reaction	Réaction
Response	Réponse
Settling	Stabilisation
Steady state	Régime établi
Ramp-down	Descente
Recovery	Rétablissement
Time	Temps

Figure 12 – Inertie synthétique – définitions

La réponse indiquée doit inclure les séries temporelles de puissance active, et la valeur de référence de fréquence f_{sim} aux bornes de l'éolienne ainsi que la vitesse du vent pour la période précédant de peu la croissance de la puissance active et jusqu'à la phase de récupération de la puissance active de l'éolienne (voir Figure 12). Généralement 5 s avant le début de l'événement d'inertie synthétique pour montrer si la vitesse du vent diminue ou augmente et au moins 5 s après le temps de rétablissement.

8.4.6 Contrôle de puissance réactive

8.4.6.1 Description

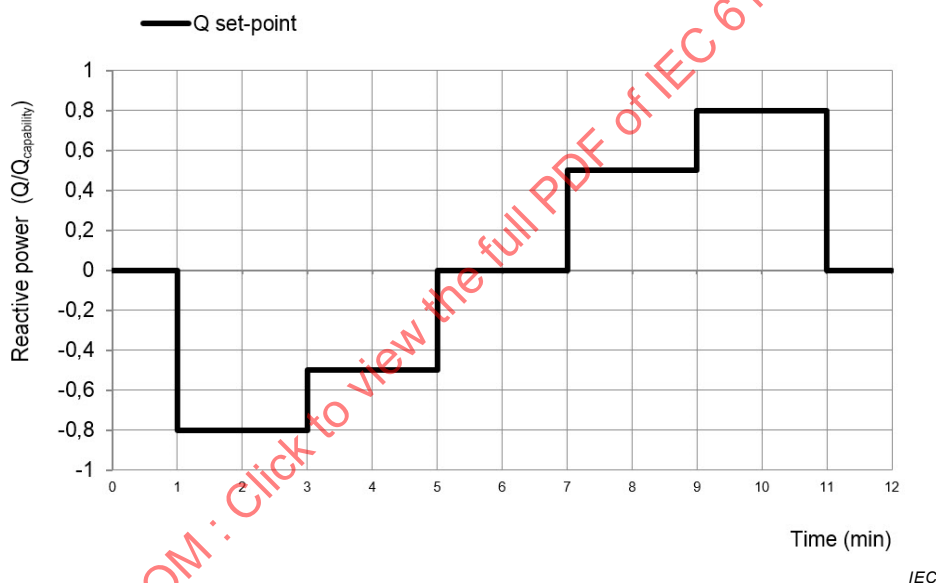
Le but de cet essai est de déterminer la réponse de l'éolienne aux commandes de référence concernant l'erreur statique, la durée de croissance, le temps de stabilisation de la puissance réactive en utilisant soit la puissance réactive, la tension ou les valeurs de référence $\cos \varphi$, en fonction du système de commande de l'éolienne spécifié par le fabricant. Pour une représentation tabulaire exemplaire des résultats d'essai, voir Annexe A.

8.4.6.2 Procédure

- Les mesures doivent être prélevées seulement pendant le fonctionnement continu.
- Les puissances active et réactive doivent être mesurées aux bornes de l'éolienne.
- La puissance active pendant toute la durée de l'essai de contrôle doit se situer dans la plage où l'éolienne peut atteindre sa puissance réactive maximale.
- Les données échantillonnées pour la puissance réactive doivent être des données moyennes d'une période fondamentale.
- La puissance réactive mesurée doit être présentée sous forme de graphique comme une donnée de période fondamentale avec la valeur de référence de la puissance réactive.

Essai d'erreur statique

La valeur de référence de la puissance réactive doit être modulée, conformément à la Figure 13. Le calcul des valeurs moyennes par bloc d'une minute pour le rapport d'essai doit être effectué une fois que le régime établi est atteint au cours de la dernière minute de chaque étape.



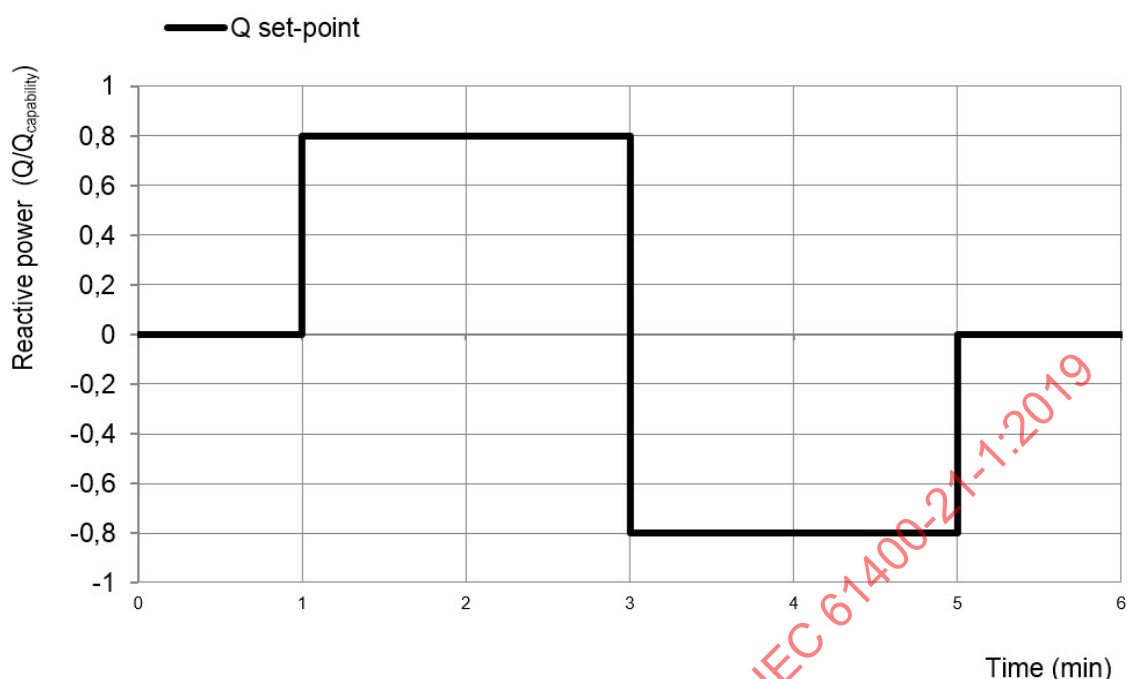
Anglais	Français
Q set-point	Point de consigne Q
Reactive power	Puissance réactive
Time	Temps
Q _{capacité}	Q _{capacité}

Figure 13 – Essai pour l'erreur statique

Essai de réponse dynamique

Cet essai sera utilisé pour déterminer le comportement dynamique de l'éolienne en observant les caractéristiques de réponse aux étapes (c'est-à-dire le temps de stabilisation, la durée de croissance, le temps de réaction).

Pour soumettre à l'essai la réponse dynamique de l'éolienne, il convient que la puissance réactive soit commutée sur le mode de fonctionnement surexcité de la capacité Q de 0,8 p.u., puis sur le mode sous-excité de la capacité Q de l'éolienne de 0,8 p.u., comme indiqué à la Figure 14. La puissance active pendant toute la durée de l'essai de réponse dynamique doit se situer dans la plage où l'éolienne peut atteindre sa puissance réactive maximale.



IEC

Anglais	Français
Q set-point	Point de consigne Q
Reactive power	Puissance réactive
Time	Temps
$Q_{\text{capability}}$	$Q_{\text{capacité}}$

Figure 14 – Essai de la réponse dynamique de l'éolienne (exemple)

8.4.6.3 Documentation

Les résultats des mesures doivent être documentés comme suit, comme indiqué dans le Tableau 10 et le Tableau 11:

Essai d'erreur statique

- Les différences par rapport aux valeurs de référence doivent être indiquées en kvar et en p.u. pour la puissance réactive.
- La description de la séquence de contrôle de la puissance réactive correspondant aux références, en particulier la mise en œuvre des valeurs de référence, doit être donnée.
- La tension du réseau pendant les mesures doit être indiquée dans le rapport comme valeur moyenne sur 1 minute pour toutes les valeurs de référence.
- L'interface utilisée pour les valeurs de référence doit être consignée.

Essai de réponse dynamique

- Les informations sur le temps de réponse (durée de croissance, temps de réaction et temps de stabilisation) ainsi que l'instant de la modification de la commande de la valeur de référence à chaque échelon doivent être consignées conformément au Tableau A.38.
- La description de la séquence de contrôle de la puissance réactive correspondant aux valeurs de référence, en particulier la mise en œuvre des valeurs de référence, doit être décrite.

- La tension du réseau pendant les mesures doit être indiquée dans le rapport comme valeur moyenne sur 1 minute pour toutes les valeurs de référence.
- L'interface utilisée pour les valeurs de référence doit être consignée.

Tableau 10 – Essai pour l'erreur statique

Échelon de puissance active $Q/Q_{\text{capacité}}$ [p.u.]	Tension	Valeur de référence		Valeur mesurée		Erreur statique	
	U [p.u.]	[kvar]	$Q/Q_{\text{capacité}}$ [p.u.]	[kvar]	$Q/Q_{\text{capacité}}$ [p.u.]	[kvar]	$Q/Q_{\text{capacité}}$ [p.u.]
-0,8							
-0,5							
0							
0,5							
0,8							

Tableau 11 – Essai pour la réponse dynamique

Valeur de référence pour la puissance réactive [p.u.]	De 0 à 0,8 (surexcitée)	De 0,8 (surexcitée) à 0,8 (sous-excité)	De 0,8 (sous-excité) à 0
Temps de stabilisation (s)			
Durée de croissance (s)			
Temps de réaction (s)			
Instant de la commande de référence			

8.5 Performances dynamiques

8.5.1 Généralités

Le Paragraphe 8.5 décrit les procédures de mesure permettant de démontrer les capacités de l'éolienne en cas de défaillance et de fournir des données de mesure pour la validation du modèle de simulation.

8.5.2 Capacité d'alimentation continue en cas de défaillance

8.5.2.1 Description

Les essais suivants sont destinés à évaluer les capacités de l'éolienne par rapport aux événements de sous-tension et de surtension imposés aux bornes de l'éolienne.

L'essai est destiné à vérifier la réponse de l'éolienne aux événements de sous-tension et de surtension (dus par exemple à des défaillances du réseau, à des opérations de commutation) et à fournir une base pour la validation du modèle de simulation numérique de l'éolienne. Des essais et des mesures facultatifs dans différentes conditions de fonctionnement (par exemple, mode de fonctionnement en puissance réactive) peuvent être effectués et faire l'objet d'un rapport pour une évaluation plus détaillée des modèles de simulation et de la conformité aux exigences spécifiques des codes de réseau.

8.5.2.2 Procédure

La réponse de l'éolienne aux événements de sous-tension et de surtension conformément aux spécifications du fabricant de l'éolienne doit être mesurée.

La réponse indiquée doit comprendre des séries temporelles de:

- tension de séquence positive et négative;
- courants de séquence positive et négative;
- puissance active;
- puissance réactive;
- courant actif;
- courant réactif;
- vitesse du vent ou puissance disponible.

Les valeurs de séquence positive et de séquence négative doivent être calculées conformément à l'Annexe C.

Toutes les mesures par unité se réfèrent aux valeurs nominales.

La durée des séries temporelles est définie à partir de conditions stables avant le creux ou la hausse de tension et jusqu'à ce que l'effet de la sous-tension ou de la surtension ait diminué. Généralement, 10 s avant et 10 s après le défaut.

Le mode de fonctionnement de l'éolienne doit être spécifié.

L'essai doit être effectué pour l'éolienne fonctionnant a) entre 0,25 p.u. et 0,5 p.u. et b) au-dessus de 0,9 p.u. de la puissance active nominale.

L'essai peut être effectué en utilisant le principe de division de tension, schématiquement représenté à la Figure 15 (pour les événements de sous-tension), ou par un simulateur de réseau CA approprié dans un banc d'essai, ou tout autre système d'essai approprié (capable d'effectuer les événements de tension demandés).

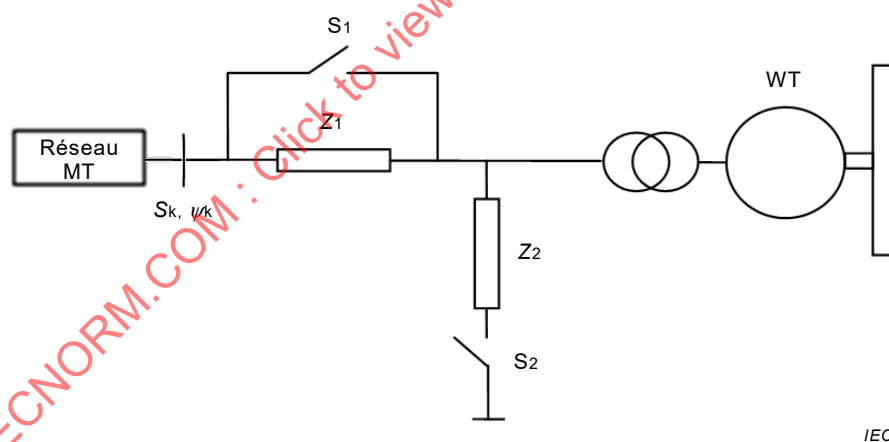


Figure 15 – Exemple de matériel d'essai UVRT

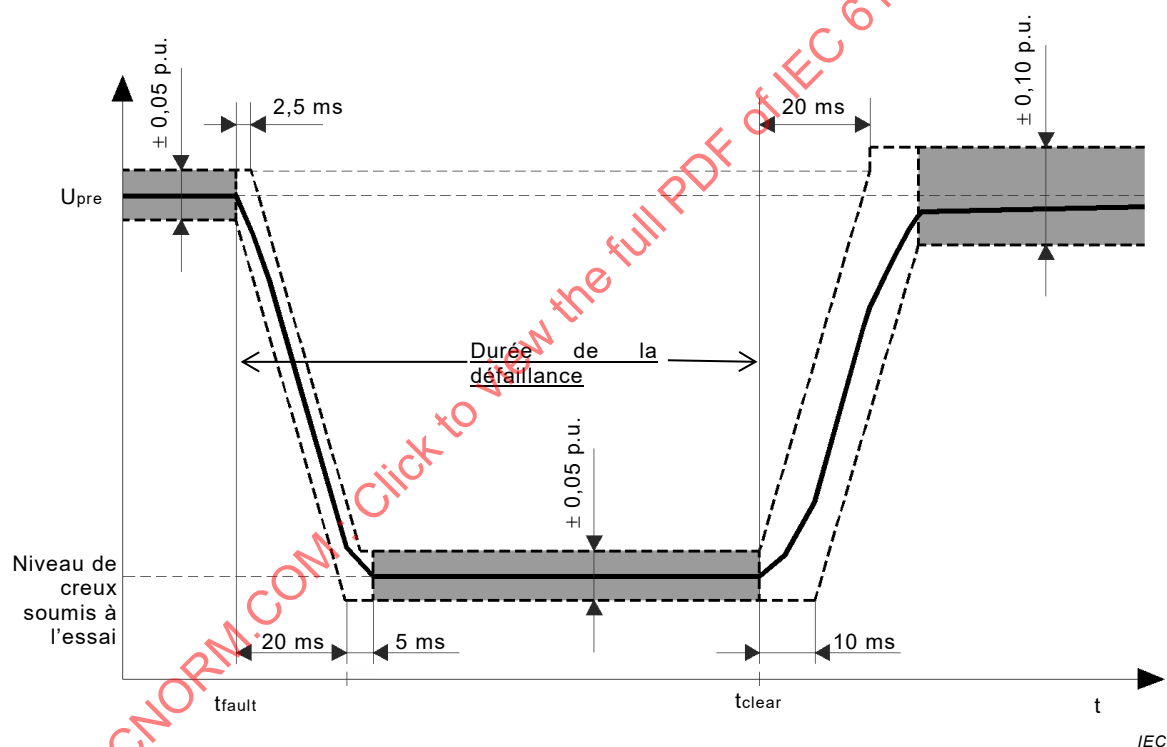
L'impédance Z_1 est destinée à limiter l'effet du court-circuit pour le réseau en amont. Un shunt de Z_1 peut être appliqué avant et après le creux en actionnant S_1 . Il convient que le fonctionnement du commutateur de shunt S_1 soit programmé de manière à éviter toute interférence avec l'essai.

L'événement de sous-tension est créé en connectant l'impédance Z_2 par le commutateur S_2 . La taille de Z_2 doit être ajustée pour donner les amplitudes de tension spécifiées pour l'essai, lorsque l'éolienne n'est pas connectée. Le système d'essai détaillé et les conditions d'essai doivent être documentés dans le rapport d'essai.

L'interrupteur S_2 doit pouvoir contrôler précisément le temps entre la connexion et la déconnexion de Z_2 , et pour l'ensemble des deux ou trois phases. Il convient que l'interrupteur soit, par exemple un disjoncteur mécanique ou un dispositif électronique de puissance. Les amplitudes de tension spécifiées pour l'essai peuvent être affectées par le fonctionnement de l'éolienne, mais sont définies pour l'essai pour l'éolienne non reliée au montage décrit à la Figure 15. L'éolienne étant déconnectée, l'événement de sous-tension doit respecter la forme indiquée en Figure 16. La durée du creux peut être mesurée sur la forme d'onde de tension aux bornes de sortie du matériel d'essai, ou bien la durée du creux peut être mesurée par exemple sur le courant passant par le commutateur S_2 .

Il est nécessaire que le nombre d'essais et de modes de fonctionnement soit défini et décrit par le fabricant afin de documenter la capacité de la turbine. Il est recommandé d'effectuer des essais à quatre niveaux de sous-tension différents:

- la tension minimale à laquelle la turbine peut fonctionner $U_{\min}$,
- $U_{\min} + 0,2$ p.u. de la capacité de la plage de sous-tension U_{UVRC} ,
- $U_{\min} + 0,5$ p.u. U_{UVRC} et
- $U_{\min} + 0,75$ p.u. U_{UVRC} .



NOTE La tolérance de la tension est indiquée en fonction de l'unité de la tension d'avant défaut. La Figure 16 montre qu'il y a une plage de tolérance de 7,5 ms au total autour de la tension de séquence positive pour le creux et une tolérance de 10 ms pour le rétablissement de tension sur la tension de séquence positive. Les valeurs les plus importantes pour l'évaluation de la performance du défaut sont la durée du défaut et le niveau de creux indiqués sur la figure.

Figure 16 – Tolérances de la tension de séquence positive pour l'événement de sous-tension avec l'éolienne déconnectée à l'essai

Pour les essais de la capacité de surtension de l'éolienne, les valeurs réelles mesurées de la tension, de la durée de surtension et des tolérances doivent être indiquées dans le rapport.

Il appartient au fabricant de définir le diagramme de capacité d'événement de surtension pour la spécification de la turbine qui doit être vérifiée par un essai de surtension. Il convient qu'au

moins deux niveaux différents soient soumis à l'essai, l'un à la tension maximale et l'autre de 50 % à 80 % de la plage de capacité de surtension.

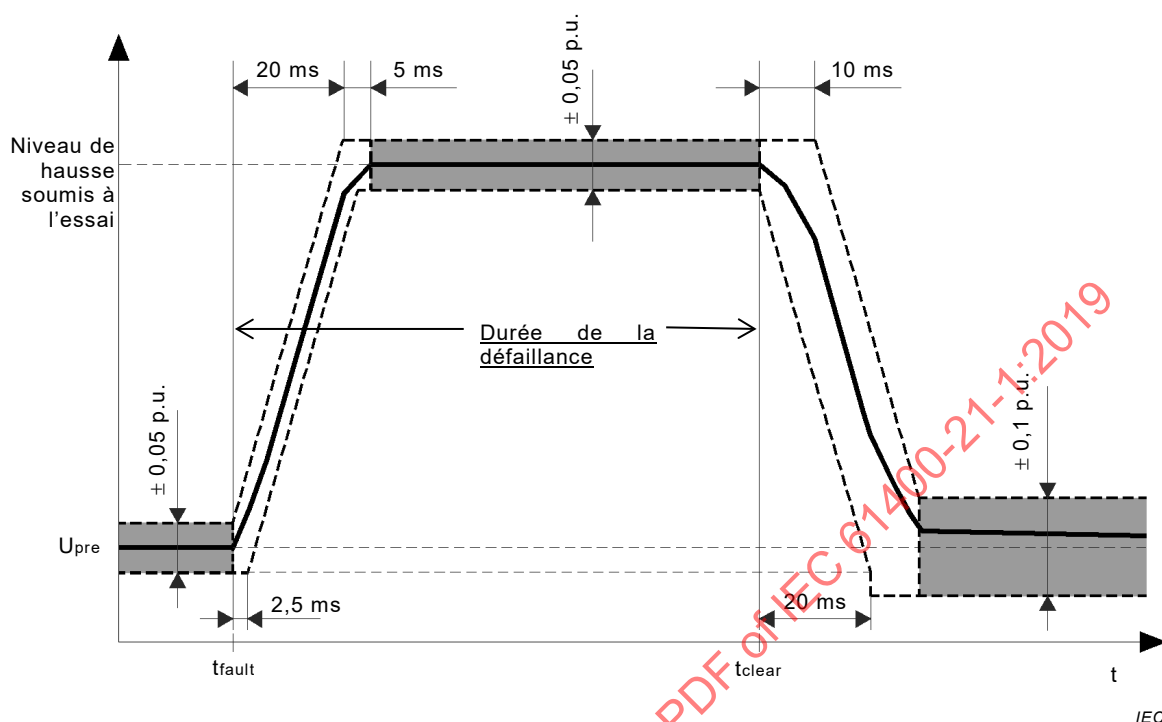


Figure 17 – Tolérance de l'événement de surtension de séquence positive

Exemples de matériel d'essai possibles pouvant supporter des événements de surtension:

- unité d'essai à base de condensateur;
- autotransformateur ou système de transformateur de shunt;
- système convertisseur (simulateur réseau CA).

A titre d'exemple, une unité d'essai OVRT reposant sur un condensateur est représentée à la Figure 18. L'événement de surtension peut être créé en connectant les trois ou deux phases ensemble via une impédance constituée d'un condensateur C_L et d'une résistance R_d en série, ou en connectant les trois ou deux phases à la terre via une impédance constituée d'un condensateur C_L et d'une résistance R_d en série. Des scénarios de surtension dans les réseaux (par exemple délestage de charge, effet Ferranti) peuvent ainsi être simulés.

Comme décrit ci-dessus pour l'unité d'essai OVRT, l'effet de la séquence d'essai pour le réseau en amont est limité par l'impédance X_{SR} et, en même temps, n'affecte pas de manière significative la réponse transitoire de l'éolienne. Une connexion shunt de X_{SR} (S_1) peut être appliquée avant et après la hausse de tension qui est déclenchée en actionnant S_2 .

L'événement de surtension peut être créé en connectant l'impédance composée de C_L et R_d par le disjoncteur S_2 . Les valeurs de X_{SR} , C_L et R_d peuvent être ajustées afin de donner les amplitudes de tension spécifiées pour l'essai, lorsque l'éolienne n'est pas connectée.

Les disjoncteurs S_1 et S_2 doivent pouvoir contrôler avec précision la durée de la hausse de tension. L'interrupteur peut par exemple être un disjoncteur mécanique ou un dispositif électronique de puissance.

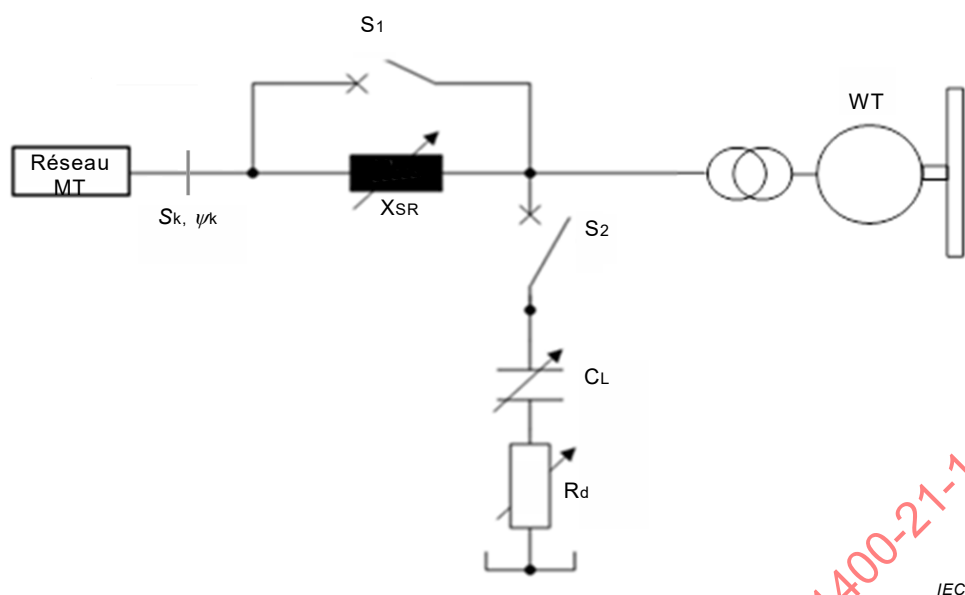


Figure 18 – Exemple d'unité d'essai d'un condensateur OVRT

8.5.2.3 Événements de sous-tension

La réponse aux événements de sous-tension doit être effectuée sous forme d'essai sur site afin de démontrer la capacité de l'ensemble de la turbine. L'essai sur site peut être complété par un essai sur banc d'essai, où par exemple différents modes de fonctionnement, différents réglages de codes de réseau ou différents composants peuvent être vérifiés.

La capacité de l'éolienne à faire face aux événements de sous-tensions doit être démontrée pour l'éolienne fonctionnant dans la plage de pleine charge et de charge partielle. La charge partielle peut être réalisée avec une turbine régulée à la baisse (déclassée ou restreinte). Au moins deux creux des essais de charge partielle doivent être effectués dans des conditions de fonctionnement normales (sans déclassement/restriction). Les conditions d'essai doivent figurer dans le rapport.

Il appartient au fabricant de définir le nombre de niveaux de tension dans le diagramme de capacités de sous-tension pour la spécification de la turbine à vérifier par l'essai de sous-tension. Voir Figure 19 à titre d'exemple.

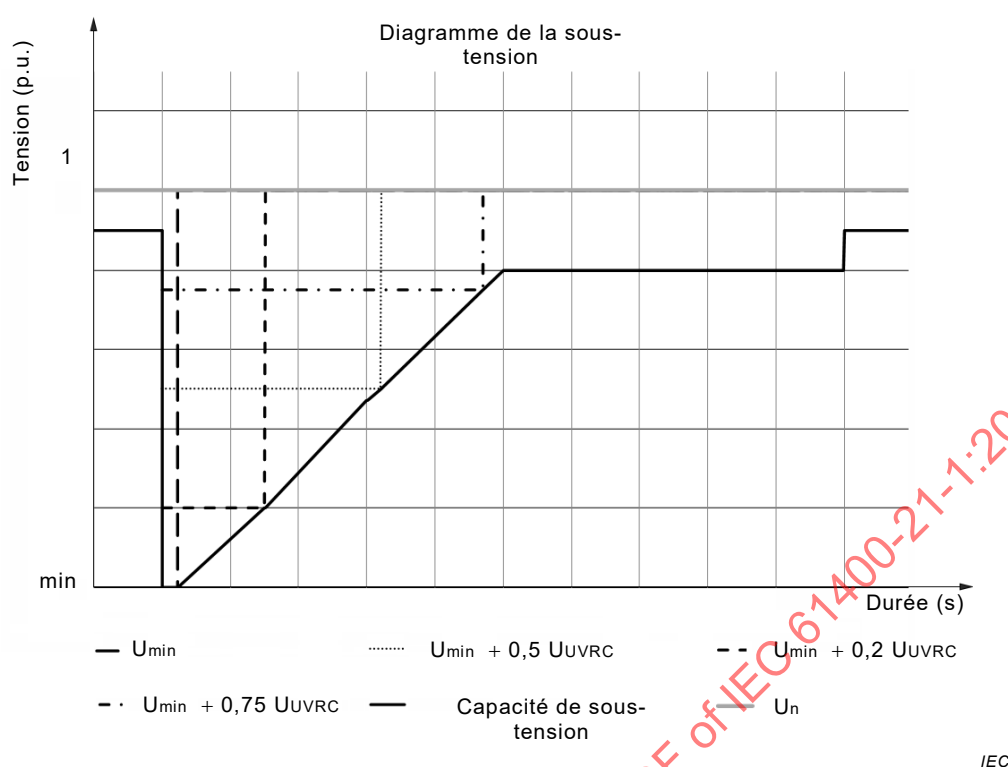


Figure 19 – Exemple d'un diagramme d'essai de sous-tension

Tableau 12 – Exemple d'événements de sous-tension

Cas	Amplitude de la tension entre phases (fraction de la tension immédiatement avant l'événement de sous-tension ou de surtension) [p.u.]	(selon la courbe de capacité) [ms]
VD1 – sous-tension triphasée symétrique	$U_{\min}^{+0,05U_n}_{-0}$	
VD2 – sous-tension triphasée symétrique	$(U_{\min} + 0,2 U_{UVRC}) \pm 0,05 U_n$	
VD3 – sous-tension triphasée symétrique	$(U_{\min} + 0,5 U_{UVRC}) \pm 0,05 U_n$	
VD4 – sous-tension triphasée symétrique	$(U_{\min} + 0,75 U_{UVRC}) \pm 0,05 U_n$	
VD5 – sous-tension biphasée	$U_{\min}^{+0,05U_n}_{-0}$	
VD6 – sous-tension biphasée	$(U_{\min} + 0,2 U_{UVRC}) \pm 0,05 U_n$	
VD7 – sous-tension biphasée	$(U_{\min} + 0,5 U_{UVRC}) \pm 0,05 U_n$	
VD8 – sous-tension biphasée	$(U_{\min} + 0,75 U_{UVRC}) \pm 0,05 U_n$	

Le Tableau 12 montre les amplitudes et durées spécifiées pour l'événement de sous-tension survenant lorsque l'éolienne soumise à l'essai n'est pas connectée.

La réponse indiquée doit comprendre au moins les résultats d'un essai de chaque cas par série temporelle de puissance active, puissance réactive, courant actif, courant réactif et tension aux bornes de l'éolienne pendant au moins 1 s avant l'événement de sous-tension et jusqu'à stabilisation de l'effet du creux de tension (en général 10 s après l'élimination de la défaillance). Les autres résultats d'essai doivent être disponibles sous forme électronique. Chaque réglage différent du matériel d'essai doit être documenté par un événement de sous-tension de référence mesuré sans que la turbine ne fonctionne

NOTE La durée exacte des creux est donnée par le diagramme de capacités du fabricant.

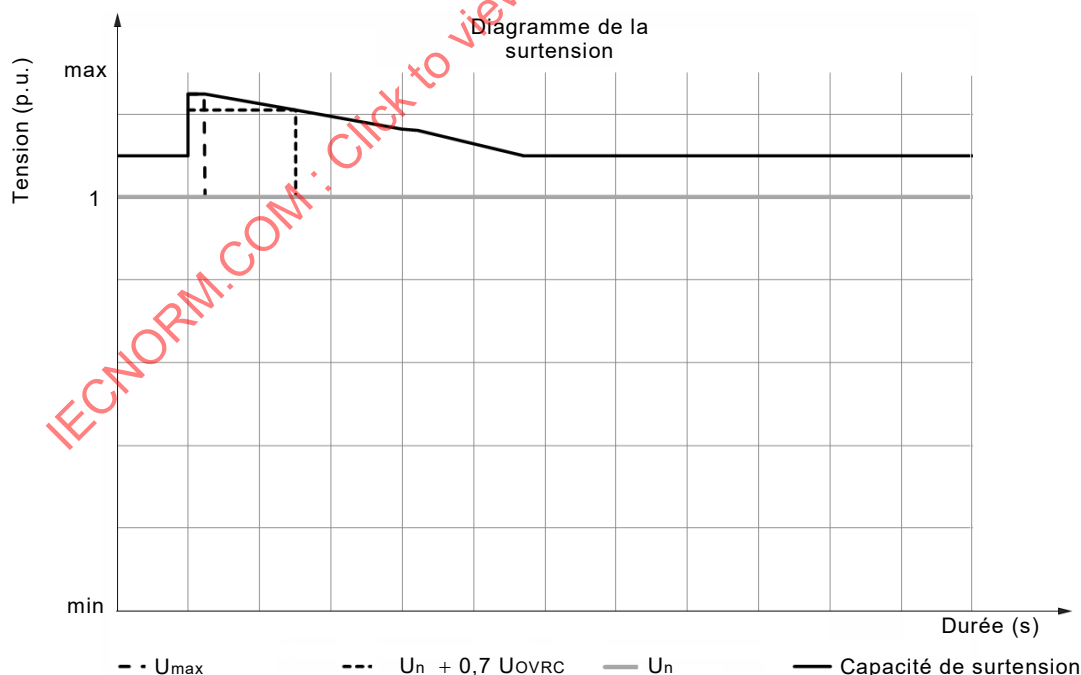
Le rapport doit prendre en compte la période allant d'au moins 1 s avant jusqu'à au moins 10 s après la défaillance ou jusqu'à ce que l'effet du creux de tension ait été stabilisé. Il est nécessaire de calculer U_{pre} 10 s avant la défaillance.

8.5.2.4 Événements de surtension

La réponse aux événements de surtension doit être effectuée sous forme d'un essai sur site afin de démontrer la capacité de l'ensemble de la turbine. Ces essais peuvent être complétés par un essai sur banc d'essai, où par exemple différents modes de fonctionnement, différents réglages de codes de réseau ou différents composants peuvent être vérifiés.

La capacité de l'éolienne à faire face aux événements de surtension doit être démontrée pour l'éolienne fonctionnant dans la plage de pleine charge et de charge partielle. La charge partielle peut être réalisée avec une turbine régulée à la baisse (déclassée ou restreinte). Au moins deux hausses des essais de charge partielle doivent être effectuées dans des conditions de fonctionnement normales (sans déclassement/restriction). Les conditions d'essai doivent figurer dans le rapport.

Il est nécessaire que le nombre d'essais et de modes de fonctionnement soit défini et décrit par le fabricant afin de documenter la capacité de la turbine.



IEC

Figure 20 – Exemple d'une courbe de capacité de surtension

Tableau 13 – Exemple d'essais de surtension

Cas	Amplitude de la tension entre phases (fraction de la tension immédiatement avant l'événement de sous-tension ou de surtension) [p.u.]	Durée (selon la courbe de capacité) [ms] ^a
VD9 – surtension triphasée symétrique	$U_{\max}^{+0} - 0,05 U_n$	
VD10 – surtension triphasée symétrique	$(U_n + 0,7 U_{\text{OVRC}}) \pm 0,05 U_n$	
Le rapport doit prendre en compte la période allant d'au moins 1 s avant jusqu'à au moins 10 s après la défaillance ou jusqu'à ce que l'effet de la hausse de tension ait été stabilisé. Il est nécessaire de calculer U_{pre} 10 s avant la défaillance		
^a La durée exacte des hausses lue dans le diagramme de capacités du fabricant.		

Tableau 13 montre l'amplitude et la durée spécifiée pour l'événement de surtension survenant lorsque l'éolienne soumise à l'essai n'est pas connectée.

La réponse indiquée doit comprendre au moins les résultats d'un essai de chaque cas par série temporelle de puissance active, puissance réactive, courant actif, courant réactif et tension aux bornes de l'éolienne pendant au moins 1 s avant l'événement de surtension et jusqu'à stabilisation de l'effet de l'événement de surtension. Les autres résultats d'essai doivent être disponibles sous forme électronique. Chaque réglage différent du matériel d'essai doit être documenté par un événement de surtension de référence mesuré sans que la turbine ne fonctionne.

8.5.2.5 Documentation

Événement de sous-tension

Pour les événements de sous-tension, les propriétés suivantes doivent être indiquées et signalées:

- montage d'essai (essai avec une turbine complète ou sur un banc d'essai);
- mode de fonctionnement de la turbine;
- en fonction de l'appareil à soumettre à l'essai, tous les différents états d'essai et la séquence d'essai;
- t_{fault} , durée de la défaillance et t_{clear} ;
- déclenchement/pas de déclenchement de la turbine à l'essai;
- plage de tolérance;
- temps de réponse du courant réactif et actif mesuré [ms]:
 - pendant un événement de sous-tension;
 - après un événement de sous-tension;
- temps de stabilisation du courant réactif et actif [ms]:
 - pendant un événement de sous-tension;
 - après un événement de sous-tension;
- courant réactif en régime établi mesuré, courant actif et puissance active et réactive calculée:
 - avant le creux, mesuré en moyenne au régime établi [p.u.];
 - injection pendant le creux, mesuré en moyenne au régime établi [p.u.];
 - après le creux, mesuré en moyenne au régime établi [p.u.];

- temps de réponse de la puissance active après défaillance, mesuré à partir du moment où la tension est de nouveau supérieure à 0,9 p.u. jusqu'au moment où la puissance active est de nouveau au niveau de puissance active avant défaillance moins 0,1 p.u. de la puissance nominale.

Pour les creux de tension inférieurs à 5 % de la tension restante, seule la valeur absolue du courant nécessite d'être indiquée.

Événement de surtension

Pour les événements de surtension, les propriétés suivantes doivent être indiquées:

- montage d'essai (essai avec une turbine complète ou sur un banc d'essai);
- mode de fonctionnement de la turbine;
- en fonction de l'appareil à soumettre à l'essai, tous les différents états d'essai et la séquence d'essai;
- t_{fault} , durée de la défaillance et t_{clear} ;
- déclenchement/pas de déclenchement de la turbine soumise à l'essai;
- temps de réponse du courant réactif et actif mesuré [ms]:
 - au cours de l'événement de surtension
 - après l'événement de surtension;
- temps de stabilisation du courant réactif et actif [ms]:
 - au cours de l'événement de surtension;
 - après l'événement de surtension;
- courant réactif en régime établi mesuré, courant actif et puissance active et réactive calculée:
 - avant la hausse, mesuré en moyenne au régime établi [p.u.];
 - injection pendant la hausse, mesuré en moyenne au régime établi [p.u.];
 - après la hausse, mesuré en moyenne au régime établi [p.u.];
- temps de réponse de la puissance active après l'événement de surtension mesuré à partir du moment où la tension se trouve à l'intérieur de la plage de tolérance (Figure 17) jusqu'au moment où la puissance active revient au niveau de puissance active avant défaut $\pm 0,1$ p.u. de la puissance nominale [ms].

Des exemples de documentation sont donnés en Annexe A.

8.6 Déconnexion du réseau

8.6.1 Généralités

Le Paragraphe 8.6 décrit les procédures de mesure et d'essai pour valider le fonctionnement des différents systèmes de protection du réseau dans l'éolienne ainsi que les procédures de reconnexion.

8.6.2 Protection du réseau

8.6.2.1 Généralités

L'essai de la protection du réseau n'a pas pour but de documenter des niveaux et des durées de protection spécifiques, mais de démontrer la fonctionnalité de la protection du réseau, et il peut suivre un réglage donné.

L'essai peut être effectué au niveau de la turbine, au niveau du sous-système, si la protection du réseau est réalisée par une unité séparée, comme un relais de protection du réseau séparé ou sur un matériel dans l'essai en boucle du système de protection de l'éolienne.

Pour des raisons de sécurité, les mesures concernant la protection réseau sont effectuées tandis que le générateur de l'éolienne ne fonctionne pas.

8.6.2.2 Description

Le but de cet essai est de démontrer la capacité de la turbine à se déconnecter du réseau si la tension ou la fréquence pendant un temps donné dépasse une limite donnée. Avec les réglages par défaut des niveaux de déconnexion et des temps de déconnexion de l'éolienne, les niveaux de déconnexion et les temps de déconnexion réels de l'éolienne doivent être déterminés pour les surtensions et les sous-tensions et pour les fréquences excessives et insuffisantes.

Ceci doit être réalisé en utilisant une tension d'alimentation externe appropriée, qui est variable en tension et fréquence, et appliquée au système de commande de l'éolienne ou dans le dispositif de protection. La précision de la tension et la fréquence de la source de tension seront assurées par la précision du système de mesure.

Les niveaux de protection par défaut et les temps de déconnexion du système de commande de l'éolienne doivent être spécifiés par le fabricant.

Le fabricant spécifie si les essais de surtension et de sous-tension sont effectués en tant que tension de phase à la terre sur l'ensemble des trois phases, phase à la terre sur phase monophasée, ou phase par phase.

8.6.2.3 Procédure

Les fonctions du Tableau 14 doivent être soumises à l'essai avec les paramètres de réglage donnés.

Tableau 14 – Essais de protection du réseau

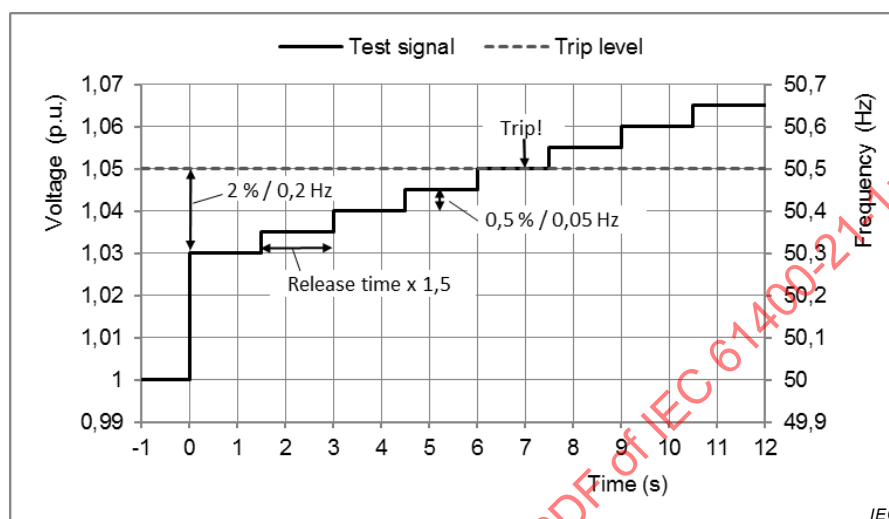
Es-sai n°	Fonction	Valeur de référence du dispositif de protection du réseau		Procédure d'essai pour la détermination de				
				la précision du niveau de protection			temps de relâchement	
		Niveau de protection	Temps de relâchement	Point de départ de l'essai	Dimen-sion de l'échelon	Durée de chaque échelon	Échelon à partir de	Échelon jusqu'à
1	Sur-tension $U >$	Niveau de défaillance	Durée de la défaillance	Niveau de défaillance – 2 % U_n	0,5 % U_n	1,5 × valeur de référence de la durée de relâchement, min. 1 s	Niveau de défaillance – 2 % U_n	Niveau de défaillance + 2 % U_n
2	Sur-tension $U >>$ (si disponible)	Niveau de défaillance	Durée de la défaillance	Niveau de défaillance – 2 % U_n	0,5 % U_n	1,5 × valeur de référence de la durée de relâchement, min. 1 s	Niveau de défaillance – 2 % U_n	Niveau de défaillance + 2 % U_n
3	Sous-tension $U <$	Niveau de défaillance	Durée de la défaillance	Niveau de défaillance + 2 % U_n	-0,5 % U_n	1,5 × valeur de référence de la durée de relâchement, min. 1 s	Niveau de défaillance – 2 % U_n	Niveau de défaillance + 2 % U_n
4	Sous-tension $U <<$ (si disponible)	Niveau de défaillance	Durée de la défaillance	Niveau de défaillance + 2 % U_n	-0,5 % U_n	1,5 × valeur de référence de la durée de relâchement, min. 1 s	Niveau de défaillance – 2 % U_n	Niveau de défaillance + 2 % U_n
5	Sur-fréquence $f >$	Niveau de défaillance	Durée de la défaillance	Niveau de défaillance – 0,2 Hz	0,05 Hz	1,5 × valeur de référence de la durée de relâchement, min. 1 s	Niveau de défaillance – 1 Hz	Niveau de défaillance + 1 Hz
6	Sous-fréquence $f <$	Niveau de défaillance	Durée de la défaillance	Niveau de défaillance + 0,2 Hz	-0,05 Hz	1,5 × valeur de référence de la durée de relâchement, min. 1 s	Niveau de défaillance + 1 Hz	Niveau de défaillance - 1 Hz

Une des procédures suivantes (échelon de variation ou impulsion de variation) doit être appliquée pour la détermination des niveaux de protection. Il convient que la durée de chacun des échelons suivants soit d'au moins 1,5 fois la valeur de référence du temps de relâchement, mais d'au moins 1 s. Si l'éolienne se déconnecte déjà au cours de la première étape, il convient que l'essai commence à la tension ou à la fréquence nominale.

L'échelon de variation peut être utilisé pour l'essai de la surtension lente $U >$ et la sous-tension $U <$ et pour la surfréquence $f >$ et la sous-fréquence $f <$. Pour soumettre à essai la surtension rapide $U >>$ et la sous-tension rapide $U <<$, l'impulsion de variation peut être appliquée, afin d'éviter que la protection du réseau ne se déclenche lors de la sous-tension lente ou de la surtension.

Échelon de variation:

- 1) variation de départ au point de départ de l'essai, comme défini dans le Tableau 14 et à la Figure 21;
- 2) diminuer ou augmenter le niveau avec la dimension de l'échelon et sa durée, comme indiqué dans le Tableau 14 et à la Figure 21, jusqu'à ce que la protection du réseau se déclenche;
- 3) le niveau où la protection du réseau se déclenche donne le niveau de protection mesuré.



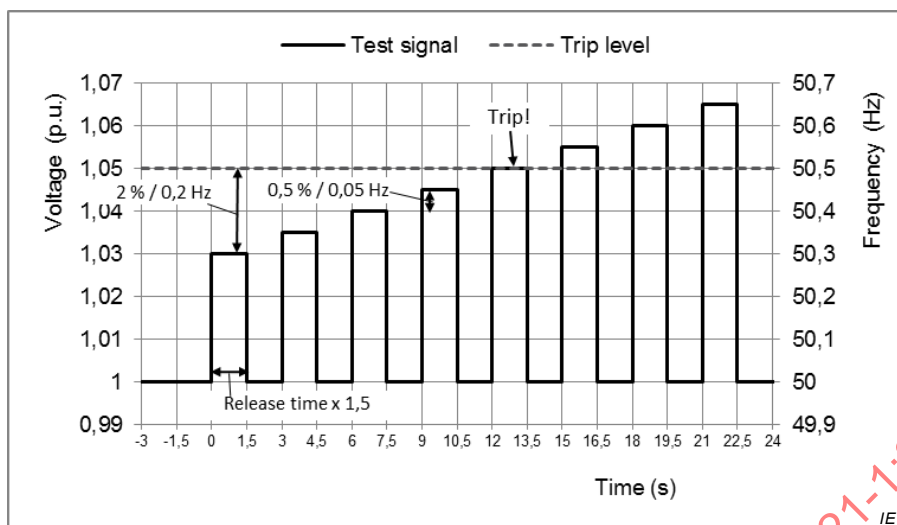
Anglais	Français
Voltage	Tension
Test signal	Signal d'essai
Trip level	Niveau de déclenchement
Frequency	Fréquence
Release time	Temps de relâchement
Trip	Déclenchement
Time	Temps

Figure 21 – Exemple d'échelon de variation pour l'essai de surtension ou de surfréquence

Impulsion de variation:

- 1) commencer à la valeur nominale, comme indiqué dans le Tableau 14 et à la Figure 22;
- 2) aller jusqu'au point de départ de l'essai, comme défini dans le Tableau 14 et à la Figure 22 avec la durée de l'échelon, indiquée dans le Tableau 14 et à la Figure 22;
- 3) retourner à la valeur nominale, indiquée dans le Tableau 14 et à la Figure 22;
- 4) passer au niveau suivant en augmentant ou en diminuant avec une dimension et une durée d'échelon telles indiquées dans le Tableau 14 et à la Figure 22;
- 5) répéter les étapes 3 et 4 jusqu'à ce que la protection du réseau se déclenche.

Le niveau où la protection du réseau se déclenche donne le niveau de protection mesuré.



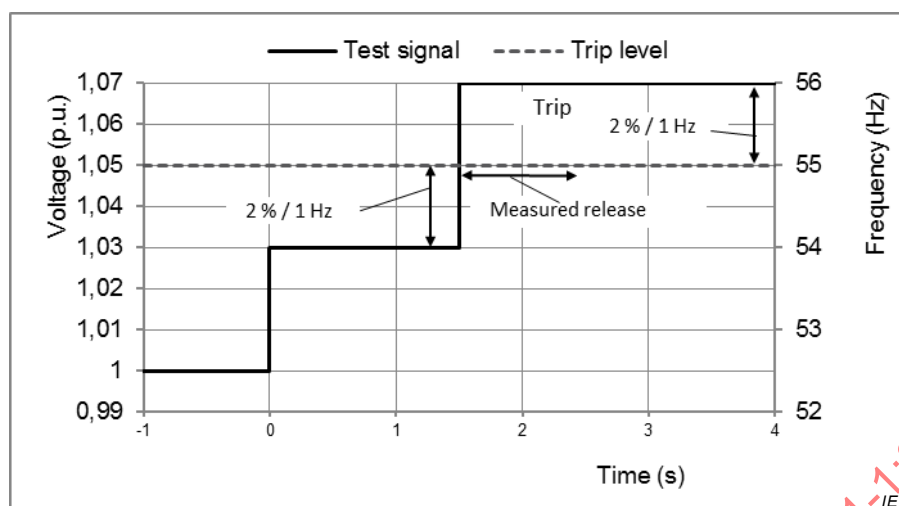
Anglais	Français
Voltage	Tension
Test signal	Signal d'essai
Trip level	Niveau de déclenchement
Frequency	Fréquence
Release time	Temps de relâchement
Trip	Déclenchement
Time	Temps

Figure 22 – Exemple d'impulsion de variation pour l'essai de surtension ou de surfréquence

Temps de relâchement du dispositif de protection du réseau:

Pour déterminer le temps de relâchement du dispositif de protection du réseau, la procédure d'essai suivante doit être appliquée.

Un échelon du niveau, indiqué dans le Tableau 14 et à la Figure 23, doit être donné au dispositif de protection du réseau. En raison de cet échelon, il convient que le dispositif de protection du réseau se déclenche. Le temps de relâchement du dispositif de protection du réseau est le temps qui s'écoule entre l'échelon et le déclenchement du dispositif de protection du réseau.



Anglais	Français
Voltage	Tension
Test signal	Signal d'essai
Trip level	Niveau de déclenchement
Frequency	Fréquence
Measured release	Relâchement mesuré
Trip	Déclenchement
Time	Temps

Figure 23 – Exemple des niveaux d'essai pour déterminer le temps de relâchement

Essai du circuit de déclenchement complet:

Pour démontrer la fonction du circuit de déclenchement complet, un essai doit être effectué sur l'éolienne pendant son fonctionnement normal.

La protection de l'éolienne est déclenchée soit en modifiant l'une des valeurs limites de sous-tension/surtension ou sous-fréquence/surfréquence, soit par un autre moyen approprié. Le temps de fonctionnement du disjoncteur et des relais auxiliaires (si disponibles) est déterminé par la mesure du déclenchement ou d'autres signaux applicables.

Si un rapport d'essai du fabricant est disponible pour le disjoncteur et/ou les relais auxiliaires contenant les détails des temps de relâchement, la détermination de ces temps du disjoncteur et/ou des relais auxiliaires par des mesures peut être omise.

8.6.2.4 Documentation

Les paramètres suivants doivent être signalés dans, par exemple, un tableau, comme décrit en Annexe A:

- valeur de référence du niveau de protection et du temps de relâchement;
- niveau de protection mesuré et temps de relâchement.

8.6.3 Essai du taux de variation de fréquence RoCoF (df/dt) du dispositif de protection

8.6.3.1 Description

Le taux de variation de la protection de fréquence est principalement utilisé pour détecter l'îlotage. Le comportement de la turbine au cours des événements de réseau qui provoquent une variation rapide de fréquence dans un court laps de temps doit être soumis à l'essai. La protection de la turbine doit se déclencher lorsqu'une dérivée de fréquence excessive est rencontrée.

L'essai n'a pas pour but de documenter des niveaux et des durées de protection spécifiques, mais de démontrer la fonctionnalité de la protection. L'essai peut être effectué au niveau de l'éolienne ou au niveau du sous-système, tandis que l'éolienne est arrêtée.

Avec les réglages donnés des niveaux de déconnexion et des temps de déconnexion, les niveaux de déconnexion et les temps de déconnexion exacts de l'éolienne doivent être déterminés pour les surtensions et les sous-tensions et pour la protection df/dt .

8.6.3.2 Procédure

La séquence d'essai consiste en une variation rapide de la fréquence, généralement dans la plage de 0,1 Hz/s à 2 Hz/s à partir de la fréquence nominale.

L'essai RoCoF est effectué à l'aide d'une valeur df/dt spécifiée par le fabricant de la turbine.

L'essai peut être effectué par exemple avec un simulateur de réseau, capable de contrôler la fréquence, dans la plage exigée et avec la dynamique exigée.

L'essai doit être effectué par:

- 1) détermination du niveau de protection, par:
l'augmentation ou la diminution de la fréquence d'entrée de RoCoF à un taux constant de variation de fréquence (df/dt) par rapport à la fréquence nominale. L'essai est répété jusqu'à ce que le dispositif de protection se déclenche, tout en augmentant la pente d'essai (df/dt) de 0,1 Hz/s par échelon;
- 2) détermination de la durée de protection, par:
augmenter ou diminuer la fréquence d'entrée de RoCoF à un taux constant de variation de fréquence (df/dt) de 0,2 Hz/s supérieur au niveau de déclenchement à partir de la fréquence nominale et mesurer le temps de relâchement.

La fonctionnalité du système de protection RoCoF de l'éolienne et le temps de déconnexion sont soumis à l'essai avec des dérivés de fréquence positifs et négatifs à un niveau supérieur au niveau de déconnexion de la protection df/dt . Il convient d'effectuer l'essai à une valeur de référence qui se situe à l'intérieur des limites de surfréquence et de sous-fréquence.

8.6.3.3 Documentation

Les paramètres suivants doivent être signalés dans, par exemple, un tableau, comme décrit en Annexe A:

- valeur de référence du niveau de protection et du temps de relâchement;
- niveau de protection mesuré et temps de relâchement.

8.6.4 Essai de reconnexion

8.6.4.1 Description

Le but de l'essai du temps de reconnexion est de montrer que la turbine se reconnecte automatiquement après une défaillance de réseau, quelle que soit la longueur de la défaillance, et que la puissance est accrue en fonction d'un taux de variation prédéfini.

Le temps de reconnexion après déconnexion de l'éolienne due à une défaillance du réseau doit être caractérisé par les résultats d'essai présentés dans un tableau. Le tableau doit présenter le temps de reconnexion après défaillance du réseau pendant 10 secondes, 1 minute et 10 minutes, ainsi que le taux de variation. Le temps de reconnexion est la durée entre l'instant où le réseau est disponible sur les bornes de l'éolienne et l'instant où l'éolienne commence à produire de l'énergie.

8.6.4.2 Procédure

La procédure suivante doit être appliquée:

- l'essai doit être effectué une fois pour chacune des 3 durées de défaillance du réseau spécifiées en 8.6.4.1;
- la vitesse moyenne du vent doit être supérieure à la vitesse du vent au démarrage pendant le temps de reconnexion;
- il convient que le réseau soit rendu indisponible pour l'éolienne en ouvrant un disjoncteur applicable sur le réseau. Ce disjoncteur sera généralement un disjoncteur MT reliant l'éolienne au système de collecte de puissance. L'ouverture du disjoncteur doit se produire pendant que l'éolienne est en production normale. Il convient que le réseau soit à nouveau mis à disposition pour l'éolienne en fermant le disjoncteur;
- la durée de défaillance est la durée comprise entre l'ouverture et la fermeture du disjoncteur. Le disjoncteur est en principe mis en fonctionnement manuellement, et il faut s'assurer que la durée de défaillance du réseau est telle que spécifiée, avec une tolérance de $\pm 10\%$ de la durée de défaillance;
- le temps de reconnexion est déterminé comme le temps entre l'instant où la tension revient à son niveau normal (entre 0,9 et 1,1 p.u.) et l'instant où l'éolienne commence à nouveau à produire de l'énergie ($P > 0$);
- la puissance et le courant actifs doivent être mesurés aux bornes de l'éolienne;
- le taux de variation est mesuré de 0,1 p.u. à 0,4 p.u. en fonction de la production de puissance active.

8.6.4.3 Documentation

Les paramètres suivants doivent être signalés, par exemple dans le Tableau A.46 et des graphiques, comme décrit à l'Annexe A. Les résultats des essais doivent être consignés sur la base de données moyennes de 0,2 s de la puissance active et de la tension mesurées.

- Temps de reconnexion
- Taux de variation pendant le démarrage

Annexe A (informative)

Rapport

A.1 Vue d'ensemble

Le modèle suivant comprend les informations minimales exigées pour la présentation des résultats. Le formatage des tableaux et des graphiques est exemplaire.

A.2 Généralités

Tableau A.1 – Rapport général d'informations

Rapport:		Fiche:		page 1 sur --
Désignation du type d'éolienne:			Numéro de série:	
Fabricant de l'éolienne:				
Description de l'éolienne soumise à l'essai, y compris le jeu de réglage des paramètres de commande concernés:	Nom et date du document			
Description du site d'essai et du raccordement au réseau:				
Description du matériel d'essai (liste complète du matériel utilisé et de ses caractéristiques techniques, numéros de série etc.):				
Exceptions				
Nom et adresse de l'organisation responsable de l'essai:				
Auteur:		Vérifié:		
Date d'émission:		Approuvé:		

Tableau A.2 – Données générales

Nombre de pales:		Commande de vitesse (fixe/2 vitesses/variable):	
Diamètre du rotor [m]:		Plage de vitesse [rpm]:	
Hauteur du moyeu [m]:		Type d'éolienne (double alimentation/convertisseur complet/couplage direct/autres):	
Commande des pales (commande de l'angle des pales/décrochage aérodynamique):		Type de générateur et caractéristiques assignées: [kW]:	
Vitesse de démarrage [m/s]:		Type de convertisseur côté réseau et caractéristiques assignées [kVA]:	
Description du profil FRT (niveaux de tension, signal de déclenchement, hystérésis, stratégie de commande):	UVRT:		
	OVRT:		
Profil de capacité de puissance réactive:			
Caractéristiques particulières:			

Tableau A.3 – Données nominales

Puissance active nominale, P_n : [kW]		Puissance apparente nominale, S_n : [kVA]	
Vitesse nominale du vent v_n : [m/s]		Courant nominal, I_n : [A]	
Tension nominale, U_n : [V]		Fréquence nominale, f_n : [Hz]	

Tableau A.4 – Conditions d'essai

<i>Puissance apparente du transformateur (MVA)</i>	
<i>Point de mesure (c.-à-d. côté MV/LV)</i>	
<i>Tension THD (jusqu'au 50e rang)</i>	
<i>Variations de fréquence (données moyennes sur 0,2 s)</i>	
<i>Taux de variation de la fréquence (données moyennes sur 0,2 s)</i>	
<i>Variations en basse tension (données moyennes sur 10 min)</i>	
<i>Taux de déséquilibre de la tension (IEC 61000-4-30)</i>	
<i>Intensité des turbulences moyennes</i>	
<i>Puissance apparente de court-circuit de réseau</i>	
<i>Angle de l'impédance du réseau</i>	
<i>Conditions d'environnement</i>	
<i>Informations sur la compatibilité magnétique du matériel de mesure</i>	
<i>Variations de température au cours de l'essai selon les spécifications du fabricant du matériel de mesure</i>	
<i>Le dispositif d'acquisition de données satisfaisant aux exigences de l'IEC 62008 en matière de caractéristiques de performance et de méthodes d'étalonnage</i>	

A.3 Aspects liés à la qualité de puissance

Papillotement (voir 8.2.2):

Tableau A.5 – Coefficient de papillotement par tranche de puissance (95^e centile)

	P_{bin} [% of P_n]											
ψ_k [°]	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	Max.
30°												
50°												
70°												
85°												
Nombre d'ensembles de données de 10 min.												
Période de mesures												
Mode de fonctionnement (commande réactive $Q=0$ /autres)												

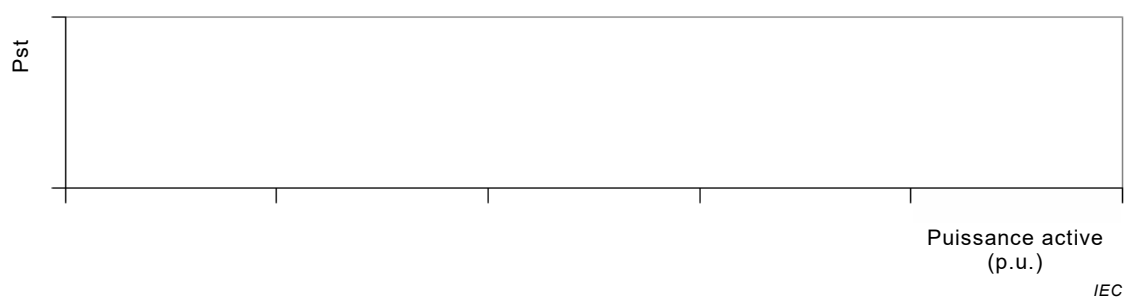


Figure A.1 – Papillotement de tension P_{st} vs. puissance active

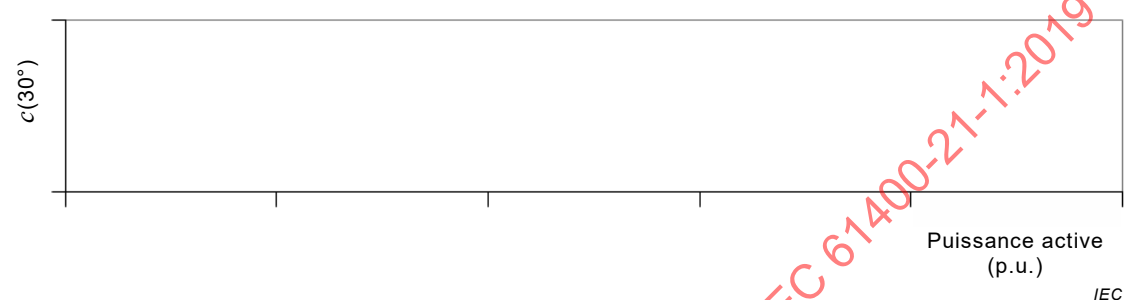


Figure A.2 – Coefficient de papillotement $c(30^\circ)$ vs. puissance active

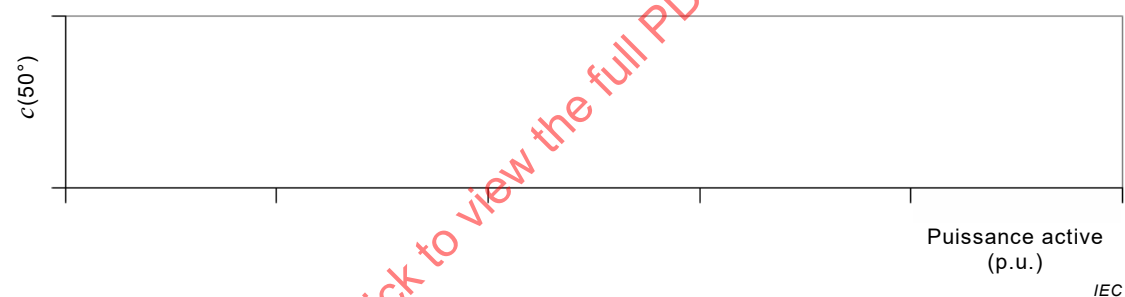


Figure A.3 – Coefficient de papillotement $c(50^\circ)$ vs. puissance active

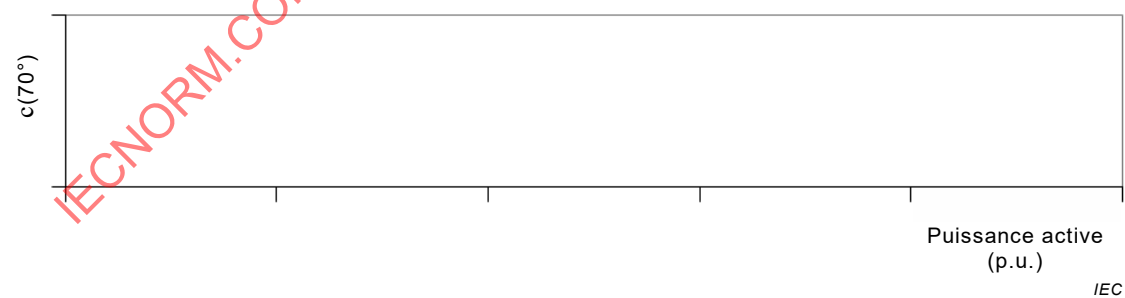


Figure A.4 – Coefficient de papillotement $c(70^\circ)$ vs. puissance active

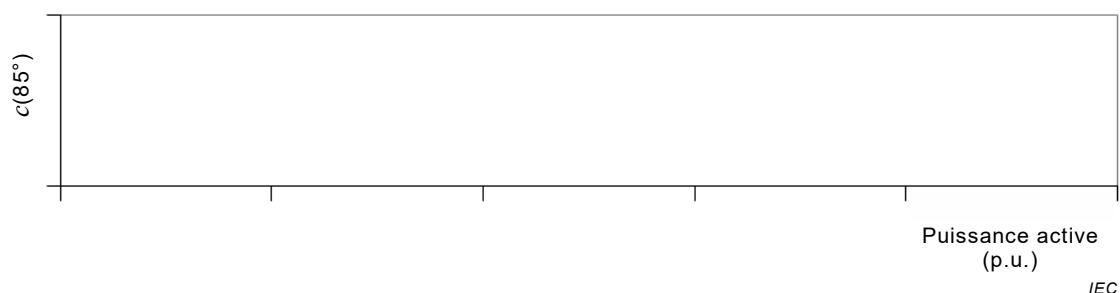


Figure A.5 – Coefficient de papillement $c(85^\circ)$ vs. puissance active

Opérations de commutation (voir 8.2.3)

Tableau A.6 – Mise en marche à la vitesse de démarrage

Cas d'opération de commutation:	Mise en marche à la vitesse de démarrage			
Mode de fonctionnement pour les opérations de commutation (commande réactive $Q=0$ /autres)				
Nombre d'opérations de commutation effectuées				
Période de mesures				
Plage de vitesse du vent (min., max.)				
Nombre maximal d'opérations de commutation, N_{10m} :				
Nombre maximal d'opérations de commutation, N_{120m} :				
Angle de phase de l'impédance du réseau, ψ_k :	30°	50°	70°	85°
Facteur de papillement sur un échelon, $k_f(\psi_k)$:				
Facteur de variation de tension, $k_U(\psi_k)$:				

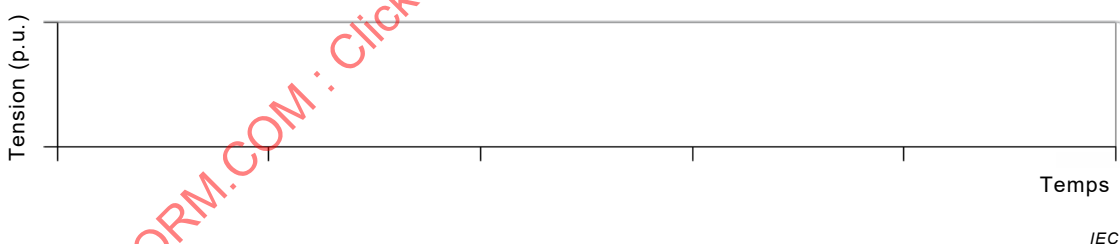


Figure A.6 – Séries temporelles de tensions triphasées en tant que valeur efficace de démarrage à la vitesse du vent de ... m/s

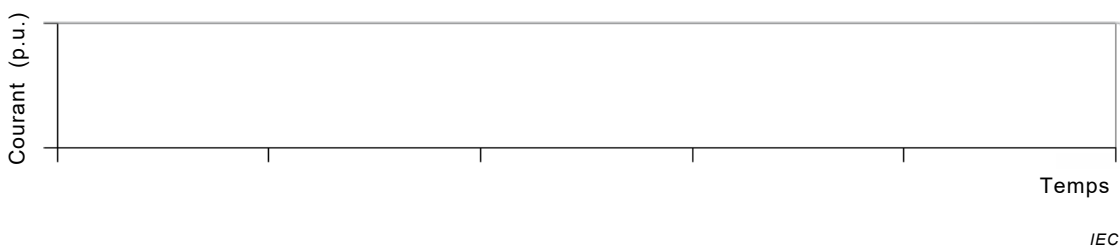


Figure A.7 – Séries temporelles de courants triphasés en tant que valeur efficace de démarrage à la vitesse du vent de ... m/s

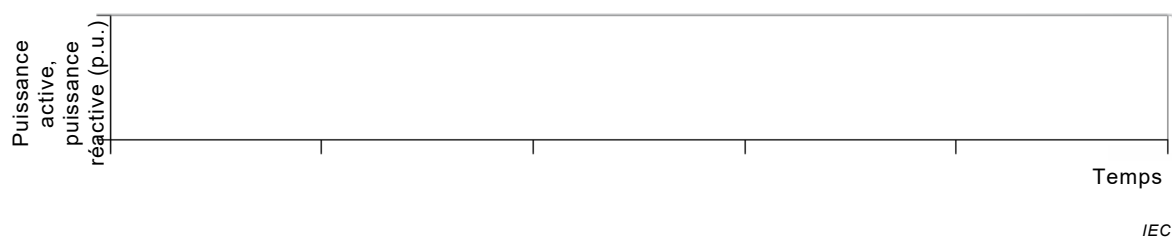


Figure A.8 – Séries temporelles de puissance active et réactive de démarrage à la vitesse du vent de ... m/s

Tableau A.7 – Démarrage en puissance nominale active

Cas d'opération de commutation:	Démarrage en puissance nominale active			
Mode de fonctionnement pour les opérations de commutation (commande réactive $Q=0$ /autres)				
Nombre d'opérations de commutation effectuées				
Période de mesures				
Plage de vitesse du vent (min., max.)				
Nombre maximal d'opérations de commutation, N_{10m} :				
Nombre maximal d'opérations de commutation, N_{120m} :				
Angle de phase de l'impédance du réseau, ψ_k :	30°	50°	70°	85°
Facteur de papillotement sur un échelon, $k_f(\psi_k)$:				
Facteur de variation de tension, $k_U(\psi_k)$:				

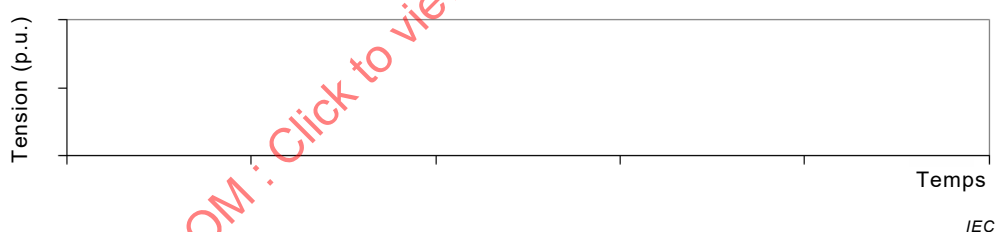


Figure A.9 – Séries temporelles de tensions triphasées en tant que valeur efficace de démarrage à puissance nominale active

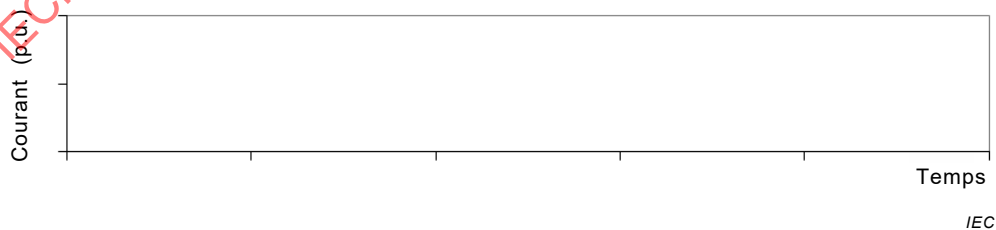


Figure A.10 – Séries temporelles de courants triphasés en tant que valeur efficace de démarrage à puissance nominale active

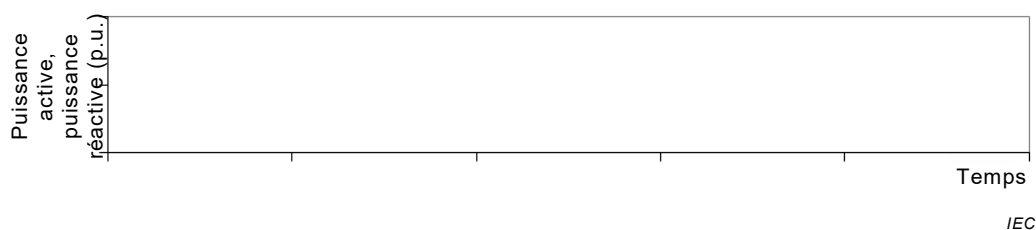


Figure A.11 – Séries temporelles de puissance active et réactive de démarrage à puissance nominale active

Tableau A.8 – Cas le plus défavorable de commutation entre générateurs

<i>Cas d'opération de commutation:</i>	<i>Cas le plus défavorable de commutation entre générateurs:</i>			
<i>Mode de fonctionnement pour les opérations de commutation (commande réactive $Q=0$/autres)</i>				
<i>Nombre d'opérations de commutation effectuées</i>				
<i>Période de mesures</i>				
<i>Plage de vitesse du vent (min., max.)</i>				
<i>Nombre maximal d'opérations de commutation, N_{10m}:</i>				
<i>Nombre maximal d'opérations de commutation, N_{120m}:</i>				
<i>Angle de phase de l'impédance du réseau, ψ_k:</i>	30°	50°	70°	85°
<i>Facteur de papillotement sur un échelon, $k_f(\psi_k)$:</i>				
<i>Facteur de variation de tension, $k_U(\psi_k)$:</i>				

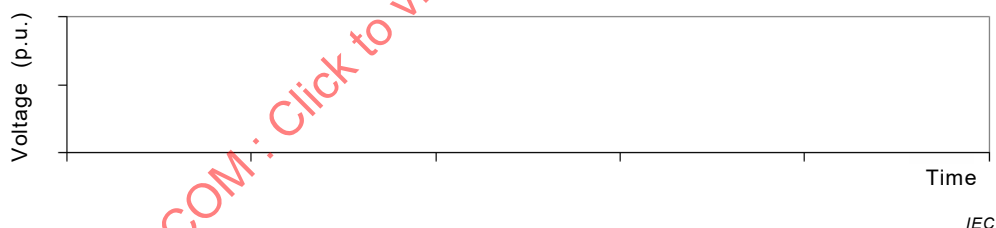


Figure A.12 – Séries temporelles de tensions triphasées en tant que valeur efficace de commutation de l'étape 1 du générateur vers l'étape 2

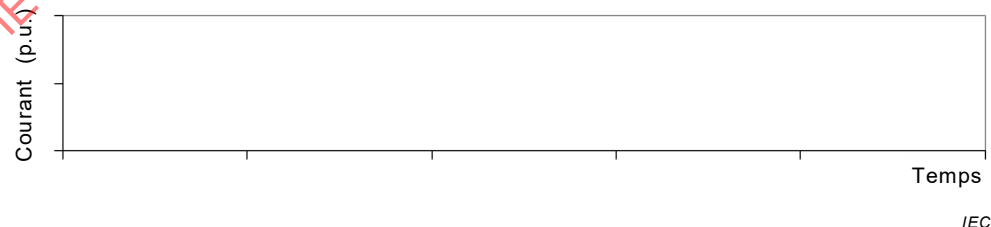


Figure A.13 – Séries temporelles de courants triphasés en tant que valeur efficace de commutation de l'étape 1 du générateur vers l'étape 2

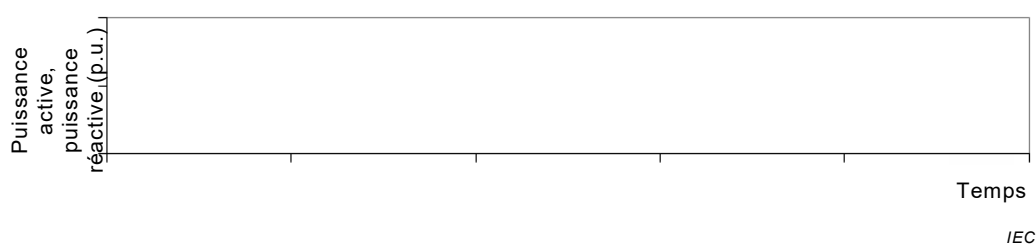


Figure A.14 – Séries temporelles de puissance active et réactive de commutation de l'étape 1 du générateur vers l'étape 2

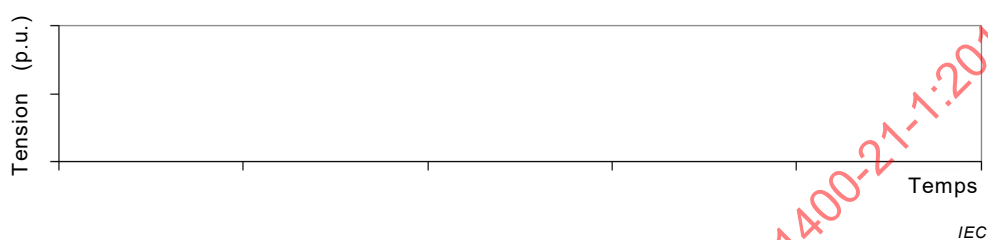


Figure A.15 – Séries temporelles de tensions triphasées en tant que valeur efficace de commutation de l'étape 2 du générateur vers l'étape 1

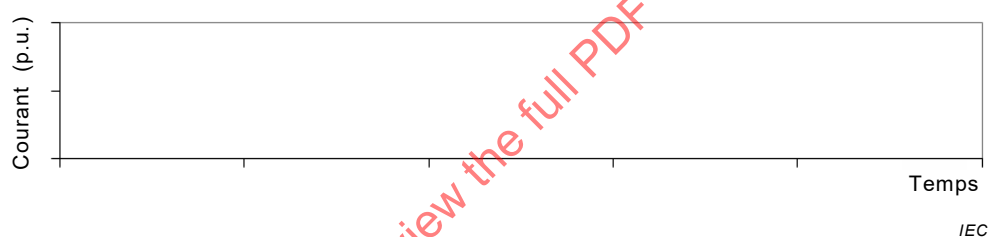


Figure A.16 – Séries temporelles de courants triphasés en tant que valeur efficace de commutation de l'étape 2 du générateur vers l'étape 1



Figure A.17 – Séries temporelles de puissance active et réactive de commutation de l'étape 2 du générateur vers l'étape 1

Harmoniques de courant (voir 8.2.4):

[illegible]

Courants interharmoniques:

Tableau A.11 – 95^e centile d'amplitudes harmoniques de 10 min par tranche de puissance

[illegible]

Composantes à fréquence plus élevée:

Tableau A.12 – 95^e centile d'amplitudes harmoniques de 10 min par tranche de puissance

[illegible]

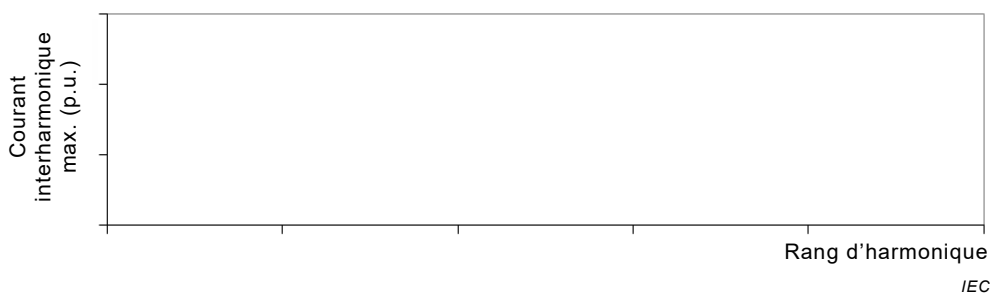


Figure A.18 – Max. des 95^{es} centiles de courants harmoniques entiers vs. le rang d'harmonique

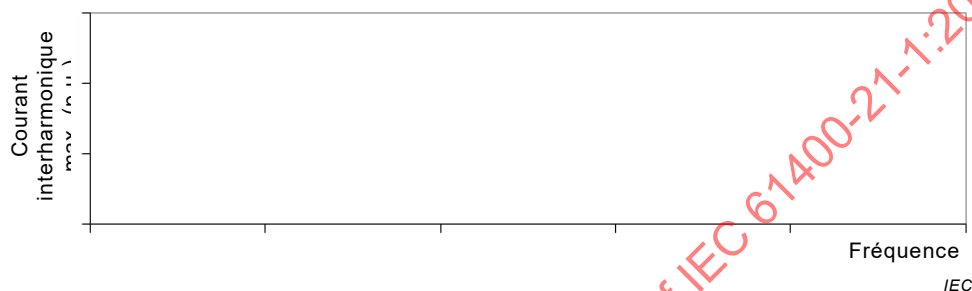


Figure A.19 – Max. des 95^{es} centiles de courants interharmoniques vs. la fréquence

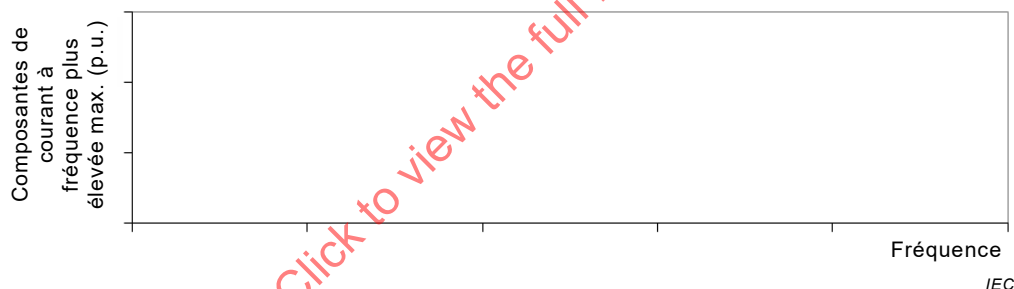


Figure A.20 – Max. des 95^{es} centiles des composantes de courant à fréquence plus élevée vs. la fréquence

A.4 Fonctionnement en régime établi

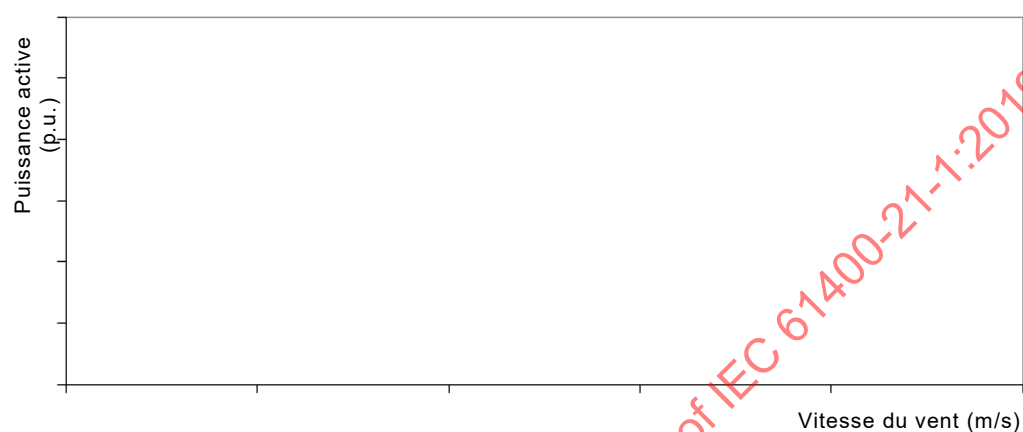
Observation de la puissance active en fonction de la vitesse du vent (voir 8.3.2):

Tableau A.13 – Puissance active en fonction de la vitesse du vent (voir 8.3.2)

[illegible]

Tableau A.14 – Ensemble de données de mesure

Période de mesures											
Tranche de puissance: [% de P_n]	-5 à 5	5 à 15	15 à 25	25 à 35	35 à 45	45 à 55	55 à 65	65 à 75	75 à 85	85 à 95	95 à 105
Nombre total d'ensembles de données de 10 min.:											



IEC

Figure A.21 – Puissance active en fonction de la vitesse du vent

Puissance maximale (voir 8.3.3):

Tableau A.15 – Puissance active maximale

Puissance active P_x	$P_{0,2}$	P_{60}	P_{600}
Durée moyenne [s]	0,2	60	600
Puissance active mesurée [kW]			
Puissance active normalisée [p.u.]			
Nombre total d'ensembles de données			

Caractéristiques de la puissance réactive à $Q = 0$ (voir 8.3.4):

Tableau A.16 – Caractéristique de la puissance réactive

<i>Période de mesures</i>					
P_{bin} (%)	P [kW]	Q [kvar]	$\cos(\varphi)$ [-]	U_1 [V]	Nombre d'ensembles de données de 1 min.
0					
10					
20					
30					
40					
50					
60					
70					
80					
90					
100					

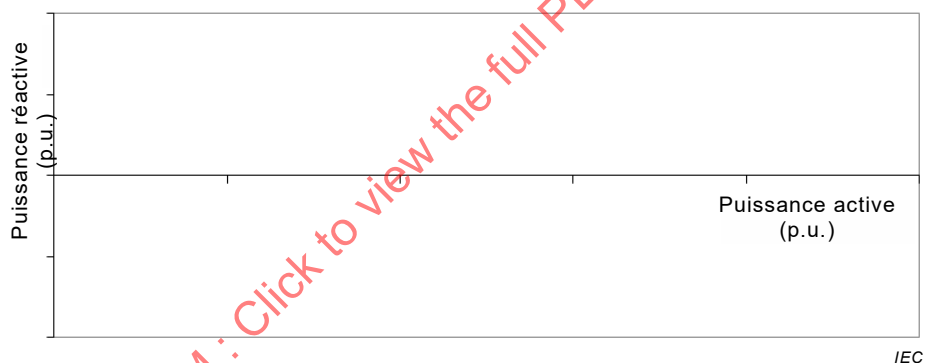
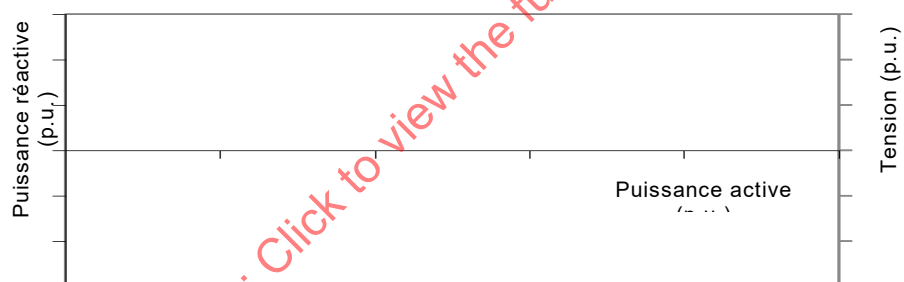


Figure A.22 – Puissance réactive vs. puissance active

Capacité de puissance réactive (voir 8.3.5):

Tableau A.17 – Diagramme QP

Période de mesures										
P_{bin} (%)	sous-excité					surexcité				
	P [kW]	Q [kvar]	$\cos(\varphi)$ [-]	U_1 [V]	Nombre d'ensembles de données de 1 min.	P [kW]	Q [kvar]	$\cos(\varphi)$ [-]	U_1 [V]	Nombre d'ensembles de données de 1 min.
0										
10										
20										
30										
40										
50										
60										
70										
80										
90										
100										



IEC

Figure A.23 – Diagramme QP