

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

Wind turbines –

Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines

Eoliennes –

Partie 21: Mesurage et évaluation des caractéristiques de qualité de puissance des éoliennes connectées au réseau



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2008 IEC, Geneva, Switzerland

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

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

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

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

IEC Central Office
3, rue de Varembe
CH-1211 Geneva 20
Switzerland
Email: inmail@iec.ch
Web: www.iec.ch

About the IEC

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

About IEC publications

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

- Catalogue of IEC publications: www.iec.ch/searchpub

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 It also gives information on projects, withdrawn and replaced publications.

- IEC Just Published: www.iec.ch/online_news/justpub

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

- Electropedia: www.electropedia.org

The world's leading online dictionary of electronic and electrical terms containing more than 20 000 terms and definitions in English and French, with equivalent terms in additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary online.

- Customer Service Centre: www.iec.ch/webstore/custserv

If you wish to give us your feedback on this publication or need further assistance, please visit the Customer Service Centre FAQ or contact us:

Email: csc@iec.ch

Tel.: +41 22 919 02 11

Fax: +41 22 919 03 00

A propos de la CEI

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

A propos des publications CEI

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

- Catalogue des publications de la CEI: www.iec.ch/searchpub/cur_fut-f.htm

Le Catalogue en-ligne de la CEI vous permet d'effectuer des recherches en utilisant différents critères (numéro de référence, texte, comité d'études,...). Il donne aussi des informations sur les projets et les publications retirées ou remplacées.

- Just Published CEI: www.iec.ch/online_news/justpub

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

- Electropedia: www.electropedia.org

Le premier dictionnaire en ligne au monde de termes électroniques et électriques. Il contient plus de 20 000 termes et définitions en anglais et en français, ainsi que les termes équivalents dans les langues additionnelles. Egalement appelé Vocabulaire Electrotechnique International en ligne.

- Service Clients: www.iec.ch/webstore/custserv/custserv_entry-f.htm

Si vous désirez nous donner des commentaires sur cette publication ou si vous avez des questions, visitez le FAQ du Service clients ou contactez-nous:

Email: csc@iec.ch

Tél.: +41 22 919 02 11

Fax: +41 22 919 03 00

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

Wind turbines –

Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines

Eoliennes –

Partie 21: Mesurage et évaluation des caractéristiques de qualité de puissance des éoliennes connectées au réseau

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

PRICE CODE
CODE PRIX

XA

ICS 27.180

ISBN 2-8318-9938-9

CONTENTS

FOREWORD.....	4
INTRODUCTION.....	6
1 Scope.....	7
2 Normative references	7
3 Terms and definitions	8
4 Symbols and units	11
5 Abbreviations	13
6 Wind turbine power quality characteristic parameters	14
6.1 General.....	14
6.2 Wind turbine specification	14
6.3 Voltage fluctuations.....	14
6.3.1 General	14
6.3.2 Continuous operation	14
6.3.3 Switching operations	15
6.4 Current harmonics, interharmonics and higher frequency components	15
6.5 Response to voltage drops	16
6.6 Active power	16
6.6.1 Maximum measured power.....	16
6.6.2 Ramp rate limitation	16
6.6.3 Set-point control	17
6.7 Reactive power	17
6.7.1 Reactive power capability.....	17
6.7.2 Set-point control.....	17
6.8 Grid protection	18
6.9 Reconnection time.....	18
7 Test procedures.....	18
7.1 General.....	18
7.1.1 Test validity.....	19
7.1.2 Test conditions	19
7.1.3 Test equipment.....	20
7.2 Wind turbine specification	21
7.3 Voltage fluctuations.....	21
7.3.1 General	21
7.3.2 Fictitious grid.....	21
7.3.3 Continuous operation	23
7.3.4 Switching operations	26
7.4 Current harmonics, interharmonics and higher frequency components	27
7.5 Response to temporary voltage drop	28
7.6 Active power	30
7.6.1 Maximum measured power.....	30
7.6.2 Ramp rate limitation	31
7.6.3 Set point control	31
7.7 Reactive power	31
7.7.1 Reactive power capability.....	31
7.7.2 Set point control	32
7.8 Grid protection	32

7.9	Reconnection time.....	33
8	Assessment of power quality	34
8.1	General.....	34
8.2	Voltage fluctuations.....	34
8.2.1	General	34
8.2.2	Continuous operation	35
8.2.3	Switching operations	35
8.3	Current harmonics, interharmonics and higher frequency components	36
Annex A (informative)	Sample report format.....	38
Annex B (informative)	Voltage fluctuations and flicker.....	48
Annex C (informative)	Measurement of active power, reactive power and voltage.....	56
Bibliography		58
Figure 1	– Adjustment of active power set-point.....	17
Figure 2	– Adjustment of reactive power set-point.....	18
Figure 3	– Assumed elements of measurement system	20
Figure 4	– Fictitious grid for simulation of fictitious voltage.....	22
Figure 5	– System with short circuit emulator for testing wind turbine response to temporary voltage drop.....	29
Figure 6	– Tolerance of voltage drop	30
Figure B.1	– Measurement and assessment procedures for flicker during continuous operation of the wind turbine.....	48
Figure B.2	– Measurement and assessment procedures for voltage changes and flicker during switching operations of the wind turbine.....	49
Figure B.3	– Flicker coefficient as a function of wind speed	50
Table 1	– Specification of voltage drops. The specified magnitudes, duration and shape are for the voltage drop occurring when the wind turbine under test is not connected.....	16
Table 2	– Specification of requirements for measurement equipment.....	21
Table 3	– Specification of exponents according to IEC 61000-3-6.....	37
Table B.1	– Number of measurements $N_{m,i}$ and frequency of occurrence of $f_{m,i}$ and $f_{y,i}$ for each wind speed bin in the range from cut-in wind speed to 15 m/s	51
Table B.2	– Weighting factor w_i for each wind speed bin.....	51
Table B.3	– Total sum of weighting factor multiplied by number of measurements for all wind speed bins	52
Table B.4	– Weighted accumulated distribution of the flicker coefficients $Pr(c < x)$ for each wind speed distribution.....	52
Table B.5	– Resulting flicker coefficient in continuous operation	53
Table B.6	– Probabilities and percentiles for different wind speeds	53

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

WIND TURBINES –

Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected 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 Guidances (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 provides no marking procedure to indicate its approval and cannot be rendered responsible for any equipment declared to be in conformity with an IEC Publication.
- 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 has been prepared by IEC technical committee 88: Wind turbines.

This second edition cancels and replaces the first edition published in 2001. This edition constitutes a technical revision.

This edition includes the following new items with respect to the previous edition:

- Interharmonics and current distortions (<9 kHz)
- Response to voltage dips
- Active power ramp rate limitation and set-point control
- Reactive power capabilities and set-point control
- Grid protection and reconnection time after grid faults

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

FDIS	Report on voting
88/317/FDIS	88/326/RVD

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

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

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

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

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

INTRODUCTION

The purpose of this part of IEC 61400 is to provide a uniform methodology that will ensure consistency and accuracy in the presentation, testing and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines (WTs). The power quality characteristics here include wind turbine specifications, voltage quality (emissions of flicker and harmonics), voltage drop response, power control (control of active and reactive power), 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 power quality characteristics;
- the WT purchaser in specifying such power quality characteristics;
- the WT operator who may be required to verify that stated, or required power quality 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 component testing organization in evaluating the power quality 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 power quality characteristics of grid connected WTs. This part of IEC 61400 will benefit those parties involved in the manufacture, installation planning, obtaining of permission, operation, utilization, testing and regulation of WTs. The measurement and analysis techniques recommended in this part of IEC 61400 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.

WIND TURBINES –

Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines

1 Scope

This part of IEC 61400 includes:

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

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 PCC (Point of Common Coupling) at MV or HV 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 type only. Other configurations, including altered control parameters that cause the wind turbine to behave differently with respect to power quality, require separate assessment.

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

The procedures for assessing compliance with power quality requirements are valid for wind turbines with PCC at 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 a guidance.

This part of IEC 61400 is for testing of wind turbines, though it contains information that may also be useful for testing of wind farms.

NOTE This part of IEC 61400 uses the following terms for system voltage:

- 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 $U_n > 35$ kV.

2 Normative references

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

IEC 60044-1, *Instrument transformers – Part 1: Current transformers*

IEC 60044-2, *Instrument transformers – Part 2: Inductive voltage transformers*

IEC 60050-161, *International Electrotechnical Vocabulary – Part 161: Electromagnetic compatibility*

IEC 60050-415, *International Electrotechnical Vocabulary – Part 415: Wind turbine generator 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 61000-4-15, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4: Testing and measurement techniques – Section 15: Flickermeter – Functional and design specifications*

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

IEC 61800-3:2004, *Adjustable speed electrical power drive systems – Part 3: EMC requirements and specific test methods*

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

3 Terms and definitions

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

3.1

continuous operation (for wind turbines)

normal operation of the wind turbine excluding start-up and shutdown operations

3.2

cut-in wind speed (for wind turbines)

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

[IEV 415-03-05]

3.3

flicker coefficient for continuous operation (for wind turbines)

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 flicker emission from the wind turbine on the fictitious grid;

S_n is the rated apparent power of the wind turbine;

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

NOTE The flicker coefficient for continuous operation is the same for a short-term (10 min) and long-term period (2 h).

3.4

flicker step factor (for wind turbines)

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

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

where

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

$P_{\text{st, fic}}$ is the flicker emission from the wind turbine on the fictitious grid;

S_n is the rated apparent power of the wind turbine;

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

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

3.5

maximum measured power (for wind turbines)

power (with a specified averaging time) which is observed during continuous operation of the wind turbine

3.6

network impedance phase angle

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

3.7

normal operation (for wind turbines)

fault free operation complying with the description in the wind turbine manual

3.8

operational mode (for wind turbines)

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

3.9

output power (for wind turbines)

electric active power delivered by the wind turbine at its terminals

[IEV 415-04-02, modified]

3.10

point of common coupling

PCC

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

NOTE 1 These loads can be either devices, equipment or systems, or distinct customer's installations.

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

[IEV 161-07-15, modified]

3.11

power collection system (for wind turbines)

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

[IEV 415-04-06, modified]

3.12

rated apparent power (for wind turbines)

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

$$S_n = \sqrt{3} U_n I_n$$

where

U_n is the nominal voltage;

I_n is the rated current

3.13

rated current (for wind turbines)

maximum continuous electric output current which a wind turbine is designed to achieve under normal operating conditions

3.14

rated power (for wind turbines)

maximum continuous electric output power which a wind turbine is designed to achieve under normal operating conditions

[IEV 415-04-03, modified]

3.15

rated wind speed (for wind turbines)

wind speed at which a wind turbine's rated power is achieved

[IEV 415-03-04, modified]

3.16

standstill (for wind turbines)

condition of a wind turbine that is stopped

[IEV 415-01-15, modified]

3.17

start-up (for wind turbines)

transitional state of a wind turbine between standstill and power production

3.18

switching operation (for wind turbines)

start-up or switching between generators

3.19

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

[IEV 415-03-25]

3.20

voltage change factor (for wind turbines)

a 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 rated apparent power of the wind turbine;

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

NOTE The voltage change factor k_u is similar to k_i being the ratio between the maximum inrush current and the rated 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 .

3.21

wind turbine

WT

system which converts kinetic wind energy into electric energy

3.22

wind turbine terminals

point being a part of the WT and identified by the WT supplier at which the WT may be connected to the power collection system

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)
$f_{m,i}$	frequency of occurrence of flicker coefficient values within the i'th wind speed bin
f_{over}	over-frequency protection level
f_{under}	under-frequency protection level
$f_{y,i}$	frequency of occurrence of wind speeds within the i'th wind speed bin
h	harmonic order

$I_{h,i}$	h 'th order harmonic current distortion of i 'th wind turbine (A)
$i_m(t)$	measured instantaneous current (A)
I_n	rated current (A)
$k_f(\psi_k)$	flicker step factor
k_i	ratio of maximum inrush current and rated 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_{bin}	total number of wind speed bins between v_{cut-in} and 15 m/s
n_i	ratio of the transformer at the i 'th wind turbine
N_m	total number of measured flicker coefficient values
$N_{m,i}$	number of measured flicker coefficient values within the i 'th wind speed bin
$N_{m,i,c < x}$	number of flicker coefficient values less than x within the i 'th wind speed bin
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)
P_{lt}	long-term flicker disturbance factor
P_n	rated active power of wind turbine (W)
$Pr(c < x)$	accumulated distribution of c
P_{st}	short-term flicker disturbance factor
$P_{st,fic}$	short-term flicker disturbance factor at fictitious grid
Q	reactive power (var)
R_{fic}	resistance of fictitious grid (Ω)

S_k	short-circuit apparent power of grid (VA)
$S_{k, \text{fic}}$	short-circuit apparent power of the fictitious grid (VA)
S_n	rated apparent power of wind turbine (VA)
THC	total harmonic current distortion (% of I_n)
T_p	transient time period of a switching operation (s)
U	phase-to-phase voltage (V)
$u_0(t)$	instantaneous phase-to-neutral voltage of an ideal voltage source (V)
$u_{\text{fic}}(t)$	instantaneous phase-to-neutral voltage simulated at fictitious grid (V)
$U_{\text{fic}, \text{max}}$	maximum phase-to-neutral voltage at fictitious grid (V)
$U_{\text{fic}, \text{min}}$	minimum phase-to-neutral voltage at fictitious grid (V)
U_n	nominal phase-to-phase voltage (V)
U_{under}	under-voltage protection level
U_{over}	over-voltage protection level
v_a	annual average wind speed (m/s)
$v_{\text{cut-in}}$	cut-in wind speed (m/s)
v_i	mid-point of the i th wind speed bin
w_i	weighting factor for the i th wind speed bin
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 Abbreviations

The following abbreviations are used in this part of IEC 61400.

A/D converter	analogue to digital converter
DFT	discrete Fourier transform
HV	high voltage
LV	low voltage

MV	medium voltage
PCC	point of common coupling
RMS	root mean square
SCADA	supervisory control and data acquisition
THC	total harmonic current distortion
WT	wind turbine

6 Wind turbine power quality characteristic parameters

6.1 General

This clause gives the quantities that shall be stated for characterizing the power quality of a wind turbine, i.e. wind turbine specifications (6.2), voltage quality (6.3 to 6.4), voltage drop response (6.5), power control (6.6 to 6.7), grid protection and reconnection (6.8 to 6.9). 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.

6.2 Wind turbine specification

The rated data of the wind turbine (referred to the wind turbine terminals) shall be specified, including P_n , S_n , U_n and I_n .

NOTE The rated data are used only for normalizing purposes in this part of IEC 61400.

6.3 Voltage fluctuations

6.3.1 General

The voltage fluctuations (flicker and voltage changes) imposed by the wind turbine shall be characterized as described in 6.3.2 and 6.3.3.

6.3.2 Continuous operation

The wind turbine flicker coefficient for continuous operation, $c(\psi_k, v_a)$ shall be stated as the 99th percentile for the network impedance phase angles $\psi_k = 30^\circ, 50^\circ, 70^\circ$ and 85° in a Table for four different wind speed distributions with annual average wind speed $v_a = 6 \text{ m/s}, 7,5 \text{ m/s}, 8,5 \text{ m/s}$ and 10 m/s respectively. The 10 min average values of the wind speed shall be assumed to be Rayleigh distributed (see Note). The annual average wind speed refers to the hub height of the wind turbine.

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 set-point control shall be set to $Q=0$. If any other operational mode is used, this shall be clearly stated.

NOTE The Rayleigh distribution is a probability distribution that commonly fits the annual wind speed distribution. The Rayleigh distribution may be described by:

$$F(v) = 1 - \exp\left(-\frac{\pi}{4}\left(\frac{v}{v_a}\right)^2\right)$$

where

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

v_a is the annual average wind speed at hub height;

v is the wind speed.

6.3.3 Switching operations

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

- Wind turbine start-up at cut-in wind speed.
- Wind turbine start-up at rated wind speed or higher wind speed.
- The worst case of switching between generators (applicable only to wind turbines with more than one generator or a generator with multiple windings). See also Note 1.

For each of the above types of switching operations, the values of the parameters below shall be stated (see also Notes 2 and 3):

- The maximum number N_{10m} of the switching operation within a 10 min period.
- The maximum number N_{120m} of the switching operation within a 2 h 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° .

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 set-point control shall be set to $Q=0$. If other operational mode is used, this shall be clearly stated.

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} may be based on manufacturers information, whereas $k_f(\psi_k)$ and $k_u(\psi_k)$ should be measured and computed.

NOTE 3 Depending on the control system of the wind turbine, the maximum number of the switching operation within a 2 h period may be less than twelve times the maximum number of the switching operation within a 10 min period.

6.4 Current harmonics, interharmonics and higher frequency components

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

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 subgrouped values for frequencies up to 50 times the fundamental grid frequency, and the total harmonic current distortion shall be stated as derived from these.

The interharmonic current components shall be specified as subgrouped values for frequencies up to 2 kHz in accordance to Annex A of IEC 61000-4-7:2002.

The higher frequency current components shall be specified as subgrouped values for frequencies between 2 kHz and 9 kHz in accordance to Annex B of IEC 61000-4-7:2002.

The current harmonics, interharmonics and higher frequency components shall be stated for the wind turbine operating with reactive power as close as possible to zero, i.e. if applicable the reactive set-point control shall be set to $Q=0$. If other operational mode is used, this shall be clearly stated.

NOTE Harmonics are considered harmless as long as the duration is limited to a short period of time. Hence, this part of IEC 61400 does not require specification of short-duration harmonics caused by wind turbine start-up or other switching operations.

6.5 Response to voltage drops

The response of the wind turbine to the voltage drops specified in Table 1 shall be stated for the wind turbine operating at a) between $0,1 P_n$ and $0,3 P_n$ and b) above $0,9 P_n$. The stated response shall include results from 2 consecutive tests of each case (VD1-VD6) by time-series of active power, reactive power, active current, reactive current and voltage at the wind turbine terminals for the time shortly prior to the voltage drop and until the effect of the voltage drop has abated, but also the wind turbine operational mode shall be specified.

The test is basically for verifying wind turbine response to voltage drops (due to grid faults) and providing a basis for wind turbine numerical simulation model validation. 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.

Table 1 – Specification of voltage drops. The specified magnitudes, duration and shape are for the voltage drop occurring when the wind turbine under test is not connected

Case	Magnitude of voltage phase to phase (fraction of voltage immediately before the drop occurs)	Magnitude of positive sequence voltage (fraction of voltage immediately before the drop occurs)	Duration (s)	Shape
VD1 – symmetrical three-phase voltage drop	$0,90 \pm 0,05$	$0,90 \pm 0,05$	$0,5 \pm 0,02$	
VD2 – symmetrical three-phase voltage drop	$0,50 \pm 0,05$	$0,50 \pm 0,05$	$0,5 \pm 0,02$	
VD3 – symmetrical three-phase voltage drop	$0,20 \pm 0,05$	$0,20 \pm 0,05$	$0,2 \pm 0,02$	
VD4 – two-phase voltage drop	$0,90 \pm 0,05$	$0,95 \pm 0,05$	$0,5 \pm 0,02$	
VD5 – two-phase voltage drop	$0,50 \pm 0,05$	$0,75 \pm 0,05$	$0,5 \pm 0,02$	
VD6 – two-phase voltage drop	$0,20 \pm 0,05$	$0,60 \pm 0,05$	$0,2 \pm 0,02$	

NOTE 1 A voltage drop may cause a wind turbine to cut-out for many reasons, not only related to the electrical drive train but also due to mechanical vibrations or ancillary system low voltage capabilities. It is therefore necessary to do the test on the complete wind turbine rather than relying on drive train testing only.

NOTE 2 The purpose of VD1 and VD4 is basically for testing of wind turbines that have no capabilities to ride-through any deep voltage drops, and the tests are generally relevant as basis for validation of numerical simulation models.

6.6 Active power

6.6.1 Maximum measured power

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, $P_{0,2}$.

6.6.2 Ramp rate limitation

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 available and

measured active power output during operation at a ramp rate value of 10 % of rated power per minute for a test period of 10 min.

The test results shall be reported as 0,2 s average data.

6.6.3 Set-point control

The ability of the wind turbine to operate in active power set-point control mode shall be characterized by test results presented in a graph. The graph shall show available and measured active power output during operation at set point values being adjusted from 100 % down to 20 % of rated power in steps of 20 % with 2 min operation at each set-point value, i.e. according to Figure 1.

The test results shall be reported as 0,2 s average data.

NOTE The ability of a wind turbine to participate in an automatic frequency control scheme is closely linked to its ability to operate in active power set-point control mode. Participation in automatic frequency control can for instance be achieved through the SCADA system of a modern wind farm that may continuously update the active power set-point of the individual wind turbines to achieve a requested frequency response.

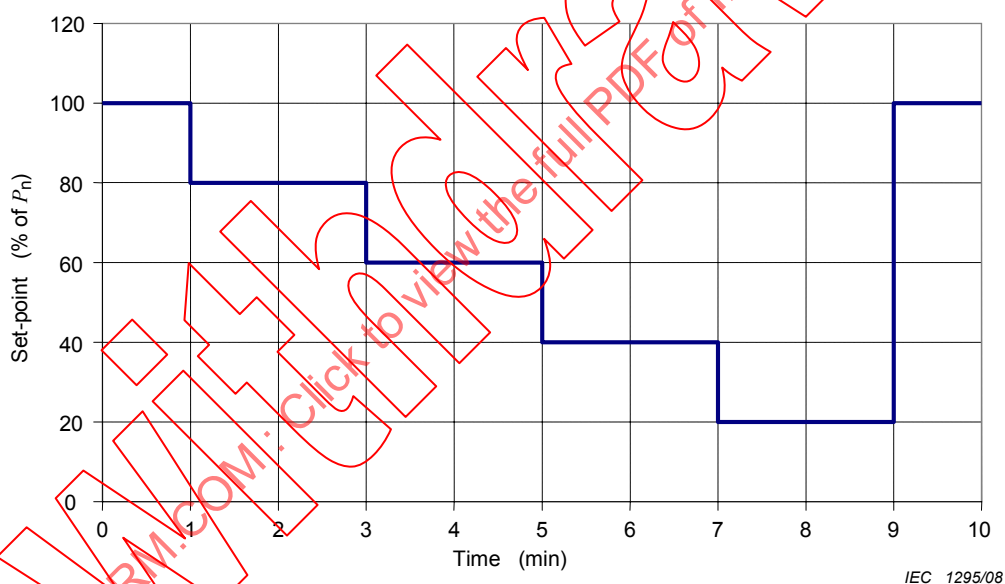


Figure 1 – Adjustment of active power set-point

6.7 Reactive power

6.7.1 Reactive power capability

The capability of the WT concerning the maximum inductive reactive power and the maximum capacitive reactive power of the WT shall be specified in a Table as 1 min average values as a function of the 1 min average output power for 0, 10, ..., 90, 100 % of the rated power.

6.7.2 Set-point control

The reactive power set-point control shall be described by a table and a graph as follows.

- The table shall show measured reactive power at reactive set point value = 0 for operation at 0, 10, 20, ... 100 % active power output.
- The active and reactive power shall be 1 min average values.

The graph shall show measured reactive power during a step change of the reactive power set-point as specified in Figure 2. The active power output, measured as 1 min average values, shall be approximately 50 % of rated power. The reactive power shall be 0,2 s average data.

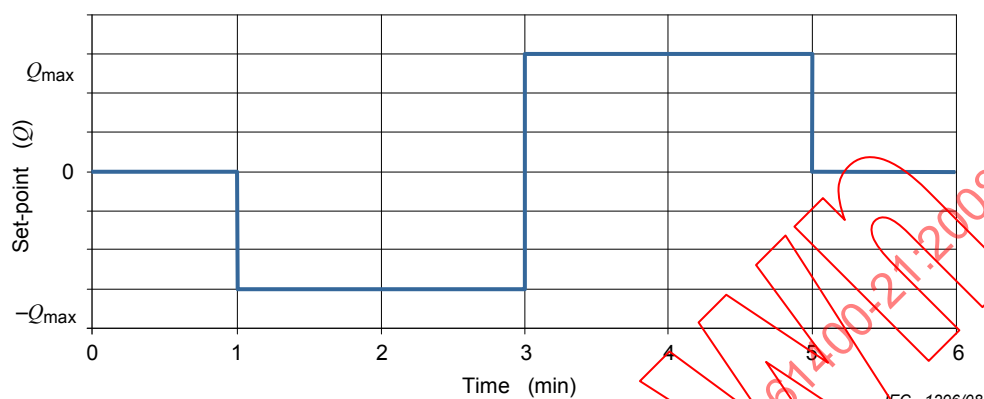


Figure 2 – Adjustment of reactive power set-point

NOTE The ability of a wind turbine to participate in an automatic voltage control scheme is closely linked to its ability to operate in reactive power set-point control mode. Participation in automatic voltage control can, for instance, be achieved through the SCADA system of a modern wind farm that may continuously update the reactive power set-point of the individual wind turbines to achieve a requested voltage response.

6.8 Grid protection

The functionality of the wind turbine grid protection system is tested. With the given settings of disconnection levels and disconnection times, the actual disconnection levels and disconnection times of the WT shall be determined for over- and under-voltage and over- and under-frequency.

The disconnection level is the voltage or frequency that causes the wind turbine to disconnect.

The disconnection time is the time duration from start of the under-/over- voltage or frequency and until the wind turbine has disconnected.

6.9 Reconnection time

The reconnection time after the wind turbine has been disconnected due 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 s, 1 min and 10 min respectively. 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.

7 Test procedures

7.1 General

This Subclause 7.1 gives general information about the validity of the measurements, required test conditions and equipment. Subclauses 7.2 to 7.9 state the required measurements to be taken to determine the characteristic power quality parameters of the assessed wind turbine, i.e. wind turbine specifications (7.2), voltage quality (7.3 to 7.4), voltage drop response (7.5), power control (7.6 to 7.7), grid protection and reconnection (7.8 to 7.9).

The measurement procedures are valid for single wind turbines with a three-phase grid connection.

The measurements aim in general to verify the characteristic power quality parameters for the full operational range of the assessed wind turbine. Measurements are however not required for wind speeds above 15 m/s (see Note 1). This is because requiring measurements at higher wind speeds would normally give a significantly longer measurement period due to the rare appearance of higher wind speeds, and are not expected to give significantly better verification of the characteristic power quality parameters of the assessed wind turbine. See also Note 2.

NOTE 1 If measurements are taken above 15 m/s, they can be omitted. If they are included however, the applied wind speed range should be stated in the test report.

NOTE 2 Inclusion of measurements above 15 m/s may improve the accuracy of the determined flicker coefficient, and for some wind turbine design give greater maximum measured power (0,2 s average). Aiming for a balance between cost and accuracy however, inclusion of measurements above 15 m/s is not required. If measurements above 15 m/s are included, this will improve confidence in the results of the procedures of 8.2 for high-wind speed sites. See also Note 5 in 7.3.3.

7.1.1 Test validity

The measured characteristics are valid for the specific configuration of the assessed wind turbine type only. Other configurations, including altered control parameters, that cause the wind turbine to behave differently with respect to power quality, require separate assessment. Such assessment can be made by simulation.

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 WT supplier to define the wind turbine terminals to be at the lower-voltage or higher-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. Thus, separate assessment is not required if the transformer output voltage is changed, except that rated voltage and current shall be updated.

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, for example voltage quality (7.3 to 7.4), power control (7.6 to 7.7) and voltage drop response (7.5).

7.1.2 Test conditions

The following test conditions are required, and shall be measured and reported as part of the test procedure (see Note 1). 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 MV-network through a standard transformer with rated apparent power at least corresponding to the rated 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 $\pm 10\%$ 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 may be determined as described in IEC 61800-3:2004, Clause B.3. 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. See also Note 2.

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 turbulence intensity shall be stated based on sector-wise identification of obstacles and terrain variations or based on wind speed measurements.

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

NOTE 2 The maximum measured power may for some wind turbine designs to some degree depend on the air density. Hence, the maximum measured power determined following the procedure in 7.6.1 and measured at a site with low air density may 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.

7.1.3 Test equipment

The description of the measurements assumes application of a digital data acquisition system with elements as illustrated in Figure 3.

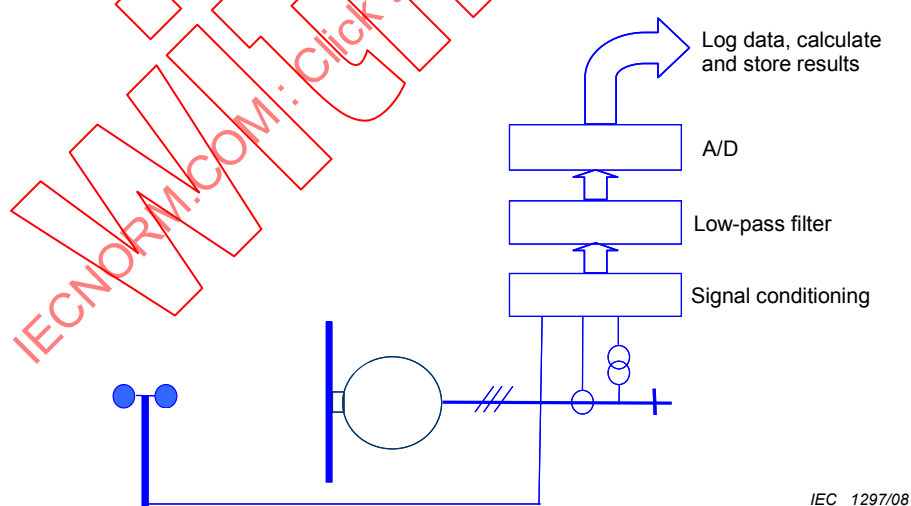


Figure 3 – Assumed elements of measurement system

The anemometer, voltage transducers (transformers) and current transducers (transformers) are the required sensors of the measurement system. The signal conditioning is for connecting these to the low-pass filter that are required for anti-aliasing. The analogue to digital conversion (A/D) shall be of at least 12 bit resolution, i.e. to maintain the required measurement accuracy. See Table 2 for specification of equipment accuracy.

Table 2 – Specification of requirements for measurement equipment

Equipment	Required accuracy	Compliance with standard
Voltage transformers	Class 1,0	IEC 60044-2
Current transformers	Class 1,0	IEC 60044-1
Anemometer	$\pm 0,5$ m/s	IEC 61400-12-1 (as a guidance)
Filter + A/D converter + data acquisition system	1 % of full scale	IEC 62008

The digital data acquisition system is assumed to log, calculate and store results as specified in the subsequent clauses. General guidance for calculation of RMS voltage, active and reactive power in a system as outlined in Figure 3 is given in Annex C. This requires a sample rate of at least 2 kHz per channel of the voltage and current signals. For measurement of harmonics (higher frequency components) the minimum sample rate shall be at least 20 kHz per channel.

The wind speed signal shall be sampled with at least 1 Hz.

Ideally, a hub-height anemometer located at a position unaffected by wind turbine blockage or wind turbine wakes should be applied for measuring the wind speed. A position 2,5 rotor diameters upstream will generally give good definition. Alternatively, hub-height wind speed can be estimated from lower level measurement or from corrected nacelle wind speed measurement possibly in conjunction with power measurements and knowledge of the power curve. Either way, uncertainties due to anemometer location should not exceed ± 1 m/s.

7.2 Wind turbine specification

Based on manufacturer's information, the wind turbine specifications as outlined in 6.2 shall be stated.

7.3 Voltage fluctuations

7.3.1 General

As stated in 7.1.2, the wind turbine under test shall be connected to an MV-network. The MV-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. The aim is, however, to achieve test results which are independent of the grid conditions at the test site. To accomplish this, this part of IEC 61400 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 7.3.2. The measurement procedures for voltage fluctuations are separated into procedures for continuous operation (see 7.3.3) and switching operations (see 7.3.4). 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 may 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.

7.3.2 Fictitious grid

The phase diagram of the fictitious grid is shown in Figure 4.

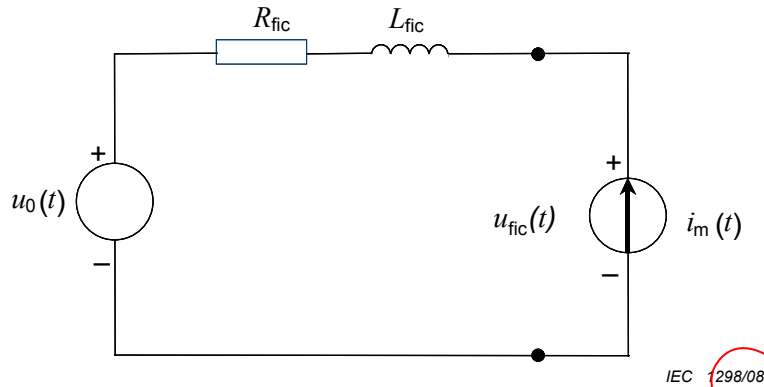


Figure 4 – Fictitious grid for simulation of fictitious voltage

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 $u_{fic}(t)$ according to 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 r.m.s. 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:

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

where f_g is the nominal grid frequency (50 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 assure that the applied flickermeter algorithm or instrument gives P_{st} values that are well within the measurement range required in IEC 61000-4-15. Because the intention of the procedure described in IEC 61000-4-15 is to determine if a specific fluctuating voltage causes flicker, the procedure in IEC 61000-4-15 does not treat small voltage fluctuations very accurately. 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 flickermeter range, this part of IEC 61400 therefore suggests using a short-circuit ratio $S_{k, \text{fic}}/S_n$ between 20 and 50, though it is the responsibility of the assessor to select the appropriate ratio. It is also recommended to use 6 400 classifier levels instead of the 64 levels proposed in IEC 61000-4-15 to obtain a better resolution. The accuracy of the calculated P_{st} values should be better than 5 %.

7.3.3 Continuous operation

The flicker coefficient $c(\psi_k, v_a)$ shall be determined so it can be stated according to 6.3.2. This shall be done by measurement and simulation.

This subclause gives the detailed procedure, whereas an informative outline is provided in Clause B.1.

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. See also Note 1.
- Measurements shall be taken so that at least fifteen 10 min time-series of instantaneous voltage and current measurements (five tests and three phases) are collected for each 1 m/s wind speed bin between cut-in wind speed and 15 m/s. Here, the wind speed is measured as 10 min-average values.
- The wind speed shall be measured according to 7.1.3.
- Switching operations are excluded except such as switching of capacitors that occur during continuous operation of the wind turbine.

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. See also Note in 7.3.1.

The measurements shall be taken with a measurement set-up as specified in Figure 3, and by applying voltage and current transformers and an anemometer with specifications according to Table 2. The cut-off frequency of the voltage and current measurements shall be at least 400 Hz. See Note 2.

The measurements shall be treated to determine the flicker coefficient of the wind turbine as a function of the network impedance phase angle and wind speed distribution. This shall be done repeating the following procedure for each of the network impedance phase angles and wind speed distributions specified in 6.3.2.

First, the flicker coefficient for each set of 10 min 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 $u_{fic}(t)$.
- 2) The 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 10 min time-series.
- 3) The flicker coefficient shall be determined for each of the calculated flicker emission values by applying the equation (6)

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

where

S_n is the rated apparent power of the wind turbine;

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

See also Note 3.

Secondly, a weighting factor shall be determined for each wind speed bin to scale the measured frequency of occurrence of the flicker coefficients to correspond with the assumed wind speed distribution. The procedure for finding the weighting factor is described in steps 4) to 6) below.

- 4) As specified in 6.3.2, the assumed frequency of occurrence $f_{y,i}$ of wind speeds within the i 'th wind speed bin shall correspond to a Rayleigh distribution, i.e.:

$$f_{y,i} = \exp\left(-\frac{\pi}{4} \times \left(\frac{v_i - 0,5}{v_a}\right)^2\right) - \exp\left(-\frac{\pi}{4} \times \left(\frac{v_i + 0,5}{v_a}\right)^2\right) \quad (7)$$

where

v_i is the midpoint of the i 'th wind speed bin;

v_a is the assumed annual average wind speed.

- 5) The actual frequency of occurrence $f_{m,i}$ of measured flicker coefficients within the i 'th wind speed bin is given by:

$$f_{m,i} = \frac{N_{m,i}}{N_m} \quad (8)$$

where

$N_{m,i}$ is the number of flicker coefficient values measured within the i 'th wind speed bin;

N_m is the total number of flicker coefficient values.

- 6) The weighting factor shall be determined for each 1 m/s wind speed bin between v_{cut-in} and 15 m/s by inserting calculated values of $f_{y,i}$ and $f_{m,i}$ in the equation (9) below:

$$w_i = \frac{f_{y,i}}{f_{m,i}} \quad (9)$$

Finally, the weighted accumulated distribution of the measured flicker coefficient values shall be found, and the flicker coefficient $c(\psi_k, v_a)$ shall be determined as the 99th percentile of this distribution (see Notes 4 and 5). The procedure for this is given in steps 7) to 8) below:

- 7) The weighted accumulated distribution of the flicker coefficient values is given by equation (10):

$$\Pr(c < x) = \frac{\sum_{i=1}^{N_{\text{bin}}} w_i \times N_{m,i,c < x}}{\sum_{i=1}^{N_{\text{bin}}} w_i \times N_{m,i}} \quad (10)$$

where

$N_{m,i,c < x}$ is the number of flicker coefficient values less than or equal to the value x within the i 'th wind speed bin;

N_{bin} is the total number of wind speed bins.

- 8) The flicker coefficient shall be determined as the 99th percentile of the weighted accumulated distribution of the flicker coefficient values. This shall be done by calculating $\Pr(c < x)$ and reading the 99th percentile from that.

The above procedure steps 4) to 8) are further illustrated in Clause B.3.

The long-term flicker emission can, according to IEC 61000-3-7, be calculated as the cubic average of 12 consecutive short-term values. Considering that the flicker emission from a wind turbine is a function of the wind speed, and that wind conditions are likely to persist for a 2 h period, 12 consecutive short-term values are likely to be equal. Hence, for wind turbines the long-term flicker emission coefficient becomes equal to the short-term value.

NOTE 1 If the phase-to-neutral voltages are not available, the phase-to-phase voltages should be measured and the phase-to-neutral voltages calculated from the measured phase-to-phase voltages. The phase-to-neutral voltages may be calculated from measured phase-to-phase voltages according to the equations below:

$$\begin{aligned} u_1 &= \frac{u_{12} - u_{31}}{3} \\ u_2 &= \frac{u_{23} - u_{12}}{3} \\ u_3 &= \frac{u_{31} - u_{23}}{3} \end{aligned}$$

where

u_1 , u_2 and u_3 are the instantaneous phase-to-neutral voltages;

u_{12} , u_{31} and u_{23} are the instantaneous phase-to-phase voltages.

NOTE 2 The flicker algorithm described in IEC 61000-4-15 generates the RMS value of $u_{\text{fic}}(t)$, and then cuts off variations faster than 35 Hz. Still a minimum cut-off frequency of 400 Hz, corresponding to a minimum sampling frequency of 800 Hz is required for flicker measurements of continuous operation in this part of IEC 61400. Test calculations have shown that this sampling frequency is necessary to obtain consistent results. A lower sampling frequency will reduce the accuracy of the electrical angle of the fundamental of the measured voltage $\alpha_m(t)$.

NOTE 3 The formula defining the flicker coefficient is further explained in B.4.1.

NOTE 4 The 99th percentile is applied as flicker emission limits usually relate to this percentile.

NOTE 5 As stated in 6.3.2, $c(\psi_k, v_a)$ should be determined for $v_a = 6$ m/s, 7,5 m/s, 8,5 m/s and 10 m/s respectively. Furthermore, as stated in this subclause, measurements are only required up to 15 m/s. Assuming the wind speed to be Rayleigh distributed, it can be calculated that 15 m/s corresponds to the 99th percentile for $v_a = 6$ m/s, and a further 96 %, 91 % and 83 % for $v_a = 7,5$ m/s, 8,5 m/s and 10 m/s respectively. Hence, although $c(\psi_k, v_a)$ is determined according to this subclause as the 99th percentile of the data set, it may represent lower percentiles for Rayleigh distributed wind speed distributions with $v_a = 7,5$ m/s, 8,5 m/s and 10 m/s. This is further explained in Clause B.3. It is however judged that the uncertainty of the actual percentiles do not justify requiring measurements at higher wind speeds to expand the data set to ensure 99th percentiles also for $v_a = 7,5$ m/s, 8,5 m/s and 10 m/s, as this would often dramatically increase the required testing period. It is however open for users of this part of IEC 61400 to agree to include measurements above 15 m/s in order to improve the accuracy of $c(\psi_k, v_a)$ for $v_a > 6$ m/s.

7.3.4 Switching operations

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 specified in 6.3.3. In the event that the wind turbine manufacturer cannot provide these numbers, or the manufacturer cannot provide sufficient specification of the wind turbine control system to support the provided numbers, the following shall be assumed:

- a) Wind turbine start-up at cut-in wind speed: $N_{10m} = 10$ and $N_{120m} = 120$.
- b) Wind turbine start-up at rated wind speed or higher wind speed: $N_{10m} = 1$ and $N_{120m} = 12$.
- c) The worst case of switching between generators: $N_{10m} = 10$ and $N_{120m} = 120$.

Measurements and subsequent 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 6.3.3.

This subclause gives the detailed procedure, whereas an informative outline is provided in Clause B.2.

Whereas 6.3.3 a) and 6.3.3 b) each specify a switching at a specific wind speed, it is the task of the assessor to identify the conditions of 6.3.3 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 6.3.3 c). See also Note 1 in 6.3.3.

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:

- i) The three instantaneous line currents and the three instantaneous phase-to-neutral voltages shall be measured at the wind turbine terminals.
- ii) 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.
- iii) In order to ensure that the results of the measurements are representative of the normal average conditions, each case should be performed five times.
- iv) The wind speed shall be measured according to 7.1.3. The 1 min 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 as specified in Figure 3, and by applying voltage and current transformers and an anemometer with specifications according to Table 2. The cut-off frequency of the voltage and current measurements shall be at least 1 500 Hz (see Note 1). As a guidance, for wind turbines applying soft-starters or other effective limitation of the inrush currents, the current transformers should be rated two to four times the rated current. For wind turbines without any inrush current limitation, as a guidance, the current transformers should be rated 10 to 20 times the rated current of the wind turbine.

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

- 1) The measured time-series shall be combined to give voltage time-series of $u_{fic}(t)$.
- 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.
- 3) The flicker step factor $k_f(\psi_k)$ shall be calculated according to its equation (11) below.

$$k_f(\psi_k) = \frac{1}{130} \times \frac{S_{k, \text{fic}}}{S_n} \times P_{\text{st, fic}} \times T_p^{0,31} \quad (11)$$

See also Note 2 and 3.

4) The voltage change factor $k_u(\psi_k)$ shall be determined according to the equation (12) below.

$$k_u(\psi_k) = \sqrt{3} \times \frac{U_{\text{fic, max}} - U_{\text{fic, min}}}{U_n} \times \frac{S_{k, \text{fic}}}{S_n} \quad (12)$$

where

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

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

See also Note 4.

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

NOTE 1 The cut-off frequency should be at least 1 500 Hz to ensure that the fluctuating harmonics due to “soft-start” power electronics are correctly included in the voltage change factors and flicker step factors. See also Note 2 in 7.3.3.

NOTE 2 The formula defining the flicker step factor is deduced from IEC 61000-3-3 as explained in B.4.2.

NOTE 3 The flicker coefficient $P_{\text{st, fic}}$ is here evaluated over the time period T_p .

NOTE 4 The formula defining the voltage change factor is further explained in B.4.3.

7.4 Current harmonics, interharmonics and higher frequency components

The emission of current harmonics, interharmonics and higher frequency components from the wind turbine during continuous operation shall be measured so that these can be stated in accordance with 6.4.

The results shall be based on observation times of 10 min for each active power bin, (i.e. the bin midpoints 0, 10, 20, ..., 100 % of P_n as stated in 6.4) and shall be for situations with minimum distortion from the grid. The measurement procedure shall be suitable for wind turbines, i.e. where the magnitude of the current harmonics produced can be expected to change over the periods of a few seconds.

Measurements which are clearly influenced by grid background noise shall be excluded.

At least nine 10 min time-series of instantaneous current measurements (three tests and three phases) shall be collected for each 10% power bin.

The measurements and grouping of the spectral components shall be performed according to IEC 61000-4-7. The choice of grouping method is made reflecting that measurements are made on a fluctuating source. The accuracy class I as defined in IEC 61000-4-7 shall be applied.

The 10-cycle window for 50 Hz and 12-cycle window for 60 Hz 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.

The DFT (Discrete Fourier Transform) is applied to each of 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.

The harmonic current components for frequencies up to 50 times the fundamental grid frequency shall be subgrouped as given in Clause 5.6 of IEC 61000-4-7:2002. See Note.

The total harmonic current distortion (THC) shall be calculated according to equation (13)

$$\text{THC} = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{50} I_h^2}}{I_n} \times 100 \quad (13)$$

where

I_h is the subgrouped RMS current harmonic of harmonic order h ;

I_n is the rated current of the wind turbine.

The interharmonic current components below 2 kHz shall be subgrouped in accordance with Annex A of IEC 61000-4-7:2002 (equations (A3) and (A4) for 50 and 60 Hz systems respectively).

The higher frequency components, i.e. the 2 to 9 kHz current components, shall be measured and grouped according to Annex B of IEC 61000-4-7:2002 (equation (B1)). The output of raw DFT shall be grouped in bands of 200 Hz.

The 10 min averages of each frequency band (i.e. each subgrouped harmonic, interharmonic and higher frequency current component) shall be calculated for each 10 min time-series, and subsequently the maximum 10 min averages of each frequency band in each 10 % power bin shall be reported.

The voltage harmonics during the test shall be reported. The voltage harmonics shall be measured at the wind turbine terminals and according to IEC 61000-4-7. As a minimum, the 10 min average values of the total harmonic distortion of the voltage shall be reported.

NOTE IEC 61000-4-7:2002, 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.

7.5 Response to temporary voltage drop

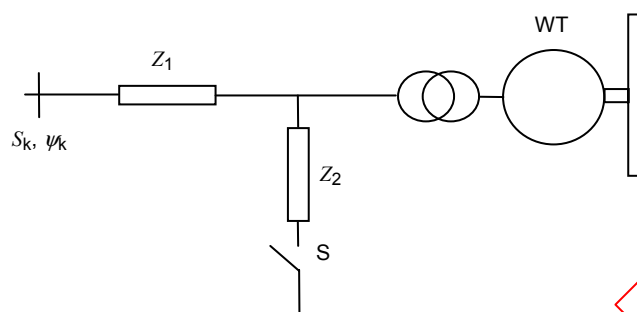
The response of the wind turbine to the temporary voltage drops specified in Table 1 shall be measured so that these can be stated in accordance with 6.5. The stated response shall include time-series of active power, reactive power, active current, reactive current and voltage at wind turbine terminals for the time shortly prior to the voltage drop and until the effect of the voltage drop has abated. The wind turbine operational mode and the 10 min average wind speed shall be specified.

The active power, reactive power, active current, reactive current and voltage shall be given for each line period (50 or 60 Hz), and shall be measured as positive sequence fundamentals – see Annex C.

The test shall be carried out for the wind turbine operating at a) between $0,1 P_n$ and $0,3 P_n$ and b) above $0,9 P_n$.

The test can be carried out using for instance a set-up such as the one outlined in Figure 5. The voltage drops are created by a short-circuit emulator that connects the three or two

phases to ground via an impedance, or connecting the three or two phases together through an impedance.



IEC 1299/08

Figure 5 – System with short circuit emulator for testing wind turbine response to temporary voltage drop

The impedance Z_1 is for limiting the effect of the short-circuit on the up-stream grid. The size of the impedance should be selected so that the voltage drop testing is not causing an unacceptable situation at the upstream grid, and at the same time not significantly affecting the transient response of the wind turbine. A by-pass connection of Z_1 may be applied prior and after the drop.

The voltage drop is created by connecting the impedance Z_2 by the switch S. The size of Z_2 shall be adjusted to give the voltage magnitudes specified in Table 1 when the wind turbine is not connected.

The values of the impedances Z_1 and Z_2 used in the tests shall be stated in the description of the test equipment.

The switch S shall be able to accurately control the time between connection and disconnection of Z_2 , and for all three or two phases. The switch can be for example a mechanical circuit breaker or a power electronic device.

The voltage magnitudes specified in Table 1 may be affected by the wind turbine operation, but are defined for the wind turbine not connected to the setup outlined in Figure 5. Without the wind turbine connected, the voltage drop shall be within the shape indicated in Figure 6. The duration of the drop shall be measured from closing to opening of the switch S. The time-tolerance is included as to account for tolerance in operation of the switch S and that the positive sequence voltage will not drop or rise instantly, but with a slope.

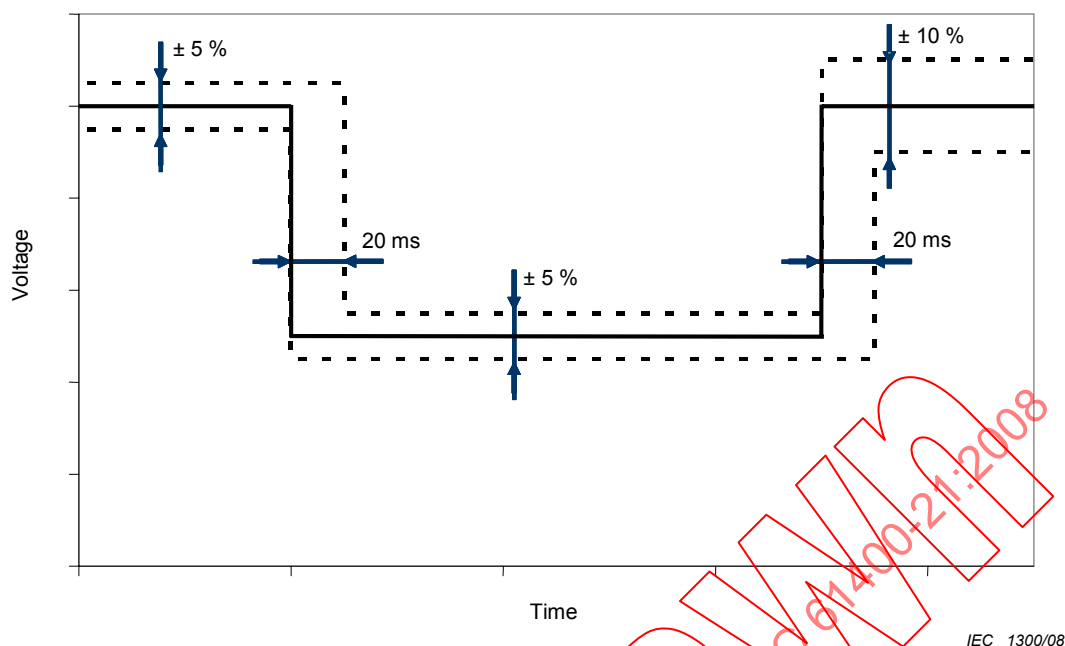


Figure 6 – Tolerance of voltage drop

NOTE The test should be carried out at a) between $0,1 P_n$ and $0,3 P_n$ to get response at the most probable operational mode (depending on the wind conditions), and at b) above $0,9 P_n$ to get the response at tougher conditions.

7.6 Active power

7.6.1 Maximum measured power

The maximum measured power shall be measured so that it can be specified in accordance with 6.6.1 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 operation only.
- The active power shall be measured at the WT terminals.
- Measurements shall be taken so that at least five 10 min time-series of power are collected for each 1 m/s wind speed bin between cut-in wind speed and 15 m/s.
- The wind speed is measured as 10 min average values and according to 7.1.3.
- The measured power shall be transferred to 0,2 s average data and 60 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 measurements shall be taken with a measurement set-up as specified in Figure 3, and by applying voltage and current transformers, and an anemometer with specifications according to Table 2.

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

7.6.2 Ramp rate limitation

The ramp rate limitation shall be tested so that it can be characterized according to 6.6.2. The following procedure shall be applied:

- The wind turbine shall be started from stand still.
- The ramp rate shall be set to 10 % of rated power per minute.
- The test shall be carried out until 10 min after the wind turbine has connected to the grid.
- The available active power output shall during the whole test be at least 50 % of rated power.
- The active power shall be measured at the WT terminals.
- The test results shall be reported as 0,2 s average data.

The measurements shall be taken with a measurement set-up as specified in Figure 3 and by applying anemometer, voltage and current transformers with specifications according to Table 2. The wind speed shall be stated as a time-series plot with 1 Hz data over the test period.

The available active power output shall be read from the control system of the wind turbine, or if the wind turbine control system does not facilitate this, an approximate value can be used based on measured wind speed combined with the power curve of the wind turbine.

7.6.3 Set point control

The active power set point control shall be tested so that it can be characterized according to 6.6.3. The following procedure shall be applied:

- The test shall be carried out during a test period of 10 min.
- Ramp rate limitation shall be deactivated during the test to ensure fastest possible response.
- The set point signal shall be reduced from 100 % to 20 % in steps of 20 % with 2 min operation at each set point value, i.e. according to Figure 1.
- The available active power output shall during the whole test be at least 90 % of rated power.
- The active power shall be measured at the WT terminals.
- The test results shall be reported as 0,2 s average data.

The measurements shall be taken with a measurement set-up as specified in Figure 3 and by applying anemometer, voltage and current transformers with specifications according to Table 2. The wind speed shall be stated as a time-series plot with 1 Hz data over the test period.

The available active power output shall be read from the control system of the wind turbine, or if the wind turbine control system does not facilitate this, an approximate value can be used based on measured wind speed combined with the power curve of the wind turbine.

7.7 Reactive power

7.7.1 Reactive power capability

The maximum inductive reactive power and the maximum capacitive reactive power shall be measured so that it can be stated according to 6.7.1.

- For the measurement of the maximum inductive reactive power the wind turbine shall be set to the operation mode, which gives the maximum inductive reactive power in the whole power range.

- For the measurement of the maximum capacitive reactive power the wind turbine shall be set to the operation mode, which gives the maximum capacitive reactive power in the whole power range.

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

- Measurements shall be sampled during continuous operation only.
- The active and reactive power shall be measured at the WT terminals.
- Measurements shall be taken so that at least thirty 1 min time-series of active and reactive power are collected at each 10 % power bin.
- The sampled data shall be transferred to 1 min average data by applying block averaging for each 1 min period.
- The 1 min average data shall be sorted according to the method of bins so that the reactive power can be specified as average bin values in a Table for 0, 10, ...90, 100 % of rated power. Here 0, 10, ...90, 100 % are the midpoints of active power bins.

The measurements shall be taken with a measurement set-up as specified in Figure 3 and by applying voltage and current transformers with the specifications according to Table 2.

7.7.2 Set point control

The reactive power control by set point value shall be measured so that it can be stated according to 6.7.2.

For the measurement at a set point of reactive power = 0, the following procedure shall be applied:

- Measurements shall be sampled during continuous operation only.
- The active and reactive power shall be measured at the WT terminals.
- Measurements shall be taken so that at least thirty 1 min time-series of active and reactive power are collected at each 10 % power bin.
- The sampled data shall be transferred to 1 min average data by applying block averaging for each 1 min period.
- The 1 min average data shall be sorted according to the method of bins so that the reactive power can be specified in a table for 0, 10, ...90, 100 % of rated power. Here 0, 10, ...90, 100 % are the midpoints of active power bins.

For the measurement during the step change of reactive power the following procedure shall be applied:

- Measurements shall be sampled during continuous operation only.
- The active and reactive power shall be measured at the WT terminals.
- The active power output shall be at approximately 50 % of rated power.
- The sampled data for reactive power shall be 0,2 s. average data.
- The set point of reactive power shall be varied according to Figure 2.
- The measured reactive power shall be shown in a graph as 0,2 s. data together with the set point value of reactive power.

The measurements shall be taken with a measurement set-up as specified in Figure 3 and by applying voltage and current transformers with the specifications according to Table 2.

7.8 Grid protection

The protection levels and the disconnection times of the WT shall be determined concerning over- and under-voltage and over- and under-frequency. This shall be done using a separate 3 phase voltage supply, which is variable in voltage and frequency, and fed into the control of

the WT. The set-point protection levels and disconnection times of the WT controller shall also be specified. Due to safety reasons these measurements concerning the grid protection are performed while the generator of the wind turbine is not in operation.

The following procedure shall be applied for the determination of the protection levels:

- Under-voltage protection level, U_{under} :
The voltage of the separate 3 phase voltage supply shall be decreased in all three phases from 100 % of nominal voltage at nominal frequency in steps of 1 % of nominal voltage until the WT disconnects. Each step shall take at least 20 s.
- Over-voltage protection level, U_{over} :
The voltage of the separate 3 phase voltage supply shall be increased in all three phases from 100 % of nominal voltage at nominal frequency in steps of 1 % of nominal voltage until the WT disconnects. Each step shall take at least 20 s.
- Under-frequency protection level, f_{under} :
The frequency of the separate 3 phase voltage supply shall be decreased from 100 % of nominal frequency at nominal voltage in steps of 0,1 Hz until the WT disconnects. Each step shall take at least 20 s.
- Over-frequency protection level, f_{over} :
The frequency of the separate 3 phase voltage supply shall be increased from 100 % of nominal frequency at nominal voltage in steps of 0,1 Hz until the WT disconnects. Each step shall take at least 20 s.

For the determination of the disconnection times the following procedure shall be applied:

- The disconnection time of the wind turbine shall be determined from the data sheet of the wind turbine or by a measurement of the disconnection time.
- The disconnection time is the time duration from the beginning of the voltage step until the wind turbine has disconnected.
- Under-voltage:
A voltage step from nominal voltage to $U_{\text{under}} - 5$ % of nominal voltage shall be given to the circuit breaker of the WT by the separate voltage supply.
- Over-voltage:
A voltage step from nominal voltage to $U_{\text{over}} + 5$ % of nominal voltage shall be given to the circuit breaker of the WT by the separate voltage supply.
- Over-frequency:
A frequency step from nominal frequency to $f_{\text{over}} + 1$ Hz shall be given to the circuit breaker of the WT by the separate voltage supply.
- Under-frequency:
A frequency step from nominal frequency to $f_{\text{under}} - 1$ Hz shall be given to the circuit breaker of the WT by the separate voltage supply.

7.9 Reconnection time

The reconnection time shall be tested so that it can be characterized according to 6.9. The following procedure shall be applied:

- The test shall be carried out once for each of the 3 grid failure times specified in 6.9.
- The average wind speed shall be greater than 10 m/s during the reconnection time.
- The grid should be made unavailable to the wind turbine by opening a 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 operation. 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 the breaker. The breaker would normally have to be operated manually, and the tester should ensure that the grid failure time is as specified within a tolerance of ± 1 s.
- The active power shall be measured at the WT terminals.
- The voltage shall be measured at the WT terminals.
- The test results shall be reported based on 0,2 s average data of the power and voltage. Based on the measured power and voltage, the reconnection time is determined from the time when the voltage returns to its normal level (between 0,9 and 1,1 pu) to the time where wind turbine starts producing power again ($P > 0$).

The measurements shall be taken with a measurement set-up as specified in Figure 3 and by applying voltage and current transformers with the specifications according to Table 2.

8 Assessment of power quality

8.1 General

This clause 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 this clause may still be used as a guidance.

The methods for assessing compliance with power quality requirements are valid for wind turbines with PCC at 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 a guidance.

8.2 Voltage fluctuations

8.2.1 General

The flicker emissions from a wind turbine installation shall be limited to comply with the flicker emission limits as specified in equation (15) and equation (16) below.

$$P_{st} \leq E_{Psti} \quad (15)$$

$$P_{lt} \leq E_{Plti} \quad (16)$$

where

P_{st} and P_{lt} are the short and long-term flicker emissions 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 shall be limited in accordance with equation (17) below.

$$d \leq \frac{\Delta U_{dyn}}{U_n} \quad (17)$$

where

d is the relative voltage change due to a switching operation of a wind turbine installation;

$\frac{\Delta U_{\text{dyn}}}{U_n}$ 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 61000-3-7.

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.

8.2.2 Continuous operation

The 99th percentile flicker emission from a single wind turbine during continuous operation shall be estimated applying equation (18) below.

$$P_{\text{st}} = P_{\text{lt}} = c(\psi_k, v_a) \times \frac{S_n}{S_k} \quad (18)$$

where

$c(\psi_k, v_a)$ is the flicker coefficient of the wind turbine for the given network impedance phase angle, ψ_k at the PCC, and for the given annual average wind speed, v_a at hub-height of the wind turbine at the site;

S_n is the rated 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 and v_a at the site, may be found from the Table of data produced as a result of the measurements described in 7.3.3 by applying linear interpolation.

In case more wind turbines are connected to the PCC, the flicker emission from the sum of them can be estimated from equation (19) below.

$$P_{\text{st}\Sigma} = P_{\text{lt}\Sigma} = \frac{1}{S_k} \times \sqrt{\sum_{i=1}^{N_{\text{wt}}} (c_i(\psi_k, v_a) \times S_{n,i})^2} \quad (19)$$

where

$c_i(\psi_k, v_a)$ is the flicker coefficient of the individual wind turbine;

$S_{n,i}$ is the rated apparent power of the individual wind turbine;

N_{wt} is the number of wind turbines connected to the PCC.

8.2.3 Switching operations

The flicker emission due to switching operations of a single wind turbine shall be estimated applying equation (20) and equation (21) below.

$$P_{\text{st}} = 18 \times N_{10m}^{0,31} \times k_f(\psi_k) \times \frac{S_n}{S_k} \quad (20)$$

$$P_{\text{lt}} = 8 \times N_{120m}^{0,31} \times k_f(\psi_k) \times \frac{S_n}{S_k} \quad (21)$$

where $k_f(\psi_k)$ is the flicker step factor of the wind turbine for the given ψ_k at the PCC. See also Note 1.

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 7.3.4 by applying linear interpolation.

In case more wind turbines are connected to the PCC, the flicker emission from the sum of them can be estimated from equation (22) and equation (23) below.

$$P_{st\Sigma} = \frac{18}{S_k} \times \left(\sum_{i=1}^{N_{wt}} N_{10m,i} \times (k_{f,i}(\psi_k) \times S_{n,i})^{3,2} \right)^{0,31} \quad (22)$$

$$P_{lt\Sigma} = \frac{8}{S_k} \times \left(\sum_{i=1}^{N_{wt}} N_{120m,i} \times (k_{f,i}(\psi_k) \times S_{n,i})^{3,2} \right)^{0,31} \quad (23)$$

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 rated apparent power of the individual wind turbine. See also Note 2.

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 shall be estimated applying equation (24) below:

$$d = 100 \times k_u(\psi_k) \times \frac{S_n}{S_k} \quad (24)$$

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 7.3.4 by applying linear interpolation.

In case 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 (20) and equation (21) may be deduced from B.4.2 applying an observation period of 600 s and 7 200 s respectively.

NOTE 2 Equation (22) and equation (23) may be deduced as equation (20) and equation (21), 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.

8.3 Current harmonics, interharmonics and higher frequency components

The harmonic currents shall 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 61000-3-6.

IEC 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 applying equation (25) below:

$$I_{h\Sigma} = \sqrt[\beta]{\sum_{i=1}^{N_{wt}} \left(\frac{I_{h,i}}{n_i} \right)^\beta} \quad (25)$$

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 according to Table 3 and the points below.

Table 3 – Specification of exponents according to IEC 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 $\beta = 1$ shall be used for all harmonic orders.

Equation (25) 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 (25) 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 (25) for summation of these.

Annex A (informative)

Sample report format

This sample report format gives a suggested format for reporting the results of tests for characterizing the power quality parameters of a wind turbine. The assessor should fill in the empty tables and insert graphics at the Figure captions.

REPORT ON RESULTS OF WIND TURBINE POWER QUALITY TESTS

The reported characteristics are valid for the specific configuration of the assessed wind turbine type only. Other configurations, including altered control parameters, that cause the wind turbine to behave differently with respect to power quality, require separate assessment.

Name of test organization	
Report number	
Wind turbine type designation	
Wind turbine manufacturer	
Serial number of wind turbine tested	

The wind turbine identified above has been tested in accordance with IEC 61400-21. General wind turbine data are given below:

Wind turbine type (horizontal/vertical axis)	
Number of blades	
Rotor diameter (m)	
Hub height (m)	
Blade control (pitch/stall)	
Speed control (fixed/two-speed/variable)	
Generator type and rating(s) (kW)	
Frequency converter type and rating (kVA)	
Reactive compensation type and rating (kvar)	
Transformer ratio and rating (kVA)	
Identification of wind turbine terminals	

This test report is accompanied by the documents specified below.

Type of information	Document name and date
Description of the tested wind turbine, including settings of the relevant control parameters	
Description of test site and grid connection	
Description of test equipment	
Description of test conditions	
Note of exceptions to IEC 61400-21	

Author	
Checked	
Approved	
Date of issue	

Characteristic parameters that are determined otherwise than outlined in IEC 61400-21 are marked. This includes parameters that are calculated instead of measured. The document(s) with exceptions to IEC 61400-21 describes the alternative procedure(s) that has been applied.

The resulting characteristic parameters are stated below.

A.1 Wind turbine rated data at terminals

Rated power, P_n (kW)	
Rated wind speed, v_n (m/s)	
Rated apparent power, S_n (kVA)	
Rated current, I_n (A)	
Rated voltage, U_n (V)	
Rated frequency, f_n (Hz)	

A.2 Voltage fluctuations

A.2.1 Continuous operation

The operational mode of the wind turbine during the test was:

Reactive set-point control, $Q = 0$
Other mode:

Network impedance phase angle, ψ_k (°)	30	50	70	85
Annual average wind speed, v_a (m/s)	Flicker coefficient, $c(\psi_k, v_a)$			
6,0				
7,5				
8,5				
10,0				

A.2.2 Switching operations

The operational mode of the wind turbine during the test was:

Reactive set-point control, $Q = 0$
Other mode:

Case of switching operation	Start-up at cut-in wind speed			
Max number of switching operations, N_{10m}				
Max 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, $k_u(\psi_k)$				

Case of switching operation	Start-up at rated wind speed or higher			
Max number of switching operations, N_{10m}				
Max 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, $k_u(\psi_k)$				

Case of switching operation	Worst case switching between generators			
Max number of switching operations, N_{10m}				
Max 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, $k_u(\psi_k)$				

A.3 Current harmonics, interharmonics and higher frequency components

The emission of current harmonics, interharmonics and higher frequency components from the wind turbine is specified for in percent of I_n for operation of the wind turbine within the power bins 10, 20, ..., 100 % of P_n .

The operational mode of the wind turbine during the test was:

Reactive set-point control, $Q = 0$
Other mode:

A.3.1 Harmonics

[illegible]

P_{bin} (%)	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
H	I_h (%)	I_h (%)	I_h (%)	I_h (%)	I_h (%)	I_h (%)	I_h (%)	I_h (%)	I_h (%)	I_h (%)	I_h (%)
43											
44											
45											
46											
47											
48											
49											
50											
THC (%)											

IECNORM.COM: Click to view the full PDF of IEC 61400-21:2008

A.3.2 Interharmonics

[illegible]

A.3.3 Higher frequency components

[illegible]

A.4 Response to voltage drops

Wind turbine operational mode:

Test conditions:

Figure A.1 Time-series of measured voltage drop when the wind turbine under test is not connected. Case VD1-VD6.

Test results for operation at between $0,1P_n$ and $0,3P_n$:

Figure A.2a Time-series of measured positive sequence fundamental active power. Case VD1-VD6.

Figure A.2b Time-series of measured positive sequence fundamental reactive power. Case VD1-VD6.

Figure A.3a Time-series of measured positive sequence fundamental active current. Case VD1-VD6.

Figure A.3b Time-series of measured positive sequence fundamental reactive current. Case VD1-VD6.

Figure A.4 Time-series of measured positive sequence fundamental voltage at wind turbine terminals. Case VD1-VD6.

Test results for operation at above $0,3P_n$:

Figure A.5a Time-series of measured positive sequence fundamental active power. Case VD1-VD6.

Figure A.5b Time-series of measured positive sequence fundamental reactive power. Case VD1-VD6.

Figure A.6a Time-series of measured positive sequence fundamental active current. Case VD1-VD6.

Figure A.6b Time-series of measured positive sequence fundamental reactive current. Case VD1-VD6.

Figure A.7 Time-series of measured positive sequence fundamental voltage at wind turbine terminals. Case VD1-VD6.

A.5 Active power

A.5.1 Maximum measured power

600 s average value

Measured value, P_{600} (kW)	
Normalized value, $p_{600} = P_{600} / P_n$	

Measured value, P_{60} (kW)	
Normalized value, $p_{60} = P_{60} / P_n$	

Measured value, $P_{0,2}$ (kW)	
Normalized value, $p_{0,2} = P_{0,2} / P_n$	

Wind turbine operational mode: Ramp rate limitation set to 10 % of rated power per minute

Figure A.8b Time-series of measured wind speed during the test.

Wind turbine operational mode: Active power set-point control mode

Figure A.9b Time-series of measured wind speed during the test.

A.6.1 Reactive power capability

Active power (% of rated)								
Max inductive reactive power (kvar)								
Max capacitive reactive power (kvar)								

Wind turbine operational mode: Reactive power set-point control mode

[illegible]

Reactive power set point step change:

Figure A.9 Time-series of reactive power set-point values and measured reactive power.

Figure A.10 Time-series of active power during test (shall be approximately 50 % of rated).

A.7 Grid protection

	Protection level		Disconnection time (s)	
	Set point	Measured	Set point	Measured
Over-voltage				
Under-voltage				
Over-frequency				
Under-frequency				

A.8 Reconnection time

Duration of grid failure	10 s	1 min	10 min
Actual measured duration of grid failure (s)			
Reconnection time (s)			

Annex B (informative)

Voltage fluctuations and flicker

B.1 Continuous operation

The measurement and assessment procedures for flicker during continuous operation are shown in Figure B.1. It is illustrated in Figure B.1 that the measurement procedure is rather comprehensive, whereas the assessment procedure is fairly simple.

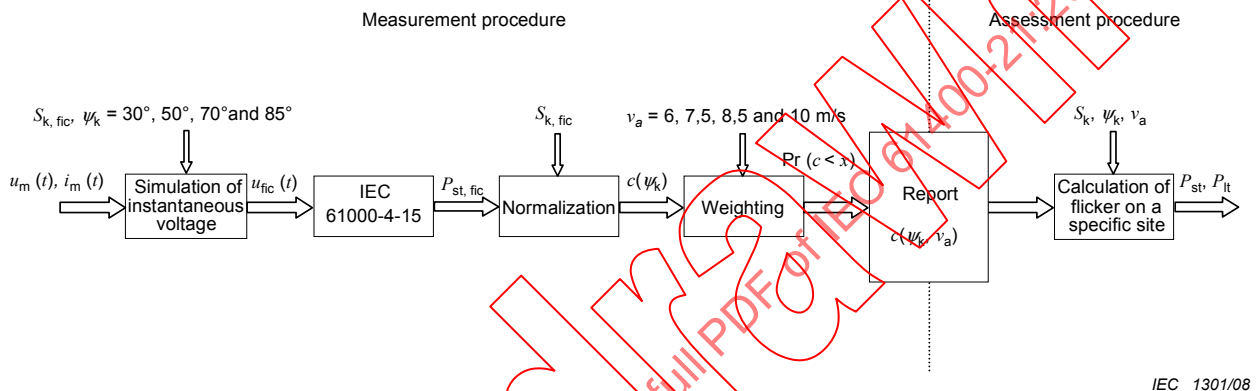


Figure B.1 – Measurement and assessment procedures for flicker during continuous operation of the wind turbine

The illustration of the measurement procedure in Figure B.1 is as follows:

- 1) a number of voltage and current time-series $u_m(t)$ and $i_m(t)$ are measured, distributed over the wind speed interval from cut-in wind speed to 15 m/s;
- 2) each set of measured time-series is used as input to simulate the voltage fluctuations, $u_{\text{fic}}(t)$ on a fictitious grid with an appropriate short-circuit apparent power $S_{k, \text{fic}}$ and for four different network impedance phase angles, ψ_k ;
- 3) each simulated instantaneous voltage time-series $u_{\text{fic}}(t)$ is then used as input to the voltage flicker algorithm described in IEC 61000-4-15 to generate the flicker emission value $P_{\text{st, fic}}$;
- 4) each $P_{\text{st, fic}}$ value is normalized to a flicker coefficient $c(\psi_k)$, which is in principle independent of the selected short-circuit apparent power $S_{k, \text{fic}}$;
- 5) for each network impedance phase angle ψ_k , the weighting procedure then calculates the weighted accumulated distribution functions of the flicker coefficients, $\text{Pr}(c < x)$, assuming four different wind speed distributions. $\text{Pr}(c < x)$ represents the distribution of flicker coefficients that would have been obtained if the measurements had been performed on a site with Rayleigh distributed wind speeds of mean v_a ;
- 6) for each accumulated distribution, the 99 % percentile $c(\psi_k, v_a)$ of the flicker coefficient is then reported.

The assessment procedure specifies how the reported flicker coefficients can be used to estimate the flicker emission from a single wind turbine or a group of wind turbines operating continuously on any specified site.

B.2 Switching operations

The measurement and assessment procedures for switching operations are shown in Figure B.2. These procedures specify how to measure and assess voltage changes as well as flicker. It is seen that the measurement procedure is rather comprehensive, and that the assessment procedure is fairly simple.

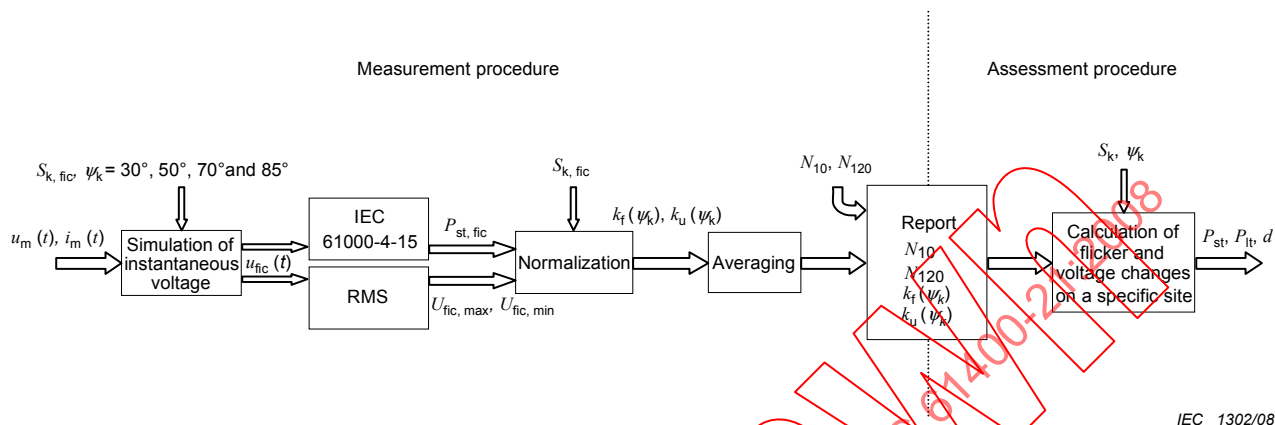


Figure B.2 – Measurement and assessment procedures for voltage changes and flicker during switching operations of the wind turbine

The measurement procedure for switching operations is as follows:

- 1) a number of voltage and current time-series $u_m(t)$ and $i_m(t)$ are measured for each of the specified types of switching;
- 2) each set of measured time-series is used as input to simulate the voltage fluctuations, $u_{\text{fic}}(t)$ on a fictitious grid with an appropriate short-circuit apparent power $S_{k, \text{fic}}$ and for four different network impedance phase angles, ψ_k ;
- 3) each simulated instantaneous voltage time-series $u_{\text{fic}}(t)$ is then used as input to the voltage flicker algorithm described in IEC 61000-4-15 to generate the flicker emission value $P_{\text{st, fic}}$ and as input to an RMS calculation algorithm to identify the maximum one period RMS value $U_{\text{fic, max}}$ and the minimum one period r.m.s. value $U_{\text{fic, min}}$;
- 4) each $P_{\text{st, fic}}$ value is normalized to a flicker step factor $k_f(\psi_k)$, and each voltage change $U_{\text{fic, max}} - U_{\text{fic, min}}$ 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.

The assessment procedure for switching operations specifies how to estimate the flicker emission and voltage changes from switching operations on any specified site, using the reported flicker step factors and voltage change factors. Methods are given for a single wind turbine as well as a group of wind turbines

B.3 Weighting of flicker coefficients

The following example illustrates the weighting procedure, which is used in this part of IEC 61400 to derive the flicker coefficients $c(\psi_k, v_a)$ for four different wind speed distributions. The determination of the flicker coefficient is only shown for the network impedance phase

angle $\psi_k = 50^\circ$. The same procedure shall be performed for the other network impedance phase angles 30° , 70° and 85° .

Figure B.3 shows a set of measured flicker coefficients $c(\psi_k)$ as a function of wind speed for the network impedance phase angle $\psi_k = 50^\circ$.

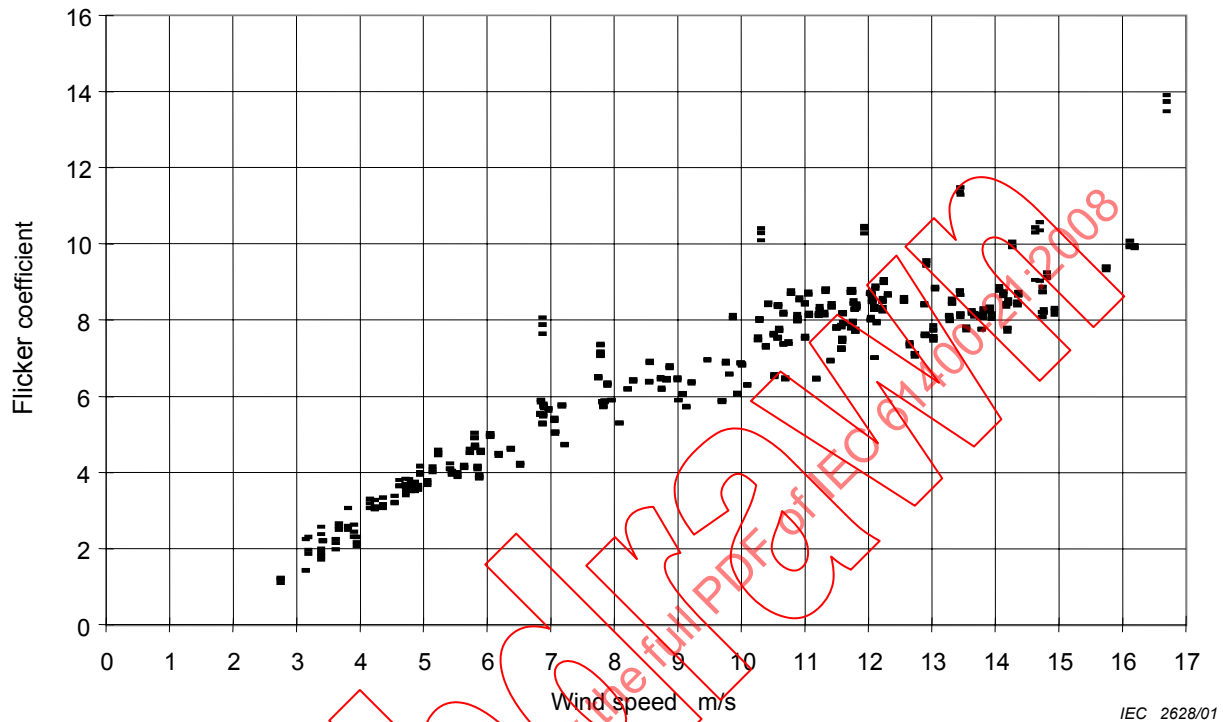


Figure B.3 – Flicker coefficient as a function of wind speed

Using these flicker coefficients to obtain a resulting flicker coefficient $c(\psi_k, v_a)$ for each wind speed distribution, the following steps are performed:

- classification of the flicker coefficients $c(\psi_k)$ in 1 m/s bins of the wind speed;
- determination of the number of measurements in each wind speed bin;
- determination of the weighting factor w_i for each wind speed bin;
- determination of the weighted accumulated distribution $Pr(c < x)$;
- determination of the 99th percentile, which gives the flicker coefficient $c(\psi_k, v_a)$.

The cut-in wind speed of the WT is, in this example, $v_{\text{cut-in}} = 3$ m/s. Few measurements were performed at wind speeds below cut-in wind speed and at wind speeds above 15 m/s. These measurements are not taken into account. Only the measurements above cut-in wind speed and below 15 m/s are used for the determination of the flicker coefficient $c(\psi_k, v_a)$.

Table B.1 shows the wind speed bins, the number of measurements of each bin, the relative frequency of occurrence of measured flicker coefficients $f_{m,i}$ for each wind speed bin and the Rayleigh distribution, $f_{y,i}$ for annual average wind speed $v_a = 6$ m/s, 7,5 m/s, 8,5 m/s and 10 m/s.

Table B.1 – Number of measurements $N_{m,i}$ and frequency of occurrence of $f_{m,i}$ and $f_{y,i}$ for each wind speed bin in the range from cut-in wind speed to 15 m/s

Wind speed bin range m/s	Number of measurements $N_{m,i}$	$f_{m,i}$ %	$f_{y,i}$ %	$f_{y,i}$ %	$f_{y,i}$ %	$f_{y,i}$ %
			6 m/s	7,5 m/s	8,5 m/s	10 m/s
3 – <4	30	5,38	11,64	8,21	6,64	4,98
4 – <5	36	6,45	12,57	9,44	7,83	6,02
5 – <6	45	8,06	12,37	10,04	8,59	6,80
6 – <7	33	5,91	11,26	10,04	8,91	7,32
7 – <8	42	7,53	9,58	9,53	8,83	7,56
8 – <9	33	5,91	7,67	8,65	8,41	7,56
9 – <10	33	5,91	5,80	7,52	7,74	7,34
10 – <11	69	12,37	4,15	6,29	6,88	6,93
11 – <12	87	15,59	2,82	5,07	5,94	6,39
12 – <13	60	10,75	1,82	3,95	4,97	5,75
13 – <14	45	8,06	1,11	2,97	4,05	5,07
14 – <15	45	8,06	0,65	2,16	3,21	4,37
Total N_m	558					

The weighting factor, w_i , is the ratio between the frequency of occurrence of the wind speeds $f_{y,i}$ and the relative frequency of occurrence of measured flicker coefficients $f_{m,i}$. Table B.2 gives the weighting factor, w_i , for each wind speed bin.

Table B.2 – Weighting factor w_i for each wind speed bin

Wind speed bin range (m/s)	w_i 6 m/s	w_i 7,5 m/s	w_i 8,5 m/s	w_i 10 m/s
3 – <4	2,165	1,527	1,236	0,927
4 – <5	1,949	1,464	1,214	0,933
5 – <6	1,533	1,245	1,065	0,843
6 – <7	1,904	1,698	1,507	1,237
7 – <8	1,273	1,267	1,173	1,005
8 – <9	1,297	1,462	1,423	1,278
9 – <10	0,980	1,272	1,308	1,241
10 – <11	0,335	0,509	0,557	0,561
11 – <12	0,181	0,325	0,381	0,410
12 – <13	0,169	0,367	0,463	0,535
13 – <14	0,138	0,368	0,502	0,628
14 – <15	0,081	0,267	0,398	0,542

The total sum of the weighting factor for each bin multiplied by the number of measurements for that is given in Table B.3.

Table B.3 – Total sum of weighting factor multiplied by number of measurements for all wind speed bins

v_a (m/s)	6,0	7,5	8,5	10,0
$\sum_{i=1}^{Nbin} w_i \times N_{m,i}$	454,40	467,99	457,64	424,60

In the next step, the measurements are sorted according to the flicker coefficients $c(\psi_k)$. This is illustrated in Table B.4 where the upper row gives the maximum value of all of the flicker coefficients $c(\psi_k)$ in the wind speed range 3 m/s to 15 m/s. The maximum of the flicker coefficients $c(\psi_k)$ is the 100 percentile, that means the weighted accumulated distribution factor $Pr(c < 11,495) = 1,0$. Subsequent rows of Table B.4 are completed by subtracting the weighting factor for the relevant measurement (from Table B.2) divided by the total sum of weighting factors (from Table B.3), from the Figure in the previous row.

Table B.4 – Weighted accumulated distribution of the flicker coefficients $Pr(c < x)$ for each wind speed distribution

Sorted flicker coefficients	Corresponding wind speed m/s	$Pr(c < x)$ 6 m/s	$Pr(c < x)$ 7,5 m/s	$Pr(c < x)$ 8,5 m/s	$Pr(c < x)$ 10 m/s
11,495	13,4	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
11,379	13,4	0,9997	0,9992	0,9989	0,9985
11,298	13,4	0,9994	0,9984	0,9978	0,9970
10,584	14,6	0,9991	0,9976	0,9967	0,9956
10,472	11,9	0,9989	0,9971	0,9958	0,9943
10,444	14,6	0,9985	0,9964	0,9950	0,9933
10,418	11,9	0,9983	0,9958	0,9941	0,9920
10,418	10,3	0,9979	0,9951	0,9933	0,9911
10,364	14,6	0,9972	0,9940	0,9921	0,9898
10,308	14,6	0,9970	0,9935	0,9912	0,9885
10,286	10,3	0,9968	0,9929	0,9903	0,9872
10,280	11,9	0,9961	0,9918	0,9891	0,9859
10,104	10,3	0,9957	0,9911	0,9883	0,9849
10,059	14,2	0,9950	0,9900	0,9871	0,9836
9,931	14,2	0,9948	0,9894	0,9862	0,9823
:		:	:	:	:
8,882	12,9	0,9906	0,9788	0,9713	0,9620
8,858	12,9	0,9902	0,9780	0,9703	0,9608
8,846	12,1	0,9898	0,9772	0,9693	0,9595
8,836	11,3	0,9895	0,9765	0,9683	0,9582
8,831	12,1	0,9891	0,9758	0,9674	0,9573

The relevant 99th percentiles are marked by bold types in Table B.4. These 99th percentiles give the flicker coefficients $c(\psi_k, v_a)$ for the network impedance phase angle of 50° for the measurement report, as shown in Table B.5.

Table B.5 – Resulting flicker coefficient in continuous operation

ψ_k (°)	30	50	70	85
v_a (m/s)	Flicker coefficient			
6,0		8,9		
7,5		10,1		
8,5		10,3		
10,0		10,4		

The reported flicker coefficients are the 99th percentile of the values in the wind speed interval from cut-in wind speed to 15 m/s, though not necessarily for the complete wind speed interval from zero to infinity.

The uncertainty introduced by the limited measurement interval is illustrated in Table B.6. Using the accumulated distribution functions for the Rayleigh distributions, the first three rows show the probabilities that wind speed is below, within or above the specified measurement interval from 3 m/s to 15 m/s. In the best case, all flicker coefficients outside the measurement interval are below the 99th percentile inside the measurement interval. In that case, the reported percentile actually corresponds to the best case percentile in Table B.6. In the worst case, all the flicker coefficients in the wind speed interval above 15 m/s are greater than the 99th percentile inside the measurement interval. In that case, the reported percentile corresponds to the worst case percentile in Table B.6. As can be seen, the actual percentage of the reported percentile is quite uncertain for the wind speed distributions with high values of the annual mean wind speeds. The uncertainty can be reduced to any desired level by increasing the upper limit of the measurement interval above 15 m/s. This will, however, often dramatically increase the required testing period and thereby the cost of the measurements.

Table B.6 – Probabilities and percentiles for different wind speeds

v_a (m/s)	6,0	7,5	8,5	10,0
$Pr(v < 3 \text{ m/s})$ (%)	17,8	11,8	9,3	6,8
$Pr(3 \text{ m/s} < v < 15 \text{ m/s})$ (%)	81,4	83,9	82,0	76,1
$Pr(v > 15 \text{ m/s})$ (%)	0,7	4,3	8,7	17,1
Best case percentile (%)	99,2	99,2	99,2	99,2
Worst case percentile (%)	98,4	94,8	90,5	82,2

NOTE The first three rows show the probabilities that wind speed is below, within or above the specified measurement interval from 3 m/s to 15 m/s. From these probabilities, the possible intervals of the actually measured percentiles are given by the last two rows.

B.4 Deduction of definitions

B.4.1 Flicker coefficient

The simulated flicker $P_{st, fic}$ value will depend on the short-circuit power of the grid, $S_{k, fic}$, and the angle of the grid impedance, ψ_k . $P_{st, fic}$ is approximately inversely proportional to $S_{k, fic}$, whereas the relation between $P_{st, fic}$ and ψ_k depends on the wind turbine type. Therefore, the flicker coefficient, $c(\psi_k)$, is defined so that:

$$P_{st, fic} = c(\psi_k) \times \frac{S_n}{S_{k, fic}} \quad (\text{B.1})$$

where S_n is the rated apparent power of the wind turbine.

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

$$c(\psi_k) = P_{st, fic} \times \frac{S_{k, fic}}{S_n} \quad (B.2)$$

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 the present standard. 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

$$d_{max} = k_f(\psi_k) \times \frac{S_n}{S_{k, fic}} \times 100 \quad (B.3)$$

where d_{max} is the equivalent voltage step in percentage of rated voltage.

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

$$t_f = 2,3 \times d_{max}^{3,2} \quad (B.4)$$

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

$$P_{st, fic} = \left(\sum \frac{t_f}{T_p} \right)^{1/3,2} \quad (B.5)$$

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

$$P_{st, fic} = 100 \times k_f(\psi_k) \times \frac{S_n}{S_{k, fic}} \times \left(\frac{2,3}{T_p} \right)^{1/3,2} \quad (B.6)$$

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

$$k_f(\psi_k) = \frac{S_{k, fic}}{100 \times S_n} \times \left(\frac{T_p}{2,3} \right)^{1/3,2} \times P_{st, fic} \quad (B.7)$$

The observation time, T_p , in equation (B.7) is the length of the simulated voltage time-series 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, $S_{k, fic}$, and the angle of the network impedance ψ_k . Δu is approximately inversely proportional to $S_{k, fic}$, 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

$$\Delta u = k_u(\psi_k) \times \frac{S_n}{S_{k, fic}} \quad (B.8)$$

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

$$k_u(\psi_k) = \sqrt{3} \times \frac{U_{\text{fic,max}} - U_{\text{fic,min}}}{U_n} \times \frac{S_{k,\text{fic}}}{S_n} \quad (\text{B.9})$$

where

$U_{\text{fic,max}}$ and $U_{\text{fic,min}}$ 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 61400-21:2008

Annex C (informative)

Measurement of active power, reactive power and voltage

This Annex gives the recommended procedure to calculate active power, reactive power, active current, reactive current and voltage as positive sequence fundamentals based on measurement of instantaneous voltages and currents.

The reasoning for presenting power, current and voltage by their positive sequence fundamentals is that this provides for clear definitions of the quantities, and of particular significance for the case of an unbalanced power system. Further reasons are that:

- a) The positive sequence of the fundamental is the one that produces torque in the rotating machines. The negative sequence and the harmonics only cause losses.
- b) In many cases, reactive current is specified instead of the reactive power. Using a positive sequence of the fundamental, the reactive current component can be calculated explicitly. The same applies to the power factor.
- c) 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.

In order to measure the positive sequence of the fundamental of the voltages and currents a multichannel datalogger with high sampling rate is needed (typically at least 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 prevent phase errors. Moreover, the amplitude error due to the anti-aliasing filter should be negligible at the fundamental frequency.

When phase voltages and currents are measured, the fundamental's Fourier coefficients are first calculated over one fundamental cycle T (equation shown here only for phase a voltage u_a ; other phase voltages and currents are calculated similarly)

$$u_{a,\cos} = \frac{2}{T} \int_{t-T}^t u_a(t) \cos(2\pi f_1 t) dt \quad (C.5)$$

$$u_{a,\sin} = \frac{2}{T} \int_{t-T}^t u_a(t) \sin(2\pi f_1 t) dt \quad (C.6)$$

where f_1 is the frequency of the fundamental.

The effective value of this fundamental phase voltage is

$$U_{a1} = \sqrt{\frac{u_{a,\cos}^2 + u_{a,\sin}^2}{2}} \quad (C.7)$$

The voltage and current vector components of the fundamental positive sequence are calculated using:

$$u_{1+, \cos} = \frac{1}{6} [2u_{a,\cos} - u_{b,\cos} - u_{c,\cos} - \sqrt{3}(u_{c,\sin} - u_{b,\sin})] \quad (C.8)$$

$$u_{1+,sin} = \frac{1}{6} [2u_{a,sin} - u_{b,sin} - u_{c,sin} - \sqrt{3}(u_{b,cos} - u_{c,cos})] \quad (C.9)$$

$$i_{1+,cos} = \frac{1}{6} [2i_{a,cos} - i_{b,cos} - i_{c,cos} - \sqrt{3}(i_{c,sin} - i_{b,sin})] \quad (C.10)$$

$$i_{1+,sin} = \frac{1}{6} [2i_{a,sin} - i_{b,sin} - i_{c,sin} - \sqrt{3}(i_{b,cos} - i_{c,cos})] \quad (C.11)$$

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

$$P_{1+} = \frac{3}{2} (u_{1+,cos} i_{1+,cos} + u_{1+,sin} i_{1+,sin}) \quad (C.12)$$

$$Q_{1+} = \frac{3}{2} (u_{1+,cos} i_{1+,sin} - u_{1+,sin} i_{1+,cos}) \quad (C.13)$$

and the effective phase-to-phase voltage of the fundamental positive sequence is

$$U_{1+} = \sqrt{\frac{3}{2} (u_{1+,sin}^2 + u_{1+,cos}^2)} \quad (C.14)$$

The effective active and reactive currents of the fundamental positive sequence are

$$I_{P1+} = \frac{P_{1+}}{\sqrt{3}U_{1+}} \quad (C.15)$$

$$I_{Q1+} = \frac{Q_{1+}}{\sqrt{3}U_{1+}} \quad (C.16)$$

The power factor of the fundamental positive sequence is

$$\cos \varphi_{1+} = \frac{P_{1+}}{\sqrt{P_{1+}^2 + Q_{1+}^2}} \quad (C.17)$$

These calculations can be performed in a spreadsheet program or using a special computer program. A new value of the reactive and active power should be calculated at least once in every fundamental period using the latest data.

Bibliography

IEC 61000-3-3, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-3: Limits – Limitation 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 – Basic EMC publication*

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

IEC 61400-1, *Wind turbines – Part 1: Design requirements*

Thomas Ackerman (editor), *Wind power in power systems*, January 2005, John Wiley and Sons Ltd, ISBN 0470855088, 690 pages.

IECNORM.COM: Click to view the full PDF of IEC 61400-21:2008

Withdr2wn

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	62
INTRODUCTION	64
1 Domaine d'application	65
2 Références normatives	66
3 Termes et définitions	66
4 Symboles et unités	70
5 Abréviations	72
6 Paramètres caractéristiques de qualité de puissance de l'éolienne	72
6.1 Généralités	72
6.2 Spécifications relatives aux éoliennes	73
6.3 Fluctuations de tension	73
6.3.1 Généralités	73
6.3.2 Fonctionnement continu	73
6.3.3 Opérations de commutation	73
6.4 Harmoniques de courant, interharmoniques et composantes à fréquence plus élevée	74
6.5 Réponse aux creux de tension	75
6.6 Puissance active	75
6.6.1 Puissance mesurée maximale	75
6.6.2 Limitation du taux de variation	75
6.6.3 Commande de la valeur de consigne	76
6.7 Puissance réactive	76
6.7.1 Capacité de puissance réactive	76
6.7.2 Commande de la valeur de consigne	77
6.8 Protection du réseau	77
6.9 Temps de reconnexion	77
7 Procédures d'essai	78
7.1 Généralités	78
7.1.1 Validité de l'essai	78
7.1.2 Conditions d'essais	79
7.1.3 Équipement d'essai	79
7.2 Spécifications relatives aux éoliennes	81
7.3 Fluctuations de tension	81
7.3.1 Généralités	81
7.3.2 Réseau fictif	81
7.3.3 Fonctionnement continu	83
7.3.4 Opérations de commutation	85
7.4 Harmoniques de courant, interharmoniques et composantes à fréquence plus élevée	87
7.5 Réponse aux creux de tension temporaires	88
7.6 Puissance active	90
7.6.1 Puissance mesurée maximale	90
7.6.2 Limitation du taux de variation	91
7.6.3 Commande de la valeur de consigne	91
7.7 Puissance réactive	92

7.7.1	Capacité de fourniture et d'absorption de puissance réactive	92
7.7.2	Commande de la valeur de consigne	92
7.8	Protection réseau	93
7.9	Temps de reconnexion	94
8	Evaluation de la qualité de puissance	94
8.1	Généralités	94
8.2	Fluctuations de tension	95
8.2.1	Généralités	95
8.2.2	Fonctionnement continu	95
8.2.3	Opérations de commutation	96
8.3	Harmoniques de courant, interharmoniques et composantes à fréquence plus élevée	97
Annexe A (informative)	Modèle de format de rapport	99
Annexe B (informative)	Fluctuations de tension et papillotement	110
Annexe C (informative)	Mesure de la puissance active, de la puissance réactive et de la tension	118
Bibliographie		120
Figure 1	– Ajustement de la valeur de consigne de la puissance active	76
Figure 2	– Ajustement de la valeur de consigne de la puissance réactive	77
Figure 3	– Eléments constitutifs supposés du système de mesure	80
Figure 4	– Réseau fictif pour la simulation d'une tension fictive	81
Figure 5	– Système avec simulateur de court-circuit pour soumettre aux essais la réponse de l'éolienne aux creux de tension temporaires	89
Figure 6	– Tolérance du creux de tension	90
Figure B.1	– Procédures de mesure et d'évaluation du papillotement pendant le fonctionnement continu de l'éolienne	110
Figure B.2	– Procédures de mesure et d'évaluation des variations de tension et du papillotement pendant les opérations de commutation de l'éolienne	111
Figure B.3	– Coefficients de papillotement en fonction de la vitesse du vent	112
Tableau 1	– Spécification des creux de tension. Les amplitudes, les durées et les formes spécifiées concernant le creux de tension se produisant lorsque l'éolienne en essai n'est pas connectée	75
Tableau 2	– Spécification des exigences pour les appareils de mesure	80
Tableau 3	– Spécifications des exposants suivant la CEI 61000-3-6	98
Tableau B.1	– Nombre de mesures $N_{m,i}$ et fréquence d'occurrence de $f_{m,i}$ et $f_{y,i}$ pour chaque tranche de vitesses de vent, de la vitesse de démarrage jusqu'à 15 m/s	113
Tableau B.2	– Facteur de pondération w_i pour chaque tranche de vitesses de vent	113
Tableau B.3	– Somme totale des facteurs de pondération multipliés par le nombre de mesures pour toutes les tranches de vitesses de vent	114
Tableau B.4	– Distribution cumulée pondérée des coefficients de papillotement $Pr(c < x)$ pour chaque distribution de vitesses de vent	114
Tableau B.5	– Coefficients de papillotement résultants en fonctionnement continu	115
Tableau B.6	– Probabilités et centiles pour différentes vitesses du vent	115

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

ÉOLIENNES –

Partie 21: Mesurage et évaluation des caractéristiques de qualité de puissance des éoliennes connectées au réseau

AVANT-PROPOS

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

La Norme internationale CEI 61400-21 a été établie par le comité d'études 88 de la CEI: Eoliennes.

Cette seconde édition annule et remplace la première édition publiée en 2001. Cette édition constitue une révision technique.

La présente édition inclut les nouveaux éléments suivants par rapport à l'édition précédente:

- Interharmoniques et distorsions de courant (<9 kHz)
- Réponse aux creux de tension
- Limitation du taux de variation et commande de la valeur de consigne de la puissance active
- Capacités de puissance réactive et commande de la valeur de consigne de la puissance réactive

– Protection réseau et temps de reconnexion après des défauts du réseau

Le texte de cette norme est issu des documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
88/317/FDIS	88/326/RVD

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

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

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

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

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

INTRODUCTION

L'objet de la présente partie de la CEI 61400 est de fournir une méthodologie uniforme qui assurera la cohérence et la précision dans la présentation, les essais et l'évaluation des caractéristiques de qualité de puissance des éoliennes connectées au réseau. Les caractéristiques de qualité de puissance comprennent ici les spécifications relatives aux éoliennes, la qualité de tension (émissions de papillotement et harmoniques), réponse en creux de tension, contrôle de puissance (contrôle de puissance active et réactive), protection du réseau et temps de reconnexion.

La présente partie de la CEI 61400 a été préparée avec la perspective de son application par:

- le fabricant d'éoliennes, s'efforçant de satisfaire à des caractéristiques bien définies de qualité de puissance;
- l'acheteur d'éoliennes, en spécifiant de telles caractéristiques de qualité de puissance;
- l'opérateur d'éoliennes, à qui il peut être prescrit de vérifier ce qui est stipulé ou que les caractéristiques de qualité de puissance exigées sont satisfaites;
- 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 de composants, en évaluant les caractéristiques de qualité de puissance du type d'éolienne;
- le planificateur ou le régulateur du réseau électrique, qui doit pouvoir déterminer le raccordement au réseau requis pour une éolienne.

La présente partie de la CEI 61400 fournit des recommandations pour préparer les mesures et l'évaluation des caractéristiques de qualité de puissance des éoliennes connectées au réseau. La présente partie de la CEI 61400 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 la présente partie de la CEI 61400, 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 la CEI 61400 présente des procédures de mesure et d'analyse prévues pour fournir des résultats cohérents qui pourront être reproduits par d'autres.

ÉOLIENNES –

Partie 21: Mesurage et évaluation des caractéristiques de qualité de puissance des éoliennes connectées au réseau

1 Domaine d'application

La présente partie de la CEI 61400 comprend:

- la définition et la spécification des grandeurs à déterminer pour caractériser la qualité de puissance d'une éolienne connectée à un réseau;
- les procédures de mesure pour quantifier les caractéristiques;
- les procédures pour évaluer la conformité aux exigences de qualité de puissance, y compris l'estimation de la qualité de puissance attendue d'un type d'éolienne, une fois déployée sur un site spécifique, éventuellement en groupes.

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 la CEI 61400 prescrit uniquement des types d'éoliennes prévues pour un point de couplage commun (PCC) au système MT ou HT, qui sont donc à soumettre aux essais et à caractériser comme cela est spécifié dans la présente partie de la CEI 61400.

Les caractéristiques mesurées sont uniquement valables pour la configuration spécifique et le mode de fonctionnement du type d'éolienne évaluée. D'autres configurations, y compris des paramètres de commande modifiés qui font que l'éolienne se comporte différemment eu égard à la qualité de puissance, nécessitent une autre évaluation.

Les procédures de mesure sont conçues pour être aussi indépendantes du site que possible, de sorte que des caractéristiques de qualité de puissance, mesurées par exemple sur un site d'essai, puissent être considérées comme valables également sur d'autres sites.

Les procédures pour évaluer la conformité aux exigences de qualité de puissance sont valables pour des éoliennes avec le point de couplage commun au système MT ou HT, dans des réseaux d'énergie électrique à fréquence fixe à ± 1 Hz, et avec des possibilités de régulation suffisantes de puissance active et réactive. Dans les autres cas, les principes pour évaluer la conformité aux exigences de qualité de puissance peuvent toujours être utilisés comme lignes directrices.

La présente partie de la CEI 61400 concerne les essais des éoliennes, bien qu'elle contienne des informations qui peuvent également être utiles pour les essais des parcs éoliens.

NOTE La présente partie de la CEI 61400 emploie les termes suivants pour désigner la tension du système:

- basse tension (BT) s'applique à $U_n \leq 1$ kV;
- moyenne tension (MT) s'applique à $1 \text{ kV} < U_n \leq 35$ kV;
- haute tension (HT) s'applique à $U_n > 35$ kV.

2 Références normatives

Les documents de référence suivants sont indispensables pour l'application 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 (y compris les éventuels amendements) s'applique.

CEI 60044-1, *Transformateurs de mesure – Partie 1: Transformateurs de courant*

CEI 60044-2, *Transformateurs de mesure – Partie 2: Transformateurs inductifs de tension*

CEI 60050-161, *Vocabulaire Electrotechnique International – Partie 161: Compatibilité électromagnétique*

CEI 60050-415, *Vocabulaire Electrotechnique International – Partie 415: Aérogénérateurs*

CEI 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*

CEI 61000-4-15, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 4: Techniques d'essai et de mesure – Section 15: Flickermètre – Spécifications fonctionnelles et de conception*

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

CEI 61800-3:2004, *Entraînements électriques de puissance à vitesse variable – Partie 3: Exigences de CEM et méthodes d'essais spécifiques*

CEI 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.

3.1

fonctionnement continu (d'une éolienne)

fonctionnement normal de l'éolienne, à l'exclusion des opérations de démarrage et de coupure

3.2

vitesse de démarrage (d'une éolienne)

vitesse du vent la plus basse à la hauteur du moyeu à partir de laquelle l'éolienne commence à fournir une puissance

[VEI 415-03-05]

3.3

coefficient de papillotement en fonctionnement continu (d'une éolienne)

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 l'émission de papillotement de l'éolienne sur le réseau fictif;

S_n est la puissance apparente assignée de l'éolienne;

$S_{k, fic}$ est la puissance apparente de court-circuit du réseau fictif

NOTE Le coefficient de papillotement en fonctionnement continu est le même pour une période à court terme (10 min) et à long terme (2 h).

3.4

facteur de papillotement sur un échelon (d'une éolienne)

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, suffisamment longue pour assurer que le transitoire dû à l'opération de commutation ait cessé, mais limitée afin d'éviter des fluctuations possibles de la puissance dues à la turbulence;

$P_{st, fic}$ est l'émission de papillotement de l'éolienne sur le réseau fictif;

S_n est la puissance apparente assignée de l'éolienne;

$S_{k, fic}$ est la puissance apparente de court-circuit du réseau fictif

NOTE Le coefficient de papillotement $P_{st, fic}$ est évalué ici tout au long de la période temps T_p .

3.5

puissance mesurée maximale (d'une éolienne)

puissance mesurée maximale (avec un temps d'intégration spécifié) observée pendant le fonctionnement continu de l'éolienne

3.6

angle de phase de l'impédance du réseau

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

3.7

fonctionnement normal (d'une éolienne)

fonctionnement exempt de défaillance conforme à la description du manuel de l'éolienne

3.8

mode de fonctionnement (d'une éolienne)

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

3.9

puissance de sortie (d'une éolienne)

puissance électrique active fournie par l'éolienne sur ses bornes

3.10

point de couplage commun

PCC

point d'un réseau d'alimentation électrique, le plus proche électriquement d'une charge particulière, auquel d'autres charges sont ou peuvent être connectées

NOTE 1 Ces charges peuvent être soit des dispositifs, appareils ou systèmes, soit des installations distinctes d'utilisateurs.

NOTE 2 Pour certaines applications, le terme «point de couplage commun» s'applique uniquement aux réseaux publics.

[VEI 161-07-15, modifiée]

3.11

système de collecte de puissance (d'une éolienne)

système électrique qui récupère l'énergie produite par une éolienne, et la fournit à un réseau d'alimentation électrique

[VEI 415-04-06, modifiée]

3.12

puissance apparente assignée (d'une éolienne)

puissance apparente de l'éolienne fonctionnant au courant assigné et à la tension nominale et à la fréquence nominale:

$$S_n = \sqrt{3} U_n I_n$$

où

U_n est la tension nominale;

I_n est le courant assigné

3.13

courant assigné (d'une éolienne)

courant électrique maximal qu'une éolienne est conçue pour fournir en permanence, dans les conditions normales de fonctionnement

3.14

puissance assignée (d'une éolienne)

puissance électrique maximale qu'une éolienne est conçue pour fournir en permanence, dans les conditions normales de fonctionnement

[VEI 415-04-03, modifiée]

3.15

vitesse du vent assignée (d'une éolienne)

vitesse du vent pour laquelle une éolienne atteint sa puissance assignée

[VEI 415-03-04, modifiée]

3.16

arrêt (d'une éolienne)

état d'une éolienne immobilisée

[VEI 415-01-15, modifiée]

3.17

démarrage (d'une éolienne)

état transitoire d'une éolienne entre l'arrêt et la production de puissance

3.18**opération de commutation (d'une éolienne)**

démarrage ou commutation entre générateurs

3.19**intensité de turbulence**

écart type de la vitesse du vent divisé par la vitesse moyenne du vent, quand l'écart type et la vitesse moyenne ont été déterminés à partir d'un même échantillonnage de vitesses du vent, pris sur un intervalle de temps spécifié

[VEI 415-03-25]

3.20**facteur de variation de tension (d'une éolienne)**

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 assignée de l'éolienne;

$S_{k,\text{fic}}$ est la puissance apparente de court-circuit du réseau fictif.

NOTE 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 assigné, 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 .

3.21**éolienne (en anglais wind turbine)****WT**

système destiné à convertir l'énergie cinétique du vent en énergie électrique

3.22**bornes de l'éolienne**

point faisant partie de l'éolienne et identifié par le fournisseur comme point auquel l'éolienne peut être connectée au système de collecte de puissance

4 Symboles et unités

Les symboles et unités suivants sont utilisés dans la présente partie de la CEI 61400.

$\frac{\Delta U_{\text{dyn}}}{U_n}$	variations de tension autorisées 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)
$f_{m,i}$	fréquence d'occurrence des valeurs de coefficient de papillotement dans la $i^{\text{ème}}$ tranche de vitesse de vent
f_{over}	niveau de protection à maximum de fréquence
f_{under}	niveau de protection à minimum de fréquence
$f_{y,i}$	fréquence d'occurrence des vitesses de vent dans la $i^{\text{ème}}$ tranche de vitesse de vent
h	rang d'harmonique
$I_{h,i}$	distorsion harmonique de courant de rang h de la $i^{\text{ème}}$ éolienne (A)
$i_m(t)$	courant instantané mesuré (A)
I_n	courant assigné (A)
$k_f(\psi_k)$	facteur de papillotement sur un échelon
k_i	rapport du courant d'appel maximal au courant assigné
$k_u(\psi_k)$	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_{bin}	nombre total de tranches de vitesses de vent entre v_{cut-in} et 15 m/s
n_i	rapport du transformateur à la $i^{ème}$ éolienne
N_m	nombre total de valeurs de coefficient de papillotement mesurées
$N_{m,i}$	nombre de valeurs de coefficient de papillotement mesurées dans la $i^{ème}$ tranche de vitesse de vent
$N_{m,i,c < x}$	nombre de valeurs de coefficient de papillotement inférieures à x dans la $i^{ème}$ tranche de vitesse de vent
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)
P_{lt}	facteur de perturbation par papillotement à long terme
P_n	puissance active assignée d'une éolienne (W)
$Pr(c < x)$	distribution cumulée de c
P_{st}	facteur de perturbation par papillotement à court terme
$P_{st, fic}$	facteur de perturbation par papillotement à court terme sur le réseau fictif
Q	reactive power (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 apparente assignée d'une éolienne (VA)
THC	distorsion harmonique totale de courant (en anglais <i>total harmonic current distortion</i>) (% de I_n)
T_p	période de temps transitoire d'une opération de commutation (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)

$U_{\text{fic,min}}$	tension phase-neutre minimale sur le réseau fictif (V)
U_n	tension nominale entre phases (V)
U_{under}	niveau de protection à minimum de tension
U_{over}	niveau de protection à maximum de tension
v_a	moyenne annuelle des vitesses de vent (m/s)
$v_{\text{cut-in}}$	vitesse de démarrage (m/s)
v_i	point médian de la $i^{\text{ème}}$ tranche de vitesse de vent
w_i	coefficient de pondération pour la $i^{\text{ème}}$ tranche de vitesse de vent
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 Abréviations

Les abréviations suivantes sont utilisées dans la présente partie de la CEI 61400.

CAN	convertisseur analogique/numérique
DFT	transformée de Fourier discrète (en anglais <i>Discrete Fourier Transform</i>)
HT	haute tension
BT	basse tension
MT	moyenne tension
PCC	point de couplage commun
RMSeff.	valeur efficace (en anglais <i>root mean square</i>)
SCADA	télésurveillance et acquisition de données (en anglais <i>supervisory control and data acquisition</i>)
THC	distorsion harmonique totale de courant
WT	éolienne (en anglais <i>wind turbine</i>)

6 Paramètres caractéristiques de qualité de puissance de l'éolienne

6.1 Généralités

Le présent article donne les grandeurs qui doivent être stipulées pour caractériser la qualité de puissance d'une éolienne, c'est-à-dire les spécifications relatives aux éoliennes (6.2), la

qualité de tension (6.3 à 6.4), la réponse en creux de tension (6.5), le contrôle de puissance (6.6 à 6.7), la protection du réseau et la reconexion (6.8 à 6.9). Un modèle de format de rapport est donné à l'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.

6.2 Spécifications relatives aux éoliennes

Les données assignées de l'éolienne (aux bornes de l'éolienne) doivent être spécifiées, y compris P_n , S_n , U_n et I_n .

NOTE Les données assignées sont utilisées dans la présente partie de la CEI 61400 uniquement dans un but de normalisation.

6.3 Fluctuations de tension

6.3.1 Généralités

Les fluctuations de tension (papillotement et variations de tension) imposées par l'éolienne doivent être caractérisées comme décrit en 6.3.2 et 6.3.3.

6.3.2 Fonctionnement continu

Le coefficient de papillotement de l'éolienne en fonctionnement continu, $c(\psi_k, v_a)$ doit être stipulé au 99^{ème} centile pour des angles de phase d'impédance du réseau $\psi_k = 30^\circ, 50^\circ, 70^\circ$ et 85° par un tableau pour quatre distributions différentes de vitesses de vent, avec, respectivement, une moyenne annuelle de vitesses de vent $v_a = 6 \text{ m/s}, 7,5 \text{ m/s}, 8,5 \text{ m/s}$ et 10 m/s . Les valeurs moyennes sur 10 min de la vitesse du vent doivent être supposées distribuées suivant une loi de Rayleigh (voir Note). La moyenne annuelle des vitesses de vent se réfère à la hauteur du moyeu de l'éolienne.

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 c'est possible, la commande de la valeur de consigne de la puissance réactive doit être fixée sur $Q=0$. Si un autre mode de fonctionnement est utilisé, ceci doit être indiqué clairement.

NOTE La loi de Rayleigh est une distribution de probabilité qui représente généralement bien la distribution annuelle de la vitesse du vent. La loi de Rayleigh peut être décrite par:

$$F(v) = 1 - \exp\left(-\frac{\pi}{4} \left(\frac{v}{v_a}\right)^2\right)$$

où

$F(v)$ est la fonction de distribution de probabilité cumulée de Rayleigh pour la vitesse du vent;

v_a est la moyenne annuelle de vitesses de vent à la hauteur du moyeu;

v est la vitesse du vent.

6.3.3 Opérations de commutation

Les caractéristiques doivent être stipulées pour les types suivants d'opérations de commutation:

- Mise en marche de l'éolienne à la vitesse de démarrage.
- Mise en marche de l'éolienne à la vitesse de vent assignée ou une vitesse du vent plus élevée.

- 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). Voir également la Note 1.

Pour chacun des types d'opérations de commutation ci-dessus, les valeurs des paramètres ci-dessous doivent être stipulées (voir également les Notes 2 et 3):

- 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 h.
- 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° .

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 c'est possible, la commande de la valeur de consigne de la puissance réactive doit être fixée sur $Q=0$. Si un autre mode de fonctionnement est utilisé, ceci doit être indiqué clairement.

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} peuvent être basés sur les informations des fabricants, alors qu'il convient que $k_f(\psi_k)$ et $k_u(\psi_k)$ soient 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 h peut être inférieur à douze fois le nombre maximal d'opérations de commutation au cours d'une période de 10 min.

6.4 Harmoniques de courant, interharmoniques et composantes à fréquence plus élevée

L'émission d'harmoniques de courant, d'interharmoniques et de composantes à fréquence plus élevée pendant le fonctionnement continu doit être stipulée (voir Note).

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, et la distorsion harmonique totale de courant doit être spécifiée comme déduite de ces valeurs.

Les composantes de courants interharmoniques doivent être spécifiées comme des valeurs de sous-groupes pour des fréquences jusqu'à 2 kHz, conformément à l'Annexe A de la CEI 61000-4-7:2002.

Les composantes de courants à fréquence plus élevée doivent être spécifiées comme des valeurs de sous-groupes pour des fréquences comprises entre 2 kHz et 9 kHz, conformément à l'Annexe B de la CEI 61000-4-7:2002.

Les harmoniques de courant, les interharmoniques et les composantes à fréquence plus élevée doivent être établis pour l'éolienne fonctionnant avec une puissance réactive aussi proche que possible de zéro, c'est-à-dire que, si c'est possible, la commande de la valeur de consigne de la puissance réactive doit être fixée sur $Q=0$. Si un autre mode de fonctionnement est utilisé, ceci doit être indiqué clairement.

NOTE Les harmoniques sont considérés comme étant inoffensifs, tant que leur durée est limitée à une courte période de temps. Par conséquent, la présente partie de la CEI 61400 n'exige pas la spécification des harmoniques de courte durée provoqués par le démarrage de l'éolienne ou d'autres opérations de commutation.

6.5 Réponse aux creux de tension

La réponse de l'éolienne aux creux de tension spécifiés dans le Tableau 1 doit être stipulée pour l'éolienne fonctionnant entre $0,1 P_n$ et $0,3 P_n$ (cas a) et à plus de $0,9 P_n$ (cas b) La réponse établie doit inclure les résultats de 2 essais consécutifs de chaque cas (VD1-VD6) par des séries temporelles de puissance active, de puissance réactive, de courant actif, de courant réactif et de tension aux bornes de l'éolienne peu de temps avant le creux de tension et jusqu'à ce que l'effet du creux de tension ait cessé, mais le mode de fonctionnement de l'éolienne doit également être spécifié.

L'essai sert essentiellement à vérifier la réponse de l'éolienne aux creux de tension (dus aux défauts du réseau) et à fournir une base pour la validation d'un modèle de simulation numérique de l'éolienne. 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.

Tableau 1 – Spécification des creux de tension. Les amplitudes, les durées et les formes spécifiées concernent le creux de tension se produisant lorsque l'éolienne en essai n'est pas connectée

Cas	Amplitude de la tension entre phases (fraction de la tension immédiatement avant que le creux se produise)	Amplitude de la tension directe (fraction de la tension immédiatement avant que le creux se produise)	Durée (s)	Forme
VD1 – creux de tension triphasé symétrique (creux de tension: en anglais <i>voltage drop</i>)	$0,90 \pm 0,05$	$0,90 \pm 0,05$	$0,5 \pm 0,02$	
VD2 – creux de tension triphasé symétrique	$0,50 \pm 0,05$	$0,50 \pm 0,05$	$0,5 \pm 0,02$	
VD3 – creux de tension triphasé symétrique	$0,20 \pm 0,05$	$0,20 \pm 0,05$	$0,2 \pm 0,02$	
VD4 – creux de tension biphasé	$0,90 \pm 0,05$	$0,95 \pm 0,05$	$0,5 \pm 0,02$	
VD5 – creux de tension biphasé	$0,50 \pm 0,05$	$0,75 \pm 0,05$	$0,5 \pm 0,02$	
VD6 – creux de tension biphasé	$0,20 \pm 0,05$	$0,60 \pm 0,05$	$0,2 \pm 0,02$	

NOTE 1 Un creux de tension peut entraîner la coupure d'une éolienne pour de nombreuses raisons, non seulement liées à la transmission électrique, mais aussi dues aux vibrations mécaniques ou aux capacités basse tension du système auxiliaire. Il s'agit par conséquent de réaliser l'essai sur l'éolienne complète plutôt que sur une éolienne sans pale entraînée par un banc d'essai de transmission.

NOTE 2 Le but de VD1 et VD4 est essentiellement d'essayer des éoliennes qui n'ont pas la capacité de passer outre tout creux de tension profond et les essais sont généralement applicables comme base pour la validation des modèles de simulation numériques.

6.6 Puissance active

6.6.1 Puissance mesurée maximale

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, $P_{0,2}$.

6.6.2 Limitation du taux de variation

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 présenter la puissance de sortie active disponible et mesurée en cours de fonctionnement à une valeur du taux de variation de 10 % de la puissance assignée par minute, pendant une période d'essai de 10 min.

Les résultats des essais doivent être consignés comme des données moyennes sur 0,2 s.

6.6.3 Commande de la valeur de consigne

L'aptitude de l'éolienne à fonctionner en mode de commande de la valeur de consigne de la puissance active doit être caractérisée par les résultats d'essai présentés sous forme de graphique. Le graphique doit présenter la puissance de sortie active disponible et mesurée en cours de fonctionnement aux valeurs de consigne ajustées de 100 % à 20 % de la puissance assignée par paliers de 20 % avec un fonctionnement de 2 min à chaque valeur de consigne, c'est-à-dire conformément à la Figure 1.

Les résultats des essais doivent être consignés comme des données moyennes sur 0,2 s.

NOTE L'aptitude d'une éolienne à participer à un schéma de commande automatique de fréquence est étroitement liée à son aptitude à fonctionner en mode de commande de la valeur de consigne de la puissance active. La participation à la commande automatique de fréquence peut, par exemple, être obtenue par le système de télésurveillance et d'acquisition de données d'un parc éolien moderne qui peut mettre à jour de manière continue la valeur de consigne de la puissance active des éoliennes individuelles, pour obtenir une réponse en fréquence demandée.

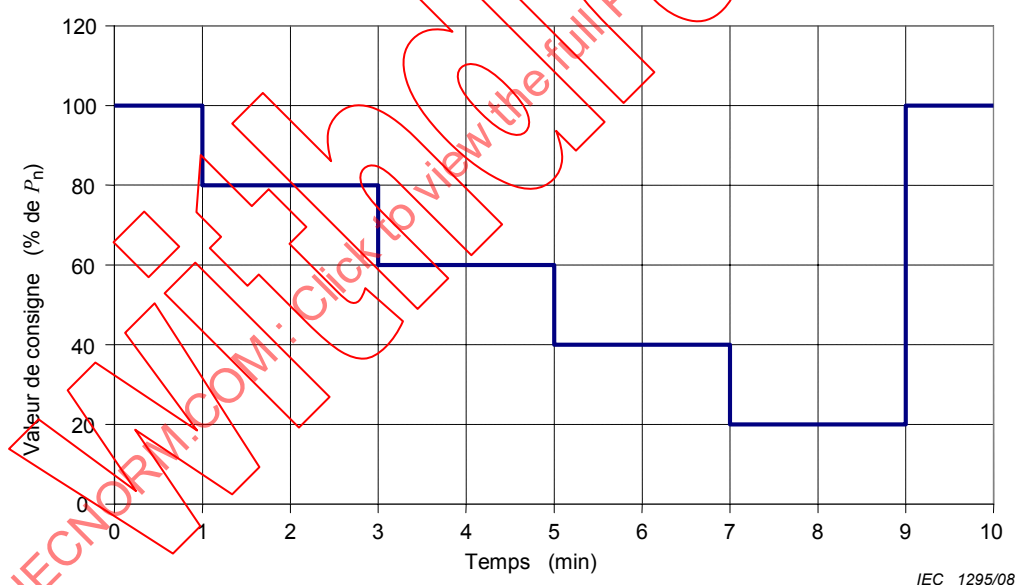


Figure 1 – Ajustement de la valeur de consigne de la puissance active

6.7 Puissance réactive

6.7.1 Capacité de puissance réactive

La capacité de l'éolienne concernant la puissance réactive inductive maximale et la puissance réactive capacitive maximale de l'éolienne doit être spécifiée dans un tableau comme valeurs moyennes sur 1 min en fonction de la puissance de sortie moyenne sur 1 min pour 0, 10, ..., 90, 100 % de la puissance assignée.

6.7.2 Commande de la valeur de consigne

La commande de la valeur de consigne de la puissance réactive doit être décrite par un tableau et un graphique, comme suit.

- Le tableau doit présenter la puissance réactive mesurée à une valeur de consigne de la puissance réactive égale à 0 pour un fonctionnement à 0, 10, 20, ... 100 % de la puissance de sortie.
- Les puissances active et réactive doivent être des valeurs moyennes sur 1 min.

Le graphique doit présenter la puissance réactive mesurée au cours d'une variation par paliers de la valeur de consigne de la puissance réactive comme spécifié dans la Figure 2. La puissance de sortie, mesurée en tant que valeurs moyennes sur 1 min, doit correspondre à environ 50 % de la puissance assignée. La puissance réactive doit correspondre à des données moyennes sur 0,2 s.

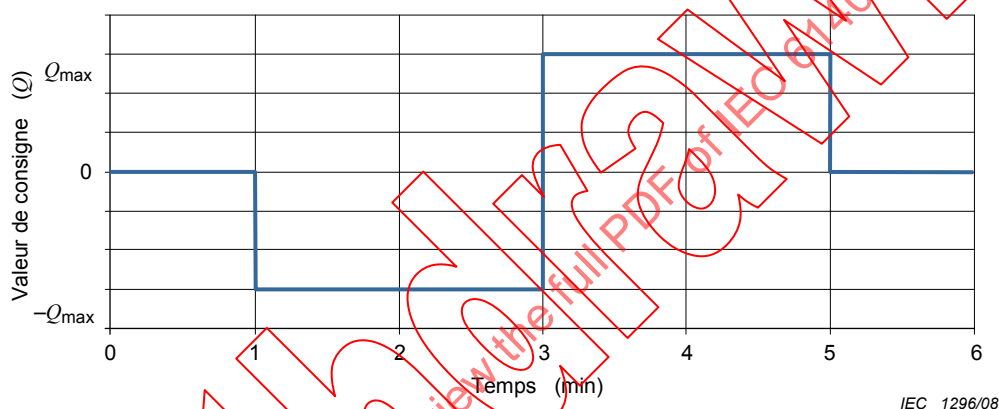


Figure 2 – Ajustement de la valeur de consigne de la puissance réactive

NOTE L'aptitude d'une éolienne à participer à un schéma de commande automatique de tension est étroitement liée à son aptitude à fonctionner en mode de commande de la valeur de consigne de la puissance réactive. La participation à la commande automatique de tension peut, par exemple, être obtenue par le système de télésurveillance et d'acquisition de données d'un parc éolien moderne qui peut mettre à jour de manière continue la valeur de consigne de la puissance réactive des éoliennes individuelles, pour obtenir une réponse en tension demandée.

6.8 Protection du réseau

La fonctionnalité du système de protection du réseau de l'éolienne est essayée. Avec la répartition donnée des niveaux de déconnexion et des temps de déconnexion de l'éolienne, les niveaux de déconnexion et les temps de déconnexion actuels de l'éolienne doivent être déterminés pour les surtensions et les sous-tensions et pour les fréquences excessives et insuffisantes.

Le niveau de déconnexion correspond à la tension ou la fréquence entraînant une déconnexion de l'éolienne.

Le temps de déconnexion est la durée comprise entre le début de la sous-tension/surtension ou de la fréquence insuffisante/excessive et la déconnexion de l'éolienne.

6.9 Temps de reconnexion

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 s, 1 min et 10 min, respectivement. 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.

7 Procédures d'essai

7.1 Généralités

Ce Paragraphe 7.1 donne des informations générales sur la validité des mesures, les conditions d'essai et les appareils nécessaires. Les Paragraphes 7.2 à 7.9 précisent les mesures nécessaires à effectuer pour déterminer les paramètres caractéristiques de qualité de puissance de l'éolienne à évaluer, c'est-à-dire les spécifications relatives aux éoliennes (7.2), la qualité de tension (7.3 à 7.4), la réponse en creux de tension (7.5), le contrôle de puissance (7.6 à 7.7), et la protection du réseau et reconnexion (7.8 à 7.9).

Les procédures de mesure sont valables pour les éoliennes individuelles avec un raccordement triphasé au réseau.

Les mesures visent, en général, à vérifier les paramètres caractéristiques de qualité de puissance pour toute la plage fonctionnelle de l'éolienne à évaluer. Les mesures ne sont cependant pas exigées pour les vitesses de vent supérieures à 15 m/s (voir la Note 1). Le fait de demander des mesures à des vitesses de vent plus élevées donnerait généralement une période de mesure sensiblement plus longue à cause de la rare apparition de vitesses de vent plus élevées, et ne donnerait sans doute pas une vérification significativement meilleure des paramètres caractéristiques de qualité de puissance de l'éolienne évaluée. Voir également la Note 2.

NOTE 1 Si des mesures sont faites au-dessus de 15 m/s, elles peuvent être omises. Toutefois, si elles sont incluses, il convient que la plage de vitesses de vent appliquée soit donnée dans le rapport d'essai.

NOTE 2 L'ajout des mesures au-dessus de 15 m/s peut améliorer la précision du coefficient de papillement déterminé et peut, pour la conception de certaines éoliennes, donner une puissance mesurée maximale supérieure (moyenne sur 0,2 s). Si le rapport qualité/prix est cependant pris en compte, l'ajout de mesures au-dessus de 15 m/s n'est pas requis. Si des mesures au-dessus de 15 m/s sont requises, cela améliorera la confiance dans le résultat des procédures décrites en 8.2 pour les sites à vents de forte intensité. Voir également la Note 5 de 7.3.3.

7.1.1 Validité de l'essai

Les caractéristiques mesurées sont uniquement valables pour la configuration spécifique du type d'éolienne évaluée. D'autres configurations, y compris des paramètres de commande modifiés qui font que l'éolienne se comporte différemment eu égard à la qualité de puissance, nécessitent une autre évaluation. Une telle évaluation peut être faite par simulation.

Certaines conceptions d'éoliennes comportent un transformateur intégré. Les mesures des caractéristiques électriques doivent être effectuées aux bornes de l'éolienne. Il appartient au fournisseur 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 supposé entraîner un comportement différent de l'éolienne vis-à-vis de la qualité de puissance. Ainsi, une évaluation distincte n'est pas exigée si la tension de sortie du transformateur est modifiée, mais la tension et le courant assignés doivent être actualisés.

L'emplacement des bornes de l'éolienne (étant le point de mesure) et la configuration spécifique de l'éolienne à évaluer, incluant 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 reporté séparément, par exemple la qualité de tension (7.3 à 7.4), la commande de puissance (7.6 à 7.7) et la réponse en creux de tension (7.5).

7.1.2 Conditions d'essais

Les conditions d'essai suivantes sont exigées et doivent être mesurées et reportées comme faisant partie de la procédure d'essai (voir la Note 1). 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 MT par un transformateur standard dont la puissance apparente assignée correspond au moins à la puissance apparente assignée 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 données moyennes sur 0,2 s, doit être dans ± 1 % de la fréquence nominale, et le taux de variation de la fréquence du réseau, mesurée en tant que données moyennes 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 en conformité avec les exigences ci-dessus, ce qui doit être généralement le cas pour un grand système d'énergie 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 dans ± 10 % de sa valeur nominale, mesurée en tant que données moyennes sur 10 min, aux bornes de l'éolienne.
- Le taux de déséquilibre de tension doit être inférieur à 2 %, mesuré en tant que données moyennes sur 10 min, aux bornes de l'éolienne. Le taux de déséquilibre de tension peut être déterminé, tel que décrit dans la CEI 61800-3:2004, Article B.3. 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, ceci n'exige pas de mesures en continu des conditions environnementales, toutefois il est demandé que celles-ci soient décrites en termes généraux en tant qu'élément du rapport de mesure. Voir également la Note 2.

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. L'intensité de turbulence doit être indiquée en se basant sur l'identification des obstacles suivant les secteurs et sur les variations de terrain ou en se basant sur des mesures de vitesse de vent.

NOTE 1 Les conditions spécifiées 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 peut, pour certaines conceptions d'éoliennes, dans une certaine mesure, dépendre de la densité de l'air. Par conséquent, la puissance mesurée maximale déterminée d'après la procédure de 7.6.1 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 considéré 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.

7.1.3 Équipement d'essai

La description des mesures suppose l'utilisation d'un système d'acquisition de données numériques constitué des éléments illustrés à la Figure 3.

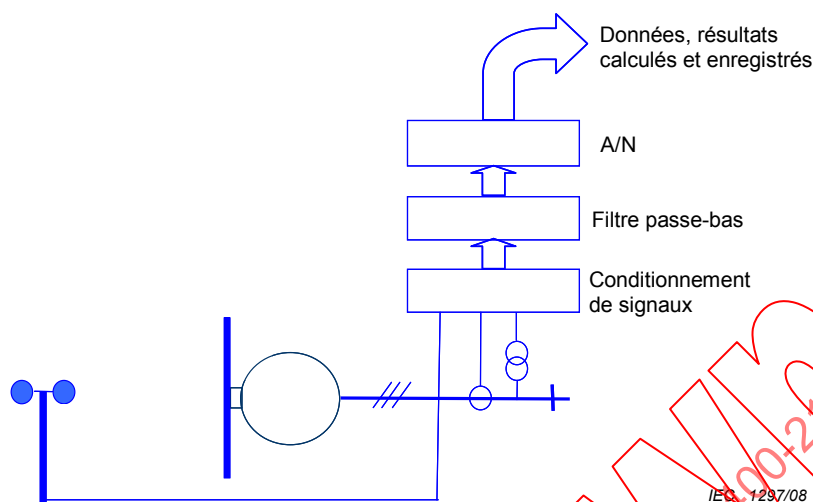


Figure 3 – Éléments constitutifs supposés du système de mesure

L'anémomètre, les transducteurs (transformateurs) de tension et les transducteurs (transformateurs) de courant sont les capteurs requis du système de mesure. Le conditionnement de signaux est destiné à les relier au filtre passe-bas qui est nécessaire pour le lissage. La conversion analogique-numérique (A/N) doit avoir une résolution d'au moins 12 bits, afin de maintenir la précision de mesure requise. Voir le Tableau 2 pour la spécification de la précision des appareils.

Tableau 2 – Spécification des exigences pour les appareils de mesure

Appareil	Précision exigée	Conformité aux normes
Transformateurs de tension	Classe 1,0	CEI 60044-2
Transformateurs de courant	Classe 1,0	CEI 60044-1
Anémomètre	$\pm 0,5$ m/s	CEI 61400-12-1 (comme lignes directrices)
Filtre + convertisseur A/N + système d'acquisition de données	1 % de la pleine échelle	CEI 62008

Le système d'acquisition de données numériques est supposé consigner, calculer et stocker les résultats spécifiés dans les articles suivants. Des lignes directrices générales pour le calcul de la tension efficace, des puissances active et réactive dans un système tel que décrit à la Figure 3 sont présentées à l'Annexe C. Ceci exige un taux d'échantillonnage d'au moins 2 kHz par canal des signaux de tension et de courant. Pour la mesure des harmoniques (composantes à fréquence plus élevée), le taux d'échantillonnage minimal doit être d'au moins 20 kHz par canal.

Le signal de vitesse du vent doit être échantillonné au moins à 1 Hz.

Dans le meilleur des cas, il convient d'utiliser un anémomètre 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 diamètres du rotor, en amont, donnera généralement une bonne définition. Sinon, la vitesse du vent à hauteur du moyeu peut être estimée à partir d'une mesure à un niveau inférieur ou à partir de la mesure corrigée de la vitesse du vent à la nacelle, éventuellement conjuguées aux mesures de puissance et à la connaissance de la courbe de puissance. D'une manière ou d'une autre, il convient que les incertitudes dues à l'emplacement de l'anémomètre ne dépassent pas ± 1 m/s.

7.2 Spécifications relatives aux éoliennes

Les spécifications relatives aux éoliennes décrites en 6.2 doivent être stipulées à partir des informations du fabricant.

7.3 Fluctuations de tension

7.3.1 Généralités

Comme indiqué en 7.1.2, l'éolienne en essai doit être connectée à un réseau MT. Le réseau MT 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 faites. De plus, les fluctuations de tension imposées par l'éolienne dépendront des caractéristiques du réseau. 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, la présente partie de la CEI 61400 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 décrite davantage en 7.3.2. Les procédures additionnelles de mesure pour les fluctuations de tension sont partagées en procédures pour le fonctionnement continu (voir 7.3.3) et pour les opérations de commutation (voir 7.3.4). 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.

7.3.2 Réseau fictif

Le diagramme de constitution du réseau fictif est représenté à la Figure 4.

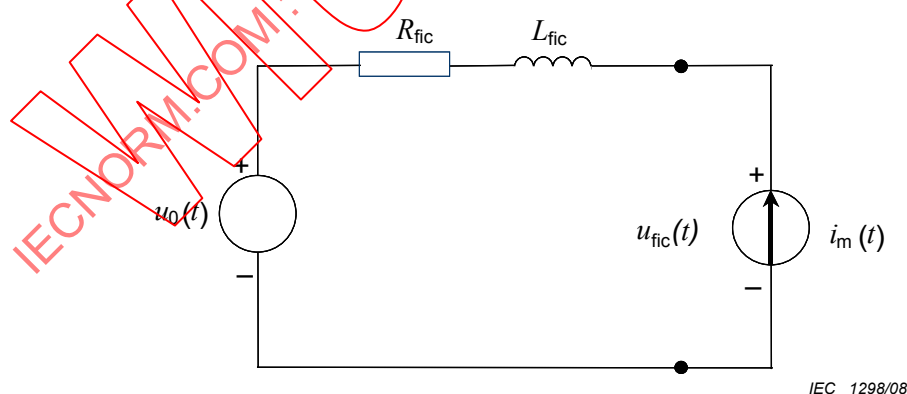


Figure 4 – Réseau fictif pour la simulation d'une tension fictive

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):

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

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 satisfaites:

- a) il convient que la tension idéale soit sans aucune fluctuation, c'est-à-dire que le papillotement sur la tension soit zéro;
- b) $u_0(t)$ doit avoir le même angle électrique $\alpha_m(t)$ que la fondamentale de la tension mesurée. Ceci assure que l'angle de phase entre $u_{\text{fic}}(t)$ et $i_m(t)$ est correct, à condition que $|u_{\text{fic}}(t) - u_0(t)| \ll |u_0(t)|$.

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 changer 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:

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

où f_g est la fréquence du réseau nominale (50 ou 60 Hz).

La puissance apparente de court-circuit triphasé du réseau fictif est donnée par l'équation (5) ci-dessous:

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

Un rapport de court-circuit approprié $S_{k,\text{fic}}/S_n$ 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 la CEI 61000-4-15. Puisque l'intention de la procédure décrite dans la CEI 61000-4-15 est de déterminer si une tension fluctuante spécifique provoque le papillotement, la procédure de la CEI 61000-4-15 ne traite pas très précisément des petites fluctuations de tension. 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 $u_{\text{fic}}(t)$ 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, la présente partie de la CEI 61400 suggère ainsi d'utiliser un rapport de court-circuit $S_{k,\text{fic}}/S_n$ entre 20 et 50, bien qu'il soit de la responsabilité du contrôleur de choisir le rapport approprié. Il est également recommandé d'utiliser les 6 400 niveaux de classification à la place des 64 niveaux proposés

par la CEI 61000-4-15 pour obtenir une meilleure résolution. Il convient que la précision des valeurs de P_{st} calculées soit meilleure que 5 %.

7.3.3 Fonctionnement continu

Le coefficient de papillotement $c(\psi_k, v_a)$ doit être déterminé, ainsi il peut être stipulé en accord avec 6.3.2. Ceci doit être fait par des mesures et par simulation.

Le présent paragraphe donne la procédure détaillée, tandis qu'un résumé informatif est donné dans l'Article B.1.

Les mesures suivantes doivent être réalisées:

- Les trois courants instantanés de phase et les trois tensions instantanées phase-neutre doivent être mesurés aux bornes de l'éolienne. Voir également Note 1.
- Les mesures doivent être faites de sorte qu'au moins quinze séries temporelles de mesures de tensions et courants instantanés de 10 min (cinq essais et trois phases) soient collectées pour chaque tranche de vitesse de vent de 1 m/s, entre la vitesse de démarrage et 15 m/s. Ici, la vitesse du vent est mesurée en tant que valeurs moyennes sur 10 min.
- La vitesse du vent doit être mesurée conformément à 7.1.3.
- Les opérations de commutation sont exclues, sauf celles comme les commutations de condensateurs, se produisant pendant le fonctionnement continu de l'éolienne.

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 la CEI 61000-4-15. Voir également la Note de 7.3.1.

Les mesures doivent être faites avec l'installation de mesure spécifiée à la Figure 3 et en utilisant des transformateurs de tension et de courant et un anémomètre satisfaisant aux caractéristiques du Tableau 2. La fréquence de coupure des mesures de tension et de courant doit être d'au moins 400 Hz. Voir Note 2.

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 la distribution de la vitesse de vent. Ceci doit être fait en répétant la procédure suivante pour chacun des angles de phase de l'impédance de réseau et pour chacune des distributions de vitesse de vent spécifiées en 6.3.2.

En premier lieu, le coefficient de papillotement, pour chaque ensemble de séries temporelles de 10 min de tensions et de courants mesurés, doit être déterminé. Pour cela, la procédure est donnée aux points 1) à 3) ci-dessous.

- La série temporelle mesurée doit être combinée avec l'équation (1) pour donner la série temporelle de tension $u_{fic}(t)$.
- La série temporelle de tension $u_{fic}(t)$ doit être introduite dans l'algorithme de papillotement conformément à la CEI 61000-4-15, pour donner une valeur d'émission de papillotement $P_{st,fic}$ sur le réseau fictif, pour chaque série temporelle de 10 min.
- 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 assignée de l'éolienne;

$S_{k,fic}$ est la puissance apparente de court-circuit du réseau fictif.

Voir également Note 3.

Deuxièmement, un facteur de pondération doit être déterminé pour chaque tranche de vitesse de vent pour mettre à l'échelle la fréquence d'occurrence mesurée des coefficients de papillotement, pour correspondre à la distribution supposée de vitesses de vent. La procédure pour déterminer le facteur de pondération est décrite aux points 4) à 6) ci-dessous.

- 4) Comme spécifié en 6.3.2, la fréquence d'occurrence présumée $f_{y,i}$ des vitesses de vent dans la $i^{\text{ème}}$ tranche de vitesses de vent doit correspondre à une loi de Rayleigh, c'est-à-dire:

$$f_{y,i} = \exp\left(-\frac{\pi}{4} \times \left(\frac{v_i - 0,5}{v_a}\right)^2\right) - \exp\left(-\frac{\pi}{4} \times \left(\frac{v_i + 0,5}{v_a}\right)^2\right) \quad (7)$$

où

v_i est le point médian de la $i^{\text{ème}}$ tranche de vitesses de vent;

v_a est la moyenne annuelle présumée des vitesses de vent.

- 5) La fréquence d'occurrence réelle $f_{m,i}$ des coefficients de papillotement mesurés dans la $i^{\text{ème}}$ tranche de vitesses de vent est donnée par:

$$f_{m,i} = \frac{N_{m,i}}{N_m} \quad (8)$$

où

$N_{m,i}$ est le nombre de valeurs de coefficient de papillotement mesurées dans la $i^{\text{ème}}$ tranche de vitesses de vent;

N_m est le nombre total de valeurs de coefficient de papillotement.

- 6) Le facteur de pondération doit être déterminé pour chaque tranche de vitesse de vent de 1 m/s, entre $v_{\text{cut-in}}$ et 15 m/s, en introduisant les valeurs calculées de $f_{y,i}$ et $f_{m,i}$ dans l'équation (9) ci-dessous:

$$w_i = \frac{f_{y,i}}{f_{m,i}} \quad (9)$$

Finalement, la distribution cumulée pondérée des valeurs de coefficient de papillotement mesurées doit être trouvée, et le coefficient de papillotement $c(\psi_k, v_a)$ doit être déterminé comme le 99^{ème} centile de cette distribution (voir les Notes 4 et 5). Pour cela, la procédure est donnée aux points 7) et 8) ci-dessous.

- 7) La distribution cumulée pondérée des valeurs de coefficient de papillotement est donnée par l'équation (10):

$$\Pr(c < x) = \frac{\sum_{i=1}^{N_{\text{bin}}} w_i \times N_{m,i,c < x}}{\sum_{i=1}^{N_{\text{bin}}} w_i \times N_{m,i}} \quad (10)$$

où

$N_{m,i,c < x}$ est le nombre de valeurs de coefficient de papillotement inférieures ou égales à la valeur x dans la $i^{\text{ème}}$ tranche de vitesses de vent, et

N_{bin} est le nombre total de tranches de vitesses de vent.

- 8) Le coefficient de papillotement doit être déterminé comme le 99^{ème} centile de la distribution cumulée pondérée des valeurs de coefficient de papillotement. Ceci doit être fait en calculant $Pr(c < x)$ et en lisant le 99^{ème} centile.

Les points 4) à 8) de la procédure ci-dessus sont encore expliqués dans l'Article B.3.

L'émission de papillotement à long terme peut, selon la CEI 61000-3-7, être calculée comme la moyenne cubique de 12 valeurs consécutives à court terme. En considérant que l'émission de papillotement d'une éolienne dépend de la vitesse du vent, et que les conditions de vent sont susceptibles de persister pendant une période de 2 h, 12 valeurs consécutives à court terme sont probablement égales. Par conséquent, pour des éoliennes, le coefficient d'émission de papillotement à long terme devient égal à la valeur à court terme.

NOTE 1 Si les tensions phase-neutre ne sont pas disponibles, il convient que les tensions entre phases soient mesurées et que les tensions phase-neutre soient calculées à partir des tensions entre phases mesurées. Les tensions phase-neutre peuvent être calculées à partir des tensions entre phases mesurées selon les équations ci-dessous:

$$u_1 = \frac{u_{12} - u_{31}}{3}$$

$$u_2 = \frac{u_{23} - u_{12}}{3}$$

$$u_3 = \frac{u_{31} - u_{23}}{3}$$

où

u_1 , u_2 et u_3 sont les tensions phase-neutre instantanées;

u_{12} , u_{31} et u_{23} sont les tensions entre phases instantanées.

NOTE 2 L'algorithme de papillotement décrit dans la CEI 61000-4-15 génère la valeur efficace de $u_{fic}(t)$, et des variations de coupure plus rapides que 35 Hz. Néanmoins, une fréquence de coupure minimale de 400 Hz, correspondant à une fréquence d'échantillonnage minimale de 800 Hz, est exigée dans la présente partie de la CEI 61400 pour la mesure de papillotement en fonctionnement continu. Des calculs d'essai ont montré que cette fréquence d'échantillonnage est nécessaire pour obtenir des résultats cohérents. Une fréquence d'échantillonnage inférieure réduira la précision de l'angle électrique de la fondamentale de la tension mesurée, $\alpha_m(t)$.

NOTE 3 La formule définissant le coefficient de papillotement est expliquée plus en détail en B.4.1.

NOTE 4 Le 99^{ème} centile est appliqué, dans la mesure où les limites d'émission de papillotement concernent habituellement ce centile.

NOTE 5 Comme indiqué en 6.3.2, il convient que $c(\psi_k, v_a)$ soit déterminé pour $v_a = 6$ m/s, 7,5 m/s, 8,5 m/s et 10 m/s respectivement. De plus, comme spécifié dans le présent paragraphe, la mesure est seulement exigée jusqu'à 15 m/s. En supposant les vitesses de vent distribuées suivant une loi de Rayleigh, il peut être calculé que 15 m/s correspond au 99^{ème} centile pour $v_a = 6$ m/s, et aussi 96 %, 91 % et 83 % pour $v_a = 7,5$ m/s, 8,5 m/s et 10 m/s, respectivement. Par conséquent, bien que $c(\psi_k, v_a)$ soit déterminé conformément au présent paragraphe comme le 99^{ème} centile de l'ensemble de données, il peut représenter de plus faibles centiles pour des distributions de vitesses de vent, distribuées suivant une loi de Rayleigh, avec $v_a = 7,5$ m/s, 8,5 m/s et 10 m/s. Ceci est expliqué davantage dans l'Article B.3. Il est cependant jugé que l'incertitude des centiles réels ne justifie pas de demander une mesure aux vitesses de vent plus élevées, pour étendre l'ensemble de données et consolider les 99^{èmes} centiles également pour $v_a = 7,5$ m/s, 8,5 m/s et 10 m/s, car dans bien des cas, ceci augmenterait considérablement la période d'essai requise. Toutefois, il est possible, pour les utilisateurs de la présente partie de la CEI 61400, d'accepter d'inclure des mesures au-dessus de 15 m/s, afin d'améliorer la précision de $c(\psi_k, v_a)$ pour $v_a > 6$ m/s.

7.3.4 Opérations de commutation

A 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 spécifié en 6.3.3. Au cas où le fabricant de l'éolienne ne pourrait pas fournir ces chiffres, ou si le fabricant ne peut pas fournir les spécifications suffisantes du système de commande de l'éolienne pour appuyer les chiffres fournis, on doit supposer ce qui suit:

- a) Mise en marche de l'éolienne à la vitesse de démarrage: $N_{10m} = 10$ et $N_{120m} = 120$.

- b) Mise en marche de l'éolienne à la vitesse de vent assignée ou à une vitesse de vent supérieure: $N_{10m} = 1$ et $N_{120m} = 12$.
- c) Le cas le plus défavorable de commutation entre les générateurs: $N_{10m} = 10$ et $N_{120m} = 120$.

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 6.3.3.

Le présent paragraphe donne la procédure détaillée, tandis qu'un résumé informatif est donné à l'Article B.2.

Tandis que 6.3.3 a) et 6.3.3 b) spécifient chacun une commutation à une vitesse de vent spécifique, il est de la responsabilité du contrôleur d'identifier les conditions de 6.3.3 c). Ceci peut être fait par évaluation de la conception de l'éolienne ou, si cela ne donne pas d'indication suffisante, des mesures doivent être faites pour identifier les conditions pour le point 6.3.3 c). Voir également la Note 1 de 6.3.3.

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:

- i) Les trois courants instantanés de phase et les trois tensions instantanées phase-neutre doivent être mesurés aux bornes de l'éolienne.
- ii) Les mesures doivent être faites 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.
- iii) Afin de s'assurer que les résultats des mesures sont représentatifs des conditions moyennes normales, il convient d'exécuter chaque cas cinq fois.
- iv) La vitesse du vent doit être mesurée conformément à 7.1.3. La vitesse du vent moyenne sur 1 min, 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 faites avec l'installation de mesure spécifiée à la Figure 3, et en utilisant des transformateurs de tension et de courant et un anémomètre satisfaisant aux spécifications du Tableau 2. La fréquence de coupure des mesures de tension et de courant doit être d'au moins 1 500 Hz (voir la Note 1). A titre de lignes directrices, 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 transformateurs de courant soient calibrés pour deux à quatre fois le courant assigné. Pour des éoliennes sans aucune limitation de courant d'appel, et toujours à titre de lignes directrices, il convient que les transformateurs de courant soient calibrés pour 10 à 20 fois le courant assigné de l'éolienne.

Les mesures doivent être traitées 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 $u_{fic}(t)$.
- 2) La série temporelle de tension simulée $u_{fic}(t)$ doit être introduite dans l'algorithme de papillotement conformément à la CEI 61000-4-15, pour donner une valeur d'émission de papillotement $P_{st,fic}$ sur le réseau fictif, pour chaque série temporelle $u_{fic}(t)$. Ceci aura comme résultat 15 valeurs de $P_{st,fic}$ 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 (11) ci-dessous:

$$k_f(\psi_k) = \frac{1}{130} \times \frac{S_{k, \text{fic}}}{S_n} \times P_{\text{st, fic}} \times T_p^{0,31} \quad (11)$$

Voir également les Notes 2 et 3.

- 4) Le facteur de variation de tension $k_u(\psi_k)$ doit être déterminé conformément à l'équation (12) ci-dessous:

$$k_u(\psi_k) = \sqrt{3} \times \frac{U_{\text{fic, max}} - U_{\text{fic, min}}}{U_n} \times \frac{S_{k, \text{fic}}}{S_n} \quad (12)$$

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, et

$U_{\text{fic, max}}$ est la valeur efficace maximale sur une période, de la tension sur le réseau fictif, pendant l'opération de commutation.

Voir également la Note 4.

- 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 Il convient que la fréquence de coupure soit d'au moins 1 500 Hz, pour s'assurer que les harmoniques des fluctuations dus aux dispositifs à électronique de puissance permettant un «démarrage en douceur» sont correctement inclus dans les facteurs de variation de tension et dans les facteurs de papillotement sur un échelon. Voir également la Note 2 de 7.3.3.

NOTE 2 La formule définissant le facteur de papillotement sur un échelon est déduite de la CEI 61000-3-3, comme expliqué en B.4.2.

NOTE 3 Le coefficient de papillotement $P_{\text{st, fic}}$ est évalué ici sur une période de temps T_p .

NOTE 4 La formule définissant le facteur de variation de tension est expliquée plus en détail en B.4.3.

7.4 Harmoniques de courant, interharmoniques et composantes à fréquence plus élevée

L'émission d'harmoniques de courant, d'interharmoniques et de composantes à fréquence plus élevée à partir de l'éolienne au cours d'un fonctionnement continu, doit être mesurée, de sorte qu'elle puisse être établie conformément à 6.4.

Les résultats doivent être fondés sur des temps d'observation de 10 min pour chaque tranche de puissance active, c'est-à-dire les points médians des tranches 0, 10, 20, ..., 100 % de P_n , tel qu'indiqué en 6.4), et doivent correspondre à des situations avec une distorsion minimale provenant du réseau. La procédure de mesure doit convenir aux éoliennes, c'est-à-dire que l'on peut s'attendre à ce que l'amplitude des harmoniques de courant produits puisse varier sur des périodes finies de quelques secondes.

Les mesures qui sont clairement influencées par le bruit de fond du réseau doivent être exclues.

Au moins neuf séries temporelles de 10 min de mesures de courant instantané (trois essais et trois phases) doivent être collectées pour chaque tranche de puissance de 10 %.

Les mesures et le groupement des composantes spectrales doivent être effectués conformément à la CEI 61000-4-7. Le choix de la méthode de groupement est fait en accord avec le fait que les mesures sont réalisées sur une source fluctuante. La classe I de précision définie dans la CEI 61000-4-7 doit être appliquée.

La fenêtre de 10 cycles pour les systèmes à 50 Hz et la fenêtre de 12 cycles pour les systèmes à 60 Hz sont recommandées. La taille de la fenêtre doit être indiquée dans le rapport d'essai (voir Annexe A).

Pour tous les rangs d'harmoniques, les courants des harmoniques inférieurs à 0,1 % de I_n n'ont pas besoin d'être indiqués.

La transformée de Fourier discrète (DFT; en anglais *Discrete Fourier Transform*) 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 de temps que les harmoniques.

Les composantes de courants harmoniques pour les fréquences jusqu'à 50 fois la fréquence fondamentale du réseau doivent être réparties en sous-groupes, tel qu'indiqué à l'Article 5.6 de la CEI 61000-4-7:2002. Voir Note.

La distorsion harmonique totale de courant (THC) doit être calculée conformément à l'équation (13)

$$THC = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{50} I_h^2}}{I_n} \times 100 \quad (13)$$

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 assigné de l'éolienne.

Les composantes de courants interharmoniques inférieures à 2 kHz doivent être réparties en sous-groupes, conformément à l'Annexe A de la CEI 61000-4-7:2002 (équations (A3) et (A4) pour les systèmes à 50 et 60 Hz, respectivement).

Les composantes à fréquence plus élevée, c'est-à-dire les composantes de courant de 2 à 9 kHz, doivent être mesurées et groupées conformément à l'Annexe B de la CEI 61000-4-7:2002 (équation (B1)). La sortie de la transformée de Fourier discrète brute doit être groupée en bandes de 200 Hz.

Les moyennes sur 10 min de chaque bande de fréquence (c'est-à-dire chaque sous-groupes des harmoniques, des interharmoniques et des composantes de courant à fréquence plus élevée) doivent être calculées pour chaque série de 10 min, et par la suite les moyennes maximales sur 10 min de chaque bande de fréquence dans chaque tranche de puissance de 10 % doivent être indiquées.

Les harmoniques de tension pendant l'essai doivent être indiqués. Les harmoniques de tension doivent être mesurés aux bornes de l'éolienne et conformément à la CEI 61000-4-7. Au minimum, les valeurs moyennes sur 10 min de la distorsion harmonique totale de tension doivent être indiquées.

NOTE Le paragraphe 5.6 de la CEI 61000-4-7:2002 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.

7.5 Réponse aux creux de tension temporaires

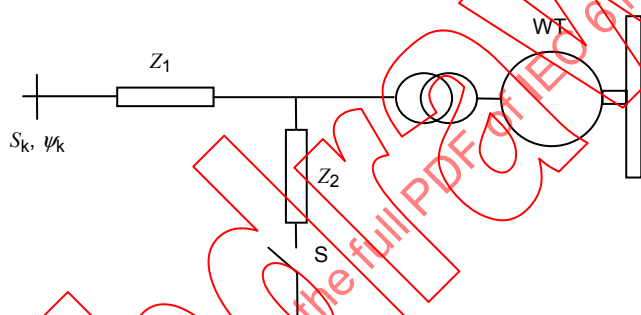
La réponse de l'éolienne aux creux de tension temporaires spécifiés au Tableau 1 doit être mesurée de sorte qu'elle puisse être indiquée conformément à 6.5. La réponse établie doit

inclure les séries temporelles de puissance active, de puissance réactive, de courant actif, de courant réactif et de tension aux bornes de l'éolienne peu de temps avant le creux de tension et jusqu'à ce que l'effet du creux de tension se soit atténué. Le mode de fonctionnement de l'éolienne et la vitesse moyenne du vent sur 10 min doivent être spécifiés.

La puissance active, la puissance réactive, le courant actif, le courant réactif et la tension doivent être donnés pour chaque période de phase (50 ou 60 Hz), et doivent être mesurés comme des fondamentaux directs – voir Annexe C.

L'essai doit être effectué pour une éolienne fonctionnant entre $0,1 P_n$ et $0,3 P_n$ (cas a) et au-delà de $0,9 P_n$ (cas b).

L'essai peut être effectué par exemple à l'aide d'un montage comme celui décrit à la Figure 5. Les creux de tension sont créés par un simulateur de court-circuit qui relie les deux ou trois phases à la terre par l'intermédiaire d'une impédance, ou qui relie les deux ou trois phases ensemble par une impédance.



IEC 1299/08

Figure 5 – Système avec simulateur de court-circuit pour soumettre aux essais la réponse de l'éolienne aux creux de tension temporaires

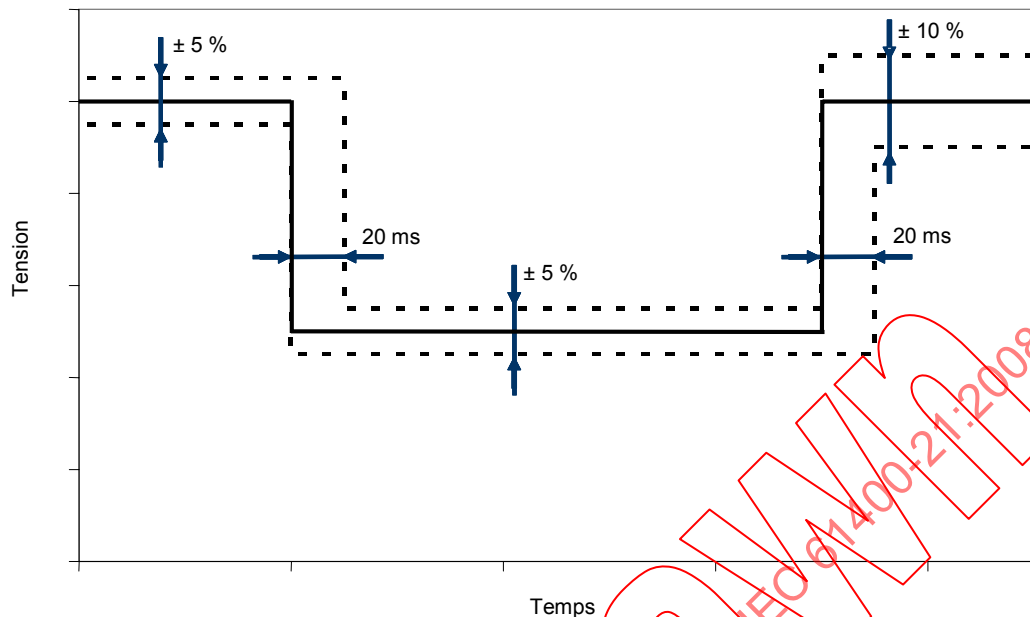
L'impédance Z_1 est destinée à limiter l'effet du court-circuit sur le réseau en amont. Il convient que la taille de l'impédance soit sélectionnée de sorte que l'essai du creux de tension ne provoque pas une situation inacceptable sur le réseau en amont, et en même temps une affectation significative de la réponse transitoire de l'éolienne. Une shunt de Z_1 peut être appliqué avant et après le creux.

Le creux de tension est créé en connectant l'impédance Z_2 par l'interrupteur S. La taille de Z_2 doit être ajustée, afin de donner les amplitudes de tension spécifiées au Tableau 1 lorsque l'éolienne n'est pas connectée.

Les valeurs des impédances Z_1 et Z_2 utilisées dans les essais doivent être indiquées dans la description de l'équipement d'essai.

L'interrupteur S doit pouvoir contrôler précisément le temps entre la connexion et la déconnexion de Z_2 , et pour l'ensemble des deux ou trois phases. L'interrupteur peut être par exemple un disjoncteur mécanique ou un dispositif électronique de puissance.

Les amplitudes de tension spécifiées au Tableau 1 peuvent être affectées par le fonctionnement de l'éolienne, mais sont définies pour l'éolienne non reliée au montage décrit à la Figure 5. L'éolienne étant déconnectée, le creux de tension doit respecter la forme indiquée en Figure 6. La durée du creux doit être mesurée de la fermeture à l'ouverture de l'interrupteur S. La tolérance temporelle est incluse pour prendre en compte la tolérance dans le fonctionnement de l'interrupteur S et le fait que la tension directe ne chutera ou n'augmentera pas instantanément, mais avec une pente.



IEC 1300/08

Figure 6 – Tolérance du creux de tension

NOTE Il convient que l'essai soit effectué entre $0,1 P_n$ et $0,3 P_n$ (cas a) pour obtenir une réponse au mode de fonctionnement le plus probable (dépendant des conditions de vent), et au-delà de $0,9 P_n$ (cas b), pour obtenir la réponse dans des conditions plus rudes.

7.6 Puissance active

7.6.1 Puissance mesurée maximale

La puissance mesurée maximale doit être mesurée de sorte qu'elle puisse être conforme à 6.6.1 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 continu.
- La puissance active doit être mesurée aux bornes de l'éolienne.
- Les mesures doivent être faites de sorte qu'au moins cinq séries temporelles de mesures de puissance, de 10 min, soient collectées pour chaque tranche de vitesse de vent de 1 m/s, entre la vitesse de démarrage et 15 m/s.
- La vitesse du vent est mesurée en tant que valeurs moyennes sur 10 min, conformément à 7.1.3.
- La puissance mesurée doit être transformée en données moyennes sur 0,2 s et sur 60 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.

Les mesures doivent être faites avec l'installation de mesure spécifiée à la Figure 3, et en utilisant des transformateurs de courant et de tension, et un anémomètre avec des spécifications conformes au Tableau 2.

A titre de lignes directrices, la pleine échelle de mesure de courant peut être égale à deux fois le courant assigné de l'éolienne.

7.6.2 Limitation du taux de variation

La limitation du taux de variation doit être soumise aux essais, de telle sorte qu'elle puisse être caractérisée conformément à 6.6.2. La procédure suivante doit être appliquée:

- L'éolienne doit être mise en marche à partir de sa position d'arrêt.
- Le taux de variation doit être réglé sur 10 % de la puissance assignée par minute.
- L'essai doit être effectué jusqu'à 10 min après connexion de l'éolienne sur le réseau.
- La puissance de sortie active disponible doit être, pendant toute la durée de l'essai, d'au moins 50 % de la puissance assignée.
- La puissance active doit être mesurée aux bornes de l'éolienne.
- Les résultats des essais doivent être consignés comme des données moyennes sur 0,2 s.

Les mesures doivent être faites avec l'installation de mesure spécifiée à la Figure 3 et en utilisant un anémomètre, des transformateurs de tension et de courant satisfaisants aux caractéristiques du Tableau 2. La vitesse du vent doit être établie comme un tracé de séries temporelles avec une valeur de 1 Hz en dehors de la période d'essai.

La puissance de sortie active disponible doit être lue à partir du système de commande de l'éolienne ou, si le système de commande de l'éolienne ne facilite pas ceci, une valeur approximative peut être utilisée d'après la vitesse du vent mesurée associée à la courbe de puissance de l'éolienne.

7.6.3 Commande de la valeur de consigne

La commande de la valeur de consigne de la puissance active doit être soumise aux essais, de telle sorte qu'elle puisse être caractérisée, conformément à 6.6.3. La procédure suivante doit être appliquée:

- L'essai doit être effectué pendant une période d'essai de 10 min.
- La limitation du taux de variation doit être désactivée au cours de l'essai, afin d'assurer la réponse la plus rapide possible.
- Le signal de la valeur de consigne doit être réduit de 100 % à 20 % par paliers de 20 % avec un fonctionnement de 2 min à chaque valeur de consigne, c'est-à-dire conformément à la Figure 1.
- La puissance de sortie active disponible doit être, pendant toute la durée de l'essai, d'au moins 90 % de la puissance assignée.
- La puissance active doit être mesurée aux bornes de l'éolienne.
- Les résultats des essais doivent être consignés comme des données moyennes sur 0,2 s.

Les mesures doivent être faites avec l'installation de mesurage spécifiée à la Figure 3, et en utilisant un anémomètre, des transformateurs de tension et de courant satisfaisant aux spécifications du Tableau 2. La vitesse du vent doit être établie comme un tracé de séries temporelles avec une valeur de 1 Hz en dehors de la période d'essai.

La puissance de sortie active disponible doit être lue à partir du système de commande de l'éolienne ou, si le système de commande de l'éolienne ne facilite pas ceci, une valeur approximative peut être utilisée d'après la vitesse du vent mesurée associée à la courbe de puissance de l'éolienne.

7.7 Puissance réactive

7.7.1 Capacité de fourniture et d'absorption de puissance réactive

La puissance réactive inductive maximale et la puissance réactive capacitive maximale doivent être mesurées, de sorte qu'elles puissent être formulées conformément à 6.7.1.

- Pour la mesure de la puissance réactive inductive maximale, l'éolienne doit être réglée sur le mode de fonctionnement, qui donne la puissance réactive inductive maximale dans l'ensemble de la plage de puissances.
- Pour la mesure de la puissance réactive capacitive maximale, l'éolienne doit être réglée sur le mode de fonctionnement, qui donne la puissance réactive capacitive maximale dans l'ensemble de la plage de puissances.

Pour chacun des deux modes de réglage, la procédure suivante doit être appliquée:

- Les mesures doivent être prélevées seulement pendant le fonctionnement continu.
- Les puissances active et réactive doivent être mesurées aux bornes de l'éolienne.
- Les mesures doivent être prises de sorte qu'au moins 30 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 transformées en données moyennes sur 1 min en faisant la moyenne par blocs, pour chaque période de 1 min.
- Les données moyennes sur 1 min doivent être triées selon la méthode des tranches, de sorte que la puissance réactive puisse être spécifiée comme valeurs moyennes de tranche dans un Tableau pour 0, 10,...90, 100 % de la puissance assignée. Ici, 0, 10,...90, 100 % sont les points médians des tranches de puissance active.

Les mesures doivent être faites avec l'installation de mesure spécifiée à la Figure 3, et en utilisant des transformateurs de tension et de courant satisfaisant aux caractéristiques du Tableau 2.

7.7.2 Commande de la valeur de consigne

La commande de la puissance réactive par la valeur de consigne doit être mesurée, de telle sorte qu'elle puisse être établie, conformément à 6.7.2.

Pour la mesure à une valeur de consigne de la puissance réactive égale à 0, la procédure suivante doit être appliquée:

- Les mesures doivent être prélevées seulement pendant le fonctionnement continu.
- Les puissances active et réactive doivent être mesurées aux bornes de l'éolienne.
- Les mesures doivent être prises de sorte qu'au moins 30 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 transformées en données moyennes sur 1 min en faisant la moyenne par blocs, pour chaque période de 1 min.
- Les données moyennes sur 1 min doivent être triées selon la méthode des tranches, de sorte que la puissance réactive puisse être spécifiée dans un tableau pour 0, 10,...90, 100 % de la puissance assignée. Ici, 0, 10,...90, 100 % sont les points médians des tranches de puissance active.

Pour la mesure au cours de la variation par paliers de la puissance réactive, la procédure suivante doit être appliquée:

- 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 de sortie active doit correspondre à environ 50 % de la puissance assignée.
- Les données échantillonnées pour la puissance réactive doivent être des données moyennes sur 0,2 s.
- On doit faire varier la valeur de consigne de la puissance réactive, conformément à la Figure 2.
- La puissance réactive mesurée doit être présentée sous forme de graphique comme des données sur 0,2 s, avec la valeur de consigne de la puissance réactive.

Les mesures doivent être faites avec l'installation de mesure spécifiée à la Figure 3, et en utilisant des transformateurs de tension et de courant satisfaisant aux caractéristiques du Tableau 2.

7.8 Protection réseau

Les niveaux de protection et les temps de déconnexion de l'éolienne doivent être déterminés concernant les surtensions et les sous-tensions et les fréquences excessives et insuffisantes. Ceci doit être réalisé en utilisant une tension d'alimentation triphasée séparée, qui est variable en tension et fréquence, et appliquée au système de commande de l'éolienne. Les réglages des protections et les temps de déconnexion du système de commande de l'éolienne doivent être également spécifiés. Pour des raisons de sécurité, les mesures concernant la protection réseau sont effectuées, tandis que le générateur de l'éolienne ne fonctionne pas.

La procédure suivante doit être appliquée pour la détermination des niveaux de protection:

- Niveau de protection à minimum de tension, U_{under} :
L'amplitude de la tension d'alimentation triphasée séparée doit être diminuée dans chacune des trois phases, de 100 % de la tension nominale à la fréquence nominale par paliers de 1 % de la tension nominale jusqu'à déconnexion de l'éolienne. Chaque étape doit prendre au moins 20 s.
- Niveau de protection à maximum de tension, U_{over} :
L'amplitude de la tension d'alimentation triphasée séparée doit être augmentée dans chacune des trois phases, de 100 % de la tension nominale à la fréquence nominale par paliers de 1 % de la tension nominale jusqu'à déconnexion de l'éolienne. Chaque étape doit prendre au moins 20 s.
- Niveau de protection à minimum de fréquence, f_{under} :
La fréquence de la tension d'alimentation triphasée séparée doit être diminuée, de 100 % de la fréquence nominale à la tension nominale par paliers de 0,1 Hz jusqu'à déconnexion de l'éolienne. Chaque étape doit prendre au moins 20 s.
- Niveau de protection à maximum de fréquence, f_{over} :
La fréquence de la tension d'alimentation triphasée séparée doit être augmentée, de 100 % de la fréquence nominale à la tension nominale par paliers de 0,1 Hz jusqu'à déconnexion de l'éolienne. Chaque étape doit prendre au moins 20 s.

Pour la détermination des temps de déconnexion, la procédure suivante doit être appliquée:

- Le temps de déconnexion de l'éolienne doit être déterminé à partir des fiches techniques de l'éolienne ou par une mesure du temps de déconnexion.
- Le temps de déconnexion est la durée comprise entre le début de l'échelon de tension et la déconnexion de l'éolienne.
- Sous-tension:
Un échelon de tension de la tension nominale à $U_{\text{under}} - 5\%$ de la tension nominale doit être appliqué au disjoncteur de l'éolienne par la tension d'alimentation séparée.
- Surtension:
Un échelon de tension de la tension nominale à $U_{\text{over}} + 5\%$ de la tension nominale doit être appliqué au disjoncteur de l'éolienne par la tension d'alimentation séparée.

- **Surfréquence:**
Un échelon de fréquence de la fréquence nominale à $f_{\text{over}} + 1$ Hz doit être donné au disjoncteur de l'éolienne par la tension d'alimentation séparée.
- **Sousfréquence:**
Un échelon de fréquence de la fréquence nominale à $f_{\text{under}} - 1$ Hz doit être donné au disjoncteur de l'éolienne par la tension d'alimentation séparée.

7.9 Temps de reconnexion

Le temps de reconnexion doit être soumis aux essais, de telle sorte qu'il puisse être caractérisé conformément au 6.9. La procédure suivante doit être appliquée:

- L'essai doit être effectué une fois pour chacune des 3 durées de défaillance du réseau spécifiées au 6.9.
- La vitesse moyenne du vent doit être supérieure à 10 m/s pendant le temps de reconnexion.
- Il convient que le réseau soit rendu indisponible pour l'éolienne en ouvrant un disjoncteur 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 fonctionnement. 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 devrait en principe être mis en fonctionnement manuellement, et il convient que la personne qui réalise les essais s'assure que la durée de défaillance du réseau est telle que spécifiée, avec une tolérance de ± 1 s.
- La puissance active doit être mesurée aux bornes de l'éolienne.
- La tension doit être mesurée aux bornes de l'éolienne.
- Les résultats des essais doivent être consignés comme des données moyennes sur 0,2 s de la puissance et de la tension. En se basant sur la puissance et la tension mesurées, 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 pu) et l'instant où l'éolienne commence à nouveau à produire de l'énergie ($P > 0$).

Les mesures doivent être faites avec l'installation de mesure spécifiée à la Figure 3, et en utilisant des transformateurs de tension et de courant satisfaisant aux caractéristiques du Tableau 2.

8 Evaluation de la qualité de puissance

8.1 Généralités

Le présent Article donne des méthodes pour estimer la qualité de puissance attendue d'une éolienne ou d'un groupe d'éoliennes une fois déployé(e) sur un site spécifique, et pour permettre de comparer les résultats aux exigences d'autres publications CEI.

Si les opérateurs du réseau électrique et les autorités de normalisation appliquent leurs propres exigences au lieu ou en plus des normes CEI, les principes de cet Article peuvent encore être utilisés comme lignes directrices.

Les méthodes pour évaluer la conformité aux exigences de qualité de puissance sont valables pour des éoliennes avec le point de couplage commun au système MT ou HT, dans des réseaux d'énergie électrique à fréquence fixe à ± 1 Hz, et avec des possibilités de régulation suffisantes de puissance active et réactive. Dans les autres cas, les principes pour évaluer la conformité aux exigences de qualité de puissance peuvent toujours être utilisés comme lignes directrices.

8.2 Fluctuations de tension

8.2.1 Généralités

Les émissions de papillotement d'une installation d'éoliennes doivent être limitées pour se conformer aux limites, comme cela est spécifié par les équations (15) et (16) ci-dessous:

$$P_{st} \leq E_{Psti} \quad (15)$$

$$P_{lt} \leq E_{Plti} \quad (16)$$

où

P_{st} et P_{lt} sont les émissions de papillotement à court et à long terme de l'installation d'éoliennes, et

E_{Psti} et E_{Plti} sont les limites des émissions de papillotement à court et à long terme pour le PCC concerné.

De plus, la variation relative de tension, due à une installation d'éoliennes, doit être limitée suivant l'équation (17) ci-dessous:

$$d \leq \frac{\Delta U_{dyn}}{U_n} \quad (17)$$

où

d est la variation relative de tension due à une opération de commutation d'une installation d'éoliennes, et

$\frac{\Delta U_{dyn}}{U_n}$ est la variation maximale de tension autorisée.

Les méthodes recommandées pour évaluer les limites d'émission de papillotement et la variation maximale de tension autorisée pour des installations aux niveaux moyenne et haute tension sont données dans la CEI 61000-3-7.

La procédure donnée aux paragraphes suivants est recommandée pour évaluer l'émission de papillotement et la variation relative de tension dues à une installation d'éoliennes.

8.2.2 Fonctionnement continu

L'émission de papillotement au 99^{ème} centile d'une éolienne unique, pendant le fonctionnement continu, doit être estimée en appliquant l'équation (18) ci-dessous:

$$P_{st} = P_{lt} = c(\psi_k, v_a) \times \frac{S_n}{S_k} \quad (18)$$

où

$c(\psi_k, v_a)$ est le coefficient de papillotement de l'éolienne pour l'angle de phase d'impédance de réseau donné, ψ_k au PCC, et pour la moyenne annuelle de vitesses de vent donnée, v_a à la hauteur de moyeu de l'éolienne sur le site;

S_n est la puissance apparente assignée de l'éolienne;

S_k est la puissance apparente de court-circuit au PCC.

Le coefficient de papillotement de l'éolienne pour les ψ_k et v_a réels sur le site peut être trouvé à partir du Tableau de données, résultat des mesures décrites en 7.3.3, en appliquant une interpolation linéaire.

Dans le cas où plusieurs éoliennes sont connectées au PCC, l'émission de papillotement à partir de leur somme peut être estimée par l'équation (19) ci-dessous:

$$P_{st\Sigma} = P_{lt\Sigma} = \frac{1}{S_k} \times \sqrt{\sum_{i=1}^{N_{wt}} (c_i(\psi_k, v_a) \times S_{n,i})^2} \quad (19)$$

où

- $c_i(\psi_k, v_a)$ est le coefficient de papillotement d'une éolienne individuelle;
- $S_{n,i}$ est la puissance apparente assignée d'une éolienne individuelle;
- N_{wt} est le nombre d'éoliennes connectées au PCC.

8.2.3 Opérations de commutation

L'émission de papillotement due aux opérations de commutation d'une éolienne unique doit être estimée en appliquant les équations (20) et (21) ci-dessous:

$$P_{st} = 18 \times N_{10m}^{0,31} \times k_f(\psi_k) \times \frac{S_n}{S_k} \quad (20)$$

$$P_{lt} = 8 \times N_{120m}^{0,31} \times k_f(\psi_k) \times \frac{S_n}{S_k} \quad (21)$$

où $k_f(\psi_k)$ est le facteur de papillotement sur un échelon de l'éolienne pour l'angle de phase d'impédance de réseau donné, ψ_k au PCC. Voir également la Note 1.

Le facteur de papillotement sur un échelon de l'éolienne pour le ψ_k réel sur le site, peut être trouvé à partir du tableau de données, résultat des mesures décrites en 7.3.4, en appliquant une interpolation linéaire.

Dans le cas où plusieurs éoliennes sont connectées au PCC, l'émission de papillotement à partir de leur somme peut être estimée par les équations (22) et (23) ci-dessous:

$$P_{st\Sigma} = \frac{18}{S_k} \times \left(\sum_{i=1}^{N_{wt}} N_{10m,i} \times (k_{f,i}(\psi_k) \times S_{n,i})^{3,2} \right)^{0,31} \quad (22)$$

$$P_{lt\Sigma} = \frac{8}{S_k} \times \left(\sum_{i=1}^{N_{wt}} N_{120m,i} \times (k_{f,i}(\psi_k) \times S_{n,i})^{3,2} \right)^{0,31} \quad (23)$$

où

- $N_{10m,i}$ et $N_{120m,i}$ sont les nombres d'opérations de commutation de l'éolienne individuelle dans une période de, respectivement, 10 min et 2 h;
- $k_{f,i}(\psi_k)$ est le facteur de papillotement sur un échelon de l'éolienne individuelle;
- $S_{n,i}$ est la puissance apparente assignée d'une éolienne individuelle. Voir également la Note 2.

S'il y a un système de contrôle global associé à l'installation de l'éolienne qui limite le nombre total d'opérations de commutation, il convient d'effectuer les mesures adéquates pour inclure cet effet.

Les variations relatives de tension dues à l'opération de commutation d'une éolienne unique doivent être estimées en appliquant l'équation (24) ci-dessous:

$$d = 100 \times k_u(\psi_k) \times \frac{S_n}{S_k} \quad (24)$$

où

d est la variation relative de tension en %;

$k_u(\psi_k)$ est le facteur de variation de tension de l'éolienne pour l'angle de phase d'impédance de réseau donné, ψ_k au PCC.

Le facteur de variation de tension de l'éolienne pour le ψ_k réel sur le site peut être trouvé à partir du tableau de données, résultat des mesures décrites en 7.3.4, en appliquant une interpolation linéaire.

Dans le cas où plusieurs éoliennes sont connectées au PCC, il est très improbable que deux d'entre elles effectuent une opération de commutation en même temps. Par conséquent, aucun effet de sommation ne doit être pris en considération pour évaluer la variation relative de tension d'une installation d'éoliennes se composant de plusieurs éoliennes.

NOTE 1 Les équations (20) et (21) peuvent être déduites de B.4.2 en appliquant, respectivement, une période d'observation de 600 s et 7 200 s.

NOTE 2 Les équations (22) et (23) peuvent être déduites des équations (20) et (21), en incluant cependant dans la sommation le nombre d'éoliennes connectées au PCC. Ceci est justifié parce que la composante transitoire d'une opération de commutation, c'est-à-dire la composante qui contribue de manière significative à l'émission de papillotement, est généralement de courte durée.

8.3 Harmoniques de courant, interharmoniques et composantes à fréquence plus élevée

Les courants harmoniques doivent être limités au niveau requis pour éviter des tensions harmoniques inacceptables au PCC.

Les limites applicables pour l'émission des harmoniques peuvent être déterminées en appliquant les directives données dans la CEI 61000-3-6.

La CEI 61000-3-6 donne des directives pour la sommation de la distorsion harmonique de courant des charges. En appliquant ceci, le courant harmonique au PCC dû à une installation avec un certain nombre d'éoliennes peut être estimé en utilisant l'équation (25) ci-dessous:

$$I_{h\Sigma} = \sqrt[\beta]{\sum_{i=1}^{N_{wt}} \left(\frac{I_{h,i}}{n_i} \right)^\beta} \quad (25)$$

où

N_{wt} est le nombre d'éoliennes connectées au PCC;

$I_{h\Sigma}$ est la distorsion harmonique de courant de rang h au PCC;

n_i est le rapport du transformateur à la $i^{\text{ème}}$ éolienne;

$I_{h,i}$ est la distorsion harmonique de courant de rang h à la $i^{\text{ème}}$ éolienne;

β est un exposant avec une valeur numérique à sélectionner dans le Tableau 3 et les points ci-dessous.