

**NORME
INTERNATIONALE
INTERNATIONAL
STANDARD**

**CEI
IEC**

61400-21

Première édition
First edition
2001-12

Aérogénérateurs –

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

Wind turbine generator systems –

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



Numéro de référence
Reference number
CEI/IEC 61400-21:2001

Numérotation des publications

Depuis le 1er janvier 1997, les publications de la CEI sont numérotées à partir de 60000. Ainsi, la CEI 34-1 devient la CEI 60034-1.

Editions consolidées

Les versions consolidées de certaines publications de la CEI incorporant les amendements sont disponibles. Par exemple, les numéros d'édition 1.0, 1.1 et 1.2 indiquent respectivement la publication de base, la publication de base incorporant l'amendement 1, et la publication de base incorporant les amendements 1 et 2.

Informations supplémentaires sur les publications de la CEI

Le contenu technique des publications de la CEI est constamment revu par la CEI afin qu'il reflète l'état actuel de la technique. Des renseignements relatifs à cette publication, y compris sa validité, sont disponibles dans le Catalogue des publications de la CEI (voir ci-dessous) en plus des nouvelles éditions, amendements et corrigenda. Des informations sur les sujets à l'étude et l'avancement des travaux entrepris par le comité d'études qui a élaboré cette publication, ainsi que la liste des publications parues, sont également disponibles par l'intermédiaire de:

- Site web de la CEI (www.iec.ch)
- Catalogue des publications de la CEI

Le catalogue en ligne sur le site web de la CEI (www.iec.ch/catlg-f.htm) vous permet de faire des recherches en utilisant de nombreux critères, comprenant des recherches textuelles, par comité d'études ou date de publication. Des informations en ligne sont également disponibles sur les nouvelles publications, les publications remplacées ou retirées, ainsi que sur les corrigenda.

- IEC Just Published

Ce résumé des dernières publications parues (www.iec.ch/JP.htm) est aussi disponible par courrier électronique. Veuillez prendre contact avec le Service client (voir ci-dessous) pour plus d'informations.

- Service clients

Si vous avez des questions au sujet de cette publication ou avez besoin de renseignements supplémentaires, prenez contact avec le Service clients:

Email: custserv@iec.ch
Tél: +41 22 919 02 11
Fax: +41 22 919 03 00

Publication numbering

As from 1 January 1997 all IEC publications are issued with a designation in the 60000 series. For example, IEC 34-1 is now referred to as IEC 60034-1.

Consolidated editions

The IEC is now publishing consolidated versions of its publications. For example, edition numbers 1.0, 1.1 and 1.2 refer, respectively, to the base publication, the base publication incorporating amendment 1 and the base publication incorporating amendments 1 and 2.

Further information on IEC publications

The technical content of IEC publications is kept under constant review by the IEC, thus ensuring that the content reflects current technology. Information relating to this publication, including its validity, is available in the IEC Catalogue of publications (see below) in addition to new editions, amendments and corrigenda. Information on the subjects under consideration and work in progress undertaken by the technical committee which has prepared this publication, as well as the list of publications issued, is also available from the following:

- IEC Web Site (www.iec.ch)
- Catalogue of IEC publications

The on-line catalogue on the IEC web site (www.iec.ch/catlg-e.htm) enables you to search by a variety of criteria including text searches, technical committees and date of publication. On-line information is also available on recently issued publications, withdrawn and replaced publications, as well as corrigenda.

- IEC Just Published

This summary of recently issued publications (www.iec.ch/JP.htm) is also available by email. Please contact the Customer Service Centre (see below) for further information.

- Customer Service Centre

If you have any questions regarding this publication or need further assistance, please contact the Customer Service Centre:

Email: custserv@iec.ch
Tel: +41 22 919 02 11
Fax: +41 22 919 03 00

**NORME
INTERNATIONALE
INTERNATIONAL
STANDARD**

**CEI
IEC**

61400-21

Première édition
First edition
2001-12

Aérogénérateurs –

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

Wind turbine generator systems –

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

© IEC 2001 Droits de reproduction réservés — Copyright - all rights reserved

Aucune partie de cette publication ne peut être reproduite ni utilisée sous quelque forme que ce soit et par aucun procédé, électronique ou mécanique, y compris la photocopie et les microfilms, sans l'accord écrit de l'éditeur.

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 the publisher.

International Electrotechnical Commission
Telefax: +41 22 919 0300

3, rue de Varembé Geneva, Switzerland
e-mail: inmail@iec.ch IEC web site <http://www.iec.ch>



Commission Electrotechnique Internationale
International Electrotechnical Commission
Международная Электротехническая Комиссия

CODE PRIX
PRICE CODE

X

Pour prix, voir catalogue en vigueur
For price, see current catalogue

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	6
INTRODUCTION	8
1 Domaine d'application	10
2 Références normatives	12
3 Définitions	12
4 Symboles et unités	20
5 Abréviations	22
6 Paramètres caractéristiques de qualité de puissance de l'éolienne	24
6.1 Généralités	24
6.2 Données assignées	24
6.3 Puissance autorisée maximale	24
6.4 Puissance mesurée maximale	24
6.5 Puissance réactive	24
6.6 Fluctuations de tension	24
6.7 Harmoniques	26
7 Procédures de mesurage	28
7.1 Généralités	28
7.2 Données assignées	34
7.3 Puissance autorisée maximale	34
7.4 Puissance mesurée maximale	34
7.5 Puissance réactive	34
7.6 Fluctuations de tension	36
7.7 Harmoniques	46
8 Évaluation de la qualité de puissance	48
8.1 Généralités	48
8.2 Tension en régime établi	50
8.3 Fluctuations de tension	50
8.4 Harmoniques	56
Annexe A (informative) Modèle de format de rapport	58
Annexe B (informative) Fluctuations et papillotement de tension	68
Bibliographie	84
Figure 1 – Éléments constitutifs du système de mesurage	32
Figure 2 – Réseau fictif pour la simulation d'une tension fictive	36
Figure B.1 – Procédures de mesurage et d'évaluation du papillotement pendant le fonctionnement continu de l'éolienne	68
Figure B.2 – Procédures de mesurage et d'évaluation des variations de tension et du papillotement pendant les opérations de commutation de l'éolienne	70
Figure B.3 – Coefficients de papillotement $c(\psi_k)$ en fonction de la vitesse du vent	72

CONTENTS

FOREWORD.....	7
INTRODUCTION.....	9
1 Scope.....	11
2 Normative references.....	13
3 Definitions	13
4 Symbols and units	21
5 Abbreviations.....	23
6 Wind turbine power quality characteristic parameters	25
6.1 General	25
6.2 Rated data.....	25
6.3 Maximum permitted power	25
6.4 Maximum measured power	25
6.5 Reactive power.....	25
6.6 Voltage fluctuations	25
6.7 Harmonics	27
7 Measurement procedures	29
7.1 General	29
7.2 Rated data.....	35
7.3 Maximum permitted power	35
7.4 Maximum measured power	35
7.5 Reactive power.....	35
7.6 Voltage fluctuations	37
7.7 Harmonics	47
8 Assessment of power quality	49
8.1 General	49
8.2 Steady-state voltage.....	51
8.3 Voltage fluctuations	51
8.4 Harmonics	57
Annex A (informative) Sample report format	59
Annex B (informative) Voltage fluctuations and flicker.....	69
Bibliography.....	85
Figure 1 – Assumed elements of measurement system.....	33
Figure 2 – Fictitious grid for simulation of fictitious voltage	37
Figure B.1 – Measurement and assessment procedures for flicker during continuous operation of the wind turbine	69
Figure B.2 – Measurement and assessment procedures for voltage changes and flicker during switching operations of the wind turbine	71
Figure B.3 – Flicker coefficient as a function of wind speed	73

Tableau 1 – Spécifications des prescriptions pour les appareils de mesure	32
Tableau 2 – Spécifications des exposants suivant la CEI 61000-3-6	56
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.	74
Tableau B.2 – Facteur de pondération w_i pour chaque tranche de vitesses de vent.	74
Tableau B.3 – Somme totale des facteurs de pondération multipliée par le nombre de mesures pour toutes les tranches de vitesses de vent	76
Tableau B.4 – Distribution cumulée pondérée des coefficients de papillotement $\Pr(c < x)$ pour chaque distribution de vitesses de vent.	76
Tableau B.5 – Coefficients de papillotement résultants en fonctionnement continu	78
Tableau B.6 – Probabilités et centiles pour différentes vitesses du vent.	78

IECNORM.COM: Click to view the full PDF of IEC 61400-21:2001

Table 1 – Specification of requirements for measurement equipment.....	33
Table 2 – Specification of exponents according to IEC 61000-3-6	57
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	75
Table B.2 – Weighting factor w_i for each wind speed bin	75
Table B.3 – Total sum of weighting factor multiplied by number of measurements for all wind speed bins	77
Table B.4 – Weighted accumulated distribution of the flicker coefficients $Pr(c \leq x)$ for each wind speed distribution	77
Table B.5 – Resulting flicker coefficient in continuous operation	79
Table B.6 – Probabilities and percentiles for different wind speeds	79

IECNORM.COM: Click to view the full PDF of IEC 61400-21:2001

Withd 2001

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

AÉROGÉNÉRATEURS –

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

AVANT-PROPOS

- 1) La CEI (Commission Électrotechnique Internationale) 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. 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 intéressés sont représentés dans chaque comité d'études.
- 3) Les documents produits se présentent sous la forme de recommandations internationales. Ils sont publiés comme normes, spécifications techniques, rapports techniques ou guides et agréés comme tels par les Comités nationaux.
- 4) Dans le but d'encourager l'unification internationale, les Comités nationaux de la CEI s'engagent à appliquer de façon transparente, dans toute la mesure possible, les Normes internationales de la CEI dans leurs normes nationales et régionales. Toute divergence entre la norme de la CEI et la norme nationale ou régionale correspondante doit être indiquée en termes clairs dans cette dernière.
- 5) La CEI n'a fixé aucune procédure concernant le marquage comme indication d'approbation et sa responsabilité n'est pas engagée quand un matériel est déclaré conforme à l'une de ses normes.
- 6) L'attention est attirée sur le fait que certains des éléments de la présente Norme internationale 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: Systèmes à turbines éoliennes.

Le texte de cette norme est issu des documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
88/144/FDIS	88/150/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 3.

Les annexes A et B sont données uniquement à titre d'information.

Le comité a décidé que le contenu de cette publication ne sera pas modifié avant 2005. A cette date, la publication sera

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

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

WIND TURBINE GENERATOR SYSTEMS –

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

FOREWORD

- 1) The IEC (International Electrotechnical Commission) is a worldwide organization for standardization comprising all national electrotechnical committees (IEC National Committees). The object of the 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, the IEC publishes International Standards. 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. The 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 the 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 National Committees.
- 3) The documents produced have the form of recommendations for international use and are published in the form of standards, technical specifications, technical reports or guides and they are accepted by the National Committees in that sense.
- 4) In order to promote international unification, IEC National Committees undertake to apply IEC International Standards transparently to the maximum extent possible in their national and regional standards. Any divergence between the IEC Standard and the corresponding national or regional standard shall be clearly indicated in the latter.
- 5) The IEC provides no marking procedure to indicate its approval and cannot be rendered responsible for any equipment declared to be in conformity with one of its standards.
- 6) Attention is drawn to the possibility that some of the elements of this International Standard may be the subject of patent rights. The 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 turbine systems.

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

FDIS	Report on voting
88/144/FDIS	88/150/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 3.

Annexes A and B are for information only.

The committee has decided that the contents of this publication will remain unchanged until 2005. At this date, the publication will be

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

INTRODUCTION

Le but de la présente partie de la CEI 61400 est de fournir une méthodologie uniforme qui assurera la cohérence et la précision dans le mesurage et l'évaluation des caractéristiques de qualité de puissance des aérogénérateurs (en anglais: Wind Turbine Generator Systems ou WTGS) connectés au réseau. À cet égard, le terme «qualité de puissance» inclut les caractéristiques électriques de l'aérogénérateur qui influent sur la qualité de la tension du réseau auquel l'aérogénérateur est connecté. Cette norme a été préparée avec la perspective de son application par:

- le fabricant d'aérogénérateurs, s'efforçant de satisfaire à des caractéristiques bien définies de qualité de puissance;
- l'acheteur d'aérogénérateurs en spécifiant de telles caractéristiques de qualité de puissance;
- l'opérateur d'aérogénérateurs à qui il peut être prescrit de vérifier ce qui est stipulé ou que les caractéristiques de qualité de puissance sont satisfaites;
- le planificateur ou le régulateur de l'aérogénérateur, qui doit pouvoir déterminer, précisément et honnêtement, l'impact d'un aérogénérateur sur la qualité de la tension, pour s'assurer que l'installation est conçue de telle sorte que des prescriptions de qualité de tension soient respectées;
- l'autorité de certification de l'aérogénérateur 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 un aérogénérateur.

Cette norme fournit des recommandations pour préparer le mesurage et l'évaluation des caractéristiques de qualité de puissance des aérogénérateurs connectés au réseau. La norme 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 aérogénérateurs. Il convient que les techniques de mesurage et d'analyse, recommandées dans cette norme, soient appliquées par tous les acteurs, pour s'assurer que le développement et l'exploitation continus des aérogénérateurs s'effectuent dans un climat de communication cohérent et précis.

Cette norme présente des procédures de mesurage et d'analyse prévues pour fournir des résultats cohérents qui pourront être reproduits par d'autres.

INTRODUCTION

The purpose of this part of IEC 61400 is to provide a uniform methodology that will ensure consistency and accuracy in the measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines (WTs). In this respect the term power quality includes those electric characteristics of the WT that influence the voltage quality of the grid to which the WT is connected. The standard 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 must 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 must be able to determine the grid connection required for a WT.

This standard provides recommendations for preparing the measurements and assessment of power quality characteristics of grid connected WTs. The standard 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 standard 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 standard presents measurement and analysis procedures expected to provide consistent results that can be replicated by others.

AÉROGÉNÉRATEURS –

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

1 Domaine d'application

Cette partie de la CEI 61400 comprend:

- la définition et la spécification des quantités à déterminer pour caractériser la qualité de puissance d'une éolienne connectée à un réseau;
- les procédures de mesurage pour quantifier les caractéristiques;
- les procédures pour évaluer la conformité aux prescriptions 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 mesurage sont valides pour des éoliennes individuelles avec un raccordement triphasé au réseau, et tant que l'éolienne n'est pas exploitée avec une commande active de fréquence ou de tension à un emplacement quelconque du réseau. Les procédures de mesurage sont valides pour n'importe quelle taille d'éolienne; toutefois, cette norme prescrit uniquement des types d'éoliennes prévues pour un point de couplage commun au système MT ou HT, qui sont donc à essayer et à caractériser comme cela est spécifié dans cette norme.

Les caractéristiques mesurées sont uniquement valides pour la configuration spécifique de l'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 mesurage 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 valides également sur d'autres sites.

Les procédures pour évaluer la conformité aux prescriptions de qualité de puissance sont valides 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, et une charge suffisante pour absorber la production énergétique de l'éolienne. Dans les autres cas, les principes pour évaluer la conformité aux prescriptions de qualité de puissance peuvent toujours être utilisés comme guide.

NOTE 1 Cette norme 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.

NOTE 2 La question des interharmoniques n'est pas évoquée dans cette norme, cependant elle est à l'étude en attendant des procédures de mesurage et d'évaluation appropriées, qui sont à établir par le comité concerné de la CEI.

WIND TURBINE GENERATOR SYSTEMS –

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, and as long as the wind turbine is not operated to actively control the frequency or voltage at any location in the network. The measurement procedures are valid for any size of wind turbine, though this standard only requires wind turbine types intended for PCC at MV or HV to be tested and characterized as specified in this standard.

The measured characteristics are valid for the specific configuration of the assessed wind turbine 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 and sufficient load to absorb the wind power production. In other cases, the principles for assessing compliance with power quality requirements may still be used as a guide.

NOTE 1 This standard 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.

NOTE 2 The issue of interharmonics is not addressed in this standard, though it is under consideration awaiting proper measurement and assessment procedures to be established by the appropriate IEC committee.

2 Références normatives

Les documents normatifs suivants contiennent des dispositions qui, par suite de la référence qui y est faite, constituent des dispositions valables pour la présente partie de la CEI 61400. Pour les références datées, les amendements ultérieurs ou les révisions de ces publications ne s'appliquent pas. Toutefois, les parties prenantes aux accords fondés sur la présente partie de la CEI 61400 sont invitées à rechercher la possibilité d'appliquer les éditions les plus récentes des documents normatifs indiqués ci-après. Pour les références non datées, la dernière édition du document normatif en référence s'applique. Les membres de la CEI et de l'ISO possèdent le registre des Normes internationales en vigueur.

CEI 60034-1, Machines électriques tournantes – Partie 1: Caractéristiques assignées et caractéristiques de fonctionnement

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

CEI 60050(161), Vocabulaire Electrotechnique International (VEI) – Chapitre 161: Compatibilité électromagnétique

CEI 60050(393), Vocabulaire Electrotechnique International (VEI) – Chapitre 393: Instrumentation nucléaire: Phénomènes physiques et notions fondamentales

CEI 60050(415), Vocabulaire Electrotechnique International (VEI) – Chapitre 415: Aéro-générateurs

CEI 60186, *Transformateurs de tension*
Amendement 1 (1988)
Amendement 2 (1995)

CEI 60688, Transducteurs électriques de mesure convertissant les grandeurs électriques alternatives en signaux analogiques ou numériques

CEI 61000-4-7, Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 4: Techniques d'essai et de mesure- Section 7: 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 61800-3, Entraînements électriques de puissance à vitesse variable – Partie 3: Norme de produit relative à la CEM incluant des méthodes d'essais spécifiques

3 Définitions

Pour les besoins de la présente partie de la CEI 61400, les définitions suivantes s'appliquent:

3.1

fonctionnement continu

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

3.2

vitesse de démarrage

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

[VEI 415-03-05]

2 Normative references

The following normative documents contain provisions which, through reference in this text, constitute provisions of this part of IEC 61400. For dated references, subsequent amendments to, or revisions of, any of these publications do not apply. However, parties to agreements based on this part of IEC 61400 are encouraged to investigate the possibility of applying the most recent editions of the normative documents indicated below. For undated references, the latest edition of the normative document referred to applies. Members of IEC and ISO maintain registers of currently valid International Standards.

IEC 60034-1, *Rotating electrical machines – Part 1: Rating and performance*

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

IEC 60050(161), *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Chapter 161: Electro-magnetic compatibility*

IEC 60050(393), *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Chapter 393: Nuclear instrumentation: Physical phenomena and basic concepts*

IEC 60050(415), *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Chapter 415: Wind turbine generator systems*

IEC 60186, *Voltage transformers*
Amendment 1 (1988)
Amendment 2 (1995)

IEC 60688, *Electrical measuring transducers for converting a.c. electrical quantities to analogue or digital signals*

IEC 61000-4-7, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4: Testing and measurement techniques – Section 7: 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 61800-3, *Adjustable speed electrical power drive systems – Part 3: EMC product standard including specific test methods*

3 Definitions

For the purpose of this part of IEC 61400, the following 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

coefficient de papillotement en fonctionnement continu

mesure normalisée de l'émission de papillotement pendant le fonctionnement continu de l'éolienne

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

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

mesure normalisée de l'émission de papillotement due à une opération de commutation unique de l'éolienne

$$k_f(\psi_k) = \frac{1}{130} \cdot \frac{S_{k, fic}}{S_n} \cdot P_{st, fic} \cdot T_p^{0,34}$$

où

T_p est la période de mesure qui doit être suffisamment longue pour assurer que la transition de l'opération de commutation a diminué, mais doit être 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.

3.5

puissance autorisée maximale (d'un aérogénérateur)

la puissance intégrée sur 10 min, qui ne doit pas être dépassée, quelles que soient les conditions météorologiques et celles du réseau

3.6

puissance mesurée maximale

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

3.7

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.

3.8

fonctionnement normal

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

[VEI 393-08-12, modifiée]

3.3

flicker coefficient for continuous operation (for wind turbines)

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

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

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:

$$k_f(\psi_k) = \frac{1}{130} \cdot \frac{S_{k, fic}}{S_n} \cdot P_{st, fic} \cdot T_p^{0,34}$$

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;

$P_{st, fic}$ 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.

3.5

maximum permitted power (for wind turbines)

the 10 min average power from the wind turbine that must not be exceeded irrespective of weather and grid conditions

3.6

maximum measured power (for wind turbines)

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

3.7

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.

3.8

normal operation (for wind turbines)

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

[IEV 393-08-12, modified]

3.9

puissance de sortie (d'un aérogénérateur)

puissance électrique active fournie par l'aérogénérateur sur les bornes de l'éolienne

[VEI 415-04-02, modifiée]

3.10

point de couplage commun (PCC)

le point sur un réseau électrique, électriquement le plus proche d'une installation particulière, et auquel d'autres installations sont, ou peuvent être, connectées.

NOTE 1 Ces installations peuvent être soit des dispositifs, des équipements ou des systèmes.

NOTE 2 Dans certaines applications, le terme «point de couplage commun» est réservé aux réseaux publics.

[VEI 161-07-15, modifiée]

3.11

système de collecte de puissance (d'un aérogénérateur)

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'un aérogénérateur)

la puissance apparente de l'aérogénérateur fonctionnant à la puissance assignée et à la tension nominale et à la fréquence nominale:

$$S_n = \sqrt{P_n^2 + Q_n^2}$$

où

P_n est la puissance assignée;

Q_n est la puissance réactive correspondante.

3.13

courant assigné (d'un aérogénérateur)

le courant de l'aérogénérateur fonctionnant à la puissance assignée et à la tension nominale et à la fréquence nominale

3.14

puissance assignée (d'un aérogénérateur)

puissance électrique maximale pour laquelle un aérogénérateur est conçu, et qu'il peut fournir en permanence, dans des conditions normales de fonctionnement

[VEI 415-04-03, modifiée]

3.15

vitesse du vent assignée (d'un aérogénérateur)

vitesse du vent pour laquelle une éolienne atteint sa puissance assignée

[VEI 415-03-04, modifiée]

3.16

puissance réactive assignée (d'un aérogénérateur)

la puissance réactive de l'aérogénérateur fonctionnant à la puissance assignée et à la tension nominale et à la fréquence nominale

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)**

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

$$S_n = \sqrt{P_n^2 + Q_n^2}$$

where

P_n is the rated power;

Q_n is the corresponding reactive power.

3.13**rated current (for wind turbines)**

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

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**rated reactive power (for wind turbines)**

the reactive power from the wind turbine while operating at rated power and nominal voltage and frequency

3.17

arrêt

état d'un aérogénérateur immobilisé

[VEI 415-01-15]

3.18

démarrage (d'un aérogénérateur)

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

3.19

opération de commutation (d'un aérogénérateur)

démarrage ou commutation entre générateurs

3.20

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 de vent, pris sur un intervalle de temps spécifié

[VEI 415-03-25]

3.21

facteur de variations de tension

mesure normalisée du changement de tension dû à une opération de commutation de l'éolienne

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

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 variations de tension k_u est semblable à k_i , qui est le rapport entre l'appel de courant maximal et le courant assigné, bien que k_u soit une fonction de l'angle de phase de l'impédance du réseau. La valeur la plus élevée de k_u sera numériquement proche de k_i .

3.22

aérogénérateur

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

NOTE Dans cette norme un «aérogénérateur» est également dénommé «éolienne».

[VEI 415-01-02]

3.23

bornes de l'aérogénérateur

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

3.17**standstill (for wind turbines)**

condition of a wind turbine that is stopped

[IEV 415-01-15, modified]

3.18**start-up (for wind turbines)**

transitional state of a wind turbine between standstill and power production

3.19**switching operation (for wind turbines)**

start-up or switching between generators

3.20**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]

3.21**voltage change factor (for wind turbines)**

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

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

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;

$S_{k,\text{fic}}$ 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 .

3.22**wind turbine (WT)**

system which converts kinetic wind energy into electric energy

3.23**wind turbine terminals**

a 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 Symboles et unités

Les symboles et unités suivants sont utilisés dans cette norme.

$\frac{\Delta U_{\text{dyn}}}{U_n}$	variations de tension autorisées maximales (%)
ψ_k	angle de phase de l'impédance du réseau (degrés)
$\alpha_m(t)$	angle électrique de la fondamentale de la tension mesurée (degrés)
β	exposant associé à l'addition des harmoniques
$c(\psi_k)$	coefficient de papillotement en fonctionnement continu
D	changement de tension relatif (%)
E_{plti}	limite d'émission de papillotement à long terme
E_{pstt}	limite d'émission de papillotement à court terme
f_g	fréquence fondamentale du réseau (Hz)
$f_{m,i}$	fréquence d'occurrence des valeurs de coefficient de papillotement dans la $i^{\text{ème}}$ tranche de vitesse de vent
$f_{y,i}$	fréquence d'occurrence des vitesses de vent dans la $i^{\text{ème}}$ tranche de vitesse de vent
h	ordre harmonique
$I_{h,i}$	distorsion harmonique de courant d'ordre 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 variations de tension
L_{fic}	inductance du réseau fictif (H)
N_{10}	nombre maximal d'un type d'opération de commutation au cours d'une période de 10 min
N_{120}	Nombre maximal d'un type d'opération de commutation au cours d'une période de 120 min
N_{bin}	nombre total de tranches de vitesse de vent entre $v_{\text{cut-in}}$ et 15 m/s
n_i	rapport du transformateur à la $i^{\text{ème}}$ 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 $i^{\text{ème}}$ tranche de vitesse de vent
$N_{m,i,c < x}$	nombre de valeurs de coefficient de papillotement inférieures à x dans la $i^{\text{ème}}$ tranche de vitesse de vent
N_{wt}	nombre d'éoliennes
$P_{0,2}$	Puissance mesurée maximale (valeur moyenne sur 0,2 s) (W)
P_{60}	Puissance mesurée maximale (valeur moyenne sur 60 s) (W)
P_{lt}	facteur de perturbation par papillotement à long terme
P_{mc}	Puissance autorisée maximale (W)

4 Symbols and units

In this standard, the following symbols and units are used.

$\frac{\Delta U_{\text{dyn}}}{U_n}$	maximum permitted voltage change (%)
ψ_k	network impedance phase angle (degrees)
$\alpha_m(t)$	electrical angle of the fundamental of the measured voltage (degrees)
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	fundamental grid frequency (Hz)
$f_{m,i}$	frequency of occurrence of flicker coefficient values within the i 'th wind speed bin
$f_{y,i}$	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_{10}	maximum number of one type of switching operations within a 10 min period
N_{120}	maximum number of one type of switching operations within a 120 min period
N_{bin}	total number of wind speed bins between $v_{\text{cut-in}}$ 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
$P_{0,2}$	maximum measured power (0,2-second-average value) (W)
P_{60}	maximum measured power (60-second-average value) (W)
P_{lt}	long-term flicker disturbance factor
P_{mc}	maximum permitted power (W)

P_n	Puissance 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
$Q_{0,2}$	puissance réactive (valeur moyenne sur 0,2 s) à $P_{0,2}$ (var)
Q_{60}	puissance réactive (valeur moyenne sur 60 s) à P_{60} (var)
Q_{mc}	puissance réactive à P_{mc} (var)
Q_n	puissance réactive assignée d'une éolienne (var)
R_{fic}	résistance du réseau fictif (ohm)
$S_{0,2}$	puissance apparente (valeur moyenne sur 0,2 s) à $P_{0,2}$ (VA)
S_{60}	puissance apparente (valeur moyenne sur 60 s) à P_{60} (VA)
S_k	puissance apparente de court-circuit de réseau (VA)
$S_{k, fic}$	puissance apparente de court-circuit du réseau fictif (VA)
S_{mc}	puissance apparente à P_{mc} (VA)
S_n	puissance apparente assignée d'une éolienne (VA)
T_p	période de temps transitoire d'une opération de commutation (s)
$u_0(t)$	tension phase-neutre instantanée d'une source de tension idéale (V)
$u_{fic}(t)$	tension phase-neutre instantanée simulée sur le réseau fictif (V)
$U_{fic, max}$	tension phase-neutre maximale sur le réseau fictif (V)
$U_{fic, min}$	tension phase-neutre minimale sur le réseau fictif (V)
U_n	tension nominale entre phases (V)
v_a	moyenne annuelle des vitesses de vent (m/s)
v_{cut-in}	vitesse de démarrage (m/s)
v_i	point médian de la $i^{ème}$ tranche de vitesse de vent
w_i	coefficient de pondération pour la $i^{ème}$ tranche de vitesse de vent
X_{fic}	réactance du réseau fictif (Ω)

5 Abréviations

Les abréviations suivantes sont utilisées dans cette norme.

CAN	convertisseur analogique/numérique
HT	haute tension
BT	basse tension
MT	moyenne tension
PCC	point de couplage commun
WTGS	aérogénérateurs (wind turbine generator system)

P_n	rated 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
$Q_{0,2}$	reactive power (0,2-second-average value) at $P_{0,2}$ (var)
Q_{60}	reactive power (60-second-average value) at P_{60} (var)
Q_{mc}	reactive power at P_{mc} (var)
Q_n	rated reactive power of wind turbine (var)
R_{fic}	resistance of fictitious grid (Ω)
$S_{0,2}$	apparent power (0,2-second-average value) at $P_{0,2}$ (VA)
S_{60}	apparent power (60-second-average value) at P_{60} (VA)
S_k	short-circuit apparent power of grid (VA)
$S_{k, fic}$	short-circuit apparent power of the fictitious grid (VA)
S_{mc}	apparent power at P_{mc} (VA)
S_n	rated apparent power of wind turbine (VA)
T_p	transient time period of a switching operation (s)
$u_0(t)$	instantaneous phase-to-neutral voltage of an ideal voltage source (V)
$u_{fic}(t)$	instantaneous phase-to-neutral voltage simulated at fictitious grid (V)
$U_{fic, max}$	maximum phase-to-neutral voltage at fictitious grid (V)
$U_{fic, min}$	minimum phase-to-neutral voltage at fictitious grid (V)
U_n	nominal phase-to-phase voltage (V)
v_a	annual average wind speed (m/s)
v_{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)

5 Abbreviations

The following abbreviations are used in this standard.

A/D converter	analogue to digital converter
HV	high voltage
LV	low voltage
MV	medium voltage
PCC	point of common coupling
RMS	root mean square
WT	wind turbine

6 Paramètres caractéristiques de qualité de puissance de l'éolienne

6.1 Généralités

Cet article donne les grandeurs qui doivent être stipulées pour caractériser la qualité de puissance d'une éolienne. 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 supposée être de l'éolienne vers le réseau.

6.2 Données assignées

Les données assignées de l'éolienne doivent être spécifiées, y compris P_n , Q_n , S_n , U_n et I_n .

NOTE Les données assignées sont utilisées dans cette norme uniquement dans un but de normalisation.

6.3 Puissance autorisée maximale

La puissance autorisée maximale, P_{mc} , de l'éolienne (autorisée par le système de commande) doit être spécifiée.

6.4 Puissance mesurée maximale

La puissance mesurée maximale de l'éolienne doit être spécifiée, à la fois comme valeur moyenne sur 60 s, P_{60} , et comme valeur moyenne sur 0,2 s, $P_{0,2}$.

6.5 Puissance réactive

La puissance réactive de l'éolienne doit être spécifiée dans un tableau comme valeurs intégrées sur 10 min en fonction de la puissance de sortie intégrée sur 10 min pour 0, 10, ... 90, 100 % de la puissance assignée. Les puissances réactives à P_{mc} , P_{60} et $P_{0,2}$ doivent aussi être spécifiées.

6.6 Fluctuations de tension

Les fluctuations de tension (papillotement et changements de tension) imposées par l'éolienne doivent être caractérisées comme décrit en 6.6.1 et 6.6.2.

6.6.1 Fonctionnement continu

Le coefficient de papillotement de l'éolienne en fonctionnement continu, $c(\psi_k, v_a)$ doit être stipulé au quatre-vingt-dix-neuvième 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 $v_a = 6$ m/s, 7,5 m/s, 8,5 m/s et 10 m/s. Les valeurs intégrées 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.

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 ;

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

v est la vitesse du vent.

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. 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 assumed to be from the wind turbine and to the grid.

6.2 Rated data

The rated data of the wind turbine shall be specified, including P_n , Q_n , S_n , V_n and I_n .

NOTE The rated data are used only for normalizing purposes in this standard.

6.3 Maximum permitted power

The maximum permitted power P_{mc} of the wind turbine (permitted by the control system) shall be specified.

6.4 Maximum measured power

The maximum measured power of the wind turbine shall be specified both as a 60 s average value, P_{60} and as a 0,2 s average value, $P_{0,2}$.

6.5 Reactive power

The reactive power of the wind turbine shall be specified in a table as 10 min average values as a function of the 10 min average output power for 0, 10, ... 90, 100 % of the rated power. Also the reactive power at P_{mc} , P_{60} and $P_{0,2}$ shall be specified.

6.6 Voltage fluctuations

The voltage fluctuations (flicker and voltage changes) imposed by the wind turbine shall be characterized as described in 6.6.1 and 6.6.2.

6.6.1 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 $v_a = 6$ m/s, 7,5 m/s, 8,5 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.

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.

6.6.2 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.
- Le plus mauvais cas 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_{10} , d'opérations de commutation au cours d'une période de 10 min.
- Le nombre maximal, N_{120} , 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 variations 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° .

NOTE 1 Le plus mauvais cas 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 variations de tension, défini comme l'opération de commutation qui donne le facteur de variations de tension le plus élevé.

NOTE 2 Les paramètres N_{10} et N_{120} 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.

6.7 Harmoniques

Pour une éolienne avec un convertisseur électronique d'énergie (voir les notes 1, 2, 3 et 4), l'émission par l'éolienne de courants harmoniques pendant le fonctionnement continu doit être stipulée. Ceux-ci doivent être donnés pour des fréquences jusqu'à 50 fois la fréquence fondamentale du réseau (voir la note 5), comme courants harmoniques individuels et distorsion harmonique totale maximale de courant. Les courants harmoniques individuels doivent être présentés comme données intégrées sur 10 min pour chaque ordre harmonique, à la puissance de sortie donnant le courant harmonique individuel maximal. Les valeurs doivent être spécifiées dans un tableau, en pourcentage du courant assigné. Pour tous les ordres harmoniques, les courants des harmoniques inférieurs à 0,1 % du courant assigné n'ont pas besoin d'être spécifiés.

NOTE 1 Des émissions d'harmoniques ont été signalées pour quelques cas d'installations d'éoliennes avec des générateurs à induction, mais sans convertisseur électronique d'énergie. Il n'y a cependant aucune procédure convenue pour le mesurage des émissions harmoniques des machines à induction. De plus, il n'y a aucun exemple connu d'ennui pour un client ou de dommages à des équipements dus aux émissions harmoniques de telles éoliennes. Cette norme n'exige donc pas le mesurage des émissions harmoniques de ce type d'éoliennes.

NOTE 2 Le générateur synchrone produit une tension avec une forme d'onde fonction de la forme du champ magnétique dans l'entrefer et de la régularité des enroulements de son stator. Pour une éolienne avec un générateur synchrone directement connecté au réseau, il convient que la forme d'onde, selon 8.4, soit conforme aux prescriptions de 8.9 de la CEI 60034-1. Alors, l'éolienne n'émettra que des courants harmoniques et interharmoniques très limités, et par conséquent, cette norme n'exige donc pas la spécification de ces derniers.

NOTE 3 Les harmoniques sont considérés comme étant inoffensifs, tant que leur durée est limitée à une courte période de temps. L'expérience avec un «démarrage en douceur» des unités électroniques de puissance des éoliennes n'a généralement pas révélé de problème dus aux émissions harmoniques de courte durée. Par conséquent, cette norme n'exige pas la spécification des harmoniques de courte durée provoqués par le démarrage de l'éolienne ou d'autres opérations de commutation.

NOTE 4 Il a été signalé un problème avec le fonctionnement intempestif de la protection de fuite à la terre sur un circuit basse tension, probablement dû aux émissions de courants harmoniques pendant le démarrage d'une éolienne. La question pourra être considérée dans une future révision de cette norme.

6.6.2 Switching operations

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

- a) Wind turbine start-up at cut-in wind speed.
- b) Wind turbine start-up at rated wind speed.
- c) 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):

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

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_{10} and N_{120} 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.

6.7 Harmonics

For a wind turbine with a power electronic converter (see notes 1, 2, 3 and 4), the wind turbine's emission of harmonic currents during continuous operation shall be stated. These shall be stated for frequencies up to 50 times the fundamental grid frequency (see note 5), as the individual harmonic currents and the maximum total harmonic current distortion. The individual harmonic currents shall be given as 10 min average data for each harmonic order at the output power giving the maximum individual harmonic current. The values shall be specified in a table as a percentage of the rated current. Harmonic currents below 0,1 % of the rated current for any of the harmonic orders need not be specified.

NOTE 1 Harmonic emissions have been reported from a few installations of wind turbines with induction generators but without power electronic converters. There is however no agreed procedure for measurement of harmonic emissions from induction machines. Further, there is no known instance of customer annoyance or damage to equipment due to harmonic emissions from such wind turbines. This standard therefore does not require measurement of harmonic emissions from such wind turbines.

NOTE 2 The synchronous generator generates a voltage with a waveform depending on the shape of the magnetic field in the air-gap and the regularity of its stator winding. For a wind turbine with a synchronous generator directly connected to the grid, the waveform should according to 8.4 comply with the requirements in 8.9 of IEC 60034-1. Then the wind turbine will only emit very limited harmonic and interharmonic currents, and hence this standard therefore does not require specification of these.

NOTE 3 Harmonics are considered harmless as long as the duration is limited to a short period of time. Experience with "soft-start" power electronic units in wind turbines has not generally shown that the short-duration harmonic emissions cause problems. Hence, this standard does not require specification of short-duration harmonics caused by wind turbine start-up or other switching operations.

NOTE 4 There has been a reported problem with unnecessary operation of earth-leakage protection on a low-voltage circuit possibly due to harmonic current emissions during starting of a wind turbine. The issue may be considered in a future issue of this standard.

NOTE 5 Les convertisseurs électroniques d'énergie fonctionnant avec des fréquences de commutation dans la gamme des kHz peuvent émettre des harmoniques supérieurs à 50 fois la fréquence fondamentale du réseau. La question des harmoniques supérieurs à 50 fois la fréquence fondamentale du réseau est à l'étude en attendant plus d'expérience, ainsi que des procédures appropriées de mesure et d'évaluation, qui restent à établir par le comité ad hoc de la CEI.

7 Procédures de mesurage

Le paragraphe 7.1 donne des informations générales au sujet de la validité du mesurage, des conditions d'essai et des appareils nécessaires. Les paragraphes 7.2 à 7.7 précisent le mesurage nécessaire à effectuer pour déterminer les paramètres caractéristiques de qualité de puissance de l'éolienne à évaluer.

7.1 Généralités

Les procédures de mesurage sont valides pour des éoliennes individuelles avec un raccordement triphasé au réseau, et tant que l'éolienne n'est pas exploitée avec une commande active de fréquence ou de tension à un emplacement quelconque du 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. Le mesurage n'est cependant pas prescrit pour les vitesses de vent supérieures à 15 m/s (voir la note 1). Le fait de demander un mesurage à des vitesses de vent plus élevées donnerait généralement une période de mesurage sensiblement plus longue à cause de la rare apparition de fortes vitesses de vent, et ne donnerait sans doute pas une meilleure vérification des paramètres caractéristiques de qualité de puissance de l'éolienne évaluée. Voir également la note 2.

Les caractéristiques mesurées sont uniquement valides pour la configuration spécifique de l'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. Voir également la note 3.

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 vitesse de vent appliquée soit donnée dans le rapport d'essais.

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. 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 8.3 pour les sites à vents de forte intensité, des caractéristiques électriques aux bornes de l'éolienne.

NOTE 3 Certaines conceptions d'éoliennes comportent un transformateur intégré. Les mesures permettent de définir si les bornes de l'éolienne sont du côté basse ou haute tension du transformateur. 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 prescrite si la tension de sortie du transformateur est modifiée, mais la tension et le courant assignés doivent être actualisés.

7.1.1 Conditions des essais

Les conditions d'essais suivantes sont prescrites (voir la note 1).

- L'éolienne doit être connectée directement au réseau MT par un transformateur standard dont la puissance assignée correspond au moins à la puissance apparente autorisée maximale de l'éolienne évaluée.
- La puissance apparente de court-circuit au point de connexion au réseau MT doit être d'au moins 50 fois la puissance apparente autorisée maximale de l'éolienne évaluée. La puissance apparente de court-circuit du réseau peut être déterminée par calcul ou en s'informant auprès de l'opérateur du réseau, avant d'essayer l'éolienne. Voir également la note 2.
- La distorsion harmonique totale de tension, comprenant tous les harmoniques jusqu'à l'ordre 50, doit être inférieure à 5 %, lorsqu'elle est mesurée en tant que données intégrées 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 mesurage avant d'essayer l'éolienne.

NOTE 5 Power electronic converters operating with switching frequencies in the kHz range may emit harmonics above 50 times the fundamental grid frequency. The issue of harmonics above 50 times the fundamental grid frequency is under consideration awaiting more experience as well as proper measurement and assessment procedures to be established by the appropriate IEC committee.

7 Measurement procedures

Subclause 7.1 gives general information about the validity of the measurements, required test conditions and equipment. Subclauses 7.2 to 7.7 state the required measurements to be taken to determine the power quality characteristic parameters of the assessed wind turbine.

7.1 General

The measurement procedures are valid for single wind turbines with a three-phase grid connection, and as long as the wind turbine is not operated to actively control the frequency or voltage at any location in the network.

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 significant 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.

The measured characteristics are valid for the specific configuration of the assessed wind turbine only. Other configurations, including altered control parameters, that cause the wind turbine to behave differently with respect to power quality, require separate assessment. See also note 3.

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 8.3 for high-wind speed sites.

NOTE 3 Some wind turbine designs include a built-in transformer. The measurements of the electrical characteristics should 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 must be updated.

7.1.1 Test conditions

The following test conditions are required (see note 1).

- The wind turbine shall be connected directly to the MV-network through a standard transformer with rated power at least corresponding to the apparent power at P_{mc} of the assessed wind turbine.
- The short-circuit apparent power at the point of connection to the MV-network shall be at least 50 times the apparent power at P_{mc} of the assessed wind turbine. The short-circuit apparent power of the network may be determined by calculation or by reference to the network operator prior to testing the wind turbine. See also note 2.
- 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.

- La fréquence du réseau, mesurée en tant que données intégrées 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 intégrées 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 prescriptions 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 et les données d'essai, éventuellement prélevées pendant des périodes avec une fréquence de réseau inadéquate, doivent être exclues.
- La tension doit être dans ± 5 % de sa valeur nominale, mesurée en tant que données intégrées sur 10 min, aux bornes de l'éolienne. Si la tension est connue comme étant très stable et tout à fait en conformité avec la prescription ci-dessus, ce qui doit être généralement le cas si l'éolienne est connectée à un très puissant réseau, il n'est pas nécessaire d'aller plus loin dans l'évaluation. Dans le cas contraire, la tension doit être mesurée pendant l'essai et les données d'essai, éventuellement prélevées pendant des périodes avec une tension inadéquate, doivent être exclues.
- Le taux de déséquilibre de tension doit être inférieur à 2 %, mesuré en tant que données intégrées sur 10 min, aux bornes de l'éolienne. Si le taux de déséquilibre de tension est connu pour être en conformité avec la prescription ci-dessus, il n'est pas nécessaire d'aller plus loin dans l'évaluation. Le taux de déséquilibre de tension peut être déterminé sur la base des tensions d'alimentation mesurées comme décrit dans l'article B.3 de la CEI 61800-3. Dans le cas contraire, le taux de déséquilibre de tension doit être mesuré pendant l'essai et les données d'essai, éventuellement prélevées pendant des périodes avec un taux de déséquilibre de tension inadéquat, doivent être exclues.
- L'intensité de turbulence prise sur une période de 10 min doit être entre 8 % et 16 %. L'intensité de turbulence doit être évaluée en se basant sur l'identification des obstacles suivant les secteurs et sur les variations de terrain ou en se basant sur un mesurage de vitesse de vent. D'une manière ou d'une autre, les données d'essai, éventuellement prélevées pendant des périodes avec des intensités de turbulence en dehors de la plage ci-dessus, doivent être exclues. Voir également la note 3.
- Les conditions environnementales doivent être conformes aux prescriptions des fabricants pour les appareils et l'éolienne. Généralement, ceci n'exige pas de mesurage en ligne 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 4.

NOTE 1 Les conditions spécifiées sont prescrites pour réaliser des résultats d'essai fiables et il convient qu'elles ne soient pas confondues avec des conditions de raccordement au réseau et de fonctionnement fiables des éoliennes.

NOTE 2 La tension peut varier de manière significative aux bornes de l'éolienne pour plusieurs raisons comprenant l'effet de l'éolienne elle-même et les effets d'autre production ou consommation d'énergie sur le réseau. Les variations de tension dues à l'éolienne peuvent être limitées en appliquant une puissante connexion au réseau. Une limitation acceptable de variations de tension pour les essais est atteinte en appliquant la connexion au réseau suggérée.

NOTE 3 Certaines des caractéristiques mesurées de qualité de puissance, c'est-à-dire la puissance maximale mesurée et les fluctuations de tension, peuvent, pour certaines conceptions d'éoliennes, dans une certaine mesure, dépendre de l'intensité de turbulence. Fondamentalement, les valeurs caractéristiques déterminées d'après les procédures de 7.4, 7.6.2 et 7.6.3 et mesurées sur un site avec une faible intensité de turbulence, peuvent être inférieures à celles mesurées sur un site avec une intensité de turbulence plus élevée. Cependant, comme stipulé en 7.1.1, les résultats d'essais doivent être basés sur des mesures prises pendant des périodes avec une intensité de turbulence entre 8 % et 16 % seulement, assurant de ce fait les résultats d'essais d'être représentatifs de ce qui peut être considéré comme des conditions normales de turbulence.

NOTE 4 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 7.4 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.

- 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 must be measured during the test, and test data possibly sampled during periods with inappropriate grid frequency must be excluded.
- The voltage shall be within ± 5 % of its nominal value measured as 10 min average data at the wind turbine terminals. If the voltage is known to be very stable and well within the above requirement, which would commonly be the case if the wind turbine is connected to a very strong grid, this need not be assessed any further. Otherwise, the voltage must be measured during the test, and test data possibly sampled during periods with inappropriate voltage must be excluded.
- 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, 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 must be measured during the test, and test data possibly sampled during periods with inappropriate voltage unbalance factor must be excluded.
- The turbulence intensity taken over a 10 min period shall be between 8 % and 16 %. The turbulence intensity shall be assessed based on sector-wise identification of obstacles and terrain variations or based on wind speed measurements. Either way, test data possibly sampled during periods with turbulence intensity outside the above range must be excluded. See also note 3.
- 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 4.

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

NOTE 2 The voltage may vary significantly at the wind turbine terminals for several reasons including both the effect of the wind turbine itself and the effect of other production or consumption on the grid. The voltage variations due to the wind turbine may be limited by applying a strong grid connection. A reasonable limitation of the voltage variations for testing purposes is achieved by applying the suggested grid connection.

NOTE 3 Some of the measured power quality characteristics, i.e. the maximum measured power and the voltage fluctuations may for some wind turbine designs to some degree depend on the turbulence intensity. Basically, the characteristic values determined following the procedures in 7.4, 7.6.2 and 7.6.3 and measured at a site with low turbulence intensity may be less than at a site with higher turbulence intensity. However, as stated in 7.1.1, test results should be based on measurements taken during periods with turbulence intensity between 8 % and 16 % only, thus ensuring the test results are representative for what can be considered normal turbulence conditions.

NOTE 4 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 7.4 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.

7.1.2 Appareils d'essais

La description des mesures suppose l'utilisation d'un système de mesurage constitué des éléments présentés à la figure 1.



IEC 2624/01

NOTE Des configurations alternatives peuvent être utilisées, par exemple les transducteurs analogiques et les filtres peuvent être remplacés par des implémentations en logiciels de leurs fonctions comme éléments du système d'acquisition de données numériques. Les divers éléments peuvent être physiquement séparés ou être incorporés dans un appareil unique.

Figure 1 – Éléments constitutifs du système de mesurage

Les appareils de mesure doivent être conformes aux spécifications du tableau 1.

Tableau 1 – Spécifications des prescriptions pour les appareils de mesurage

Appareil	Précision prescrite	Conformité aux normes
Transformateurs de tension	Classe 1,0	CEI 60186
Transformateurs de courant	Classe 1,0	CEI 60044-1
Transducteur de puissance apparente	Classe 1,0	CEI 60688
Transducteur de puissance active	Classe 1,0	CEI 60688
Transducteur de puissance réactive	Classe 1,0	CEI 60688
Anémomètre	±0,5 m/s	–
Filtre + convertisseur A/N + système d'acquisition de données	1 % de la pleine échelle	–

Les gammes et réponses des appareils de mesure doivent être suffisantes pour mesurer convenablement les fluctuations. Gamme et réponse requises dépendent de la mesure.

En général, la gamme doit être aussi réduite que possible pour atteindre une meilleure précision globale. D'autres conseils pour sélectionner la gamme convenable sont donnés dans les articles suivants.

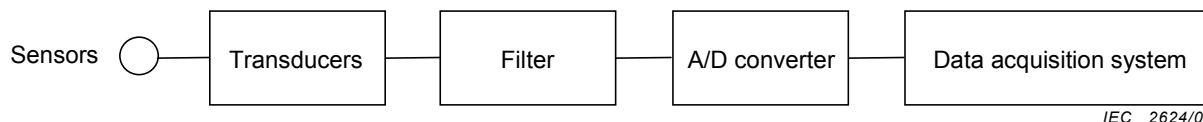
La réponse combinée des sondes, transducteurs et filtres passe-bas, à l'exclusion de l'anémomètre (voir la note), doit être plus rapide que la fréquence de coupure prescrite et spécifiée en 7.2 à 7.7. La fréquence d'échantillonnage du système d'acquisition de données, qui met en mémoire les signaux filtrés par filtre passe-bas, doit toujours être d'au moins deux fois la fréquence de coupure.

Dans le meilleur des cas, il convient d'utiliser un anémomètre de haut de moyen 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 de rotor, en avant, donnera généralement une bonne définition. Sinon, la vitesse du vent de haut de moyen peut être estimée à partir d'un mesurage à un niveau inférieur ou à partir de la mesure corrigée de la vitesse du vent de nacelle, éventuellement en même temps que le mesurage de puissance et l'acquisition de la courbe de puissance. D'une manière ou d'une autre, il convient que les incertitudes dues à l'emplacement de l'anémomètre n'excèdent pas ±1 m/s.

NOTE Aucune prescription particulière n'est demandée pour le temps de réponse de l'anémomètre, du fait que celui-ci est uniquement utilisé pour calculer des valeurs intégrées sur 10 min.

7.1.2 Test equipment

The description of the measurements assumes application of a measurement system with elements as illustrated in figure 1.



IEC 2624/01

NOTE Alternative configurations may be applied e.g. the analogue transducers and filters may be replaced by software implementations of their functions as part of the digital data acquisition system. The various elements may be physically separate or be incorporated within a single instrument.

Figure 1 – Assumed elements of measurement system

The measurement equipment shall comply with the specifications given in table 1.

Table 1 – Specification of requirements for measurement equipment

Equipment	Required accuracy	Compliance with standard
Voltage transformers	class 1,0	IEC 60186
Current transformers	class 1,0	IEC 60044-1
Apparent power transducers	class 1,0	IEC 60688
Active power transducers	class 1,0	IEC 60688
Reactive power transducers	class 1,0	IEC 60688
Anemometer	±0,5 m/s	–
Filter + A/D converter + data acquisition system	1 % of full scale	–

The measurement equipment range and response shall be sufficient to measure the relevant fluctuations. The required range and response depends on the measurement.

The range shall, in general, be as small as possible aiming at the best overall accuracy. Further guidance for selecting the appropriate range is given in the subsequent clauses.

The combined response of the sensors, transducers and low-pass filters, excluding the anemometer (see note), shall be faster than the required cut-off frequency specified in 7.2 to 7.7. The sampling rate of the data acquisition system for storing the low-pass filtered signals shall always be at least twice the cut-off frequency.

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.

NOTE No particular requirement is set to the response time of the anemometer as this is applied to calculate ten-minute-average values only.

7.2 Données assignées

Les données assignées doivent être identifiées sur la base des informations du fabricant.

7.3 Puissance autorisée maximale

La puissance autorisée maximale, P_{mc} doit être vérifiée sur la base des informations du fabricant.

7.4 Puissance mesurée maximale

La puissance mesurée maximale doit être mesurée, à la fois 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 doit être mesurée aux bornes de l'aérogénérateur;
- le mesurage doit être fait 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. Ici, la vitesse du vent est mesurée en tant que valeurs intégrées sur 10 min;
- la vitesse du vent doit être mesurée en accord avec 7.1.2;
- les données mesurées doivent être inspectées et des données incorrectes doivent être supprimées;
- la puissance mesurée doit être transformée en données intégrées sur 0,2 s et sur 60 s en faisant la moyenne par blocs;
- $P_{0,2}$ doit être déterminée comme la valeur valide et la plus élevée, intégrée sur 0,2 s, enregistrée pendant la période de mesurage;
- P_{60} doit être déterminée comme la valeur valide et la plus élevée, intégrée sur 60 s, enregistrée pendant la période de mesurage.

Les mesures doivent être faites avec l'installation de mesurage spécifiée à la figure 1, et en utilisant des transformateurs de tension et de courant, un transducteur de puissance et un anémomètre satisfaisant aux spécifications du Tableau 1. La fréquence de coupure du mesurage de tension et de courant doit être d'au moins 5 Hz. Pour vous guider, vous pouvez utiliser comme pleine échelle de mesurage de puissance deux fois la puissance assignée de l'éolienne.

7.5 Puissance réactive

La relation entre la puissance active et réactive doit être mesurée, ainsi elle peut être formulée selon 6.5. 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'aérogénérateur;
- le mesurage doit être fait de sorte qu'au moins cinq séries temporelles de mesures de puissances active et réactive, 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. Ici, la vitesse du vent est mesurée en tant que valeurs intégrées sur 10 min;
- les données échantillonnées doivent être transformées en données intégrées sur 10 min en faisant la moyenne par blocs, pour chaque période de 10 min;
- les données intégrées sur 10 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;
- la puissance réactive à P_{mc} , P_{60} et $P_{0,2}$ doit être déterminée par l'extrapolation de la relation mesurée entre la puissance active et réactive ou en étendant les mesures ci-dessus, si nécessaire.

7.2 Rated data

Based on manufacturer's information, the rated data shall be identified.

7.3 Maximum permitted power

Based on manufacturer's information, the maximum permitted power P_{mc} shall be verified.

7.4 Maximum measured power

The maximum measured power shall be measured both as a 60-second-average value, P_{60} and as a 0,2-second-average value, $P_{0,2}$ applying the following procedure:

- measurements shall be sampled during continuous operation only;
- the 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. Here, the wind speed is measured as 10 min average values;
- the wind speed shall be measured according to 7.1.2;
- the measured data shall be inspected and erroneous data shall be deleted;
- the measured power shall be transferred to 0,2-second-average data and 60-second-average data by block averaging;
- $P_{0,2}$ shall be determined as the highest valid 0,2-second-average value recorded during the measurement period;
- P_{60} shall be determined as the highest valid 60-second-average value recorded during the measurement period.

The measurements shall be taken with a measurement set-up as specified in figure 1, and by applying voltage and current transformers, a power transducer and an anemometer with specifications according to table 1. The cut-off frequency of the power measurement shall be at least 5 Hz. As a guide, the full-scale range for measuring the power may be two times the rated power of the wind turbine.

7.5 Reactive power

The relationship between the active and reactive power shall be measured so that it can be stated according to 6.5. 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 five 10 min time-series of active and reactive power 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 sampled data shall be transferred to 10 min average data by applying block averaging for each 10 min period;
- the 10 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;
- the reactive power at P_{mc} , P_{60} and $P_{0,2}$ shall be determined by extrapolation of the measured relation between the active and reactive power, or by extending the above measurements if needed.

Les mesures doivent être faites avec l'installation de mesure spécifiée à la figure 1, et en utilisant des transformateurs de tension et de courant, et des transducteurs de puissances active et réactive satisfaisant aux spécifications du Tableau 1. Aucune prescription particulière n'est demandée pour la fréquence de coupure de mesurage des puissances active et réactive, du fait que celui-ci est uniquement utilisé pour calculer des valeurs intégrées sur 10 min.

7.6 Fluctuations de tension

Comme indiqué en 7.1.1, l'éolienne à l'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 le mesurage d'essai est fait. D'ailleurs, 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, cette norme 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.

L'utilisation du réseau fictif est décrite en 7.6.1. Les procédures additionnelles de mesurage pour les fluctuations de tension sont partagées en procédures pour le fonctionnement continu (7.6.2) et celles pour les opérations de commutation (7.6.3). 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 changements de tension pendant les opérations de commutation ont les caractéristiques d'un certain nombre d'événements limités dans le temps, non coïncidents.

7.6.1 Réseau fictif

Le diagramme de constitution du réseau fictif est représenté à la Figure 2.

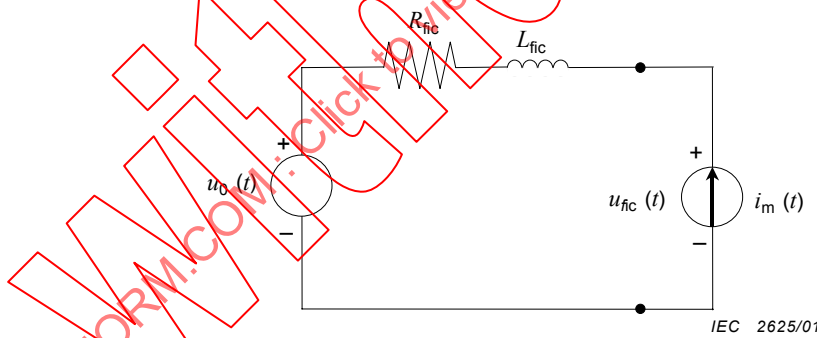


Figure 2 – Réseau fictif pour la simulation d'une tension fictive

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:

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

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:

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

The measurements shall be taken with a measurement set-up as specified in figure 1, and by applying voltage and current transformers and active and reactive power transducers with specifications according to table 1. No particular requirement is set to the cut-off frequency of the active and reactive power measurements as these are applied to give 10 min average values.

7.6 Voltage fluctuations

As stated in 7.1.1, 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 standard 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.

The application of the fictitious grid is further described in 7.6.1. The additional measurement procedures for voltage fluctuations are separated into procedures for continuous operation (see 7.6.2) and switching operations (see 7.6.3). 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.

7.6.1 Fictitious grid

The phase diagram of the fictitious grid is shown in figure 2.

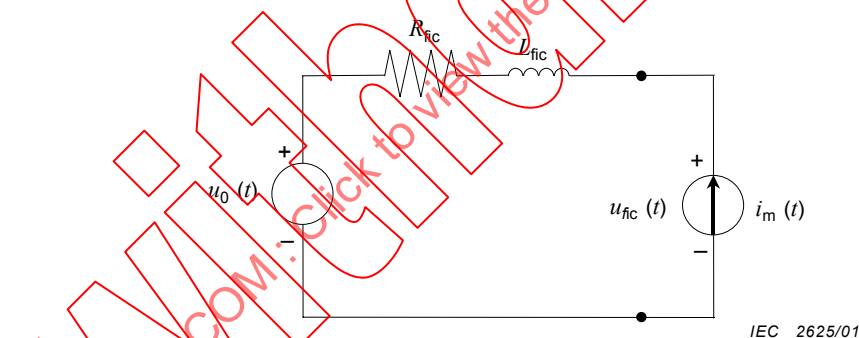


Figure 2 – Fictitious grid for simulation of fictitious voltage

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:

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

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;
- $u_0(t)$ must 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 $|u_{fic}(t) - u_0(t)| \ll |u_0(t)|$.

Pour satisfaire à ces propriétés, $u_0(t)$ est défini comme:

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

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.

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

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 choisis pour obtenir l'angle de phase d'impédance de réseau approprié ψ_k , en appliquant l'équation 4 ci-dessous:

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

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

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

Un rapport approprié entre $S_{k,fic}$ et 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 mesure prescrite par la CEI 61000-4-15. Puisque l'intention de la procédure décrite par 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. Pour obtenir des fluctuations de tension simulées dans la plage du flickermètre, cette norme suggère, comme guide, d'utiliser un rapport de 50 entre $S_{k,fic}$ et S_n , bien qu'il soit de la responsabilité du contrôleur de choisir le rapport approprié. Le rapport réel choisi n'affectera pas les coefficients résultants, tant que le rapport choisi n'amène pas l'appareil en dehors de sa plage valide.

7.6.2 Fonctionnement continu

Le coefficient de papillotement $c(\psi_k, v_a)$ doit être déterminé, ainsi il peut être stipulé en accord avec 6.6.1. Ceci doit être fait par mesure et par simulation.

Ce paragraphe donne la procédure détaillée, tandis qu'un résumé informatif est donné dans l'article B.1.

Le mesurage suivant doit être réalisé:

- Les trois courants instantanés de phase et les trois tensions instantanées phase-neutre doivent être mesurés aux bornes de l'éolienne. Voir également la note 1.
- Le mesurage doit être fait 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 intégrées sur 10 min.

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

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

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.

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

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:

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

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

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

A proper ratio between $S_{k,fic}$ and S_n must 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. To obtain simulated voltage fluctuations within the flickermeter range, this standard suggests as a guide to use a ratio of 50 between $S_{k,fic}$ and S_n , though it is the responsibility of the assessor to select the appropriate ratio. The actual ratio selected will not affect the resulting coefficients as long as the selected ratio does not bring the instrument outside its valid range.

7.6.2 Continuous operation

The flicker coefficient $c(\psi_k, v_a)$ shall be determined so it can be stated according to 6.6.1. 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.

- c) La vitesse du vent doit être mesurée en accord avec 7.1.2.
- d) Les opérations de commutation sont exclues, sauf celles qui concernent la commutation de condensateurs, se produisant pendant le fonctionnement continu de l'éolienne.

Les mesures doivent être faites avec l'installation de mesurage spécifiée à la figure 1 et en utilisant des transformateurs de tension et de courant et un anémomètre satisfaisant aux caractéristiques du Tableau 1. La fréquence de coupure du mesurage de tension et de courant doit être d'au moins 400 Hz. Voir la note 2.

Les mesures doivent être traitées pour déterminer le coefficient de papillotement de l'éolienne comme une 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 6.6.1.

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.

- 1) La série temporelle mesurée doit être combinée avec l'équation 1 pour donner la série temporelle de tension $u_{fic}(t)$.
- 2) La série temporelle de tension $u_{fic}(t)$ doit être introduite dans l'algorithme de papillotement conformément à 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.
- 3) Le coefficient de papillotement doit être déterminé pour chacune des valeurs d'émission de papillotement calculées par l'application de:

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

où

S_n est la puissance apparente assignée de l'éolienne, et

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

Voir également la 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 6.6.1, la fréquence d'occurrence présumée $f_{y,i}$ des vitesses dans la $i^{ème}$ tranche de vitesses de vent doit correspondre à une loi de Rayleigh, c'est-à-dire:

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

où

v_i est le point médian de la $i^{ème}$ 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 $i^{ème}$ tranche de vitesses de vent est donnée par:

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

- c) The wind speed shall be measured according to 7.1.2.
- d) Switching operations are excluded except such as switching of capacitors that occur during continuous operation of the wind turbine.

The measurements shall be taken with a measurement set-up as specified in figure 1, and by applying voltage and current transformers and an anemometer with specifications according to table 1. The cut-off frequency of the voltage and current measurements shall be at least 400 Hz. See note 2.

The measurements must 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 6.6.1.

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:

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

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 6.6.1, 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.:

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

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:

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

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 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 quatre-vingt-dix-neuvième 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:

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

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 quatre-vingt-dix-neuvième 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 quatre-vingt-dix-neuvième centile.

Les points 4) à 8) de la procédure ci-dessus sont encore expliqués à 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. Considérant que l'émission de papillotement d'une éolienne est une fonction 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, les tensions entre phases doivent être mesurées et les tensions phase-neutre doivent être 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:

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

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.

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 $v_{\text{cut-in}}$ and 15 m/s by inserting calculated values of $f_{y,i}$ and $f_{m,i}$ in the equation 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:

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

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 must 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 L'algorithme de papillotement décrit par 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 prescrite dans cette norme pour le mesurage 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 encore expliquée en B.4.1.

NOTE 4 Le quatre-vingt-dix-neuvième centile est appliqué en tant que limites d'émission de papillotement, habituellement lié à ce centile.

NOTE 5 Comme spécifié en 6.6.1, $c(\psi_k, v_a)$ doit être déterminé respectivement pour $v_a = 6$ m/s, 7,5 m/s, 8,5 m/s et 10 m/s. De plus, comme spécifié dans ce paragraphe, le mesurage est seulement prescrit 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 quatre-vingt-dix-neuvième 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 en accord avec ce paragraphe comme le quatre-vingt-dix-neuvième centile de l'ensemble des données, il peut représenter de plus faibles centiles pour des distributions de vitesses de vent, distribuées suivant une loi Rayleigh, avec $v_a = 7,5$ m/s, 8,5 m/s et 10 m/s. Ceci est encore expliqué à l'article B.3. Il est cependant jugé que l'incertitude des centiles réels ne justifie pas de demander un mesurage aux vitesses de vent plus élevées, pour étendre l'ensemble des données et consolider les quatre-vingt-dix neuvièmes 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 prescrite. Toutefois, il est possible, pour les utilisateurs de cette norme, d'accepter d'inclure un mesurage au-dessus de 15 m/s, afin d'améliorer la précision de $c(\psi_k, v_a)$ pour $v_a > 6$ m/s.

7.6.3 Opérations de commutation

A partir des informations du fabricant, les nombres maxima d'opérations de commutation, N_{10} et N_{120} doivent être déterminés pour chaque type d'opération de commutation spécifié en 6.6.2a), 6.6.2b) et 6.6.2c). 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 avoir:

- $N_{10} = 10$ et $N_{120} = 120$ pour 6.6.2a) et 6.6.2c);
- $N_{10} = 1$ et $N_{120} = 12$ pour 6.6.2b).

Un mesurage, les simulations et calculs en découlant doivent être préparés pour déterminer le facteur de variations 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 6.6.2a), 6.6.2b) et 6.6.2c).

Ce paragraphe donne la procédure détaillée, tandis qu'un résumé informatif est donné à l'article B.2.

Considérant que 6.6.2a) et 6.6.2b) spécifient chacun une commutation à une vitesse de vent spécifique, il est de la responsabilité du contrôleur d'identifier les conditions de 6.6.2c). Ceci peut être fait par évaluation de la conception de l'éolienne ou si cela ne donne pas d'indication suffisante, un mesurage doit être fait pour identifier les conditions pour le point 6.6.2c). Voir également la note 1 de 6.6.2.

Pour déterminer le facteur de variations de tension $k_u(\psi_k)$, et le facteur de papillotement sur un échelon $k_f(\psi_k)$, le mesurage suivant doit être préparé:

- a) les trois courants instantanés de phase et les trois tensions instantanées phase-neutre doivent être mesurés aux bornes de l'éolienne. Voir également la note 2 de 7.6.2;
- b) le mesurage doit être fait pendant une période, T_p , assez longue pour s'assurer que le transitoire de l'opération de commutation est passé, mais cependant limitée pour exclure les fluctuations éventuelles de puissance dues aux turbulences;
- c) afin de s'assurer que les résultats du mesurage sont représentatifs des conditions moyennes normales, il convient d'exécuter chaque cas cinq fois;
- d) la vitesse du vent doit être mesurée selon 7.1.2. Il est prescrit que la vitesse du vent intégrée sur 10 min, pendant l'opération de commutation, soit dans une plage de ± 2 m/s par rapport à la vitesse de vent prescrite.

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 standard. 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 6.6.1, $c(\psi_k, v_a)$ shall be determined for $v_a = 6$ m/s, 7,5 m/s, 8,5 m/s and 10 m/s respectively. Further, 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 standard 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.

7.6.3 Switching operations

Based on manufacturer's information, the maximum number of switching operations, N_{10} and N_{120} shall be determined for each type of switching operation specified in 6.6.2a), 6.6.2b) and 6.6.2c). 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:

- $N_{10} = 10$ and $N_{120} = 120$ for 6.6.2a) and 6.6.2c);
- $N_{10} = 1$ and $N_{120} = 12$ for 6.6.2b).

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 6.6.2a), 6.6.2b) and 6.6.2c).

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

Whereas 6.6.2a) and 6.6.2b) each specify a switching at a specific wind speed, it is the task of the assessor to identify the conditions of 6.6.2c). This may be done by assessment of the wind turbine design, or if this does not give sufficient evidence, measurements must be taken to identify the conditions for 6.6.2c). See also note 1 in 6.6.2.

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

- a) the three instantaneous line currents and the three instantaneous phase-to-neutral voltages shall be measured at the wind turbine terminals. See also note 2 in 7.6.2;
- b) the measurements must 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;
- c) in order to ensure that the results of the measurements are representative of the normal average conditions, each case should be performed five times;
- d) the wind speed shall be measured according to 7.1.2. It is required that the 10 min average wind speed during the switching operation is within a range of ± 2 m/s of the required wind speed.

Les mesures doivent être faites avec l'installation de mesure spécifiée à la figure 1, et en utilisant des transformateurs de tension et de courant et un anémomètre satisfaisant aux caractéristiques du Tableau 1. La fréquence de coupure du mesure de tension et de courant doit être d'au moins 1 500 Hz (voir la note 1). Pour vous guider et pour les éoliennes utilisant un «démarrage 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 pour vous guider, 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 variations 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 en accord avec la définition ci-dessous:

$$k_f(\psi_k) = \frac{1}{130} \cdot \frac{S_{k,fic}}{S_n} \cdot P_{st,fic} \cdot T_p^{0.31} \quad (11)$$

Voir également la note 2.

- 4) Le facteur de variations de tension $k_u(\psi_k)$ doit être déterminé en accord avec la définition ci-dessous:

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

où

$U_{fic,min}$ est la valeur efficace minimale sur une période, de la tension sur le réseau fictif, pendant l'opération de commutation et

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

Voir également la note 3.

- 5) Le facteur de papillotement sur un échelon et le facteur de variations 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 à un «démarrage en douceur» de l'électronique de puissance sont correctement inclus dans les facteurs de variations de tension et dans les facteurs de papillotement sur un échelon. Voir également la note 2 de 7.6.2.

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 La formule définissant le facteur de variations de tension est encore expliquée en B.4.3.

7.7 Harmoniques

Ce paragraphe est uniquement applicable aux éoliennes avec un convertisseur électronique de puissance.

Pour une éolienne avec un convertisseur électronique de puissance les courants harmoniques maxima issus de l'éolienne pendant le fonctionnement continu doivent être déterminés de sorte que ceux-ci puissent être stipulés suivant 6.7.

The measurements shall be taken with a measurement set-up as specified in figure 1, and by applying voltage and current transformers and an anemometer with specifications according to table 1. The cut-off frequency of the voltage and current measurements shall be at least 1 500 Hz (see note 1). As a guide, 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 guide, 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 $u_{\text{fic}}(t)$.
- 2) The simulated voltage time-series of $u_{\text{fic}}(t)$ shall be input to the flicker algorithm in compliance with IEC 61000-4-15 to give one flicker emission value $P_{\text{st, fic}}$ on the fictitious grid for each time-series of $u_{\text{fic}}(t)$. This will result in 15 values of $P_{\text{st, fic}}$ 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 definition below.

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

See also note 2.

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

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

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 3.

- 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 7.6.2.

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

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

7.7 Harmonics

This subclause is relevant only for wind turbines with a power electronic converter.

For a wind turbine with a power electronic converter, the maximum harmonic currents generated by the wind turbine during continuous operation shall be determined so that these can be stated according to 6.7.

Les courants harmoniques doivent être mesurés aux bornes de l'aérogénérateur selon la CEI 61000-4-7. La classe la plus élevée de précision doit être appliquée, comme définie dans la CEI 61000-4-7.

Les résultats doivent être basés sur des temps d'observation de 10 min (voir la note).

La procédure de mesurage doit convenir aux éoliennes, c'est-à-dire que l'on peut s'attendre à ce que l'amplitude des courants harmoniques produits puisse varier sur des périodes finies de quelques secondes.

NOTE Les données intégrées sur 10 min sont utilisées au lieu des données à plus court terme parce qu'il est plus facile de les mesurer et parce les résultats sont espérés très semblables à ceux des données à plus court terme.

8 Évaluation de la qualité de puissance

8.1 Généralités

Cet article donne des méthodes pour estimer la qualité de puissance attendue d'une éolienne ou d'un groupe d'éoliennes une fois déployé sur un site spécifique (voir la note 3 de 7.1.1), et pour permettre de comparer les résultats aux prescriptions d'autres normes CEI.

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

Les méthodes pour évaluer la conformité aux prescriptions de qualité de puissance sont valides pour des éoliennes avec un point de couplage commun aux réseaux d'énergie électrique MT ou HT à fréquence fixe à ± 1 Hz, et avec des possibilités de régulation de puissances active et réactive suffisantes et une charge suffisante pour absorber la production d'énergie éolienne. Dans les autres cas, les principes pour évaluer la conformité aux prescriptions de qualité de puissance peuvent toujours être utilisés comme guide.

Si l'installation de l'éolienne est à proximité d'un dispositif de commande continu de tension actif, les méthodes décrites dans les paragraphes suivants peuvent donner des résultats pessimistes.

Les méthodes supposent que l'installation de l'éolienne se compose d'une ou plusieurs éoliennes avec des caractéristiques de qualité de puissance mesurées comme il est prescrit dans cette norme. Il est cependant de la responsabilité du contrôleur de veiller à prendre en compte l'effet de tous les systèmes de commande additionnels ou tout autre appareil qui peut faire partie de l'installation.

Les procédures d'évaluation décrites peuvent être utilisées pour appuyer la conception du raccordement au réseau, bien qu'une conception correcte nécessite également la considération de tous les autres aspects, de la planification du réseau à l'évaluation des signaux de contrôle d'ondulation (voir la note).

NOTE Dans certains pays, les signaux de contrôle d'ondulation sont utilisés dans un but de contrôle de charge ou de tarif. Généralement, ces systèmes fonctionnent dans la gamme des fréquences de 110 Hz à 3 000 Hz, selon l'usage local.

Le raccordement des générateurs synchrones ou à induction au réseau d'énergie électrique peut entraîner un amortissement excessif des signaux de contrôle d'ondulation au niveau des éoliennes. Pour éviter ceci, l'utilisation d'un dispositif de réduction de l'amortissement (notamment un filtre actif ou passif) peut être nécessaire.

En raison des différentes caractéristiques des divers systèmes, aucun conseil général ne peut être donné pour évaluer l'effet de l'amortissement d'un générateur, mais l'attention doit être portée sur ce point en évaluant l'impact d'une éolienne sur le réseau d'énergie électrique.

The harmonic currents shall be measured at the WT terminals in accordance with IEC 61000-4-7. The highest accuracy class as defined in IEC 61000-4-7 shall be applied.

Results shall be based on observation times of 10 min (see note).

The measurement procedure shall be suitable for wind turbines, i.e. where the magnitude of the harmonic currents produced can be expected to change over periods of a few seconds.

NOTE Ten minute average data are applied instead of shorter-term data because 10 min average data are easier to measure, and because the results are expected to be very similar to shorter-term data.

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 (see note 3 of 7.1.1), 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 guide.

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 and sufficient load to absorb the wind power production. In other cases, the principles for assessing compliance with power quality requirements may still be used as a guide.

If the wind turbine installation is in proximity to any active continuous voltage control device, the methods outlined in the subsequent subclauses may give pessimistic results.

The methods assume the wind turbine installation to consist of one or more wind turbines with power quality characteristics measured as prescribed in this standard. It is the responsibility of the assessor however to make sure to include the effect of any additional control systems or other equipment that may be part of the installation.

The described assessment procedures may be used to support the design of the grid connection, though proper design requires also other aspects to be considered including anything from network planning to assessment of ripple control signals (see note).

NOTE In some countries, ripple control signals are used for purposes such as load or tariff control. Generally, these systems operate in the frequency range from 110 Hz to 3 000 Hz, depending on local practice.

The connection of synchronous or induction generators to the power system may cause excessive damping of the ripple control signals in the vicinity of the wind turbines. To avoid this, the use of a mitigation device (namely an active or a passive filter) can be necessary.

Because of the different characteristics of the various systems, no general guidance can be given for evaluating the damping effect of a generator, but attention must be paid to this issue when assessing the impact of a wind turbine on the power grid.

8.2 Tension en régime établi

Le fonctionnement d'une installation d'éoliennes peut affecter la tension en régime établi du réseau connecté. Il est recommandé de conduire des analyses de flux de charges pour évaluer cet effet, c'est-à-dire pour s'assurer que l'installation d'éoliennes n'entraîne pas d'amplitude de tension en dehors des limites prescrites.

En fonction du domaine d'analyse du flux de charges, il peut être pertinent de supposer que l'installation des éoliennes délivre P_{mc} et Q_{mc} ou P_{60} et Q_{60} ou $P_{0,2}$ et $Q_{0,2}$.

Une installation avec plusieurs éoliennes peut être évaluée en prenant en compte sa puissance de sortie au point de couplage commun. Les données intégrées sur 10 min (P_{mc} et Q_{mc}) et les données intégrées sur 60 s (P_{60} et Q_{60}) peuvent être calculées par simple sommation, tandis que les données intégrées sur 0,2 s ($P_{0,2}$ et $Q_{0,2}$) peuvent être calculées suivant les équations 13 et 14 ci-dessous:

$$P_{0,2\Sigma} = \sum_{i=1}^{N_{wt}} P_{n,i} + \sqrt{\sum_{i=1}^{N_{wt}} (P_{0,2,i} - P_{n,i})^2} \quad (13)$$

$$Q_{0,2\Sigma} = \sum_{i=1}^{N_{wt}} Q_{n,i} + \sqrt{\sum_{i=1}^{N_{wt}} (Q_{0,2,i} - Q_{n,i})^2} \quad (14)$$

où N_{wt} est le nombre d'éoliennes du groupe.

NOTE Les équations 13 et 14 supposent que les niveaux de puissance maximale des éoliennes ne sont pas corrélés entre eux. Sur un réseau de faible puissance, avec des générateurs à induction, les éoliennes peuvent devenir synchronisées ce qui peut accentuer les crêtes/creux de puissance liés au passage de pales. L'addition des excursions de puissance de crêtes comme cela est fait dans les équations 13 et 14 peut sous-estimer l'impact réel sur la qualité de puissance.

8.3 Fluctuations de tension

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:

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

8.2 Steady-state voltage

Operation of a wind turbine installation may affect the steady-state voltage in the connected network. It is recommended that load-flow analyses are conducted to assess this effect, i.e. to ensure that the wind turbine installation does not bring the magnitude of the voltage outside the required limits.

Depending on the scope of the load-flow analysis, it may be relevant to assume the wind turbine installation to supply P_{mc} and Q_{mc} or P_{60} and Q_{60} or $P_{0,2}$ and $Q_{0,2}$.

An installation with multiple wind turbines may be assessed assuming its output power at the PCC. Ten minute average data (P_{mc} and Q_{mc}) and 60 s average data (P_{60} and Q_{60}) may be calculated by simple summation, whereas 0,2 s average data ($P_{0,2}$ and $Q_{0,2}$) may be calculated according to equation 13 and equation 14 below.

$$P_{0,2\Sigma} = \sum_{i=1}^{N_{wt}} P_{n,i} + \sqrt{\sum_{i=1}^{N_{wt}} (P_{0,2,i} - P_{n,i})^2} \quad (13)$$

$$Q_{0,2\Sigma} = \sum_{i=1}^{N_{wt}} Q_{n,i} + \sqrt{\sum_{i=1}^{N_{wt}} (Q_{0,2,i} - Q_{n,i})^2} \quad (14)$$

where N_{wt} is the number of wind turbines in the group.

NOTE Equation 13 and equation 14 assume that maximum power levels between wind turbines are uncorrelated. On a weak grid with induction generators, the turbines may become synchronized which may accentuate power peaks/troughs associated with blade passage. Addition of peak power excursions as done in equation 13 and equation 14 may underestimate the actual power quality impact.

8.3 Voltage fluctuations

The flicker emissions from a wind turbine installation must 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.

Further, the relative voltage change due to a wind turbine installation must be limited in accordance with equation 17 below.

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

où

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

$\frac{\Delta U_{\text{dyn}}}{U_n}$ 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 par 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.

8.3.1 Fonctionnement continu

L'émission de papillotement au quatre-vingt-dixième centile d'une éolienne unique, pendant le fonctionnement continu, doit être estimée en appliquant l'équation 18 ci-dessous:

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

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; et

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 du mesurage décrit en 7.6.2, en appliquant une interpolation linéaire.

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

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

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.

NOTE L'équation 19 suppose que les niveaux de puissance maximale des éoliennes ne sont pas corrélés entre eux. Sur un réseau de faible puissance, avec des générateurs à induction, les éoliennes peuvent devenir synchronisées ce qui peut accentuer les crêtes/creux de puissance liés au passage de pale. Si c'est le cas, l'équation 19 peut sous-estimer l'impact réel sur la qualité de puissance.

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.

8.3.1 Continuous operation

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

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

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 7.6.2 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.

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

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.

NOTE Equation 19 assumes that maximum power levels between wind turbines are uncorrelated. On a weak grid with induction generators, the turbines may become synchronized which may accentuate power peaks/troughs associated with blade passage. If this is the case, equation 19 may underestimate the actual power quality impact.

8.3.2 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:

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

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

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 du mesurage décrit en 7.6.3, en appliquant une interpolation linéaire.

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

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

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

où

$N_{10,i}$ et $N_{120,i}$ 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 assignée de l'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 un comptage adéquat 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:

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

où

d est la variation relative de tension en %;

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

Le facteur de variations de tension de l'éolienne pour le ψ_k réel sur le site peut être trouvé à partir du tableau de données, résultat du mesurage décrit en 7.6.3, en appliquant une interpolation linéaire.

Dans le cas où plusieurs éoliennes seraient 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.

8.3.2 Switching operations

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

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

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

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 7.6.3 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 22 and equation 23 below.

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

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

where

$N_{10,i}$ and $N_{120,i}$ 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 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 account 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.

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

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 7.6.3 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 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.

8.4 Harmoniques

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

Une éolienne avec un générateur à induction directement connecté au système électrique (c'est-à-dire sans convertisseur électronique de puissance) n'est pas réputée provoquer de distorsion harmonique significative. Par conséquent, cette norme ne prescrit aucune autre évaluation de cette dernière. Voir également la note 1 de 6.7.

Pour une éolienne avec un générateur synchrone directement connecté (c'est-à-dire sans convertisseur électronique de puissance), les prescriptions de la CEI 60034-1, concernant les irrégularités de la forme d'onde, doivent être satisfaites. Alors l'éolienne donnera seulement une émission très limitée de courants harmoniques et par conséquent cette norme ne prescrit aucune autre évaluation de ces derniers. Voir également la note 2 de 6.7.

Pour une éolienne avec un convertisseur électronique de puissance, il convient de trouver les limites applicables pour l'émission des harmoniques en appliquant les directives données par 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:

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

où

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

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

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

$I_{h,i}$ est la distorsion harmonique de courant d'ordre h à la i^{ème} éolienne;

β est l'exposant donné au Tableau 2.

Si les éoliennes sont égales et leurs convertisseurs commutés par le réseau, les harmoniques sont probablement en phase et $\beta = 1$ doit être utilisé pour tous les ordres harmoniques.

Tableau 2 – Spécifications des exposants suivant la CEI 61000-3-6

Ordre harmonique	β
$h < 5$	1,0
$5 \leq h \leq 10$	1,4
$h > 10$	2,0

L'équation 25 ne tient pas compte de l'utilisation de transformateurs avec différents groupes de vecteurs qui peuvent annuler des harmoniques particuliers. Si c'est le cas, il convient d'en faire un compte adéquat pour inclure cet effet.

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.

8.4 Harmonics

The harmonic currents shall be limited to the degree needed to avoid unacceptable harmonic voltages at the PCC.

A wind turbine with an induction generator directly connected to the electricity system (i.e. without a power electronic converter) is not expected to cause any significant harmonic distortion. Hence, this standard does not require any further assessment of these. See also note 1 to 6.7.

For a wind turbine with a directly connected synchronous generator (i.e. without a power electronic converter), the requirements of IEC 60034-1 of irregularities of waveform shall be met. Then the wind turbine will only give a very limited emission of harmonic currents, and hence this standard does not require any further assessment of these. See also note 2 in 6.7.

For a wind turbine with a power electronic converter, the applicable limits for emission of harmonics should 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:

$$I_{h\Sigma} = \beta \sqrt{\sum_{i=1}^{N_{wt}} \left(\frac{I_{h,i}}{n_i} \right)^2} \quad (25)$$

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 the exponent given in table 2.

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.

Table 2 – 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

Equation 25 does not take account of the use of transformers with different vector groups that may cancel out particular harmonics. If this is the case, adequate account should be taken to include the effect of this.

Annexe A (informative)

Modèle de format de rapport

Ce modèle de format de rapport suggère un format du compte rendu des résultats de mesures caractérisant les paramètres de qualité de puissance d'une éolienne.

COMPTE RENDU DES RÉSULTATS D'ESSAIS DE QUALITÉ DE PUISSANCE DE L'ÉOLIENNE

Les caractéristiques consignées sont uniquement valides pour la configuration spécifique de l'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.

Nom d'organisme d'essais	
Numéro du compte rendu	
Désignation de type d'éolienne	
Fabricant de l'éolienne	
Numéro de série de l'éolienne essayée	

L'éolienne identifiée ci-dessus a été essayée suivant la CEI 61400-21.

Ce compte rendu d'essais est accompagné des documents spécifiés ci-dessous.

Type d'informations	Nom et date du document
Description de l'éolienne essayée, y compris la configuration des paramètres de commande	
Description du site d'essai et du raccordement au réseau	
Description des appareils d'essai	
Description des conditions d'essai	
Note des dérogations à la CEI 61400-21	

Auteur	
Vérifié	
Approuvé	
Date d'émission	

Les paramètres caractéristiques qui sont déterminés d'une manière différente de celle décrite dans la CEI 61400-21 sont repérés. Ceci inclut les paramètres qui sont calculés au lieu d'être mesurés. Les documents avec des dérogations à la CEI 61400-21 décrivent les procédures alternatives qui ont été appliquées.

Les paramètres caractéristiques résultants sont donnés ci-dessous.

Annex A (informative)

Sample report format

This sample report format gives a suggested format for reporting the results of measurements for characterizing the power quality parameters of a wind turbine.

REPORT ON RESULTS OF WIND TURBINE POWER QUALITY TESTS

The reported characteristics are valid for the specific configuration of the assessed wind turbine 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.

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 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 Données générales

Type d'éolienne (axe horizontal/vertical)	
Nombre de pales	
Diamètre du rotor (m)	
Hauteur du moyeu (m)	
Commande de pale (pas/blocage)	
Commande de vitesse (fixe/deux vitesses/variable)	
Type de générateur et caractéristiques assignées (kW)	
Type de convertisseur de fréquence et caractéristiques assignées (kW)	
Identification des bornes de l'éolienne	

A.2 Données assignées

Puissance assignée, P_n (kW)	
Vitesse du vent assignée, v_n (m/s)	
Puissance apparente assignée, S_n (kVA)	
Puissance réactive assignée, Q_n (kvar)	
Courant assigné, I_n (A)	
Tension assignée, U_n (V)	

A.3 Puissance autorisée maximale

Valeur évaluée, P_{mc} (kW)	
Valeur normalisée, $p_{mc} = P_{mc}/P_n$	

A.4 Puissance mesurée maximale

A.4.1 Valeur intégrée sur 60 s

Valeur mesurée, P_{60} (kW)	
Valeur normalisée, $p_{60} = P_{60}/P_n$	

A.1 General data

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 (kW)	
Identification of wind turbine terminals	

A.2 Rated data

Rated power, P_n (kW)	
Rated wind speed, v_n (m/s)	
Rated apparent power, S_n (kVA)	
Rated reactive power, Q_n (kvar)	
Rated current, I_n (A)	
Rated voltage, U_n (V)	

A.3 Maximum permitted power

Assessed value, P_{mc} (kW)	
Normalized value, $p_{mc} = P_{mc} / P_n$	

A.4 Maximum measured power**A.4.1 60 s average value**

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

A.4.2 Valeur intégrée sur 0,2 s

Valeur mesurée, $P_{0,2}$ (kW)	
Valeur normalisée, $p_{0,2} = P_{0,2}/P_n$	

A.5 Puissance réactive

Puissance de sortie (% de P_n)	Puissance de sortie (kW)	Puissance réactive (kvar)
0		
10		
20		
30		
40		
50		
60		
70		
80		
90		
100		

Puissance réactive évaluée à P_{mc} (kvar)	
Puissance réactive évaluée à P_{60} (kvar)	
Puissance réactive évaluée à $P_{0,2}$ (kvar)	

A.6 Fluctuations de tension

A.6.1 Fonctionnement continu

Angle de phase de l'impédance du réseau, ψ_k (degrés)	30	50	70	85
Moyenne annuelle de la vitesse du vent, v_a (m/s)	Coefficient de papillotement, $c(\psi_k, v_a)$			
6,0				
7,5				
8,5				
10,0				

A.4.2 0,2 s average value

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

A.5 Reactive power

Output power (% of P_n)	Output power (kW)	Reactive power (kvar)
0		
10		
20		
30		
40		
50		
60		
70		
80		
90		
100		

Assessed reactive power at P_{mc} (kvar)	
Assessed reactive power at P_{60} (kvar)	
Assessed reactive power at $P_{0,2}$ (kvar)	

A.6 Voltage fluctuations**A.6.1 Continuous operation**

Network impedance phase angle, ψ_k (deg.)	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.6.2 Opérations de commutation

Cas d'opération de commutation	Mise en marche à la vitesse de démarrage			
Nombre maximal d'opérations de commutation, N_{10}				
Nombre maximal d'opérations de commutation, N_{120}				
Angle de phase de l'impédance du réseau, ψ_k (degrés)	30	50	70	85
Facteur de papillotement sur un échelon, $k_f(\psi_k)$				
Facteur de variations de tension, $k_u(\psi_k)$				

Cas d'opération de commutation	Mise en marche à la vitesse de vent assignée			
Nombre maximal d'opérations de commutation, N_{10}				
Nombre maximal d'opérations de commutation, N_{120}				
Angle de phase de l'impédance du réseau, ψ_k (degrés)	30	50	70	85
Facteur de papillotement sur un échelon, $k_f(\psi_k)$				
Facteur de variations de tension, $k_u(\psi_k)$				

Cas d'opération de commutation	Plus mauvais cas de commutation entre générateurs			
Nombre maximal d'opérations de commutation, N_{10}				
Nombre maximal d'opérations de commutation, N_{120}				
Angle de phase de l'impédance du réseau, ψ_k (degrés)	30	50	70	85
Facteur de papillotement sur un échelon, $k_f(\psi_k)$				
Facteur de variations de tension, $k_u(\psi_k)$				

A.6.2 Switching operations

Case of switching operation	Start-up at cut-in wind speed			
Maximum number of switching operations, N_{10}				
Maximum number of switching operations, N_{120}				
Network impedance phase angle, ψ_k (deg.)	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			
Maximum number of switching operations, N_{10}				
Maximum number of switching operations, N_{120}				
Network impedance phase angle, ψ_k (deg.)	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			
Maximum number of switching operations, N_{10}				
Maximum number of switching operations, N_{120}				
Network impedance phase angle, ψ_k (deg.)	30	50	70	85
Flicker step factor, $k_f(\psi_k)$				
Voltage change factor, $k_u(\psi_k)$				

A.7 Harmoniques

Cet article est uniquement applicable aux éoliennes avec un convertisseur électronique de puissance.

Ordre	Puissance de sortie (kW)	Courant harmonique (% de I_n)	Ordre	Puissance de sortie (kW)	Courant harmonique (% de I_n)
2			3		
4			5		
6			7		
8			9		
10			11		
12			13		
14			15		
16			17		
18			19		
20			21		
22			23		
24			25		
26			27		
28			29		
30			31		
32			33		
34			35		
36			37		
38			39		
40			41		
42			43		
44			45		
46			47		
48			49		
50					

Maximum de distorsion harmonique totale de courant (% de I_n)	
Puissance de sortie au maximum de distorsion harmonique totale de courant (kW)	

A.7 Harmonics

This clause is only relevant for wind turbines with a power electronic converter.

Order	Output power (kW)	Harmonic current (% of I_n)	Order	Output power (kW)	Harmonic current (% of I_n)
2			3		
4			5		
6			7		
8			9		
10			11		
12			13		
14			15		
16			17		
18			19		
20			21		
22			23		
24			25		
26			27		
28			29		
30			31		
32			33		
34			35		
36			37		
38			39		
40			41		
42			43		
44			45		
46			47		
48			49		
50					

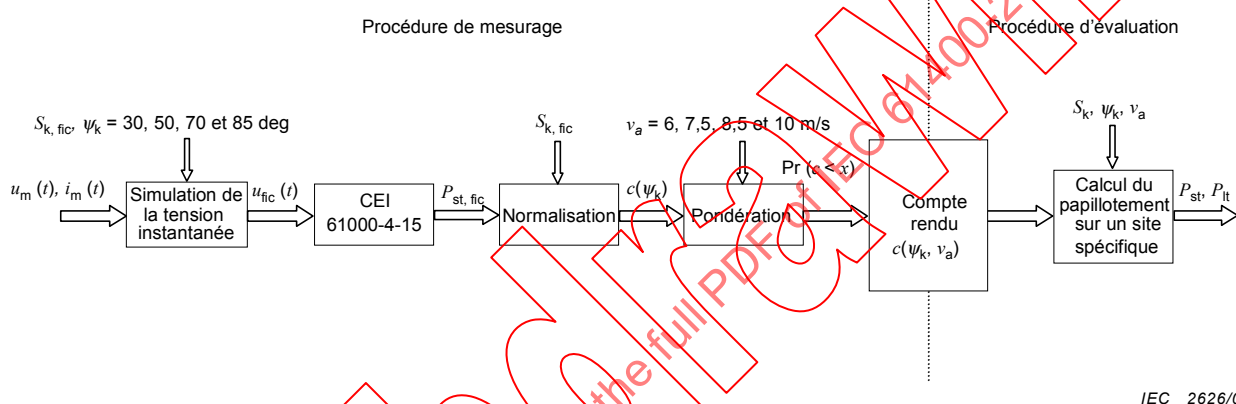
Maximum total harmonic current distortion (% of I_n)	
Output power at maximum total harmonic current distortion (kW)	

Annexe B (informative)

Fluctuations de tension et papillotement

B.1 Fonctionnement continu

Les procédures de mesure et d'évaluation du papillotement pendant le fonctionnement continu sont présentées à la figure B.1. La figure B.1 fait apparaître que la procédure de mesure est assez complète, alors que la procédure d'évaluation est plutôt simple.



IEC 2626/01

Figure B.1 – Procédures de mesure et d'évaluation du papillotement pendant le fonctionnement continu de l'éolienne

L'explication de la procédure de mesure de la figure B.1 est la suivante:

- un certain nombre de séries temporelles de tensions et de courants $u_m(t)$ et $i_m(t)$ sont mesurées, réparties sur l'intervalle de vitesses de vent, de la vitesse de démarrage à 15 m/s;
- chaque ensemble de séries temporelles mesurées est utilisé comme entrée pour simuler les circuits, $S_{k, fic}$, appropriée et pour quatre angles de phase d'impédance de réseau, ψ_k , différents;
- chaque série temporelle de tension instantanée simulée $u_{fic}(t)$ est alors utilisée comme entrée pour l'algorithme de papillotement de tension, décrit dans la CEI 61000-4-15, pour générer la valeur d'émission de papillotement, $P_{st, fic}$;
- chaque valeur $P_{st, fic}$ est normalisée à un coefficient de papillotement $c(\psi_k)$, qui est en principe indépendant de la puissance apparente de court-circuit choisie, $S_{k, fic}$;
- pour chaque angle de phase d'impédance de réseau ψ_k , la procédure de pondération calcule alors les fonctions de distribution cumulées pondérées des coefficients de papillotement, $Pr(c < x)$, en supposant quatre distributions différentes de vitesse de vent. $Pr(c < x)$ représente la distribution des coefficients de papillotement qui aurait été obtenue si le mesurage avait été effectué sur un site avec des vitesses de vent distribuées suivant une loi de Rayleigh, de moyenne v_a ;
- pour chaque distribution cumulée, le centile à 99 %, $c(\psi_k, v_a)$, du coefficient de papillotement est alors consigné.

La procédure d'évaluation spécifie comment les coefficients de papillotement consignés peuvent être utilisés pour estimer l'émission de papillotement d'une éolienne unique ou un groupe d'éoliennes fonctionnant sans interruption sur tout site spécifié.