

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



Power transformers –

Part 19-1: Rules for the determination of uncertainties in the measurement of the losses of power transformers

Transformateurs de puissance –

Partie 19-1: Règles pour la détermination des incertitudes de mesure des pertes des transformateurs de puissance



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2023 IEC, Geneva, Switzerland

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

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

IEC Secretariat
3, rue de Varembé
CH-1211 Geneva 20
Switzerland

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

About the IEC

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

About IEC publications

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

IEC publications search - webstore.iec.ch/advsearchform

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 It also gives information on projects, replaced and withdrawn publications.

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

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

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

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

IEC Products & Services Portal - products.iec.ch

Discover our powerful search engine and read freely all the publications previews. With a subscription you will always have access to up to date content tailored to your needs.

Electropedia - www.electropedia.org

The world's leading online dictionary on electrotechnology, containing more than 22 300 terminological entries in English and French, with equivalent terms in 19 additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary (IEV) online.

A propos de l'IEC

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

A propos des publications IEC

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

Recherche de publications IEC -

webstore.iec.ch/advsearchform

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

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

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

Service Clients - webstore.iec.ch/csc

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

IEC Products & Services Portal - products.iec.ch

Découvrez notre puissant moteur de recherche et consultez gratuitement tous les aperçus des publications. Avec un abonnement, vous aurez toujours accès à un contenu à jour adapté à vos besoins.

Electropedia - www.electropedia.org

Le premier dictionnaire d'électrotechnologie en ligne au monde, avec plus de 22 300 articles terminologiques en anglais et en français, ainsi que les termes équivalents dans 19 langues additionnelles. Egalement appelé Vocabulaire Electrotechnique International (IEV) en ligne.

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



Power transformers –

Part 19-1: Rules for the determination of uncertainties in the measurement of the losses of power transformers

Transformateurs de puissance –

Partie 19-1: Règles pour la détermination des incertitudes de mesure des pertes des transformateurs de puissance

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

ICS 29.180

ISBN 978-2-8322-7024-0

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

CONTENTS

FOREWORD.....	5
INTRODUCTION.....	7
1 Scope.....	9
2 Normative references	9
3 Terms and definitions	9
4 Symbols	11
4.1 General symbols	11
4.2 Symbols for uncertainty	12
4.2.1 General designations.....	12
4.2.2 Specific designations.....	12
5 Power measurement, systematic deviation and uncertainty	12
5.1 General.....	12
5.2 Traceability	13
5.3 Model function	13
5.4 Measuring systems	13
6 Procedures for no-load loss measurement.....	13
6.1 General.....	13
6.2 Model function for no-load losses at reference conditions	14
6.3 Uncertainty budget for no-load loss.....	15
7 Procedures for load loss measurement.....	16
7.1 General.....	16
7.2 Model function for load loss measurement at rated current	16
7.3 Model function for load loss at rated current and reference temperature	17
7.4 Uncertainty budget for the measured power P_2 recalculated to rated current	18
7.4.1 General	18
7.4.2 Uncertainties of measured load loss power P_2 at ambient temperature θ_2	18
7.5 Uncertainty budget for reported load loss at reference temperature	18
8 Three-phase power calculations	19
9 Reporting.....	20
10 Estimate of corrections and uncertainty contributions	20
10.1 Instrument transformers	20
10.1.1 General	20
10.1.2 Ratio error of instrument transformers	21
10.1.3 Phase displacement of instrument transformers.....	22
10.2 Voltage and current measurements.....	24
10.3 Power meter	25
10.4 Advanced system with specified system uncertainty.....	25
10.5 Correction to sinusoidal waveform	26
10.6 Winding resistance measurement	26
10.7 Winding temperature at load loss measurement.....	27
10.7.1 General	27
10.7.2 R_2 and θ_2 determined from temperature measurement	27
10.7.3 R_2 and θ_2 determined by resistance measurement	28
Annex A (informative) Example of no-load loss uncertainty evaluation – Advanced measuring system.....	30

A.1	General (intent of example).....	30
A.2	Transformer specification.....	30
A.3	Measuring system.....	30
A.4	Measurements	31
A.5	Correction of measured values.....	31
A.6	Calculation of uncertainty.....	31
A.7	Reported loss and uncertainty estimate	32
Annex B (informative) Example of no-load loss uncertainty evaluation – Calibration based procedure		33
B.1	General.....	33
B.2	Transformer specification.....	33
B.3	Measuring system.....	33
B.4	Measurements	34
B.5	Correction of measured values.....	35
B.6	Uncertainty calculation.....	35
B.7	Reported loss and uncertainty estimate	36
Annex C (informative) Example of load loss uncertainty evaluation class index procedure		37
C.1	General.....	37
C.2	Transformer specification.....	37
C.3	Measuring system.....	37
C.4	Measurements	38
C.5	Calculation in accordance with IEC 60076-1	39
C.6	Uncertainty calculation.....	39
C.7	Reported loss and uncertainty estimate	41
Annex D (informative) Determination of exponent n in expression for no-load loss		42
Annex E (informative) Measurement uncertainty and test results		44
E.1	General.....	44
E.2	Test results, guarantees, tolerances, uncertainty limits	44
E.3	Traceability as tool for quality assurance	44
E.4	Means and methods to prove uncertainty claims and traceability	45
E.4.1	Calibration	45
E.4.2	Calibration certificate.....	46
E.4.3	Guidance on scope of a calibration	47
Annex F (normative) Calculation of uncertainty of losses with different reference temperatures and/or winding material		48
Bibliography.....		49
Figure D.1 – Evaluation of exponent n from data in Table D.1		43
Table 1 – Measured no-load loss uncertainties		16
Table 2 – Measured load loss uncertainties at ambient temperature		18
Table 3 – Absolute uncertainty of load losses P_{LL} reported at reference temperature θ_r		19
Table 4 – Measured no-load loss uncertainties, advanced system		25
Table 5 – Measured load loss uncertainties at ambient temperature, advanced system		26
Table A.1 – Three-phase transformer oil immersed transformer		30
Table A.2 – Uncertainty specification of the power measuring system.....		30

Table A.3 – Measured data	31
Table A.4 – Corrected values	31
Table A.5 – Uncertainty of no-load loss (according to Table 1)	32
Table B.1 – Three-phase transformer oil immersed transformer	33
Table B.2 – Uncertainties of measuring system current and voltage transducers	34
Table B.3 – Uncertainties of power meter	34
Table B.4 – Measured data	34
Table B.5 – Corrected values	35
Table B.6 – Uncertainty of no-load loss (according to Table 1)	35
Table C.1 – Three-phase transformer dry type transformer	37
Table C.2 – Uncertainties of measuring system current and voltage transducers	38
Table C.3 – Measured data	38
Table C.4 – Results based on measured data	39
Table C.5 – Derivation of standard uncertainty contributions	39
Table C.6 – Uncertainty budget for measured load loss at ambient temperature (Table 2)	40
Table C.7 – Uncertainty budget for absolute uncertainty of load loss reported at reference temperature (Table 3)	40
Table D.1 – Example of measured no-load loss versus applied voltage	42

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60076-19-1:2023

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

POWER TRANSFORMERS –

**Part 19-1: Rules for the determination of uncertainties in
the measurement of the losses of power transformers**

FOREWORD

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

IEC 60076-19-1 has been prepared by IEC technical committee 14: Power transformers. It is an International Standard.

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

Draft	Report on voting
14/1105/FDIS	14/1107/RVD

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

The language used for the development of this International Standard is English.

This document was drafted in accordance with ISO/IEC Directives, Part 2, and developed in accordance with ISO/IEC Directives, Part 1 and ISO/IEC Directives, IEC Supplement, available at www.iec.ch/members_experts/refdocs. The main document types developed by IEC are described in greater detail at www.iec.ch/standardsdev/publications.

A list of all parts in the IEC 60076 series, published under the general title *Power transformers*, can be found on the IEC website.

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

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

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

INTRODUCTION

The losses of power transformers (no-load and load losses) are the object of guarantee and penalty in many contracts and play an important role in the evaluation of the total (service) costs and therefore in the investments involved. Furthermore, regional regulations, such as the Ecodesign Directive of the European Union (Directive 2009/125/EC), can also pose requirements on the establishment of reliable values for losses.

According to ISO/IEC 17025 and ISO/IEC Guide 98-3, the result of any measurement should be qualified with the evaluation of its uncertainty. A further requirement of those documents is that known corrections shall have been applied before evaluation of uncertainty. These provisions have been applied in this document.

Corrections and uncertainties are also considered in IEC 60076-8 where some general indications are given for their determination.

This document deals with the measurement of the losses, which from a measuring point of view consist of the estimate of a measurand and the evaluation of the uncertainty that affects the measurand itself. The procedures can also be applied to loss measurements of power transformers:

- as evaluation of the achievable performance of a test facility in the course of prequalification processes,
- as estimations of achievable uncertainty in the enquiry stage of an order or prior to beginning final testing at the manufacturer's premises; and for
- evaluations of market surveillance measurements.

Evaluation of uncertainty in testing is often characterized as "top-down" or "bottom-up", where the first one relies on inter-laboratory comparisons on a circulated test object to estimate the dispersion and hence the uncertainty. The latter method instead relies on the formulation of a model function, where the test result is expressed as a function of input quantities. This function is often the formula used for the calculation of the result. The "bottom-up" method is applied in this document.

The uncertainty range depends on the quality of the test installation and measuring system, on the skill of the staff and on the intrinsic measurement difficulties presented by the tested objects.

The procedures developed in this document for evaluation of measurement uncertainty are provided as a tool to assess the soundness of results of loss measurements. Uncertainty is understood as a "parameter, associated with the result of a measurement, that characterizes the dispersion of the values that could reasonably be attributed to the measurand" [SOURCE: IEC 311-01-02].

In cases where the losses are required to conform to stated tolerance limits, it is recommended that measurement systems are of such quality that their estimated uncertainty is less than the tolerance limit. (As an example, a measurement with a 5 % uncertainty on a test where the tolerance limit is 5 % is acceptable if the measured value lies within the tolerance limit.) This situation can occur for example in market surveillance activities. It can be noted that an uncertainty 3 % is regarded as state-of-the-art for uncertainty of loss.

Treatment of measurement results is defined as follows in IEC 60076-8:1997, 10.1: "The submitted test result shall contain the most correct estimate that is possible, based on the measurements that have been carried out. This value shall be accepted as it stands. The uncertainty margin shall not be involved in the judgement of compliance for guarantees with no positive tolerance or tolerance ranges for performance data of the test object."

In Annex A to Annex C of this document, examples of uncertainty calculations are reported for no-load and load loss measurements on large power and distribution transformers. Annex D provides information on determination of the exponent for applied voltage in no-load loss measurement. Annex E provides information on uncertainty in measurement. Annex F provides information on calculation of uncertainty of losses with different reference temperatures and/or winding material.

International Standards, Technical Reports and Guides which are mentioned in the text of this document, but which are not indispensable to its application, are listed in the Bibliography at the end of this document.

Loss of reactors is not within the scope of this document. A separate part of IEC IEC60076-19 to handle loss of reactors is under consideration.

A problem with symbols has been rectified, where the symbol for voltage has been changed from U to V to avoid confusion with expanded uncertainty. The new symbol is accepted in IEC 60050-121:2002, 121-11-27 for the case when the corresponding electric field is irrotational.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60076-19-1:2023

POWER TRANSFORMERS –

Part 19-1: Rules for the determination of uncertainties in the measurement of the losses of power transformers

1 Scope

This part of IEC 60076 defines the procedures that are applied to evaluate the uncertainty affecting the measurements of no-load and load losses during the routine tests on power transformers.

This document centres on measuring systems utilizing digital instruments, although the procedures can be adapted to evaluation of systems with analogue instruments where further uncertainty sources have to be taken into account.

This document specifies how to determine measurement uncertainty and how to apply corrections for known errors in the measurement chain. Information vis-à-vis judgement and traceability are given in IEC 60076-8:1997, 10.1 and 10.2.

2 Normative references

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

IEC 60076-1, *Power transformers – Part 1: General*

IEC 60076-2, *Power transformers – Part 2: Temperature rise for liquid-immersed transformers*

IEC 60076-11:2018, *Power transformers – Part 11: Dry-type transformers*

3 Terms and definitions

For the purposes of this document, the terms and definitions given in IEC 60076-1, IEC 60076-2, and the following apply.

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

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

3.1

uncertainty

<of measurement> parameter, associated with the result of a measurement, that characterizes the dispersion of the values that could reasonably be attributed to the measurand

[SOURCE: ISO/IEC Guide 98-3:2008, 2.2.3, modified – Notes to entry omitted.]

3.2

standard uncertainty

uncertainty of the result of a measurement expressed as a standard deviation

[SOURCE: ISO/IEC Guide 98-3:2008, 2.3.1]

3.3

combined standard uncertainty

standard uncertainty of the result of measurement when that result is obtained from the values of a number of other quantities, equal to the positive square root of a sum of terms, the terms being the variances or covariances of these other quantities weighted according to how the measurement result varies with changes in these quantities

[SOURCE: ISO/IEC Guide 98-3:2008, 2.3.4]

3.4

expanded uncertainty

quantity defining an interval about the result of a measurement that may be expected to encompass a large fraction of the distribution of values that could reasonably be attributed to the measurand

[SOURCE: ISO/IEC Guide 98-3:2008, 2.3.5, modified – Notes to entry omitted.]

3.5

coverage factor

numerical factor used as a multiplier of the combined standard uncertainty in order to obtain an expanded uncertainty

[SOURCE: ISO/IEC Guide 98-3:2008, 2.3.6, modified – Note to entry omitted.]

3.6

traceability

property of a measurement result whereby the result can be related to a reference through a documented unbroken chain of calibrations, each contributing to the measurement uncertainty

[SOURCE: ISO/IEC Guide 99:2007, 2.41, modified – "metrological" omitted from the term and notes to entry omitted.]

3.7

accuracy class

class of measuring instruments or measuring systems that meet stated metrological requirements that are intended to keep measurement errors or instrumental uncertainties within specified limits under specified operating conditions

[SOURCE: ISO/IEC Guide 99:2007, 4.25, modified – Notes to entry omitted.]

4 Symbols

4.1 General symbols

F_D	Parameter related to correction of power for phase displacement in measuring circuit
I_{RMS}	Current measured by the ammeter
I_S	Current measured by an advanced measuring system
I_N	Reference current (normally corresponding to rated current)
k_{CN}	Rated transformation ratio of the current transformer
k_{VN}	Rated transformation ratio of the voltage transformer
P	Power
P_2	Power measured at the load loss measurement corrected for known systematic deviations and referred to the reference current I_N
P_{LL}	Load loss at reference conditions and corrected for known errors in the measurement
P_{NLL}	No-load loss at reference conditions and corrected for known errors in the measurement
P_W	Power measured by the power meter
P_S	Power measured by an advanced measuring system
P_{ar}	Additional loss at reference temperature
P_{a2}	Additional loss at temperature θ_2
R_1	Resistance of the windings at temperature θ_1
R_2	Resistance of the windings at temperature θ_2
R_r	Resistance of the windings at reference temperature
t	Parameter related to the thermal coefficient of winding resistance
V_{avg}	Voltage measured with an instrument having rectified mean response
V_N	Rated voltage
V_{RMS}	Voltage measured using an instrument with true RMS response
θ	Temperature (°C)
θ_1	Temperature of transformer winding at cold winding resistance test according to IEC 60076-1 (°C)
θ_2	Temperature of transformer windings during load loss test (°C)
θ_r	Reference temperature for transformer windings according to IEC 60076-1 (°C)
$\Delta_{\varphi C}$	Actual phase displacement of the current transformer (rad)
$\Delta_{\varphi V}$	Actual phase displacement of the voltage transformer (rad)
ε_{CT}	Actual ratio error of the current transformer (% of nominal ratio)
ε_{VT}	Actual ratio error of the voltage transformer (% of nominal ratio)
φ	Actual phase angle between voltage and current (rad)
φ_M	Phase angle between voltage and current measured with power meter (rad)

4.2 Symbols for uncertainty

4.2.1 General designations

u	Relative standard uncertainty
$\dot{u}$	Absolute standard uncertainty
U	Relative expanded uncertainty
$\dot{U}$	Absolute expanded uncertainty

4.2.2 Specific designations

u_{CT}	Uncertainty of current transformer ratio (expressed in percent of the ratio)
$u_{I_{RMS}}$	Uncertainty of current measurement
u_{IS}	Uncertainty of current measured by an advanced measuring system
u_{LL}	Uncertainty of the load loss
u_{NLL}	Uncertainty of the no-load loss
u_{P_2}	Uncertainty of P_2
u_{FD}	Uncertainty of term F_D
u_{PW}	Uncertainty of the power indicated by the power meter
u_{PS}	Uncertainty of the power indicated by an advanced measuring system
u_{R1}	Uncertainty of the resistance R_1
u_{R2}	Uncertainty of the resistance R_2
u_{SH}	Uncertainty of resistance of current shunt
$u_{V_{avg}}$	Uncertainty of rectified mean voltage measurement
$u_{V_{RMS}}$	Uncertainty of RMS voltage measurement
u_{VT}	Uncertainty of voltage transformer ratio
u_{WF}	Uncertainty of correction to sinusoidal waveform for no-load-loss
$u_{\Delta\varphi}$	Uncertainty of phase displacement for complete measuring system
$u_{\Delta\varphi C}$	Uncertainty of current transformer phase displacement
$u_{\Delta\varphi V}$	Uncertainty of voltage transformer phase displacement

NOTE Specific designations can be identified as relative or absolute as defined in the list of general designations.

5 Power measurement, systematic deviation and uncertainty

5.1 General

In this document, it is assumed that the transformer losses are measured in the conditions prescribed by IEC 60076-1 by means of digital instruments.

For three-phase transformers, losses are measured using three independent (uncorrelated) single-phase measuring systems. These systems may comprise separate instruments or be combined in a three-phase instrument.

In general, losses are measured using current and voltage transformers in conjunction with a power meter. Voltage and current values can be measured with separate instruments or using built-in functions of the power meter. Currents are assumed to be measured as line currents and voltages as line-to-earth voltages.

Any measurement system can be characterised with a systematic deviation (error) and an uncertainty. When known, the systematic deviation should be corrected. If it cannot be corrected, it should be considered as an added uncertainty.

Inductive instrument transformers and resistive shunts used to measure current are considered to have negligible drift and therefore the evaluation of their performance can be appreciably enhanced by using calibration results to correct for known errors and as the basis for estimation of uncertainty.

All other measurement devices should be evaluated from their technical specifications (or accuracy class). Corrections are not applied and uncertainty estimates are based on the specifications. The residual deviations should be considered in the uncertainty estimations. For these cases calibration primarily verifies the specification.

Certain advanced measuring systems employ measuring principles that lead to negligible systematic deviations – but not negligible uncertainties. This should however always be carefully evaluated.

5.2 Traceability

Measurement devices used to establish losses shall have traceable calibrations.

5.3 Model function

The uncertainty estimation includes uncertainties in the measuring system as well as in the tested object (transformer).

The model functions presented in 6.2, 7.2 and 7.3 include both the measuring system and the test object in one equation.

5.4 Measuring systems

Measuring systems can be characterized either by a stated overall uncertainty verified by system-wide calibration, or by specifications of their components verified by component calibrations.

This document focuses mainly on uncertainty analysis based on component calibrations.

For systems characterized by an overall uncertainty, simplifications in the uncertainty analysis are possible, see 10.4.

6 Procedures for no-load loss measurement

6.1 General

The test procedure is given in IEC 60076-1.

The no-load loss measurement shall be performed at rated voltage and frequency and no corrections are to be applied for deviations from rated voltage in the test as there is no formula defined by IEC for such correction. A further consequence is that the uncertainty estimated in this document does not include contributions due to the non-linear behaviour of no-load loss as a function of test voltage.

The current drawn by the test object is non-sinusoidal, and this may cause a distortion in the voltage that leads to erroneous values for the losses. A correction for the transformer losses is prescribed in IEC 60076-1, as well as a limit for the permissible distortion.

6.2 Model function for no-load losses at reference conditions

The single-phase model function used to calculate no-load loss (and to use as the basis for uncertainty estimation) is given in Formula (1):

$$P_{\text{NLL}} = k_{\text{CN}} \frac{1}{1 + \frac{\varepsilon_{\text{CT}}}{100}} \cdot k_{\text{VN}} \frac{1}{1 + \frac{\varepsilon_{\text{VT}}}{100}} \cdot P_{\text{W}} \frac{\cos(\varphi)}{\cos(\varphi + (\Delta_{\varphi\text{V}} - \Delta_{\varphi\text{C}}))} \left[\frac{\frac{V_{\text{N}}}{1}}{k_{\text{VN}} \frac{1}{1 + \frac{\varepsilon_{\text{VT}}}{100}} \cdot V_{\text{avg}}} \right]^n \cdot \left(1 + \frac{V_{\text{avg}} - V_{\text{RMS}}}{V_{\text{avg}}} \right) \quad (1)$$

where

$$k_{\text{CN}} \frac{1}{1 + \frac{\varepsilon_{\text{CT}}}{100}}$$

is the term combining the nominal ratio k_{CN} of the current transformer (CT) and the correction for the known ratio error ε_{CT} ;

$$k_{\text{VN}} \frac{1}{1 + \frac{\varepsilon_{\text{VT}}}{100}}$$

is the term combining the nominal ratio k_{VN} of the voltage transformer (VT) and the correction for the known ratio error ε_{VT} ;

$$\frac{\cos(\varphi)}{\cos(\varphi + (\Delta_{\varphi\text{V}} - \Delta_{\varphi\text{C}}))}$$

is the term related to the correction for phase displacement (F_{D}) of the current and voltage transformers;

P_{W}

is the reading of the wattmeter, and the wattmeter is considered to have no known errors, thus no correction term;

$$\left[\frac{\frac{V_{\text{N}}}{1}}{k_{\text{VN}} \frac{1}{1 + \frac{\varepsilon_{\text{VT}}}{100}} \cdot V_{\text{avg}}} \right]^n$$

is the parameter related to the actual voltage where the exponent n (taken as 2 in the absence of other information) is related to the non-linear behaviour of no-load loss, and since IEC 60076-1 requires that the applied voltage be as close as possible to the nominal voltage, no corrections are to be applied although uncertainty has to be considered;

$$\left(1 + \frac{V_{\text{avg}} - V_{\text{RMS}}}{V_{\text{avg}}} \right)$$

is used to compensate for the influence of the distortion on the voltage waveform on the no-load loss. V_{avg} is the indication of a rectified mean value responding instrument and V_{RMS} is the indication of an RMS responding instrument (see IEC 60076-1).

NOTE 1 The actual exponent n can be estimated by analysis of measurement of no-load loss at slightly different voltages, see Annex D.

Formula (1) can for the purpose of uncertainty analysis be rearranged as:

$$P_{\text{NLL}} = k_{\text{CN}} \frac{1}{1 + \frac{\varepsilon_{\text{CT}}}{100}} \cdot \frac{1}{\left(k_{\text{VN}} \frac{1}{1 + \frac{\varepsilon_{\text{VT}}}{100}} \right)^{n-1}} \cdot P_{\text{W}} \frac{\cos \varphi}{\cos(\varphi + (\Delta_{\varphi\text{V}} - \Delta_{\varphi\text{C}}))} \cdot \left[\frac{V_{\text{N}}}{V_{\text{avg}}} \right]^n \cdot \left(1 + \frac{V_{\text{avg}} - V_{\text{RMS}}}{V_{\text{avg}}} \right) \quad (2)$$

The true phase angle φ between voltage and current under sinusoidal conditions is obtained by correcting for the known phase displacement difference between CT and VT ($\Delta_{\varphi\text{V}} - \Delta_{\varphi\text{C}}$):

$$\varphi = \varphi_{\text{M}} - (\Delta_{\varphi\text{V}} - \Delta_{\varphi\text{C}}) = \arccos\left(\frac{P_{\text{W}}}{I_{\text{RMS}} \cdot V_{\text{RMS}}} \right) - (\Delta_{\varphi\text{V}} - \Delta_{\varphi\text{C}}) \quad (3)$$

which is not strictly applicable in many cases for no-load loss where distortion is present, but still suitable for the purpose of this document.

The term $\frac{P_{\text{W}}}{I_{\text{RMS}} \cdot V_{\text{RMS}}}$ in Formula (3) is the power factor as measured by the power meter.

NOTE 2 It is observed that the formula of the loss determination is expressed only through the product of a number of factors to facilitate the estimation of the total relative uncertainty of the measurement.

NOTE 3 In Formula (1), some secondary influencing quantities have been disregarded, such as frequency, under the assumption that the test frequency is close to the rated frequency.

NOTE 4 IEEE C57.123:2019 identifies a small temperature effect on no-load losses and gives –1 % per 15 K temperature rise. This effect, not well known and not identified within IEC, has been disregarded.

6.3 Uncertainty budget for no-load loss

The uncertainty estimate of no-load loss power is obtained as given in Table 1, having taken into consideration all possible contributions to uncertainty. Propagation of uncertainties is estimated from partial derivatives of the model function as defined in ISO Guide 98 3, which also gives the background for Table 1.

The uncertainty related to the phase displacement can be disregarded when the power factor is greater than 0,2, which is the normal case for no-load loss.

Table 1 – Measured no-load loss uncertainties

Quantity	Component	Standard uncertainty	Sensitivity coefficient	Contribution to standard uncertainty	See subclause
CT ratio error	ε_{CT}	u_{CT}	1	u_{CT}	10.1.2
VT ratio error	ε_{VT}	u_{VT}	$(n - 1)$	$(n - 1)u_{VT}$	10.1.2
Measured power	P_W	u_{PW}	1	u_{PW}	10.3
Phase displacement	$\frac{\cos(\varphi)}{\cos(\varphi + (\Delta_{\varphi V} - \Delta_{\varphi C}))}$	$u_{\Delta\varphi} \approx 0$	1	≈ 0	10.1.3
Voltage	V_N	$u_{V_{avg}}$	n	$n \cdot u_{V_{avg}}$	10.2
Correction to sinusoidal waveform	$1 + \frac{V_{avg} - V_{RMS}}{V_{avg}}$	u_{WF}	1	u_{WF}	10.5
Combined standard relative uncertainty calculated as: $u_{NLL} = \sqrt{u_{CT}^2 + (n - 1)^2 \cdot u_{VT}^2 + u_{PW}^2 + n^2 \cdot u_{V_{avg}}^2 + u_{WF}^2}$					
The expanded relative uncertainty is $U_{NLL} = 2u_{NLL}$, which corresponds to a coverage probability of approximately 95 %.					

7 Procedures for load loss measurement

7.1 General

The test procedure is given in IEC 60076-1.

Load loss measurements are made at rated current or at a reduced current and recalculated to rated current. Moreover, the results of load loss measurements shall be recalculated to be valid at the reference temperature.

7.2 Model function for load loss measurement at rated current

IEC 60076-1 requires that the measured value of load loss be corrected with the square of the ratio of rated current to test current and the power obtained recalculated from actual temperature θ_2 to reference temperature θ_r .

The single-phase model function to calculate the power P_2 measured at temperature θ_2 and referred to the rated current I_N is:

$$P_2 = k_{CN} \frac{1}{1 + \frac{\varepsilon_{CT}}{100}} \cdot k_{VN} \frac{1}{1 + \frac{\varepsilon_{VT}}{100}} \cdot P_W \frac{\cos \varphi}{\cos(\varphi + (\Delta_{\varphi V} - \Delta_{\varphi C}))} \cdot \left[\frac{I_N}{k_{CN} \frac{1}{1 + \frac{\varepsilon_{CT}}{100}} I_{RMS}} \right]^2 \quad (4)$$

which is rearranged to:

$$P_2 = k_{CN} \left(1 + \frac{\varepsilon_{CT}}{100} \right) \cdot k_{VN} \frac{1}{1 + \frac{\varepsilon_{VT}}{100}} \cdot P_W \frac{\cos(\varphi)}{\cos(\varphi + (\Delta_{\varphi V} - \Delta_{\varphi C}))} \cdot \left[\frac{I_N}{k_{CN} \cdot I_{RMS}} \right]^2 \quad (5)$$

where

$\left[\frac{I_N}{k_{CN} \cdot I_{RMS}} \right]^2$ is the term related to the actual current I_{RMS} measured during the test related to the reference current I_N for which the transformer shall be evaluated;

other terms are as defined in 6.2.

NOTE 1 It is observed that also in this case Formula (4) of the loss determination is expressed only through the product of a number of factors to facilitate the estimation of the total relative uncertainty of the measurement.

NOTE 2 In Formula (4), some secondary influencing quantities have been disregarded, such as frequency and wave shapes.

The true phase angle φ between voltage and current under the sinusoidal conditions normally valid for load-loss measurement is obtained from:

$$\varphi = \varphi_M - (\Delta_{\varphi V} - \Delta_{\varphi C}) = \arccos \left(\frac{P_W}{I_{RMS} \cdot V_{RMS}} \right) - (\Delta_{\varphi V} - \Delta_{\varphi C}) \quad (6)$$

7.3 Model function for load loss at rated current and reference temperature

The measured loss P_2 is assumed to be composed of I^2R loss and additional loss P_{a2} . The relation between these at the reference current I_N is defined by the model function:

$$P_2 = I_N^2 R_2 + P_{a2} \quad (7)$$

$$P_{a2} = P_2 - I_N^2 R_2 \quad (8)$$

The total load loss P_{LL} expressed by I^2R_r loss and additional loss P_{ar} at reference temperature is defined in IEC 60076-1:2011, Annex E as:

$$P_{LL} = I_N^2 R_r + P_{ar} = I_N^2 R_2 \frac{t + \theta_r}{t + \theta_2} + P_{a2} \frac{t + \theta_2}{t + \theta_r} = I_N^2 R_2 \frac{t + \theta_r}{t + \theta_2} + (P_2 - I_N^2 R_2) \frac{t + \theta_2}{t + \theta_r} \quad (9)$$

where the resistance R_2 of the windings as attained during the load test performed at temperature θ_2 .

7.4 Uncertainty budget for the measured power P_2 recalculated to rated current

7.4.1 General

Rated values, such as I_N and θ_r are considered constant and are not included in uncertainty evaluations.

7.4.2 Uncertainties of measured load loss power P_2 at ambient temperature θ_2

The uncertainty estimate of load loss power P_2 is obtained as given in Table 2. Propagation of uncertainties is estimated from partial derivatives of the model function as defined in ISO Guide 98-3, which also gives the background for Table 2.

When the power factor of the measured power is greater than 0,2, the contribution of the phase displacement can be disregarded.

Table 2 – Measured load loss uncertainties at ambient temperature

Quantity	Component	Standard uncertainty	Sensitivity coefficient	Contribution to standard uncertainty	See subclause
CT ratio error	ε_{CT}	u_{CT}	1	u_{CT}	10.1.2
VT ratio error	ε_{VT}	u_{VT}	1	u_{VT}	10.1.2
Power meter	P_W	u_{PW}	1	u_{PW}	10.3
Phase displacement	$\frac{\cos(\varphi)}{\cos(\varphi + (\Delta_{\varphi V} - \Delta_{\varphi C}))}$	u_{FD}	1	u_{FD}	10.1.3
Ampere meter	I_{RMS}	u_{IRMS}	2	$2u_{IRMS}$	10.2
Combined standard relative uncertainty calculated as: $u_{P2} = \sqrt{u_{CT}^2 + u_{VT}^2 + u_{PW}^2 + u_{FD}^2 + 4u_{IRMS}^2}$					
The expanded relative uncertainty is, $U_{P2} = 2u_{P2}$ which corresponds to a coverage probability of approximately 95 %.					
NOTE Sensitivity coefficient of 2 for the uncertainty due to the ampere meter derives from the fact that the current appears with an exponent 2 in the model function.					

7.5 Uncertainty budget for reported load loss at reference temperature

The results of the load loss test shall be reported to be valid at the reference temperature in accordance with IEC 60076-1 (see 7.3).

The loss power and the associated uncertainty contributions are to be expressed as absolute uncertainties (e.g., in watts) in order to obtain correct calculation of the total uncertainty at reference temperature.

The uncertainty of the total load losses P_{LL} reported at reference temperature can be determined starting from the model function (Formula (9)) given in 7.3 and summarised in Table 3.

Table 3 – Absolute uncertainty of load losses P_{LL} reported at reference temperature θ_r

Quantity	Component	Absolute standard uncertainty	Sensitivity coefficient	Contribution to absolute standard uncertainty
$I_N^2 R_r$ loss	R_r	$R_2 \cdot u_{R2}$	$I_N^2 \left(\frac{t + \theta_r}{t + \theta_2} - \frac{t + \theta_2}{t + \theta_r} \right)$	$I_N^2 R_2 \cdot \left(\frac{t + \theta_r}{t + \theta_2} - \frac{t + \theta_2}{t + \theta_r} \right) \cdot u_{R2}$
Measured loss	P_2	$u_{P2} \cdot P_2$	$\frac{t + \theta_2}{t + \theta_r}$	$\frac{t + \theta_2}{t + \theta_r} \cdot u_{P2} \cdot P_2$
Mean winding temperature	θ_r	$\dot{u}_{\theta_2}$	$-I_N^2 R_2 \frac{t + \theta_r}{(t + \theta_2)^2} + \left(P_2 - I_N^2 R_2 \right) \frac{1}{t + \theta_r}$	$\left -I_N^2 R_2 \frac{t + \theta_r}{(t + \theta_2)^2} + \left(P_2 - I_N^2 R_2 \right) \frac{1}{t + \theta_r} \right \cdot \dot{u}_{\theta_2}$
The total standard absolute uncertainty is calculated as:				
$u_{LL} = \sqrt{\left[I_N^2 R_2 \left(\frac{t + \theta_r}{t + \theta_2} - \frac{t + \theta_2}{t + \theta_r} \right) \cdot u_{R2} \right]^2 + \left[\frac{t + \theta_2}{t + \theta_r} \cdot u_{P2} \cdot P_2 \right]^2 + \left[\left(-I_N^2 R_2 \frac{t + \theta_r}{(t + \theta_2)^2} + \left(P_2 - I_N^2 R_2 \right) \frac{1}{t + \theta_r} \right) \cdot \dot{u}_{\theta_2} \right]^2}$				
The expanded absolute uncertainty is $\dot{U}_{LL} = 2\dot{u}_{LL}$ which corresponds to a coverage probability of approximately 95 %.				
The expanded relative uncertainty is obtained as: $U_{LL} = \frac{\dot{U}_{LL}}{P_{LL}}$				

8 Three-phase power calculations

For three-phase transformers, the power measurement should be performed by adding three single-phase measurements where individual corrections have been applied.

In this case, the criteria for estimating the uncertainties for the power in each phase are the same previously given for single-phase circuits.

Normally the three measurements of the power can be considered as not correlated, and the absolute uncertainty $\dot{u}_T$ of the total power is obtained by Formula (10):

$$\dot{u}_T = \sqrt{\dot{u}_1^2 + \dot{u}_2^2 + \dot{u}_3^2} \quad (10)$$

where the symbols below the square root represent the absolute uncertainties of the power measurements performed on the individual phases and expressed in watts.

The relative uncertainty is:

$$u_T = \frac{\dot{u}_T}{P_W} \quad (11)$$

where P_W is the sum of the power on all three phases.

All uncertainty contributions are assumed to be uncorrelated.

NOTE 1 A consequence of combining the uncorrelated uncertainty estimates for three phases into a single estimate is that this single estimate has a lower relative uncertainty than the estimates for a single phase.

NOTE 2 Three-phase power measuring circuits using a reduced number of measuring elements are sometimes used, as for example the Aron circuit. It is however very difficult to make a valid uncertainty estimate for such circuits since sufficient knowledge of influencing parameters are difficult to establish.

NOTE 3 Power measured is in general not equal in all three phases of a three-phase transformer and individual corrections of each phase can be needed.

9 Reporting

In accordance with this document, the expanded uncertainty of the loss measurements should be declared.

The expanded uncertainties should be determined multiplying the standard uncertainty by the coverage factor $k = 2$, which for a normal distribution corresponds to a coverage probability of approximately 95 %.

It is recommended to state the magnitude of any corrections applied due to waveform.

10 Estimate of corrections and uncertainty contributions

10.1 Instrument transformers

10.1.1 General

Principles for determination of uncertainties are discussed in 5.1.

In the current channel in loss measuring systems either conventional or advanced current transformers may be used:

- conventional transformers with simple magnetic circuit;
- zero flux current transformers;
- two-stage current transformers;
- amplifier-aided current transformers.

The advanced current transformers employ technologies that enhance accuracy and operate on the principle of reducing flux in the active core to near zero, thereby reducing both ratio errors and phase displacement to very small values. These are therefore evaluated from technical specifications. See 10.1.2.2 and 10.1.3.2.

In the voltage channel in loss measuring systems either conventional inductive voltage transformers or, advanced voltage transducers may be used:

- conventional transformers with simple magnetic circuit;
- compressed gas capacitors in conjunction with various active feedback circuits that minimise ratio errors and phase displacement.

The advanced voltage transducers employ technologies that enhance accuracy and operate with electronic feedback, thereby reducing both ratio errors and phase displacement to very small values. These are therefore evaluated from technical specifications. See 10.1.2.2 and 10.1.3.2.

Magnetic transformers are considered stable and calibration results can be used to enhance performance, see 10.1.2.1 and 10.1.3.1.

10.1.2 Ratio error of instrument transformers

10.1.2.1 Calibration based procedure

This procedure is only valid for conventional instrument transformers.

Instrument transformers are normally calibrated at different currents (voltages) and at least at two different burdens. The errors for the actual measuring conditions can be obtained by interpolation from the available data given in the calibration certificate.

The calibration certificate should include the expanded uncertainty of the declared ratio errors and phase displacements as well as the applied coverage factor.

Current and voltage transformers will at each transformation ratio be used over a range of current (voltage), with possible change in ratio error. In principle, corrections and corresponding uncertainties should be calculated for each loss measurement. It is however normally possible to simplify this substantially by:

- determining a single, average, ratio error ε_{CT} (ε_{VT}) for a given ratio and current (voltage) range;
- determining a single, average uncertainty u_{CT} (u_{VT}) of this error, taking into account both stated uncertainty in the calibration certificate, error variation over current (voltage) range and variation due to the burden on the secondary circuit of the instrument transformer.

$$u_{CT} = \sqrt{u_{calC}^2 + u_{varC}^2 + u_{burC}^2} \quad (12)$$

where:

- u_{CT} is the uncertainty of the current transformer over a range of currents and burdens;
- u_{calC} is the standard uncertainty given in the calibration certificate (expanded uncertainty / coverage factor);
- u_{varC} is the standard uncertainty of estimated average ratio error ε_C calculated as the difference between maximum and minimum ratio error over the current range, divided by $2\sqrt{3} = \sqrt{12}$ (see ISO/IEC 98-3);
- u_{burC} is the standard uncertainty of estimated average ratio error ε_C calculated as the difference between maximum and minimum ratio error over the burden range, divided by $\sqrt{12}$.

10.1.2.2 Technical specification procedure

This procedure, valid for both conventional and advanced instrument transformers, is based on the permitted error (e_{class}), which is:

- taken as the class index for the accuracy class of the (conventional) instrument transformer;
- taken as the stated uncertainty limit given in the specification for current or voltage channels in an advanced measuring system.

The procedure assumes that the specification is verified by calibration.

The ratio error is estimated to $\varepsilon_{CT} = 0$ for current transformers and $\varepsilon_{VT} = 0$ for voltage transformers.

Assuming a rectangular distribution, (see ISO/IEC Guide 98-3) the standard uncertainty is therefore:

$$u_{CT} = \frac{e_{\text{class}}}{\sqrt{3}} \quad u_{VT} = \frac{e_{\text{class}}}{\sqrt{3}} \quad (13)$$

A prerequisite for this method is that the instrument transformer is used within the admissible ranges of burden and current (or voltage).

10.1.3 Phase displacement of instrument transformers

10.1.3.1 Calibration based procedure

This procedure is valid for conventional instrument transformers only.

The correction of the measurand for the effect of phase displacement is given by:

$$F_D = \frac{\cos(\varphi)}{\cos(\varphi + (\Delta_{\varphi V} - \Delta_{\varphi C}))} \quad (14)$$

where

$\Delta_{\varphi C}$ is the phase displacement for the current transformer (rad);

$\Delta_{\varphi V}$ is the phase displacement for the voltage transformer (rad);

φ is the actual phase angle between voltage and current in the main circuit (corrections for phase displacement of instrument transformers have been applied).

The uncertainty u_{FD} related to the phase displacement correction $F_D = \frac{\cos(\varphi)}{\cos(\varphi + (\Delta_{\varphi V} - \Delta_{\varphi C}))}$ can for practical applications be estimated by the following simplified relation:

$$u_{FD} \approx u_{\Delta\varphi} \tan \varphi \quad (15)$$

where

$u_{\Delta\varphi}$ represents the combined standard uncertainty of the current and voltage transformer phase displacements, which can be determined as discussed in Formula (16);

$\Delta_{\varphi C}$ is the phase displacement for the current transformer (rad);

$\Delta_{\varphi V}$ is the phase displacement for the voltage transformer (rad);

φ is the actual phase angle between voltage and current in the main circuit (corrections for phase displacement of instrument transformers applied).

NOTE The phase displacement uncertainty is normally given in absolute values. However the result of Formula (15) will still be the relative uncertainty (using radians and multiplying the result by 100, the result will be in percent).

The combined standard uncertainty of the phase displacement:

$$u_{\Delta\varphi} = \sqrt{u_{\Delta\varphi V}^2 + u_{\Delta\varphi C}^2} \quad (16)$$

where $u_{\Delta\varphi C}$ and $u_{\Delta\varphi V}$ are the standard uncertainties derived from the uncertainty reported in the calibration certificate. If the calibration certificate states, e.g., a coverage factor of 2, then the expanded uncertainty is divided by this factor to obtain the standard uncertainty. However, if the calibration certificate states the accuracy without information on the coverage factor, the corresponding standard uncertainty can be assumed equal to that accuracy divided by $\sqrt{3}$ (rectangular distribution of probability).

If the interpolation procedure is applied for determining the contribution of voltage and current transformers to the phase displacement and the corresponding uncertainties cannot be disregarded, it should be composed with the standard uncertainties determined as in Formula (16):

$$u_{\Delta} = \sqrt{u_{\text{int}\Delta\varphi V}^2 + u_{\Delta\varphi V}^2 + u_{\text{int}\Delta\varphi C}^2 + u_{\Delta\varphi C}^2} \quad (17)$$

where the uncertainties u_{int} are the standard uncertainties attributable to the interpolations. These uncertainties are to be estimated, and can, in the absence of other evaluations, be assumed to be 1/3 of that applied interpolation correction.

10.1.3.2 Technical specification procedure

10.1.3.2.1 Advanced instrument transformers

The specification is assumed to be regularly verified by calibration. The phase displacement uncertainty is determined by consideration of the specified uncertainty and the standard uncertainty of the calibration:

$$u_{\Delta\varphi C} = \sqrt{u_{\text{cal}}^2 + \frac{u_{\text{spec}}^2}{3}} \quad \text{and} \quad u_{\Delta\varphi V} = \sqrt{u_{\text{cal}}^2 + \frac{u_{\text{spec}}^2}{3}} \quad (18)$$

where

u_{cal} is the standard uncertainty obtained by dividing the expanded uncertainty for phase displacement given in a calibration certificate with the coverage factor. If the coverage factor is not given explicitly, it is common procedure to assume a rectangular distribution and to divide by $\sqrt{3}$;

u_{spec} is the maximum phase displacement defined for the accuracy specification of the instrument transformer.

Thus the combined standard uncertainty of the phase displacement:

$$u_{\Delta\varphi} = \sqrt{u_{\Delta\varphi V}^2 + u_{\Delta\varphi C}^2} \quad (19)$$

and the standard uncertainty related to the correction for phase displacement:

$$u_{\text{FD}} \approx u_{\Delta\varphi} \tan\varphi \quad (20)$$

10.1.3.2.2 Conventional instrument transformers

No correction is applied to the measured power for phase displacement and therefore $F_D \approx 1$.

For conventional instrument transformers, the phase displacement standard uncertainty can be estimated from the maximum value that the term F_D could assume for the range of values of $\tan \varphi$ calculated for the maximum phase displacement difference defined in the pertinent accuracy class for the instrument transformers and supposing a rectangular distribution of the probability:

$$u_{FD} = \frac{1}{\sqrt{3}} \left| (1 - F_D) \right| = \frac{1}{\sqrt{3}} \left| 1 - \frac{\cos(\varphi)}{\cos(\varphi + (\Delta_{\varphi V} - \Delta_{\varphi C}))} \right| \quad (21)$$

where

- $\Delta_{\varphi C}$ is the error limit for its accuracy class in accordance with IEC 61869-2 (expressed in radians) for the current transformer phase displacement;
- $\Delta_{\varphi V}$ is the error limit for its accuracy class in accordance with IEC 61869-3 (expressed in radians) for the voltage transformer phase displacement.

10.2 Voltage and current measurements

The measurements should be performed by means of digital instruments. The accuracy of the results of each reading is generally specified by a formula of the following type:

$$a = b \cdot x_{rdg} + c \cdot x_{rng} \quad (22)$$

where

- b is a coefficient related to the accuracy specification for reading of the instrument;
- c is a coefficient related to the accuracy specification due to the measuring range set on the instrument;
- x_{rdg} is the reading of the instrument;
- x_{rng} is the range set on the instrument.

The result a is the absolute uncertainty contribution in volts (or amperes).

NOTE 1 In some manuals a third term referred to the offset is also indicated.

NOTE 2 The formula for the accuracy evaluation can differ from the one given in Formula (22), the instrument manuals give the necessary information.

As a specified uncertainty is normally thought to have a rectangular distribution, the relative standard uncertainty is given by the following relations:

$$u_{V_{avg}} = \frac{a}{V_{avg}\sqrt{3}} \quad \text{or} \quad u_{V_{RMS}} = \frac{a}{V_{RMS}\sqrt{3}} \quad \text{and} \quad u_{I_{RMS}} = \frac{a}{I_{RMS}\sqrt{3}} \quad (23)$$

for both voltage and current measurements.

When the manual of the instrument states the uncertainty with a given coverage factor, the standard uncertainty is the stated uncertainty divided by this coverage factor.

10.3 Power meter

In general, the accuracy of a power measurement performed by means of a power meter is affected by the voltage and current channels, and in particular by the power factor of the measurement.

The basis for uncertainty determination should be the power meter specification and supporting calibration certificates.

Today's power meters usually specify the overall standard uncertainty of power measurement u_{PW} , even the kind of specification may differ with manufacturer and/or model. For example, uncertainty may be specified by means of a table with defined uncertainty values for different ranges of power factor and input current and voltage or by means of a table with single value pairs or by means of one or more equations.

For the purposes of this document, it is convenient to have the uncertainty of a power meter expressed in a table with overall uncertainty values u_{PW} for different ranges of power factor and input current and voltage. Such a table can be directly used for the uncertainty determination of loss measurement.

For other cases where the uncertainty of the power measurement u_{PW} is not provided in tabular form, the uncertainty u_{PW} shall be determined using procedures and information (specification) provided by manufacturer.

10.4 Advanced system with specified system uncertainty

In general, the accuracy of a power measurement performed by means of a measuring system, specified with an overall system uncertainty u_{PS} , is affected by the voltage and current channels and power meter, and in particular by the power factor of the measurement.

The basis for uncertainty determination should be the measuring system specification and supporting calibration certificates.

When using such a system, the contribution u_{PS} to uncertainty in Table 1 and Table 2 will replace the uncertainties for power, voltage and current transformers and phase displacement are already included. And the tables are simplified as shown in Table 4 and Table 5.

Table 4 – Measured no-load loss uncertainties, advanced system

Quantity	Component	Standard uncertainty	Sensitivity coefficient	Contribution to standard uncertainty	See subclause
Measured power	P_S	u_{PS}	1	u_{PS}	
Correction to sinusoidal waveform	$1 + \frac{V_{avg} - V_{RMS}}{V_{avg}}$	u_{WF}	1	u_{WF}	10.5
Combined standard relative uncertainty calculated as: $u_{NLL} = \sqrt{u_{PS}^2 + u_{WF}^2}$					
The expanded relative uncertainty is $U_{NLL} = 2u_{NLL}$, which corresponds to a coverage probability of approximately 95 %.					

Table 5 – Measured load loss uncertainties at ambient temperature, advanced system

Quantity	Component	Standard uncertainty	Sensitivity coefficient	Contribution to standard uncertainty	See subclause
Measured power	P_S	u_{PS}	1	u_{PS}	
Ampere meter	I_S	u_{IS}	2	$2u_{IS}$	10.2
Combined standard relative uncertainty calculated as: $u_{P2} = \sqrt{u_{PS}^2 + 4u_{IS}^2}$					
The expanded relative uncertainty is $U_{P2} = 2u_{P2}$ which corresponds to a coverage probability of approximately 95 %.					

10.5 Correction to sinusoidal waveform

An approximate correction for the value of the no-load loss due to distortion given in IEC 60076-1 is based on the true RMS voltage V_{RMS} and on the mean value of the rectified voltage V_{avg} , scaled to read equivalent RMS.

$$1 + \frac{V_{avg} - V_{RMS}}{V_{avg}} \quad (24)$$

The standard uncertainty u_{WF} for this correction when using two uncorrelated instruments is:

$$u_{WF} = \sqrt{u_{V_{avg}}^2 + u_{V_{RMS}}^2} \quad (25)$$

where $u_{V_{avg}}$ relates to the uncertainty of the instrument for rectified mean, and $u_{V_{RMS}}$ to the instrument for true RMS measurement.

However, many digital instruments will calculate both values from the same sampled waveform, and since the numerical errors can be expected to be very low, this uncertainty contribution can be neglected for such instruments.

10.6 Winding resistance measurement

The winding resistance is usually measured using the volt-ampere method and the uncertainty attributable to the instrument can be expressed with the following relation:

$$u_{R1} = \sqrt{u_{VM}^2 + u_{VSH}^2 + u_{SH}^2} \quad (26)$$

where

u_{VM} is the standard uncertainty in DC voltage measurement;

u_{VSH} is the standard uncertainty in measurement of shunt voltage; and

u_{SH} is the standard uncertainty of the shunt resistance.

NOTE It is assumed that sufficient time has elapsed to ensure that any transient phenomena incepted at measuring circuit closing have disappeared and stable readings are obtained.

To estimate the uncertainties, for voltage and current measurements, the same procedures indicated in 10.2 should be applied.

For the current shunt it is normally sufficient to estimate the standard uncertainty from the class index disregarding the systematic deviation, that is:

$$u_{SH} = \frac{u_{class}}{\sqrt{3}} \quad (27)$$

The value of the resistance is also affected by the uncertainty contribution of the temperature at which the measurement is carried out, as explained under 10.7.

If the resistance measurement is performed by an integrated resistance measuring instrument, the uncertainty should be that given in the manufacturer specification and confirmed by calibration.

10.7 Winding temperature at load loss measurement

10.7.1 General

The temperature of the windings during the load loss measurement will affect subsequent recalculation of the results to reference temperature.

The method to determine the winding temperature is defined in IEC 60076-1 and in IEC 60076-11. A safe estimate of the expanded uncertainty of winding temperature determined this way is 2 K.

Estimation of winding temperature can be made by the measurement of the winding resistances to find temperature change from ambient. The method should be used for very large transformers or when the windings are presumed not to be in steady-state conditions.

For small transformers, determination of winding temperature by measurement of winding resistance is often not justified. In cases where many identical transformers are tested, it can be satisfactory to perform an investigation on one unit as a special test and use the result for all transformers of a batch.

10.7.2 R_2 and θ_2 determined from temperature measurement

It cannot in general be assumed that the temperature of the winding is the same during the load loss test as when its resistance is measured and therefore the resistance value may have to be corrected:

$$R_2 = R_1 \frac{t + \theta_2}{t + \theta_1} \quad (28)$$

where:

R_1 is the resistance measured at temperature θ_1 ;

R_2 is the winding resistance calculated from the measured temperature θ_2 according to Formula (28);

t is a constant set to 235 for copper and to 225 for aluminium windings.

The uncertainty derived from this relation is:

$$u_{R_2} = \sqrt{u_{R_1}^2 + \left(\frac{\dot{u}_{\theta_1}}{t + \theta_1} \right)^2 + \left(\frac{\dot{u}_{\theta_2}}{t + \theta_2} \right)^2} \quad (29)$$

where

u_{R_1} is the relative standard uncertainty for R_1 ;

$\dot{u}_{\theta_1}$ is the absolute uncertainty of θ_1 ;

u_{R_2} is the relative standard uncertainty for R_2 ;

$\dot{u}_{\theta_2}$ is the absolute uncertainty of θ_2 .

It can however be assumed that $\dot{u}_{\theta_1} \approx \dot{u}_{\theta_2}$ as the uncertainty is mostly related to the method, i.e., uncorrelated.

In the event that measurement of resistance R_1 and load loss measurement have been performed directly after each other, it can be safely assumed that the temperature is unchanged and therefore Formula (29) reduces to:

$$u_{R_2} = u_{R_1} \quad (30)$$

NOTE Correlations in temperature measurements have been ignored in Formula (29), providing a safe estimate of uncertainty. Proper evaluation of correlation could provide lower uncertainty but requires added effort.

10.7.3 R_2 and θ_2 determined by resistance measurement

Temperature θ_2 can be calculated from the measurements of resistance R_1 at ambient temperature and R_2 directly after load loss measurement.

$$\theta_2 = \frac{R_2}{R_1}(t + \theta_1) - t \quad (31)$$

The uncertainty of winding temperature θ_2 is

$$\begin{aligned}
 i_{\theta_2} &= \sqrt{\left(u_{R_1} \cdot \frac{R_2}{R_1} (t + \theta_1)\right)^2 + \left(u_{R_2} \cdot \frac{R_2}{R_1} (t + \theta_1)\right)^2 + \left(i_{\theta_1} \cdot \frac{R_2}{R_1}\right)^2} = \\
 &= \frac{R_2}{R_1} \cdot \sqrt{\left(u_{R_1} (t + \theta_1)\right)^2 + \left(u_{R_2} (t + \theta_1)\right)^2 + \left(i_{\theta_1}\right)^2} = \\
 &\frac{R_2}{R_1} \cdot (t + \theta_1) \sqrt{u_{R_1}^2 + u_{R_2}^2 + \left(\frac{i_{\theta_1}}{t + \theta_1}\right)^2}
 \end{aligned} \tag{32}$$

Using the same resistance measuring equipment for both R_1 and R_2 it can be assumed that the uncertainties are fully correlated. Therefore, this simplifies further to

$$i_{\theta_2} = \frac{R_2}{R_1} \cdot (t + \theta_1) \sqrt{u_{R_1}^2 + \left(\frac{i_{\theta_1}}{t + \theta_1}\right)^2} \tag{33}$$

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60076-19-1:2023

Annex A (informative)

Example of no-load loss uncertainty evaluation – Advanced measuring system

A.1 General (intent of example)

This example explores the uncertainty calculation for a no-load loss test on a power transformer, using an advanced measuring system with specified system uncertainty as discussed in 10.4.

Since it is presented as a test report some of the data for measuring equipment could be superfluous in the calculations.

A.2 Transformer specification

The main data for the transformer is given in Table A.1.

Table A.1 – Three-phase transformer oil immersed transformer

Quantity		Value
Rated power	[MVA]	40
Rated primary voltage	V_{NHV} [kV]	130
Rated secondary voltage	V_{NLV} [kV]	10,5
Rated frequency	[Hz]	50
Connection group		YNd5
Guaranteed NLL	[kW]	12,5

A.3 Measuring system

The measuring system is an advanced measuring system, which contains three voltage channels and three current channels with negligible errors. Voltages, currents, power and power factor are measured with a power meter. The voltage transducers are connected directly to the test object terminals and the current transducers are connected in line with the test object terminals. The voltages are measured phase-to-earth but are displayed as phase-to-phase voltages. The specification of applicable uncertainty of the measuring system is given in Table A.2.

Table A.2 – Uncertainty specification of the power measuring system

Power factor	Range	Standard uncertainty	Calculated expanded uncertainty
$\cos \varphi = 1,0$	$\geq 1 \text{ kV}, < 20 \text{ A}$	0,20 %	0,4 %
$\cos \varphi = 1,0$	$\geq 1 \text{ kV}, \geq 20 \text{ A}$	0,17 %	0,34 %
$\cos \varphi = 0,1$	$\geq 1 \text{ kV}, < 20 \text{ A}$	0,25 %	0,5 %
$\cos \varphi = 0,1$	$\geq 1 \text{ kV}, \geq 20 \text{ A}$	0,19 %	0,38 %

A.4 Measurements

It is assumed that the instrument derives the phase-to-phase voltages from the measured phase-to-earth voltages by calculation of the vectorial difference. Power factor is taken as measured by each instrument channel of the power measuring system. Measured data are given in Table A.3.

Table A.3 – Measured data

Quantity	Symbol	Phase U	Phase V	Phase W
Measured rectified mean voltage	V_{avg} [kV]	10,487	10,498	10,506
Measured RMS voltage	V_{RMS} [kV]	10,492	10,501	10,508
Measured current in each phase	I_{RMS} [A]	0,853 2	0,543 1	0,719 5
Measured active power	P_{W} [kW]	4,894	3,065	4,503
Power factor		0,947	0,936	0,971

A.5 Correction of measured values

The measuring system is an advanced measuring system, and thus no corrections for errors are required.

Corrections for waveform are however required as shown in Table A.4.

Table A.4 – Corrected values

Quantity	Symbol	U	V	W	
Compensation for voltage distortion	$\left(1 + \frac{V_{\text{avg}} - V_{\text{RMS}}}{V_{\text{avg}}}\right)$	0,999 5	0,999 7	0,999 8	According to IEC 60076-1
Corrected no-load loss per phase	P_{NLL} [kW]	4,892	3,064	4,502	
Total no-load loss	P_{NLL} [kW]	12,458			

A.6 Calculation of uncertainty

The uncertainty of power measurement system is defined in Table A.2. Since the power factor is between 1 and 0,1, the uncertainty for power factor 0,1 will cover this application. A more complete procedure as defined by the manufacturer of the measuring equipment could be applied, but has not been deemed required in this case.

The calculations have been performed using Formula (10) and Formula (11) from Clause 8 for three-phase (expanded) uncertainty where both no-load loss power and the uncertainty are expressed in Watts and summarised in Table A.5.

$$\begin{aligned}
 u_T &= \sqrt{12,23^2 + 7,66^2 + 11,26^2} \approx 18,30 \\
 P_{\text{NLL}} &= 4\,892 + 3\,064 + 4\,502 = 12\,458 \\
 U_{\text{NLL}} &= 2 \cdot \frac{18,3}{12\,458} \cdot 100 \% \approx 0,3 \%
 \end{aligned}$$

The applied voltage was insignificantly different from rated voltage.

Table A.5 – Uncertainty of no-load loss (according to Table 1)

Quantity	Standard uncertainty	Sensitivity coefficient	Uncertainty contribution [%]	Uncertainty contribution [%]	Uncertainty contribution [%]
			U	V	W
Measured power	u_{PS}	1	0,25	0,25	0,25
Correction to sinusoidal waveform ¹	u_{WF}	1	0	0	0
Combined standard uncertainty u_{NLL} [%]:			0,25	0,25	0,25
Expanded uncertainty U_{NLL} [%]:			0,5	0,5	0,5
Absolute expanded uncertainty $\hat{U}_{NLL}$ [W]			24,46	15,32	22,52
Total expanded uncertainty $\hat{U}_{NLL,3ph}$ [W]:			36,6		
Relative expanded uncertainty $U_{NLL,3ph}$ [%]:			0,3 %		

¹ The uncertainty contribution from correction to sinusoidal waveform has been neglected since both RMS-value and average rectified value have been calculated from the same sampled waveform, see 10.5.

The statement of relative uncertainty has been rounded to one significant digit.

The no-load loss of the transformer was established to $(12,46 \pm 0,04)$ kW, where a coverage factor $k = 2$ has been applied, which for a normal distribution corresponds to a coverage probability of approximately 95 %.

A.7 Reported loss and uncertainty estimate

Transformer no-load loss is estimated to: $(12,46 \pm 0,04)$ kW or 12,46 kW with an expanded uncertainty of 0,3 %.

The uncertainty is given with a coverage factor of $k = 2$, which for a normal distribution corresponds to a coverage probability of approximately 95 %.

NOTE 1 The expanded relative uncertainty has been evaluated with the procedure valid for an advanced measuring system. No correction for instrumentation errors has been applied, thus systematic deviation (error) is covered by the above uncertainty.

NOTE 2 Correction of 0,03 % for waveform has been applied but could have been neglected since it is much smaller than the uncertainty.

Annex B (informative)

Example of no-load loss uncertainty evaluation – Calibration based procedure

B.1 General

This example explores the uncertainty calculation for a no-load loss measurement on a power transformer when using a measuring system with conventional instrument transformers where calibration results are used to reduce the uncertainty by performing corrections.

Since it is presented as a test report some of the data for measuring equipment could be superfluous in the calculations.

Information relevant for the calculations, as well as results, are given in Table B.1 to Table B.6.

B.2 Transformer specification

Table B.1 – Three-phase transformer oil immersed transformer

Quantity		Value
Rated power	[MVA]	150
Rated primary voltage	V_{NHV} [kV]	110
Rated secondary voltage	V_{NLV} [kV]	20
Rated frequency	[Hz]	50
Connection group		YNd1
Guaranteed NLL	[kW]	67

B.3 Measuring system

The measuring system contains conventional instrument transformers and a digital power meter. For the instrument transformers, complete calibration reports are available.

Instrument transformer data from the calibration report have been evaluated for the measuring point in the reported no-load loss measurement. Instrument transformer errors have been derived from interpolation between calibration points and the corresponding uncertainties have been estimated from calibration uncertainties and imperfections in the interpolation.

Table B.2 – Uncertainties of measuring system current and voltage transducers

Quantity	Symbol	U	V	W
CT ratio	k_{CN}	1	1	1
Known CT ratio error	ε_{CT} [%]	0,04	0,03	0,05
CT ratio error standard uncertainty	u_{CT} [%]	0,01	0,01	0,01
Known CT phase displacement	$\Delta_{\phi C}$ [rad]	0,000 9	–0,000 5	0,001 1
CT phase displacement standard uncertainty	$u_{\Delta\phi C}$ [rad]	0,000 1	0,000 1	0,000 1
VT ratio	k_{VN}	500	500	500
Known VT ratio error	ε_{VT} [%]	0,03	0,05	0,04
VT ratio error standard uncertainty	u_{VT} [%]	0,01	0,01	0,01
Known VT phase displacement	$\Delta_{\phi V}$ [rad]	–0,001 1	–0,001 3	0,000 9
VT phase displacement standard uncertainty	$u_{\Delta\phi V}$ [rad]	0,000 1	0,000 1	0,000 1

The standard uncertainties of current, voltage and power measurement are derived from the technical specification of the power meter, see Table B.3.

Table B.3 – Uncertainties of power meter

Quantity	Symbol	U	V	W
Power measurement uncertainty	u_{PW} [%]	0,91	0,91	0,91
Current measurement uncertainty	$u_{I_{RMS}}$ [%]	0,21	0,21	0,21
Voltage measurement uncertainty	$u_{V_{avg}}$ [%]	0,18	0,18	0,18
NOTE Current and voltage uncertainties are not used in the calculations but are included in the table since they are usually presented in the documentation for the power meter.				

B.4 Measurements

The instrument measures phase-to-earth voltages and derives the phase-to-phase voltages by calculation of the vectorial difference between phase-to-earth voltages. Power factor is taken as P_W per phase divided by the apparent power per phase, which is calculated as $V_{RMS_p_e} I_{RMS}$ where $V_{RMS_p_e}$ is phase-to-earth voltage.

Table B.4 – Measured data

Quantity	Symbol	Phase U	Phase V	Phase W
Measured RMS voltage	V_{RMS} [kV]	110,03	110,02	110,05
Measured rectified mean voltage	V_{avg} [kV]	109,99	109,94	109,97
Measured current in each phase	I_{RMS} [A]	0,405 7	0,389 4	0,408 0
Measured active power	P_W [kW]	22,25	21,40	22,35
Power factor		0,863	0,865	0,862

B.5 Correction of measured values

Table B.5 – Corrected values

Quantity	Symbol	U	V	W	
Measured phase angle of loss power	φ_m [rad]	0,529	0,525	0,531	
Corrected phase angle of the loss power	φ [rad]	0,531	0,526	0,531	$\varphi = \varphi_m - (\Delta_{\phi_V} - \Delta_{\phi_C})$
	$\tan \varphi$ [p.u.]	0,587	0,581	0,588	
Correction of known error ratio of CT	$\frac{1}{1 + \frac{\varepsilon_{CT}}{100}}$	0,999 6	0,999 7	0,999 5	
Correction of known error ratio of VT	$\frac{1}{1 + \frac{\varepsilon_{VT}}{100}}$	0,999 7	0,999 5	0,999 6	
Correction of known phase displacement	$\frac{\cos(\varphi)}{\cos(\varphi + (\Delta_{\phi_V} - \Delta_{\phi_C}))}$	0,998 8	0,999 5	0,999 9	According to 10.1.3.1
Compensation of voltage distortion	$1 + \frac{V_{avg} - V_{RMS}}{V_{avg}}$	0,999 6	0,999 3	0,999 3	According to IEC 60076-1
Corrected no-load loss, per phase	P_{NLL} [kW]	22,20	21,36	22,31	
Total no-load loss	P_{NLL} [kW]	65,87			
NOTE In correction of voltage distortion, phase-to-earth voltages have been used since the transformer is wye connected with accessible neutral and has been measured on the wye-side.					

B.6 Uncertainty calculation

The uncertainty contribution from phase displacement is calculated according to 10.1.3.1.

According to 10.5 the uncertainty contribution from the correction to sinusoidal waveform is neglected, as the RMS-value and the mean value of the voltage are obtained from the same sampled waveform.

Table B.6 – Uncertainty of no-load loss (according to Table 1)

Quantity	Standard uncertainty	Sensitivity coefficient	Uncertainty contribution [%] U	Uncertainty contribution [%] V	Uncertainty contribution [%] W
CT ratio error	u_{CT}	1	0,01	0,01	0,01
VT ratio error	u_{VT}	1	0,01	0,01	0,01
Measured power	u_{PW}	1	0,91	0,91	0,91
Phase displacement	u_{FD}	1	0,01	0,01	0,01
Correction to sinusoidal waveform	u_{WF}	1	0	0	0
Combined standard uncertainty u_{NLL} [%]:			0,91	0,91	0,91

Expanded uncertainty U_{NLL} [%]:	1,82	1,82	1,82
Absolute expanded uncertainty $\hat{U}_{\text{NLL}}$ [W]	404	389	406
Total expanded uncertainty $\hat{U}_{\text{NLL},3\text{ph}}$ [W]:	692		
Relative expanded uncertainty $U_{\text{NLL},3\text{ph}}$ [%]:	1,1 %		
NOTE Uncertainty contribution u_{FD} for phase displacement is included for clarity, even though it is not required according to 6.3.			

Transformer no-load loss, considering uncertainty: $(65,9 \pm 0,7)$ kW or 65,9 kW with an expanded uncertainty of 1,1 %.

The no-load loss of the transformer was established to be $(65,9 \pm 0,7)$ kW, where a coverage factor $k = 2$ has been applied, which for a normal distribution corresponds to a coverage probability of approximately 95 %.

Or:

The no-load loss of the transformer was established to 65,9 kW with an expanded uncertainty of 1,1 %, where a coverage factor $k = 2$ has been applied, which for a normal distribution corresponds to a coverage probability of approximately 95 %.

B.7 Reported loss and uncertainty estimate

Transformer no-load loss is estimated to be: $(65,9 \pm 0,7)$ kW or 65,9 kW with an expanded uncertainty of 1,1 %.

The uncertainty is given with a coverage factor of $k = 2$, which for a normal distribution corresponds to a coverage probability of approximately 95 %.

NOTE The expanded relative uncertainty has been evaluated with the calibration based procedure. Corrections have been applied as found from calibration certificates.

Annex C (informative)

Example of load loss uncertainty evaluation class index procedure

C.1 General

This example explores the uncertainty calculation for a load loss test on a distribution transformer, using a conventional measuring system evaluated according to the class index procedure.

Information relevant for the calculations, as well as results, are given in Table C.1 to Table C.7.

C.2 Transformer specification

Table C.1 – Three-phase transformer dry type transformer

Quantity		Value
Rated power	S_r [kVA]	630
Rated primary voltage	V_{NHV} [V]	6 000
Rated secondary voltage	V_{NLV} [V]	400
Rated primary phase current	I_{NHV} [A]	60,62
Rated secondary phase current	I_{NLV} [A]	909,33
Reference temperature	θ_r [°C]	120
Winding material		Cu

C.3 Measuring system

The measuring system contains conventional instrument transformers with accuracy class in accordance with the IEC 61869 series, and a digital power meter. The current transformers are used in the current range from 20 % to 120 % of rated current and the voltage transformers in the range 80 % to 120 % of rated voltage, so that their maximum errors coincide with the class index.

Table C.2 – Uncertainties of measuring system current and voltage transducers

Quantity	Symbol	U	V	W
CT accuracy class		0,2	0,2	0,2
CT ratio		50:5	50:5	50:5
CT max. amplitude error	$e_{\text{class,CT}} [\%]$	$\pm 0,2$	$\pm 0,2$	$\pm 0,2$
CT max. phase displacement	$\Delta_{\phi C} [\text{min}]$	± 10	± 10	± 10
VT accuracy class		0,2	0,2	0,2
VT ratio		200:50	200:50	200:50
VT max. amplitude error	$e_{\text{class,VT}} [\%]$	$\pm 0,2$	$\pm 0,2$	$\pm 0,2$
VT max. phase displacement	$\Delta_{\phi V} [\text{min}]$	± 10	± 10	± 10
Current range of power meter	[A]	5	5	5
Voltage range of power meter	[V]	60	60	60
NOTE Phase displacement is given in minutes since this is a customary unit in calibration reports.				

The technical specification of the power meter defines the accuracy of the current measurement as 0,01 % of measured value + 0,02 % of range.

The technical specification of the power meter defines the accuracy of the power measurement as 0,015 % of measured value + 0,01 % of range.

C.4 Measurements

Table C.3 – Measured data

Quantity		U	V	W
Resistance HV	$R_{\text{HV}} [\Omega]$	0,0490	0,050 0	0,051 0
Resistance LV	$R_{\text{LV}} [\Omega]$	0,001 600	0,001 500	0,001 700
Measured temperature during resistance measurement	$\theta_1 [^{\circ}\text{C}]$	22,1	22,1	22,1
Voltage phase-neutral	$U_{\text{M}} [\text{V}]$	191,5	195,2	194,8
Phase current	$I_{\text{RMS}} [\text{A}]$	40,55	40,2	40,6
Measured active power	$P_{\text{W}} [\text{W}]$	748	756	762
Power factor	$\cos \varphi$	0,096 33	0,096 34	0,096 35
Measured temperature during loss measurement	$\theta_2 [^{\circ}\text{C}]$	21,8	21,8	21,8
NOTE Instrument readings have been referred to the high voltage circuit after application of instrument transformer ratios.				

Power factor has been calculated as P_{W} per phase divided by the apparent power, which is calculated as $V_{\text{RMS}} \cdot I_{\text{RMS}}$.

C.5 Calculation in accordance with IEC 60076-1

First, the measured loss is corrected to rated current and reference temperature according to IEC 60076-11.

Table C.4 – Results based on measured data

Quantity		U	V	W
Resistance HV at temperature θ_2 , being the same as during loss measurement	$R_{HV2} [\Omega]$	0,048 9	0,049 9	0,050 9
Resistance LV at temperature θ_2 being the same as during loss measurement	$R_{LV2} [\Omega]$	0,001 598	0,001 498	0,001 698
Measured losses at θ_2 , corrected to rated current	$P_2 [W]$	1 671,8	1 719,2	1 698,9
Calculated $I_N^2 R$ -losses	[W]	1 501,3	1 422,4	1 591,3
Losses, corrected to reference temperature θ_r as given in Formula (9)	$P_{LL} [W]$	2 198,7	2 181,0	2 277,6

C.6 Uncertainty calculation

Table C.5 – Derivation of standard uncertainty contributions

Quantity	Symbol	U	V	W	
cosine phi	$\cos(\varphi)$ [p.u.]	0,096 4	0,096 4	0,096 4	
CT ratio error uncertainty	$u_{CT} [\%]$	0,115	0,115	0,115	According to 10.1.2.2: $u_c = e_{class}/\sqrt{3}$
VT ratio error uncertainty	$u_{VT} [\%]$	0,115	0,115	0,115	According to 10.1.2.2: $u_v = e_{class}/\sqrt{3}$
Uncertainty of phase displacement	$u_{FD} [\%]$	3,692	3,692	3,692	According to 10.1.3.2.2 with $(\Delta\varphi_V - \Delta\varphi_C) = 20$ min
Instrument specification for current measurement	$\dot{e}_{IM} [mA]$	14,06	14,02	14,06	From technical specification of the instrument: max. permitted error taken as accuracy = 0,01 % of measured value + 0,02 % of range, and referred to the high voltage circuit
Current measurement uncertainty	$u_{I_{RMS}} [\%]$	0,020	0,020	0,020	According to 10.2, assuming rectangular distribution, $u_{I_{RMS}} = \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{\dot{e}_{I_{RMS}}}{I_{RMS}}$
Instrument specification for power measurement	$\dot{e}_{PW} [W]$	1,312	1,313	1,314	From technical specification: max. permitted error taken as accuracy = 0,015 % of measured value + 0,01 % of range
Power measurement uncertainty	$u_{PW} [\%]$	0,101	0,100	0,100	According to 10.3, assuming rectangular distribution, $u_{PW} = e_{PW}/\sqrt{3}$
Resistance meter uncertainty	$u_{R1} [\%]$	0,058	0,058	0,058	Technical specification of resistance meter: accuracy = 0,1 %, assuming rectangular distribution
Temperature measurement uncertainty	$\dot{u}_{e1} [K] = \dot{u}_{e2} [K]$	1	1	1	Assumed according to 10.7
Uncertainty of resistance correction to θ_2	$u_{R2} [\%]$	0,55	0,55	0,55	According to Formula (28)

Table C.6 – Uncertainty budget for measured load loss at ambient temperature (Table 2)

Quantity	Standard uncertainty	Sensitivity coefficient	Uncertainty contribution [%] U	Uncertainty contribution [%] V	Uncertainty contribution [%] W
CT ratio error	u_{CT}	1	0,115	0,115	0,115
VT ratio error	u_{VT}	1	0,115	0,115	0,115
Power meter	u_{PW}	1	0,101	0,100	0,100
Phase displacement	u_{FD}	1	3,693	3,692	3,692
Ampere meter	u_{IRMS}	2	0,040	0,040	0,040
combined standard uncertainty u_{p2} [%]:			3,698	3,697	3,697
expanded uncertainty $\underline{U}_{p2}$ [%]:			7,396	7,394	7,394
NOTE Phase uncertainty for the power meter (at low power factor) has been taken as covered by its specification for contribution related to the measuring range.					

Table C.7 – Uncertainty budget for absolute uncertainty of load loss reported at reference temperature (Table 3)

Quantity	Formula	Absolute uncertainty contribution	Absolute uncertainty contribution	Absolute uncertainty contribution
		U	V	W
$I_N^2 R_2$ loss	$I_N^2 R_2 \cdot \left(\frac{t + \theta_r}{t + \theta_2} - \frac{t + \theta_2}{t + \theta_r} \right) \cdot u_{R2}$ [W]	5,4	5,2	5,8
Measured loss	$\dot{u}_{P2} = \frac{t + \theta_2}{t + \theta_r} \cdot u_{P2} \cdot P_2$ [W]	44,722	45,99	45,46
Mean winding temperature	$\left -I_N^2 R_2 \frac{t + \theta_r}{(t + \theta_2)^2} + \left(P_2 - I_N^2 R_2 \right) \frac{1}{t + \theta_r} \right \cdot \dot{u}_{\theta 2}$ [W]	7,6	6,82	8,26
Combined uncertainty $\dot{u}_{LL}$ [W]		45,7	46,5	46,2
Expanded uncertainty $\dot{U}_{LL}$ [W]		90,8	93,0	92,4
Expanded relative uncertainty U_{LL} [%]:		4,1	4,3	4,1
Total expanded uncertainty $\dot{U}_{LL,3ph}$ [W]:		159,74		
Relative expanded uncertainty $U_{LL,3ph}$ [%]:		2,4		
NOTE In the losses at the reference temperature the $I^2 R$ losses contribute in a non-negligible way. The $I^2 R$ losses have low uncertainty because they are linked to the resistance measurement where we can reach 0,1 % without great effort. This leads to the non-intuitive result of relative uncertainty of losses at reference temperature being lower than that for the measurement of losses at ambient temperature. A corollary could be that measurement at reference temperature would lead to a higher uncertainty.				

C.7 Reported loss and uncertainty estimate

Transformer load loss is estimated to be: $(6,66 \pm 0,16)$ kW or 6,66 kW with an uncertainty of 2,4 %.

The uncertainty is given with a coverage factor of $k = 2$, which for a normal distribution corresponds to a coverage probability of approximately 95 %.

NOTE 1 The expanded relative uncertainty has been evaluated using class index procedure. No correction has been applied, thus systematic deviation (error) is covered by the above uncertainty.

NOTE 2 The relative uncertainty has been given with two significant digits, as otherwise it can lower the stated uncertainty by more than 5 %.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60076-19-1:2023

Annex D (informative)

Determination of exponent n in expression for no-load loss

The single-phase model function used in 6.2 in Formula (1) for correction of the no-load loss power is based on the following relation for the losses P_{NLL} versus test voltage U_{avg} :

$$P_{\text{NLL}} = c \cdot \left[\frac{V_{\text{avg}}}{V_{\text{N}}} \right]^n \quad (\text{D.1})$$

where

c is a constant that refers to the terms of Formula (1) not shown in Formula (D.1).

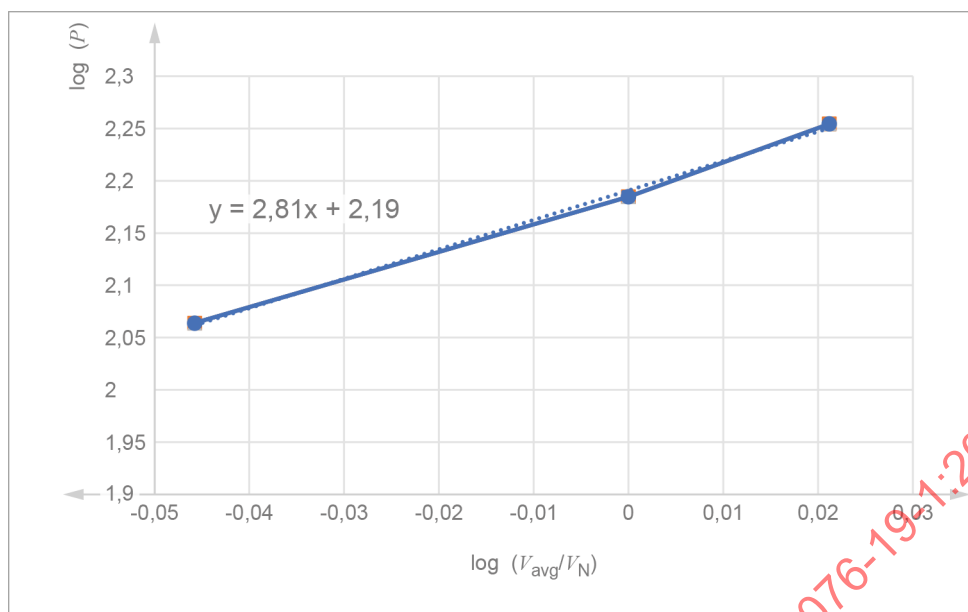
Taking the logarithm of both sides we obtain

$$\log(P) = n \cdot \log\left(\frac{V_{\text{avg}}}{V_{\text{N}}}\right) + \log(c) \quad (\text{D.2})$$

This has the form of a linear equation $y = k \cdot x + a$ where the coefficient $k = n$. This formulation provides the opportunity to use the fitting of a straight line to measured power over a range of voltages, where the coefficient k of slope is the sought exponent n . Furthermore, in this formulation, $\log(c)$ is not used, and scaling of P and U does not influence the value of n . Table D.1 gives an example of measured data and evaluated exponent n .

Table D.1 – Example of measured no-load loss versus applied voltage

Voltage $V_{\text{avg}}/V_{\text{N}}$ [%]	Power P [kW]
0,9	115,86
1,0	153,03
1,05	179,67



IEC

Figure D.1 – Evaluation of exponent n from data in Table D.1

From the graph in Figure D.1, we find that $n = 2,81$.

NOTE 1 The choice of data points to use is to some extent arbitrary. Choosing them close to 100 % reduces the effect of non-linearity of the trace. This choice will, on the other hand, aggravate the influence of small errors in power measurement. A reasonable compromise is thought to be achieved for a span of 90 % to 105 %.

NOTE 2 The diagram has been developed in a spread-sheet program, using a linear trend line to estimate the slope.

Annex E (informative)

Measurement uncertainty and test results

E.1 General

When the test result is expressed as a numerical quantity (and not only as a verdict of withstanding a test procedure or not), it is not an exact number but suffers from uncertainty. How wide this margin of uncertainty is depends on the quality of the test installation, particularly its measuring system, on the skill of the staff and on measurement difficulties presented by the test object [SOURCE: IEC 60076-8:1997, 10.1].

ISO Guide 98-3 "Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement" (commonly known as the GUM) sets out concepts and methods for assessment of uncertainty. The GUM has been adopted by all major national measurement institutes (NMIs). It is also adopted by international laboratory accreditation standards such as ISO/IEC 17025, "General requirements for the competence of testing and calibration laboratories", and specifies the general requirements for the competence, impartiality and consistent operation of laboratories.

Measurement uncertainty has important economic consequences, e.g., when guarantees of performance are backed by economic premiums and/or penalties. Reliability, credibility and finally acceptance of measurement results are fundamental.

E.2 Test results, guarantees, tolerances, uncertainty limits

IEC 60076-8:1997, 10.1 defines basic policies regarding guarantees tolerances and uncertainty limits. A key paragraph is: "The submitted test result shall contain the most correct estimate that is possible, based on the measurements that have been carried out. This value shall be accepted as it stands. The uncertainty margin shall not be involved in the judgement of compliance for guarantees with no positive tolerance or tolerance ranges for performance data of the test object."

E.3 Traceability as tool for quality assurance

The term "metrological traceability" is used to refer to an unbroken chain of comparisons relating an instrument's measurements to a known standard. It is formally defined as "property of a measurement result whereby the result can be related to a reference through a documented unbroken chain of calibrations, each contributing to the measurement uncertainty". [SOURCE: ISO/IEC Guide 99:2007, 2.41, modified – Notes removed].

The chain of comparisons constitutes what is normally known as calibrations.

From this, it follows that an unbroken chain of calibrations from the realisation of the quantity to the final measurement is essential for traceable measurement.

E.4 Means and methods to prove uncertainty claims and traceability

E.4.1 Calibration

E.4.1.1 General

Calibration is indispensable in proving uncertainty claims and traceability. Such calibrations can be performed in-house or by external calibration providers. Quality control of calibration is assured when national measurement institutes, or laboratories accredited for the quantity, perform the calibration. In other cases, this quality control ultimately resides with the owner of the measurement equipment.

Calibration intervals are under the discretion of the owner of the measuring system. The economic risk latent in undetected malfunctions of the measuring system is however an import driver for regular calibrations. For example, IEC 60060-2 requires a performance check to be performed annually, and backed by a full calibration at intervals no longer than 5 years.

E.4.1.2 National measurement institutes

National measurement institutes are charged with a two-fold task: they should realise and maintain the basic quantities, and they should disseminate the quantities to second-echelon measurement laboratories and users.

To maintain the basic and derived units, scientific work is needed in the realisation of the basic units and in the derivation for other units. For example, DC voltage is realised by the Josephson effect where Planck's constant, the charge of the electron and frequency are directly related. AC voltage is then derived using thermal converters where the power loss of DC voltage is compared to power loss by AC voltage, using precise measurement of temperature rise on a resistor.

Equivalence between different realisations is proven by intercomparisons. Such are organised by BIPM (the International Bureau of Weights and Measures) on a regular schedule and in such a manner as to include all national measurement institutes.

Cooperation between national measurement laboratories also extends into peer evaluation of their respective quality systems.

E.4.1.3 Accredited calibration laboratories

An accredited laboratory has undergone a process of approval that enhances confidence in their work. Their task in calibration is to provide calibration services to other users, either other calibration agencies or final users.

NOTE Accredited laboratories are appointed by national accreditation bodies. Such are not yet available in all countries. The quality system of the laboratory is assessed against a suitable standard, for example ISO/IEC 17025. The technical work is assessed by a competent technical assessor. The accreditation usually also requires participation in suitable intercomparisons with similar laboratories.

E.4.1.4 Other laboratories

The purchaser of the calibration service (i.e. normally the owner of the approved measuring system) needs to ensure that the calibration provider has a suitable quality system and has the ability to perform calibrations at the level of expertise necessary. This can be proven if the purchaser makes an assessment of the laboratory following the procedures of ISO/IEC 17025, for example. As a minimum it should be assured that the calibration laboratory:

- has traceability for its measurements through an unbroken chain of comparative measurements, all having stated uncertainties;
- has a detailed uncertainty budget for its measurements listing all possible contributions and their estimated magnitude;

- has performed comparison(s) with other calibration laboratories to validate the uncertainty;
- uses evaluation methods for measurement uncertainty compatible with methods defined in ISO/IEC Guide 93-8 on the expression of uncertainty in measurement (GUM);
- has competent personnel;
- has suitable equipment;
- has a quality system that ensures correct handling of measurement data.

A detailed record of the assessment should be retained in the archives of the purchaser.

E.4.1.5 In-house calibration

A user that performs calibration of its own measuring systems, should fulfil the same requirements as given in E.4.1.4.

A formal assessment of the quality system and procedures for calibration should be made using an external assessor who is very familiar with both technical requirements on this type of calibration work and quality assurance in laboratories.

E.4.2 Calibration certificate

The following list is quoted from ISO/IEC 17025:2017, 7.8.2.1.

"Each report shall include at least the following information, unless the laboratory has valid reasons for not doing so, thereby minimizing any possibility of misunderstanding or misuse:

- a) a title (e.g. "Test Report", "Calibration Certificate" or "Report of Sampling");
- b) the name and address of the laboratory;
- c) the location of performance of the laboratory activities, including when performed at a customer facility or at sites away from the laboratory's permanent facilities, or in associated temporary or mobile facilities;
- d) unique identification that all its components are recognized as a portion of a complete report and a clear identification of the end;
- e) the name and contact information of the customer;
- f) identification of the method used;
- g) a description, unambiguous identification, and, when necessary, the condition of the item;
- h) the date of receipt of the test or calibration item(s), and the date of sampling, where this is critical to the validity and application of the results;
- i) the date(s) of performance of the laboratory activity;
- j) the date of issue of the report;
- k) reference to the sampling plan and sampling method used by the laboratory or other bodies where these are relevant to the validity or application of the results;
- l) a statement to the effect that the results relate only to the items tested, calibrated or sampled;
- m) the results with, where appropriate, the units of measurement;
- n) additions to, deviations, or exclusions from the method;
- o) identification of the person(s) authorizing the report;
- p) clear identification when results are from external providers."

E.4.3 Guidance on scope of a calibration

It is of importance that calibrations cover the range of parameters under which the measurement equipment is to be used.

For primary voltage and current transducers (often VTs and CTs) the full voltage (current) range of the intended use needs to be included in the calibration. Influencing parameters, such as e.g. secondary burdens, should be representative of the situation in its use. It is noted that both ratio error and phase displacement are important.

The watt meter can be calibrated at one single current and for the range of input voltages, complemented by one at a single voltage and for the range of input current. The power factor of the applied power should cover from power factor 1 and down to the lowest value expected to be encountered in loss measurements. This lower value of power factor is usually in the range from 0,2 (e.g. small distribution transformers) to 0,01 (large transformers).

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60076-19-1:2023

Annex F

(normative)

Calculation of uncertainty of losses with different reference temperatures and/or winding material

In cases where a transformer has different materials in different windings and/or different reference temperatures, modifications of the calculations in the main body of this document could become necessary. At the time of writing, this scenario is recognised in IEC 60076-11:2018, which in 14.2.3 specifies:

"When a transformer has different guaranteed winding temperature rises, the reference temperature for the calculation of the I^2R loss shall be the winding-temperature rise for each winding plus 20 °C or plus yearly external temperature of the external cooling medium given by the purchaser whichever is higher. The reference temperature to evaluate all the other losses shall be the average of the winding temperature rises plus 20 °C or plus yearly external temperature of the external cooling medium given by the purchaser whichever is higher. In case of different winding material or/and different reference temperature, average value shall be taken for calculation of additional losses (see Annex D) and shall be the appropriate reference temperature for the rating plate and technical documentation."

The subclause furthermore notes "that the reference temperatures of the transformer systems can be different. Therefore the different materials and reference temperatures need to be considered in the correction. For the calculation of the additional losses P_{ar} the mean value of the reference temperatures θ_r is used. Additionally the mean value of the material constants ϑ_0 needs to be considered in these cases."

For the purpose of this document, the following shall therefore be applied in Table 3:

- material constant ι shall be taken as the average of the values for the two materials;
- reference temperature θ_r shall be taken as the average of the reference temperatures valid for the two materials.

Bibliography

IEC 60060-2, *High-voltage test techniques – Part 2: Measuring systems*

IEC 60076-8:1997, *Power transformers – Part 8: Application guide*

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

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

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

IEC 61869-7, *Instrument transformers – Part 7: Specific requirements for electronic voltage transformers*¹

IEC 61869-8, *Instrument transformers – Part 8: Specific requirements for electronic current transformers*¹

ISO/IEC 17025:2017, *General requirements for the competence of testing and calibration laboratories*

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

ISO/IEC Guide 99:2007, *International vocabulary of metrology – Basic and general concepts and associated terms (VIM)*

IEEE C57.123-2019, *IEEE Guide for Transformer Loss Measurement*

¹ Under consideration.

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	53
INTRODUCTION.....	55
1 Domaine d'application	57
2 Références normatives	57
3 Termes et définitions	57
4 Symboles	59
4.1 Symboles généraux	59
4.2 Symboles pour l'incertitude	60
4.2.1 Désignations générales	60
4.2.2 Désignations spécifiques	60
5 Mesure de la puissance, écart et incertitude systématiques	60
5.1 Généralités	60
5.2 Traçabilité.....	61
5.3 Fonction modèle	61
5.4 Systèmes de mesure	61
6 Méthodes de mesure des pertes à vide.....	62
6.1 Généralités	62
6.2 Fonction modèle pour les pertes à vide aux conditions de référence	62
6.3 Bilan des incertitudes de mesure des pertes à vide.....	63
7 Méthodes de mesure des pertes dues à la charge	64
7.1 Généralités	64
7.2 Fonction modèle pour la mesure des pertes dues à la charge au courant assigné.....	64
7.3 Fonction modèle pour les pertes dues à la charge au courant assigné et à la température de référence.....	65
7.4 Bilan des incertitudes de la puissance mesurée P_2 recalculée au courant assigné.....	66
7.4.1 Généralités.....	66
7.4.2 Incertitudes de la puissance mesurée des pertes dues à la charge P_2 à la température ambiante θ_2	66
7.5 Bilan des incertitudes pour les pertes dues à la charge rapportées à la température de référence.....	66
8 Calculs de puissance triphasée	67
9 Rapport	68
10 Estimation des corrections et contributions à l'incertitude	68
10.1 Transformateurs de mesure	68
10.1.1 Généralités.....	68
10.1.2 Erreur de rapport des transformateurs de mesure.....	69
10.1.3 Déphasage des transformateurs de mesure.....	70
10.2 Mesures de tension et de courant	72
10.3 Wattmètre	73
10.4 Système de technologie avancée avec incertitude du système spécifiée	73
10.5 Correction de la forme d'onde sinusoïdale	74
10.6 Mesure de la résistance d'enroulement	75
10.7 Température des enroulements pendant le mesurage des pertes dues à la charge	75

10.7.1	Généralités	75
10.7.2	Détermination de R_2 et de θ_2 à partir de la mesure de la température	76
10.7.3	Détermination de R_2 et de θ_2 par mesurage de la résistance	77
Annexe A (informative) Exemple d'évaluation de l'incertitude des pertes à vide – Système de mesure de technologie avancée		78
A.1	Généralités (objet de l'exemple).....	78
A.2	Spécification du transformateur.....	78
A.3	Système de mesure	78
A.4	Mesures.....	79
A.5	Correction des valeurs mesurées	79
A.6	Calcul de l'incertitude.....	79
A.7	Pertes rapportées et estimation de l'incertitude.....	80
Annexe B (informative) Exemple d'évaluation de l'incertitude des pertes à vide – Méthode par étalonnage		81
B.1	Généralités	81
B.2	Spécification du transformateur.....	81
B.3	Système de mesure	81
B.4	Mesures.....	82
B.5	Correction des valeurs mesurées	83
B.6	Calcul de l'incertitude.....	83
B.7	Pertes rapportées et estimation de l'incertitude.....	84
Annexe C (informative) Exemple d'évaluation de l'incertitude des pertes à vide Méthode de l'indice de classe		85
C.1	Généralités	85
C.2	Spécification du transformateur.....	85
C.3	Système de mesure	85
C.4	Mesures.....	86
C.5	Calcul selon l'IEC 60076-1	87
C.6	Calcul de l'incertitude.....	87
C.7	Pertes rapportées et estimation de l'incertitude.....	89
Annexe D (informative) Détermination de l'exposant n dans l'expression des pertes à vide 90		
Annexe E (informative) Incertitude de mesure et résultats d'essai.....		92
E.1	Généralités	92
E.2	Résultats d'essai, garanties, tolérances, limites d'incertitude	92
E.3	Traçabilité comme outil d'assurance qualité	92
E.4	Moyens et méthodes pour prouver les déclarations d'incertitude et la traçabilité	93
E.4.1	Étalonnage	93
E.4.2	Certificat d'étalonnage	94
E.4.3	Recommandations relatives au domaine d'application d'un étalonnage.....	95
Annexe F (normative) Calcul de l'incertitude des pertes à différentes températures de référence et/ou avec différents matériaux d'enroulement		96
Bibliographie.....		97
Figure D.1 – Évaluation de l'exposant n à partir des données du Tableau D.1.....		91
Tableau 1 – Incertitudes des pertes à vide mesurées.....		64

Tableau 2 – Incertitudes des pertes dues à la charge mesurées à la température ambiante.....	66
Tableau 3 – Incertitude absolue des pertes dues à la charge P_{LL} rapportées à la température de référence θ_r	67
Tableau 4 – Incertitudes des pertes à vide mesurées, système de technologie avancée	74
Tableau 5 – Incertitudes des pertes dues à la charge mesurées à la température ambiante, système de technologie avancée	74
Tableau A.1 – Transformateur triphasé immergé dans l'huile	78
Tableau A.2 – Spécification de l'incertitude du système de mesure de la puissance.....	78
Tableau A.3 – Données mesurées	79
Tableau A.4 – Valeurs corrigées	79
Tableau A.5 – Incertitude des pertes à vide (selon le Tableau 1)	80
Tableau B.1 – Transformateur triphasé immergé dans l'huile	81
Tableau B.2 – Incertitudes des transducteurs de courant et de tension du système de mesure	82
Tableau B.3 – Incertitudes du wattmètre	82
Tableau B.4 – Données mesurées	83
Tableau B.5 – Valeurs corrigées	83
Tableau B.6 – Incertitude des pertes à vide (selon le Tableau 1)	84
Tableau C.1 – Transformateur triphasé de type sec	85
Tableau C.2 – Incertitudes des transducteurs de courant et de tension du système de mesure	86
Tableau C.3 – Données mesurées	86
Tableau C.4 – Résultats fondés sur les données mesurées	87
Tableau C.5 – Déduction des contributions à l'incertitude type.....	87
Tableau C.6 – Bilan des incertitudes pour les pertes dues à la charge mesurées à la température ambiante (Tableau 2)	88
Tableau C.7 – Bilan des incertitudes pour l'incertitude absolue des pertes dues à la charge rapportées à la température de référence (Tableau 3)	88
Tableau D.1 – Exemple de pertes à vide mesurées en fonction de la tension appliquée.....	90

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE –

**Partie 19-1: Règles pour la détermination des incertitudes de mesure
des pertes des transformateurs de puissance**

AVANT-PROPOS

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

L'IEC 60076-19-1 a été établie par le comité d'études 14 de l'IEC: Transformateurs de puissance. Il s'agit d'une Norme internationale.

Le texte de cette Norme internationale est issu des documents suivants:

Projet	Rapport de vote
14/1105/FDIS	14/1107/RVD

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

La version française de cette norme n'a pas été soumise au vote.

La langue employée pour l'élaboration de cette Norme internationale est l'anglais.

Le présent document a été rédigé selon les Directives ISO/IEC, Partie 2, il a été développé selon les Directives ISO/IEC, Partie 1 et les Directives ISO/IEC, Supplément IEC, disponibles sous www.iec.ch/members_experts/refdocs. Les principaux types de documents développés par l'IEC sont décrits plus en détail sous www.iec.ch/standardsdev/publications.

Une liste de toutes les parties de la série IEC 60076, publiées sous le titre général *Transformateurs de puissance*, se trouve sur le site web de l'IEC.

Le comité a décidé que le contenu de ce document ne sera pas modifié avant la date de stabilité indiquée sur le site web de l'IEC sous webstore.iec.ch dans les données relatives au document recherché. À cette date, le document sera

- reconduit,
- supprimé,
- remplacé par une édition révisée, ou
- amendé.

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

INTRODUCTION

Dans de nombreux contrats, les pertes des transformateurs de puissance (pertes à vide et pertes dues à la charge) font l'objet de clauses de garantie et de pénalités; elles jouent en effet un rôle important dans l'évaluation des coûts (d'exploitation) totaux et, par conséquent, en ce qui concerne l'estimation des investissements consentis. En outre, les réglementations régionales, telles que la directive de l'Union européenne concernant l'écoconception (directive 2009/125/EC), peuvent également imposer des exigences sur l'établissement de valeurs fiables pour les pertes.

Selon l'ISO/IEC 17025 et le Guide 98-3 de l'ISO/IEC, il convient de quantifier les résultats de toutes les mesures avec l'évaluation de l'incertitude correspondante. Une autre exigence de ces documents stipule que les éventuelles corrections connues doivent avoir été appliquées avant l'évaluation de l'incertitude. Ces dispositions ont été appliquées dans le présent document.

Les corrections et les incertitudes sont également prises en compte dans l'IEC 60076-8 qui fournit des indications à caractère général pour leur détermination.

Le présent document traite du mesurage des pertes; du point de vue méthodologique, ce mesurage consiste à estimer un mesurande et à évaluer l'incertitude qui concerne ledit mesurande. Les procédures peuvent également être appliquées aux mesures des pertes des transformateurs de puissance:

- comme évaluation des performances réalisables d'une installation d'essai dans le cadre des processus de préqualification;
- comme estimations de l'incertitude réalisable au moment de l'appel d'offres ou avant le début des essais finaux dans les locaux du fabricant; et
- pour l'évaluation des mesures de surveillance du marché.

L'évaluation de l'incertitude dans le cadre d'essais est souvent caractérisée comme "descendante" ou "ascendante". L'évaluation "descendante" repose sur des comparaisons entre laboratoires pour un objet d'essai en circulation, afin d'estimer la dispersion et, par conséquent, l'incertitude. L'évaluation "ascendante" repose sur la formulation d'une fonction modèle, dont le résultat d'essai y est exprimé en fonction de grandeurs d'entrée. Cette fonction correspond souvent à la formule utilisée pour le calcul du résultat. La méthode "ascendante" est appliquée dans le présent document.

La plage d'incertitude dépend de la qualité de l'installation d'essai et du système de mesure, de l'expertise du personnel et des difficultés de mesure intrinsèques que présentent les objets soumis à l'essai.

Les méthodes établies dans le présent document pour évaluer l'incertitude de mesure sont fournies comme outil d'appréciation de la justesse des résultats de mesure des pertes. L'incertitude est interprétée comme un "paramètre, associé à un résultat de mesure, qui caractérise la dispersion des valeurs qui pourraient être raisonnablement attribuées au mesurande" [SOURCE: IEV 311-01-02].

Lorsque les pertes sont exigées pour se conformer aux limites de tolérance indiquées, il est recommandé que les systèmes de mesure soient d'une qualité telle que leur incertitude estimée est inférieure à la limite de tolérance (par exemple, une mesure avec une incertitude de 5 % pour un essai dont la limite de tolérance est de 5 % est acceptable si la valeur mesurée se trouve dans la limite de tolérance). Cette situation peut se produire dans le cadre des activités de surveillance du marché, par exemple. Il peut être noté qu'une incertitude de 3 % est considérée comme l'état de la technique en ce qui concerne l'incertitude des pertes.

Le traitement des résultats de mesure est défini comme suit en 10.1 de l'IEC 60076-8:1997: "Les résultats d'essais soumis doivent contenir les estimations les plus correctes possibles, basées sur les mesures qui ont été effectuées. Ces valeurs doivent être acceptées telles qu'elles sont. La marge d'incertitude ne doit pas être invoquée dans le jugement de la conformité aux valeurs garanties sans tolérance positive ou à l'étendue des tolérances pour les performances de l'objet à l'essai."

Des exemples de calculs de l'incertitude de mesure des pertes à vide et des pertes dues à la charge sur de grands transformateurs de puissance et de distribution sont donnés de l'Annexe A à l'Annexe C du présent document. L'Annexe D fournit des informations sur la détermination de l'exposant pour la tension appliquée dans la mesure des pertes à vide. L'Annexe E fournit des informations sur l'incertitude de mesure. L'Annexe F fournit des informations sur le calcul de l'incertitude des pertes à différentes températures de référence et/ou avec différents matériaux d'enroulement.

Les Normes internationales, les Rapports techniques et les Guides qui sont cités dans le texte du présent document, mais qui ne sont pas indispensables à son application, sont répertoriés dans la Bibliographie à la fin du présent document.

Les pertes des bobines d'inductance ne relèvent pas du domaine d'application du présent document. Une partie distincte de l'IEC 60076-19 qui traite des pertes des bobines d'inductance est à l'étude.

Un problème relatif aux symboles a été corrigé: le symbole de la tension a été modifié en remplaçant U par V afin d'éviter toute confusion avec l'incertitude élargie. Le nouveau symbole est accepté dans l'IEC 60050-121:2002, 121-11-27, lorsque le champ électrique correspondant est irrotationnel.

TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE –

Partie 19-1: Règles pour la détermination des incertitudes de mesure des pertes des transformateurs de puissance

1 Domaine d'application

La présente partie de l'IEC 60076 définit les procédures qui sont appliquées pour évaluer l'incertitude qui concerne les mesures des pertes à vide et des pertes dues à la charge lors des essais individuels de série des transformateurs de puissance.

Le présent document se concentre sur les systèmes de mesure qui utilisent des instruments numériques, même si les procédures peuvent être adaptées à l'évaluation de systèmes qui utilisent des instruments analogiques, pour lesquels des sources d'incertitude supplémentaires doivent être prises en compte.

Le présent document spécifie comment déterminer l'incertitude de mesure et comment appliquer des corrections pour les erreurs connues dans la chaîne de mesure. Les informations relatives à l'appréciation et à la traçabilité sont données en 10.1 et 10.2 de l'IEC 60076-8:1997.

2 Références normatives

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

IEC 60076-1, *Transformateurs de puissance – Partie 1: Généralités*

IEC 60076-2, *Transformateurs de puissance – Partie 2: Échauffement des transformateurs immergés dans le liquide*

IEC 60076-11:2018, *Transformateurs de puissance – Partie 11: Transformateurs de type sec*

3 Termes et définitions

Pour les besoins du présent document, les termes et définitions de l'IEC 60076-1, de l'IEC 60076-2 ainsi que les suivants s'appliquent.

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

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

3.1

incertitude

paramètre, associé au résultat d'un mesurage, qui caractérise la dispersion des valeurs qui pourraient raisonnablement être attribuées au mesurande

[SOURCE: Guide 98-3:2008 de l'ISO/IEC, 2.2.3, modifié – Les Notes à l'article ont été supprimées.]

3.2

incertitude type

incertitude du résultat d'un mesurage exprimée sous la forme d'un écart-type

[SOURCE: Guide 98-3:2008 de l'ISO/IEC, 2.3.1]

3.3

incertitude type composée

incertitude type du résultat d'un mesurage, lorsque ce résultat est obtenu à partir des valeurs d'autres grandeurs, égale à la racine carrée d'une somme de termes, ces termes étant les variances ou covariances de ces autres grandeurs, pondérées selon la variation du résultat de mesure en fonction de celle de ces grandeurs

[SOURCE: Guide 98-3:2008 de l'ISO/IEC, 2.3.4]

3.4

incertitude élargie

grandeur définissant un intervalle, autour du résultat d'un mesurage, dont on puisse s'attendre à ce qu'il comprenne une fraction élevée de la distribution des valeurs qui pourraient être attribuées raisonnablement au mesurande

[SOURCE: Guide 98-3:2008 de l'ISO/IEC, 2.3.5, modifié – Les Notes à l'article ont été supprimées.]

3.5

facteur d'élargissement

facteur numérique utilisé comme multiplicateur de l'incertitude type composée pour obtenir l'incertitude élargie

[SOURCE: Guide 98-3:2008 de l'ISO/IEC, 2.3.6, modifié – La Note à l'article a été supprimée.]

3.6

traçabilité

propriété d'un résultat de mesure selon laquelle ce résultat peut être relié à une référence par l'intermédiaire d'une chaîne ininterrompue et documentée d'étalonnages dont chacun contribue à l'incertitude de mesure

[SOURCE: Guide 99:2007 de l'ISO/IEC, 2.41, modifié – L'adjectif "métrologique" a été supprimé du terme et les notes à l'article ont été supprimées.]

3.7

classe d'exactitude

classe d'instruments de mesure ou de systèmes de mesure qui satisfont à certaines exigences métrologiques destinées à maintenir les erreurs de mesure ou les incertitudes instrumentales entre des limites spécifiées dans des conditions de fonctionnement spécifiées

[SOURCE: Guide 99:2007 de l'ISO/IEC, 4.25, modifié – Les Notes à l'article ont été supprimées.]

4 Symboles

4.1 Symboles généraux

F_D	Paramètre relatif à la correction de la puissance, compte tenu du déphasage dans un circuit de mesure donné
I_{RMS}	Courant mesuré par l'ampèremètre
I_S	Courant mesuré par un système de mesure de technologie avancée
I_N	Courant de référence (qui correspond généralement au courant assigné)
k_{CN}	Rapport de transformation assigné du transformateur de courant
k_{VN}	Rapport de transformation assigné du transformateur de tension
P	Puissance
P_2	Puissance mesurée lors du mesurage des pertes dues à la charge, corrigée pour tenir compte des écarts systématiques connus et en référence au courant de référence I_N
P_{LL}	Pertes dues à la charge aux conditions de référence et corrigées pour tenir compte des erreurs de mesure connues
P_{NLL}	Pertes à vide aux conditions de référence et corrigées pour tenir compte des erreurs de mesure connues
P_W	Puissance mesurée par le wattmètre
P_S	Puissance mesurée par un système de mesure de technologie avancée
P_{ar}	Pertes supplémentaires à la température de référence
P_{a2}	Pertes supplémentaires à la température θ_2
R_1	Résistance des enroulements à la température θ_1
R_2	Résistance des enroulements à la température θ_2
R_r	Résistance des enroulements à la température de référence
t	Paramètre relatif au coefficient de variation thermique de la résistance d'enroulement
V_{avg}	Tension mesurée au moyen d'un instrument qui donne une valeur moyenne redressée
V_N	Tension assignée
V_{RMS}	Tension mesurée au moyen d'un instrument qui donne une réponse en valeur efficace vraie
θ	Température (°C)
θ_1	Température d'enroulement d'un transformateur au cours de l'essai de mesure de résistance d'enroulement à froid conformément à l'IEC 60076-1 (°C)
θ_2	Température des enroulements de transformateur au cours de l'essai de pertes dues à la charge (°C)
θ_r	Température de référence des enroulements de transformateur, conformément à l'IEC 60076-1 (°C)
$\Delta_{\phi C}$	Déphasage réel du transformateur de courant (rad)
$\Delta_{\phi V}$	Déphasage réel du transformateur de tension (rad)
ε_{CT}	Erreur de rapport réelle du transformateur de courant (% du rapport nominal)
ε_{VT}	Erreur de rapport réelle du transformateur de tension (% du rapport nominal)
φ	Décalage angulaire réel entre tension et courant (rad)
φ_M	Décalage angulaire entre tension et courant mesuré au wattmètre (rad)

4.2 Symboles pour l'incertitude

4.2.1 Désignations générales

u	Incertainitude type relative
$\dot{u}$	Incertainitude type absolue
U	Incertainitude élargie relative
$\dot{U}$	Incertainitude élargie absolue

4.2.2 Désignations spécifiques

u_{CT}	Incertainitude du rapport du transformateur de courant (exprimée en pourcentage du rapport)
$u_{I_{RMS}}$	Incertainitude de mesure du courant
u_{IS}	Incertainitude du courant mesuré par un système de mesure de technologie avancée
u_{LL}	Incertainitude des pertes dues à la charge
u_{NLL}	Incertainitude des pertes à vide
u_{P2}	Incertainitude de P_2
u_{FD}	Incertainitude du terme F_D
u_{PW}	Incertainitude de la puissance indiquée par le wattmètre
u_{PS}	Incertainitude de la puissance indiquée par un système de mesure de technologie avancée
u_{R1}	Incertainitude de la résistance R_1
u_{R2}	Incertainitude de la résistance R_2
u_{SH}	Incertainitude de résistance du courant de shunt
$u_{V_{avg}}$	Incertainitude de mesure de la tension moyenne redressée
$u_{V_{RMS}}$	Incertainitude de mesure de la tension en valeur efficace
u_{VT}	Incertainitude du rapport du transformateur de tension
u_{WF}	Incertainitude de la correction à la forme d'onde sinusoïdale pour des pertes à vide
$u_{\Delta\varphi}$	Incertainitude du déphasage pour l'ensemble du système de mesure
$u_{\Delta\varphi C}$	Incertainitude du déphasage du transformateur de courant
$u_{\Delta\varphi V}$	Incertainitude du déphasage du transformateur de tension

NOTE Les désignations spécifiques peuvent être identifiées comme relatives ou absolues, comme cela est défini dans la liste des désignations générales.

5 Mesure de la puissance, écart et incertitude systématiques

5.1 Généralités

Dans le présent document, il est admis par hypothèse que les pertes du transformateur sont mesurées dans les conditions spécifiées par l'IEC 60076-1, au moyen d'instruments numériques.

Pour les transformateurs triphasés, les pertes sont mesurées au moyen de trois systèmes de mesure monophasés indépendants (non corrélés). Ces systèmes peuvent comprendre des instruments distincts ou être combinés dans un instrument triphasé.

En général, les pertes sont mesurées en utilisant des transformateurs de courant et de tension associés à un wattmètre. Les valeurs de tension et de courant peuvent être mesurées au moyen d'instruments distincts ou à l'aide des fonctions intégrées du wattmètre. Les courants sont admis par hypothèse comme étant mesurés comme des courants de ligne et les tensions comme des tensions phase-terre.

Tout système de mesure peut être caractérisé par un écart systématique (erreur) et une incertitude. Il convient de corriger l'écart systématique, lorsqu'il est connu. S'il ne peut pas être corrigé, il convient de le considérer comme une incertitude supplémentaire.

Les transformateurs inductifs de mesure et les shunts résistifs utilisés pour mesurer le courant sont considérés comme présentant une dérive négligeable; par conséquent, l'évaluation de leurs performances peut être sensiblement améliorée en utilisant les résultats d'étalonnage pour corriger les erreurs connues et comme base pour l'estimation de l'incertitude.

Il convient d'évaluer tous les autres appareils de mesure d'après leurs spécifications techniques (ou leur classe d'exactitude). Les corrections ne sont pas appliquées et les estimations d'incertitude reposent sur les spécifications. Il convient de tenir compte des écarts résiduels dans les estimations d'incertitude. Dans de tels cas, l'étalonnage vérifie principalement la spécification.

Certains systèmes de mesure de technologie avancée utilisent des principes de mesure qui conduisent à des écarts systématiques négligeables, mais pas à des incertitudes négligeables. Il convient toutefois de toujours évaluer cela avec soin.

5.2 Traçabilité

Les appareils de mesure utilisés pour établir les pertes doivent avoir des étalonnages traçables.

5.3 Fonction modèle

L'estimation d'incertitude inclut les incertitudes du système de mesure ainsi que celles de l'objet soumis à l'essai (transformateur).

Les fonctions modèles décrites en 6.2, 7.2 et 7.3 incluent en une seule équation à la fois le système de mesure et l'objet soumis à l'essai.

5.4 Systèmes de mesure

Les systèmes de mesure peuvent être caractérisés soit par une incertitude globale déclarée, vérifiée par un étalonnage de l'ensemble du système, soit en spécifiant leurs composantes, vérifiées par des étalonnages des composantes.

Le présent document se concentre principalement sur l'analyse de l'incertitude fondée sur l'étalonnage des composantes.

Pour les systèmes caractérisés par une incertitude globale, des simplifications de l'analyse de l'incertitude sont possibles (voir 10.4).

6 Méthodes de mesure des pertes à vide

6.1 Généralités

La méthode d'essai est donnée dans l'IEC 60076-1.

Le mesurage des pertes à vide doit être réalisé à la tension et à la fréquence assignées, et aucune correction ne doit être appliquée pour les écarts par rapport à la tension assignée lors de l'essai, car il n'existe pas de formule définie par l'IEC pour une telle correction. Une autre conséquence est que l'incertitude estimée dans le présent document n'inclut pas les contributions dues au comportement non linéaire des pertes à vide en fonction de la tension d'essai.

Le courant consommé par l'objet soumis à l'essai n'est pas sinusoïdal, et cela peut provoquer une distorsion de tension qui donne lieu à des valeurs de pertes erronées. L'IEC 60076-1 spécifie une correction des pertes du transformateur, ainsi qu'une limite de distorsion admissible.

6.2 Fonction modèle pour les pertes à vide aux conditions de référence

La fonction modèle monophasée utilisée pour calculer les pertes à vide (et à utiliser comme base pour l'estimation de l'incertitude) est donnée par la Formule (1):

$$P_{NLL} = k_{CN} \frac{1}{1 + \frac{\varepsilon_{CT}}{100}} \cdot k_{VN} \frac{1}{1 + \frac{\varepsilon_{VT}}{100}} \cdot P_W \frac{\cos(\varphi)}{\cos(\varphi + (\Delta_{\varphi V} - \Delta_{\varphi C}))} \left[\frac{V_N}{k_{VN} \frac{1}{1 + \frac{\varepsilon_{VT}}{100}} \cdot V_{avg}} \right]^n \cdot \left(1 + \frac{V_{avg} - V_{RMS}}{V_{avg}} \right) \quad (1)$$

où

$$k_{CN} \frac{1}{1 + \frac{\varepsilon_{CT}}{100}}$$

est le terme qui combine le rapport nominal k_{CN} du transformateur de courant (TC) et la correction de l'erreur de rapport connue ε_{CT} ;

$$k_{VN} \frac{1}{1 + \frac{\varepsilon_{VT}}{100}}$$

est le terme qui combine le rapport nominal k_{VN} du transformateur de tension (TT) et la correction de l'erreur de rapport connue ε_{VT} ;

$$\frac{\cos(\varphi)}{\cos(\varphi + (\Delta_{\varphi V} - \Delta_{\varphi C}))}$$

est le terme relatif à la correction du déphasage (F_D) des transformateurs de courant et de tension;

P_W

est le relevé du wattmètre, le wattmètre étant considéré comme n'ayant pas d'erreur connue, et donc aucun terme de correction;

$$\left[\frac{V_N}{k_{VN} \frac{1}{1 + \frac{\varepsilon_{VT}}{100}} \cdot V_{avg}} \right]^n$$

est le paramètre relatif à la tension réelle, où l'exposant n (une valeur de 2 étant retenue en l'absence d'autres informations) est lié au comportement non linéaire des pertes à vide, et comme l'IEC 60076-1 exige que la tension appliquée soit le plus proche possible de la tension nominale, aucune correction n'est à appliquer, même si l'incertitude doit être prise en compte;

$$\left(1 + \frac{V_{\text{avg}} - V_{\text{RMS}}}{V_{\text{avg}}}\right)$$

est utilisé pour compenser l'influence de la distorsion de la forme d'onde de tension sur les pertes à vide. V_{avg} est l'indication d'un instrument qui donne une valeur moyenne redressée et V_{RMS} est l'indication d'un instrument qui donne une valeur efficace (voir l'IEC 60076-1).

NOTE 1 L'exposant réel n peut être estimé par analyse de la mesure des pertes à vide à des tensions légèrement différentes (voir Annexe D).

La Formule (1) peut être reformulée comme suit à des fins d'analyse de l'incertitude:

$$P_{\text{NLL}} = k_{\text{CN}} \frac{1}{1 + \frac{\varepsilon_{\text{CT}}}{100}} \cdot \frac{1}{\left(k_{\text{VN}} \frac{1}{1 + \frac{\varepsilon_{\text{VT}}}{100}}\right)^{n-1}} \cdot R_W \frac{\cos \varphi}{\cos(\varphi + (\Delta_{\varphi V} - \Delta_{\varphi C}))} \cdot \left[\frac{V_{\text{N}}}{V_{\text{avg}}}\right]^n \cdot \left(1 + \frac{V_{\text{avg}} - V_{\text{RMS}}}{V_{\text{avg}}}\right) \quad (2)$$

Le décalage angulaire vrai φ entre la tension et le courant dans des conditions sinusoïdales est obtenu en corrigeant la différence de déphasage connue entre le TC et le TT ($\Delta_{\varphi V} - \Delta_{\varphi C}$):

$$\varphi = \varphi_{\text{M}} - (\Delta_{\varphi V} - \Delta_{\varphi C}) = \arccos\left(\frac{R_W}{I_{\text{RMS}} \cdot V_{\text{RMS}}}\right) - (\Delta_{\varphi V} - \Delta_{\varphi C}) \quad (3)$$

ce qui, dans de nombreux cas, n'est pas strictement applicable pour les pertes à vide qui présentent une distorsion, mais convient néanmoins aux fins du présent document.

Le terme $\frac{R_W}{I_{\text{RMS}} \cdot V_{\text{RMS}}}$ de la Formule (3) est le facteur de puissance mesuré par le wattmètre.

NOTE 2 Noter que la formule utilisée pour la détermination des pertes est exprimée uniquement par le produit d'un certain nombre de facteurs, afin de faciliter l'estimation de l'incertitude relative totale de la mesure.

NOTE 3 Dans la Formule (1), certaines grandeurs d'influence secondaires ont été ignorées, telles que la fréquence, en prenant pour hypothèse que la fréquence d'essai est proche de la fréquence assignée.

NOTE 4 L'IEEE C57.123:2019 identifie un léger effet de la température sur les pertes à vide et donne –1 % par échauffement de 15 K. Cet effet, mal connu et non identifié au sein de l'IEC, n'a pas été pris en compte.

6.3 Bilan des incertitudes de mesure des pertes à vide

L'estimation de l'incertitude de la puissance des pertes à vide est obtenue comme cela est indiqué dans le Tableau 1, en tenant compte de toutes les contributions possibles à l'incertitude. La propagation des incertitudes est estimée à partir des dérivées partielles de la fonction modèle définie dans le Guide 98-3 de l'ISO, qui fournit également la base du Tableau 1.

L'incertitude liée au déphasage peut être ignorée lorsque le facteur de puissance est supérieur à 0,2, ce qui est normalement le cas pour les pertes à vide.

Tableau 1 – Incertitudes des pertes à vide mesurées

Grandeur	Composante	Incertitude type	Coefficient de sensibilité	Contribution à l'incertitude type	Voir paragraphe
Erreur de rapport du TC	ε_{CT}	u_{CT}	1	u_{CT}	10.1.2
Erreur de rapport du TT	ε_{VT}	u_{VT}	$(n - 1)$	$(n - 1)u_{VT}$	10.1.2
Puissance mesurée	P_W	u_{PW}	1	u_{PW}	10.3
Déphasage	$\frac{\cos(\varphi)}{\cos(\varphi + (\Delta_{\varphi V} - \Delta_{\varphi C}))}$	$u_{\Delta\varphi} \approx 0$	1	≈ 0	10.1.3
Tension	V_N	$u_{V_{avg}}$	n	$n \cdot u_{V_{avg}}$	10.2
Correction de la forme d'onde sinusoïdale	$1 + \frac{V_{avg} - V_{RMS}}{V_{avg}}$	u_{WF}	1	u_{WF}	10.5
Incertitude type relative composée, calculée comme suit: $u_{NLL} = \sqrt{u_{CT}^2 + (n-1)^2 \cdot u_{VT}^2 + u_{PW}^2 + n^2 \cdot u_{V_{avg}}^2 + u_{WF}^2}$					
L'incertitude relative élargie est $U_{NLL} = 2u_{NLL}$, ce qui correspond à une probabilité de dispersion d'environ 95 %.					

7 Méthodes de mesure des pertes dues à la charge

7.1 Généralités

La méthode d'essai est donnée dans l'IEC 60076-1.

Les pertes dues à la charge sont mesurées au courant assigné ou à un niveau de courant réduit et recalculées au courant assigné. En outre, les résultats de mesure des pertes dues à la charge doivent être recalculés pour être valables à la température de référence.

7.2 Fonction modèle pour la mesure des pertes dues à la charge au courant assigné

L'IEC 60076-1 exige de corriger la valeur mesurée des pertes dues à la charge par le carré du rapport du courant assigné au courant d'essai et de recalculer la puissance obtenue de la température réelle θ_2 à la température de référence θ_r .

La fonction modèle monophasée pour calculer la puissance P_2 mesurée à la température θ_2 et rapportée au courant assigné I_N est la suivante:

$$P_2 = k_{CN} \frac{1}{1 + \frac{\varepsilon_{CT}}{100}} \cdot k_{VN} \frac{1}{1 + \frac{\varepsilon_{VT}}{100}} \cdot P_W \frac{\cos \varphi}{\cos(\varphi + (\Delta_{\varphi V} - \Delta_{\varphi C}))} \cdot \left[\frac{I_N}{k_{CN} \frac{1}{1 + \frac{\varepsilon_{CT}}{100}} I_{RMS}} \right]^2 \quad (4)$$

qui est reformulée comme suit:

$$P_2 = k_{CN} \left(1 + \frac{\varepsilon_{CT}}{100} \right) \cdot k_{VN} \frac{1}{1 + \frac{\varepsilon_{VT}}{100}} \cdot P_W \frac{\cos(\varphi)}{\cos(\varphi + (\Delta_{\varphi V} - \Delta_{\varphi C}))} \cdot \left[\frac{I_N}{k_{CN} \cdot I_{RMS}} \right]^2 \quad (5)$$

où

$\left[\frac{I_N}{k_{CN} \cdot I_{RMS}} \right]^2$ est le terme relatif au courant réel I_{RMS} mesuré au cours de l'essai par rapport au courant de référence I_N auquel le transformateur doit être évalué;

les autres termes sont définis en 6.2.

NOTE 1 Noter que dans ce cas également, la Formule (4) pour la détermination des pertes est exprimée uniquement par le produit d'un certain nombre de facteurs, afin de faciliter l'estimation de l'incertitude relative totale de la mesure.

NOTE 2 Dans la Formule (4), certaines grandeurs d'influence secondaires, telles que la fréquence et les formes d'onde, ont été ignorées.

Le décalage angulaire vrai φ entre la tension et le courant dans les conditions sinusoïdales normalement valables pour la mesure des pertes en charge est obtenu comme suit:

$$\varphi = \varphi_M - (\Delta_{\varphi V} - \Delta_{\varphi C}) = \arccos \left(\frac{P_W}{I_{RMS} \cdot V_{RMS}} \right) - (\Delta_{\varphi V} - \Delta_{\varphi C}) \quad (6)$$

7.3 Fonction modèle pour les pertes dues à la charge au courant assigné et à la température de référence

Il est admis par hypothèse que les pertes mesurées P_2 sont constituées des pertes $I^2 R$ et des pertes supplémentaires P_{a2} . La relation entre ces éléments au courant de référence I_N est définie par la fonction modèle:

$$P_2 = I_N^2 R_2 + P_{a2} \quad (7)$$

$$P_{a2} = P_2 - I_N^2 R_2 \quad (8)$$

Les pertes totales dues à la charge P_{LL} exprimées par les pertes $I^2 R_r$ et les pertes supplémentaires P_{ar} à la température de référence sont définies à l'Annexe E de l'IEC 60076-1:2011 comme suit:

$$P_{LL} = I_N^2 R_r + P_{ar} = I_N^2 R_2 \frac{t + \theta_r}{t + \theta_2} + P_{a2} \frac{t + \theta_2}{t + \theta_r} = I_N^2 R_2 \frac{t + \theta_r}{t + \theta_2} + (P_2 - I_N^2 R_2) \frac{t + \theta_2}{t + \theta_r} \quad (9)$$

où la résistance R_2 des enroulements est celle atteinte au cours de l'essai de charge effectué à la température θ_2 .

7.4 Bilan des incertitudes de la puissance mesurée P_2 recalculée au courant assigné

7.4.1 Généralités

Les valeurs assignées, telles que I_N et θ_r , sont considérées comme constantes et ne sont pas incluses dans les évaluations de l'incertitude.

7.4.2 Incertitudes de la puissance mesurée des pertes dues à la charge P_2 à la température ambiante θ_2

L'estimation de l'incertitude de la mesure des pertes dues à la charge P_2 est obtenue comme cela est indiqué dans le Tableau 2. La propagation des incertitudes est estimée à partir des dérivées partielles de la fonction modèle définie dans le Guide 98-3 de l'ISO, qui fournit également la base du Tableau 2.

Lorsque le facteur de puissance de la puissance mesurée est supérieur à 0,2, la contribution du déphasage peut être ignorée.

Tableau 2 – Incertitudes des pertes dues à la charge mesurées à la température ambiante

Grandeur	Composante	Incertitude type	Coefficient de sensibilité	Contribution à l'incertitude type	Voir paragraphe
Erreur de rapport du TC	ε_{CT}	u_{CT}	1	u_{CT}	10.1.2
Erreur de rapport du TT	ε_{VT}	u_{VT}	1	u_{VT}	10.1.2
Wattmètre	P_W	u_{PW}	1	u_{PW}	10.3
Déphasage	$\frac{\cos(\varphi)}{\cos(\varphi + (\Delta_{\varphi V} - \Delta_{\varphi C}))}$	u_{FD}	1	u_{FD}	10.1.3
Ampèremètre	I_{RMS}	u_{IRMS}	2	$2u_{IRMS}$	10.2
Incertitude type relative composée, calculée comme suit: $u_{P2} = \sqrt{u_{CT}^2 + u_{VT}^2 + u_{PW}^2 + u_{FD}^2 + 4u_{IRMS}^2}$					
L'incertitude relative élargie est $U_{P2} = 2u_{P2}$, ce qui correspond à une probabilité de dispersion d'environ 95 %.					
NOTE Le coefficient de sensibilité de 2 pour l'incertitude due à l'ampèremètre est déduit du fait que le courant apparaît avec un exposant 2 dans la fonction modèle.					

7.5 Bilan des incertitudes pour les pertes dues à la charge rapportées à la température de référence

Les résultats de l'essai de pertes dues à la charge doivent être rapportés pour être valables à la température de référence conformément à l'IEC 60076-1 (voir 7.3).

La puissance des pertes et les contributions à l'incertitude correspondantes doivent être exprimées comme des incertitudes absolues (en watts, par exemple) afin d'obtenir un calcul correct de l'incertitude totale à la température de référence.

L'incertitude des pertes totales dues à la charge P_{LL} rapportées à la température de référence peut être déterminée à partir de la fonction modèle (Formule (9)) donnée en 7.3 et récapitulée dans le Tableau 3.

Tableau 3 – Incertitude absolue des pertes dues à la charge P_{LL} rapportées à la température de référence θ_r

Grandeur	Composante	Incertitude type absolue	Coefficient de sensibilité	Contribution à l'incertitude type absolue
Pertes $I_N^2 R_r$	R_r	$R_2 \cdot u_{R2}$	$I_N^2 \left(\frac{t + \theta_r}{t + \theta_2} - \frac{t + \theta_2}{t + \theta_r} \right)$	$I_N^2 R_2 \cdot \left(\frac{t + \theta_r}{t + \theta_2} - \frac{t + \theta_2}{t + \theta_r} \right) \cdot u_{R2}$
Pertes mesurées	P_2	$u_{P2} \cdot P_2$	$\frac{t + \theta_2}{t + \theta_r}$	$\frac{t + \theta_2}{t + \theta_r} \cdot u_{P2} \cdot P_2$
Température moyenne des enroulements	θ_r	$\dot{u}_{\theta_2}$	$-I_N^2 R_2 \frac{t + \theta_r}{(t + \theta_2)^2} + \left(P_2 - I_N^2 R_2 \right) \frac{1}{t + \theta_r}$	$\left -I_N^2 R_2 \frac{t + \theta_r}{(t + \theta_2)^2} + \left(P_2 - I_N^2 R_2 \right) \frac{1}{t + \theta_r} \right \cdot \dot{u}_{\theta_2}$
L'incertitude type absolue totale est calculée comme suit:				
$u_{LL} = \sqrt{\left[I_N^2 R_2 \left(\frac{t + \theta_r}{t + \theta_2} - \frac{t + \theta_2}{t + \theta_r} \right) \cdot u_{R2} \right]^2 + \left[\frac{t + \theta_2}{t + \theta_r} \cdot u_{P2} \cdot P_2 \right]^2 + \left[\left(-I_N^2 R_2 \frac{t + \theta_r}{(t + \theta_2)^2} + \left(P_2 - I_N^2 R_2 \right) \frac{1}{t + \theta_r} \right) \cdot \dot{u}_{\theta_2} \right]^2}$				
L'incertitude absolue élargie est $\dot{U}_{LL} = 2\dot{u}_{LL}$, ce qui correspond à une probabilité de dispersion d'environ 95 %.				
L'incertitude relative élargie est obtenue comme suit: $U_{LL} = \frac{\dot{U}_{LL}}{P_{LL}}$				

8 Calculs de puissance triphasée

Pour des transformateurs triphasés, il convient d'effectuer les mesurages de puissance en ajoutant trois mesures monophasées auxquelles des corrections individuelles ont été appliquées.

Dans ce cas, les critères d'estimation des incertitudes de mesure de la puissance pour chaque phase sont identiques à ceux fournis précédemment pour des circuits monophasés.

En général, les trois mesures de puissance peuvent être considérées comme non corrélées, et l'incertitude absolue $\dot{u}_T$ de la puissance totale est obtenue au moyen de la Formule (10):

$$\dot{u}_T = \sqrt{\dot{u}_1^2 + \dot{u}_2^2 + \dot{u}_3^2} \quad (10)$$

où les symboles sous la racine carrée représentent les incertitudes absolues des mesures de puissance obtenues pour chaque phase individuellement, exprimées en watts.

L'incertitude relative est donnée par la formule suivante:

$$u_T = \frac{\dot{u}_T}{P_W} \quad (11)$$

où P_W est la somme de la puissance sur l'ensemble des trois phases.

Il est admis par hypothèse que toutes les contributions à l'incertitude sont non corrélées.

NOTE 1 Une conséquence de la combinaison des estimations d'incertitude non corrélées de trois phases en une seule estimation est que cette seule estimation présente une incertitude relative inférieure aux estimations pour une seule phase.

NOTE 2 Des circuits de mesure de puissance triphasés, avec un nombre réduit d'éléments de mesure, sont parfois utilisés, par exemple le circuit d'Aron. Il est cependant très difficile d'effectuer une estimation valable de l'incertitude pour ces circuits, car il est difficile d'obtenir des informations suffisantes concernant les paramètres d'influence.

NOTE 3 La puissance mesurée n'est en général pas égale dans les trois phases d'un transformateur triphasé et des corrections individuelles pour chaque phase peuvent être nécessaires.

9 Rapport

Conformément au présent document, il convient de déclarer l'incertitude élargie des mesures des pertes.

Il convient de déterminer les incertitudes élargies en multipliant l'incertitude type par le facteur d'élargissement $k = 2$, ce qui, pour une loi de distribution normale, correspond à une probabilité de dispersion d'environ 95 %.

Il est recommandé d'indiquer l'amplitude de toute correction appliquée en raison de la forme d'onde.

10 Estimation des corrections et contributions à l'incertitude

10.1 Transformateurs de mesure

10.1.1 Généralités

Les principes de détermination des incertitudes sont traités en 5.1.

Dans le canal de courant des systèmes de mesure des pertes, des transformateurs de courant conventionnels ou de technologie avancée peuvent être utilisés:

- transformateurs conventionnels à circuit magnétique simple;
- transformateurs de courant à flux nul;
- transformateurs de courant à deux étages;
- transformateurs de courant à amplification.

Les transformateurs de courant de technologie avancée utilisent des technologies qui améliorent l'exactitude et fonctionnent selon le principe de la réduction du flux dans la partie active à une valeur proche de zéro, de sorte que les erreurs de rapport et les déphasages sont réduits à de très faibles valeurs. Ceux-ci sont donc évalués d'après les spécifications techniques. Voir 10.1.2.2 et 10.1.3.2.

Dans le canal de tension des systèmes de mesure des pertes, des transformateurs inductifs de tension conventionnels ou des transducteurs de tension de technologie avancée peuvent être utilisés:

- transformateurs conventionnels à circuit magnétique simple;
- condensateurs à gaz comprimé associés à différents circuits de retour actifs qui réduisent le plus possible les erreurs de rapport et les déphasages.

Les transducteurs de tension de technologie avancée utilisent des technologies qui améliorent l'exactitude et fonctionnent avec rétroaction électronique, de sorte que les erreurs de rapport et les déphasages sont réduits à de très faibles valeurs. Ceux-ci sont donc évalués d'après les spécifications techniques. Voir 10.1.2.2 et 10.1.3.2.

Les transformateurs magnétiques sont considérés comme stables et les résultats d'étalonnage peuvent être utilisés pour améliorer les performances (voir 10.1.2.1 et 10.1.3.1).

10.1.2 Erreur de rapport des transformateurs de mesure

10.1.2.1 Méthode par étalonnage

Cette procédure est valable uniquement pour les transformateurs de mesure conventionnels.

Les transformateurs de mesure sont normalement étalonnés à différents courants (tensions) et au moins à deux charges différentes. Les erreurs relatives aux conditions de mesure réelles peuvent être obtenues par interpolation à partir des données disponibles fournies dans le certificat d'étalonnage.

Il convient que le certificat d'étalonnage inclue l'incertitude élargie des erreurs de rapport et des déphasages déclarés, ainsi que le facteur d'élargissement appliqué.

Les transformateurs de courant et de tension sont utilisés à chaque rapport de transformation sur une plage de courants (tensions), avec variation possible de l'erreur de rapport. En principe, il convient de calculer les corrections et les incertitudes correspondantes pour chaque mesure des pertes. Toutefois, il est normalement possible de simplifier considérablement cela en:

- déterminant une erreur de rapport moyenne unique ε_{CT} (ε_{VT}) pour un rapport donné et une plage donnée de courants (tensions);
- déterminant une incertitude moyenne unique u_{CT} (u_{VT}) pour cette erreur, en tenant compte de l'incertitude indiquée dans le certificat d'étalonnage, de la variation d'erreur sur la plage de courants (tensions) et de la variation due à la charge côté circuit secondaire du transformateur de mesure.

$$u_{CT} = \sqrt{u_{calC}^2 + u_{varC}^2 + u_{burC}^2} \quad (12)$$

où:

- u_{CT} est l'incertitude du transformateur de courant sur une plage de courants et de charges;
- u_{calC} est l'incertitude type indiquée dans le certificat d'étalonnage (incertitude élargie/facteur d'élargissement);
- u_{varC} est l'incertitude type de l'erreur de rapport moyenne estimée ε_C , calculée comme la différence entre l'erreur de rapport maximale et l'erreur de rapport minimale sur la plage de courants, divisée par $2\sqrt{3} = \sqrt{12}$ (voir l'ISO/IEC 98-3);
- u_{burC} est l'incertitude type de l'erreur de rapport moyenne estimée ε_C , calculée comme la différence entre l'erreur de rapport maximale et l'erreur de rapport minimale sur la plage de charges, divisée par $\sqrt{12}$.

10.1.2.2 Méthode par spécification technique

Cette méthode, valable pour les transformateurs de mesure conventionnels comme pour les transformateurs de technologie avancée, repose sur l'erreur admise (e_{class}), qui est:

- considérée comme l'indice de classe pour la classe d'exactitude du transformateur de mesure (conventionnel);
- considérée comme la limite d'incertitude déclarée indiquée dans la spécification pour les canaux de courant ou de tension d'un système de mesure de technologie avancée.

La méthode prend pour hypothèse que la spécification est vérifiée par étalonnage.

L'erreur de rapport est estimée à $\varepsilon_{CT} = 0$ pour les transformateurs de courant et à $\varepsilon_{VT} = 0$ pour les transformateurs de tension.

Par conséquent, en prenant pour hypothèse une loi de probabilité rectangulaire (voir le Guide 98-3 de l'ISO/IEC), l'incertitude type est la suivante:

$$u_{CT} = \frac{e_{\text{class}}}{\sqrt{3}} \quad u_{VT} = \frac{e_{\text{class}}}{\sqrt{3}} \quad (13)$$

Pour cette méthode, une condition préalable est que le transformateur de mesure soit utilisé dans les plages admissibles de charges et de courants (ou de tensions).

10.1.3 Déphasage des transformateurs de mesure

10.1.3.1 Méthode par étalonnage

Cette procédure est valable pour les transformateurs de mesure conventionnels uniquement.

La correction de l'effet du déphasage sur le mesurande est donnée par la formule suivante:

$$F_D = \frac{\cos(\varphi)}{\cos(\varphi + (\Delta_{\varphi V} - \Delta_{\varphi C}))} \quad (14)$$

où

$\Delta_{\varphi C}$ est le déphasage du transformateur de courant (rad);

$\Delta_{\varphi V}$ est le déphasage du transformateur de tension (rad);

φ est le décalage angulaire réel entre la tension et le courant dans le circuit principal (les corrections du déphasage des transformateurs de mesure ont été appliquées).

L'incertitude u_{FD} liée à la correction du déphasage $F_D = \frac{\cos(\varphi)}{\cos(\varphi + (\Delta_{\varphi V} - \Delta_{\varphi C}))}$ peut, pour

les applications pratiques, être estimée en utilisant la relation simplifiée suivante:

$$u_{FD} \approx u_{\Delta\varphi} \tan \varphi \quad (15)$$

où

$u_{\Delta\varphi}$ représente l'incertitude type composée des déphasages des transformateurs de courant et de tension, qui peut être déterminée comme cela est indiqué par la Formule (16);

$\Delta_{\varphi C}$ est le déphasage du transformateur de courant (rad);

$\Delta_{\varphi V}$ est le déphasage du transformateur de tension (rad);

φ est le décalage angulaire réel entre la tension et le courant dans le circuit principal (corrections du déphasage des transformateurs de mesure appliquées).

NOTE L'incertitude du déphasage est normalement donnée en valeur absolue. Cependant, le résultat de la Formule (15) est toujours l'incertitude relative (en utilisant les radians et en multipliant le résultat par 100, celui-ci est exprimé en pourcentage).

L'incertitude type composée du déphasage:

$$u_{\Delta\varphi} = \sqrt{u_{\Delta\varphi V}^2 + u_{\Delta\varphi C}^2} \quad (16)$$

où $u_{\Delta\varphi C}$ et $u_{\Delta\varphi V}$ sont les incertitudes types déduites de l'incertitude indiquée dans le certificat d'étalonnage. Si le certificat d'étalonnage indique, par exemple, un facteur d'élargissement de 2, alors l'incertitude élargie est divisée par ce facteur pour obtenir l'incertitude type. Cependant, si le certificat d'étalonnage indique l'exactitude sans aucune information concernant le facteur d'élargissement, l'incertitude type correspondante peut être admise par hypothèse comme égale à cette exactitude divisée par $\sqrt{3}$ (loi de probabilité rectangulaire).

Si la méthode d'interpolation est appliquée pour déterminer la contribution au déphasage des transformateurs de tension et de courant et si les incertitudes correspondantes ne peuvent pas être ignorées, il convient que cette contribution soit constituée des incertitudes types déterminées par la Formule (16):

$$u_{\Delta} = \sqrt{u_{\text{int}\Delta\varphi V}^2 + u_{\Delta\varphi V}^2 + u_{\text{int}\Delta\varphi C}^2 + u_{\Delta\varphi C}^2} \quad (17)$$

où les incertitudes u_{int} sont les incertitudes types imputables aux interpolations. Ces incertitudes doivent être estimées et peuvent, en l'absence d'autres évaluations, être admises par hypothèse comme égales à 1/3 de la correction d'interpolation appliquée.

10.1.3.2 Méthode par spécification technique

10.1.3.2.1 Transformateurs de mesure de technologie avancée

Il est admis par hypothèse que la spécification est régulièrement vérifiée par étalonnage. L'incertitude du déphasage est déterminée en tenant compte de l'incertitude spécifiée et de l'incertitude type de l'étalonnage:

$$u_{\Delta\varphi C} = \sqrt{u_{\text{cal}}^2 + \frac{u_{\text{spec}}^2}{3}} \quad \text{et} \quad u_{\Delta\varphi V} = \sqrt{u_{\text{cal}}^2 + \frac{u_{\text{spec}}^2}{3}} \quad (18)$$

où

u_{cal} est l'incertitude type obtenue en divisant l'incertitude élargie du déphasage donné dans un certificat d'étalonnage par le facteur d'élargissement. Si le facteur d'élargissement n'est pas explicitement fourni, une pratique courante consiste à prendre pour hypothèse une loi de probabilité rectangulaire et à diviser par $\sqrt{3}$;

u_{spec} est le déphasage maximal défini pour la spécification d'exactitude du transformateur de mesure.

Ainsi, l'incertitude type composée du déphasage:

$$u_{\Delta\varphi} = \sqrt{u_{\Delta\varphi V}^2 + u_{\Delta\varphi C}^2} \quad (19)$$

et l'incertitude type liée à la correction du déphasage:

$$u_{FD} \approx u_{\Delta\varphi} \tan\varphi \quad (20)$$

10.1.3.2.2 Transformateurs de mesure conventionnels

Aucune correction n'est appliquée à la puissance mesurée pour le déphasage et par conséquent $F_D \approx 1$.

Pour les transformateurs de mesure conventionnels, l'incertitude type du déphasage peut être estimée à partir de la valeur maximale que le terme F_D peut prendre pour la plage de valeurs de $\tan\varphi$, calculée pour la différence de déphasage maximale définie dans la classe d'exactitude applicable pour les transformateurs de mesure et en prenant pour hypothèse une loi de probabilité rectangulaire:

$$u_{FD} = \frac{1}{\sqrt{3}} |(1 - F_D)| = \frac{1}{\sqrt{3}} \left| 1 - \frac{\cos(\varphi)}{\cos(\varphi + (\Delta\varphi_V - \Delta\varphi_C))} \right| \quad (21)$$

où

$\Delta\varphi_C$ est la limite d'erreur de la classe d'exactitude selon l'IEC 61869-2 (exprimée en radians) pour le déphasage des transformateurs de courant;

$\Delta\varphi_V$ est la limite d'erreur de la classe d'exactitude selon l'IEC 61869-3 (exprimée en radians) pour le déphasage des transformateurs de tension.

10.2 Mesures de tension et de courant

Il convient d'effectuer les mesurages au moyen d'instruments numériques. L'exactitude des résultats de chaque relevé est en général spécifiée par une formule du type suivant:

$$a = b \cdot x_{rdg} + c \cdot x_{rng} \quad (22)$$

où

b est un coefficient relatif à la spécification de l'exactitude du relevé de l'instrument;

c est un coefficient relatif à la spécification de l'exactitude selon la plage de mesure réglée sur l'instrument;

x_{rdg} est le relevé de l'instrument;

x_{rng} est la plage de mesure réglée sur l'instrument.

Le résultat a est la contribution à l'incertitude absolue en volts (ou en ampères).

NOTE 1 Certains manuels techniques indiquent également un troisième terme qui se réfère au décalage.

NOTE 2 La formule d'évaluation de l'exactitude peut être différente de celle indiquée par la Formule (22); les manuels des instruments donnent les informations nécessaires.

L'incertitude spécifiée étant normalement considérée comme ayant une loi de probabilité rectangulaire, l'incertitude type relative est donnée par les relations suivantes:

$$u_{V_{\text{avg}}} = \frac{a}{V_{\text{avg}}\sqrt{3}} \quad \text{ou} \quad u_{V_{\text{RMS}}} = \frac{a}{V_{\text{RMS}}\sqrt{3}} \quad \text{et} \quad u_{I_{\text{RMS}}} = \frac{a}{I_{\text{RMS}}\sqrt{3}} \quad (23)$$

pour les mesures de tension et de courant.

Lorsque le manuel de l'instrument indique l'incertitude avec un facteur d'élargissement donné, l'incertitude type est l'incertitude déclarée divisée par ce facteur d'élargissement.

10.3 Wattmètre

En général, l'exactitude d'une mesure de puissance obtenue au moyen d'un wattmètre est influencée par les canaux de tension et de courant, et en particulier par le facteur de puissance de la mesure.

Il convient que la détermination de l'incertitude repose sur la spécification du wattmètre et sur les certificats d'étalonnage à l'appui.

Les wattmètres actuels spécifient généralement l'incertitude type globale d'une mesure de puissance u_{PW} , même si le type de spécification peut varier en fonction du fabricant et/ou du modèle. Par exemple, l'incertitude peut être spécifiée au moyen d'un tableau avec des valeurs d'incertitude définies pour différentes plages de facteurs de puissance et de courants et tensions d'entrée, au moyen d'un tableau avec des paires de valeurs simples, ou au moyen d'une ou de plusieurs équations.

Pour les besoins du présent document, il est pratique d'exprimer l'incertitude d'un wattmètre dans un tableau avec des valeurs d'incertitude globale u_{PW} pour différentes plages de facteurs de puissance et de courants et tensions d'entrée. Un tel tableau peut être directement utilisé pour déterminer l'incertitude de mesure des pertes.

Dans les autres cas où l'incertitude de la mesure de puissance u_{PW} n'est pas fournie sous forme de tableau, l'incertitude u_{PW} doit être déterminée à l'aide des procédures et des informations (spécification) fournies par le fabricant.

10.4 Système de technologie avancée avec incertitude du système spécifiée

En général, l'exactitude d'une mesure de puissance obtenue au moyen d'un système de mesure, spécifié avec une incertitude globale du système u_{PS} , est influencée par les canaux de tension et de courant et par le wattmètre, et en particulier par le facteur de puissance de la mesure.

Il convient que la détermination de l'incertitude repose sur la spécification du système de mesure et les certificats d'étalonnage à l'appui.

Lors de l'utilisation d'un tel système, la contribution u_{PS} à l'incertitude du Tableau 1 et du Tableau 2 remplace les incertitudes liées aux transformateurs de puissance, de tension et de courant et au déphasage qui sont déjà incluses. Les tableaux sont en outre simplifiés comme cela est indiqué par le Tableau 4 et le Tableau 5.

Tableau 4 – Incertitudes des pertes à vide mesurées, système de technologie avancée

Grandeur	Composante	Incertitude type	Coefficient de sensibilité	Contribution à l'incertitude type	Voir paragraphe
Puissance mesurée	P_S	u_{PS}	1	u_{PS}	
Correction de la forme d'onde sinusoïdale	$1 + \frac{V_{avg} - V_{RMS}}{V_{avg}}$	u_{WF}	1	u_{WF}	10.5
Incertitude type relative composée, calculée comme suit: $u_{NLL} = \sqrt{u_{PS}^2 + u_{WF}^2}$					
L'incertitude relative élargie est $U_{NLL} = 2u_{NLL}$, ce qui correspond à une probabilité de dispersion d'environ 95 %.					

Tableau 5 – Incertitudes des pertes dues à la charge mesurées à la température ambiante, système de technologie avancée

Grandeur	Composante	Incertitude type	Coefficient de sensibilité	Contribution à l'incertitude type	Voir paragraphe
Puissance mesurée	P_S	u_{PS}	1	u_{PS}	
Ampèremètre	I_S	u_{IS}	2	$2u_{IS}$	10.2
Incertitude type relative composée, calculée comme suit: $u_{P2} = \sqrt{u_{PS}^2 + 4u_{IS}^2}$					
L'incertitude relative élargie est $U_{P2} = 2u_{P2}$, ce qui correspond à une probabilité de dispersion d'environ 95 %.					

10.5 Correction de la forme d'onde sinusoïdale

Une correction approximative de la valeur des pertes à vide dues à la distorsion, donnée dans l'IEC 60076-1, se fonde sur la tension efficace vraie V_{RMS} et sur la valeur moyenne de la tension redressée V_{avg} , adaptées à la valeur efficace équivalente relevée.

$$1 + \frac{V_{avg} - V_{RMS}}{V_{avg}} \quad (24)$$

L'incertitude type u_{WF} de cette correction lorsque deux instruments non corrélés sont utilisés est la suivante:

$$u_{WF} = \sqrt{u_{V_{avg}}^2 + u_{V_{RMS}}^2} \quad (25)$$

où $u_{V_{avg}}$ renvoie à l'incertitude de l'instrument pour la moyenne redressée, et $u_{V_{RMS}}$ renvoie à l'instrument de mesure de la valeur efficace vraie.

Toutefois, de nombreux instruments numériques calculent les deux valeurs à partir de la même forme d'onde échantillonnée, et comme des erreurs numériques très faibles peuvent être attendues, cette contribution à l'incertitude peut être ignorée pour de tels instruments.

10.6 Mesure de la résistance d'enroulement

La résistance d'enroulement est en général mesurée en utilisant la méthode voltampère et l'incertitude imputable à l'instrument peut être exprimée par la relation suivante:

$$u_{R1} = \sqrt{u_{VM}^2 + u_{VSH}^2 + u_{SH}^2} \quad (26)$$

où

u_{VM} est l'incertitude type de mesure de la tension en courant continu;

u_{VSH} est l'incertitude type de mesure de la tension de shunt; et

u_{SH} est l'incertitude type de la résistance de shunt.

NOTE Il est admis par hypothèse qu'un temps suffisant s'est écoulé pour assurer la disparition de tout phénomène transitoire qui a commencé à la fermeture du circuit de mesure et l'obtention de relevés stables.

Pour l'estimation de l'incertitude des mesures de la tension et du courant, il convient d'appliquer les mêmes méthodes que celles indiquées en 10.2.

Pour le courant de shunt, il suffit en général d'estimer l'incertitude type qui résulte de l'indice de classe sans tenir compte de l'écart systématique, soit:

$$u_{SH} = \frac{u_{class}}{\sqrt{3}} \quad (27)$$

La valeur de la résistance est également affectée par la contribution à l'incertitude de la température à laquelle le mesurage est effectué, comme cela est expliqué en 10.7.

Si la résistance est mesurée au moyen d'un instrument de mesure de résistance intégré, il convient que l'incertitude soit celle indiquée dans la spécification du fabricant et confirmée par étalonnage.

10.7 Température des enroulements pendant le mesurage des pertes dues à la charge

10.7.1 Généralités

La température des enroulements pendant le mesurage des pertes dues à la charge a un impact sur le recalcul ultérieur des résultats en fonction de la température de référence.

La méthode de détermination de la température des enroulements est définie dans l'IEC 60076-1 et dans l'IEC 60076-11. Une estimation sûre de l'incertitude élargie de la température des enroulements déterminée de cette manière est 2 K.

L'estimation de la température des enroulements peut être effectuée par mesurage de la résistance des enroulements, afin d'identifier la variation de température par rapport à la température ambiante. Il convient d'utiliser la méthode pour de très grands transformateurs, ou lorsque les enroulements sont présumés ne pas se trouver dans des conditions de régime établi.

Pour de petits transformateurs, la détermination de la température des enroulements par mesurage de la résistance des enroulements est souvent non justifiée. Lorsque de nombreux transformateurs identiques sont soumis aux essais, étudier une grandeur dans le cadre d'un essai particulier et utiliser les résultats obtenus pour tous les transformateurs d'un lot donné peut s'avérer satisfaisant.

10.7.2 Détermination de R_2 et de θ_2 à partir de la mesure de la température

En règle générale, il ne peut pas être admis par hypothèse que la température des enroulements est la même au cours de l'essai de pertes dues à la charge que lors du mesurage de la résistance, par conséquent la valeur de la résistance peut devoir être corrigée:

$$R_2 = R_1 \frac{t + \theta_2}{t + \theta_1} \quad (28)$$

où:

R_1 est la résistance mesurée à la température θ_1 ;

R_2 est la résistance d'enroulement calculée à partir de la température mesurée θ_2 selon la Formule (28);

t est une constante définie à 235 pour les enroulements en cuivre et à 225 pour les enroulements en aluminium.

L'incertitude déduite de cette relation est la suivante:

$$u_{R_2} = \sqrt{u_{R_1}^2 + \left(\frac{\dot{u}_{\theta_1}}{t + \theta_1} \right)^2 + \left(\frac{\dot{u}_{\theta_2}}{t + \theta_2} \right)^2} \quad (29)$$

où

u_{R_1} est l'incertitude type relative pour R_1 ;

$\dot{u}_{\theta_1}$ est l'incertitude absolue de θ_1 ;

u_{R_2} est l'incertitude type relative pour R_2 ;

$\dot{u}_{\theta_2}$ est l'incertitude absolue de θ_2 .

Il peut cependant être admis par hypothèse que $\dot{u}_{\theta_1} \approx \dot{u}_{\theta_2}$ comme incertitude est principalement liée à la méthode, c'est-à-dire non corrélée.

Si le mesurage de la résistance R_1 et le mesurage des pertes dues à la charge ont été réalisés directement l'un après l'autre, il peut être prudemment admis par hypothèse que la température n'a pas varié; par conséquent, la Formule (29) se réduit à:

$$u_{R_2} = u_{R_1} \quad (30)$$

NOTE Les corrélations des mesures de température ont été ignorées dans la Formule (29), ce qui donne une estimation sûre de l'incertitude. Une bonne évaluation de la corrélation peut réduire l'incertitude, mais exige un effort supplémentaire.

10.7.3 Détermination de R_2 et de θ_2 par mesurage de la résistance

La température θ_2 peut être calculée à partir des mesures de la résistance R_1 à température ambiante et R_2 directement après mesurage des pertes dues à la charge.

$$\theta_2 = \frac{R_2}{R_1}(t + \theta_1) - t \quad (31)$$

L'incertitude de température des enroulements θ_2 est

$$\begin{aligned} \dot{u}_{\theta_2} &= \sqrt{\left(u_{R_1} \cdot \frac{R_2}{R_1}(t + \theta_1)\right)^2 + \left(u_{R_2} \cdot \frac{R_2}{R_1}(t + \theta_1)\right)^2 + \left(\dot{u}_{\theta_1} \cdot \frac{R_2}{R_1}\right)^2} = \\ &= \frac{R_2}{R_1} \cdot \sqrt{\left(u_{R_1}(t + \theta_1)\right)^2 + \left(u_{R_2}(t + \theta_1)\right)^2 + \left(\dot{u}_{\theta_1}\right)^2} = \\ &= \frac{R_2}{R_1} \cdot (t + \theta_1) \sqrt{u_{R_1}^2 + u_{R_2}^2 + \left(\frac{\dot{u}_{\theta_1}}{t + \theta_1}\right)^2} \end{aligned} \quad (32)$$

En utilisant un même équipement de mesure de la résistance pour R_1 et R_2 , il peut être admis par hypothèse que les incertitudes sont entièrement corrélées. Par conséquent, cela permet de simplifier davantage l'équation comme

$$\dot{u}_{\theta_2} = \frac{R_2}{R_1} \cdot (t + \theta_1) \sqrt{u_{R_1}^2 + \left(\frac{\dot{u}_{\theta_1}}{t + \theta_1}\right)^2} \quad (33)$$

Annexe A (informative)

Exemple d'évaluation de l'incertitude des pertes à vide – Système de mesure de technologie avancée

A.1 Généralités (objet de l'exemple)

Cet exemple explore le calcul de l'incertitude pour un essai de pertes à vide sur un transformateur de puissance, au moyen d'un système de mesure de technologie avancée avec incertitude du système spécifiée, comme cela est traité en 10.4.

Étant donné qu'il est présenté sous la forme d'un rapport d'essai, certaines données relatives à l'équipement de mesure peuvent être superflues dans les calculs.

A.2 Spécification du transformateur

Les données principales du transformateur sont indiquées dans le Tableau A.1.

Tableau A.1 – Transformateur triphasé immergé dans l'huile

Grandeur		Valeur
Puissance assignée	[MVA]	40
Tension primaire assignée	V_{NHV} [kV]	130
Tension secondaire assignée	V_{NLV} [kV]	10,5
Fréquence assignée	[Hz]	50
Groupe de connexion		YNd5
Valeur NLL assurée	[kW]	12,5

A.3 Système de mesure

Le système de mesure est un système de mesure de technologie avancée, qui contient trois canaux de tension et trois canaux de courant avec des erreurs négligeables. Les tensions, les courants, la puissance et le facteur de puissance sont mesurés avec un wattmètre. Les transducteurs de tension sont connectés directement aux bornes de l'objet d'essai et les transducteurs de courant sont connectés en ligne avec les bornes de l'objet soumis à l'essai. Les tensions sont mesurées entre phase et terre, mais sont affichées comme des tensions entre phases. La spécification de l'incertitude applicable du système de mesure est donnée dans le Tableau A.2.

Tableau A.2 – Spécification de l'incertitude du système de mesure de la puissance

Facteur de puissance	Plage	Incrtitude type	Incrtitude élargie calculée
$\cos \varphi = 1,0$	$\geq 1 \text{ kV}, < 20 \text{ A}$	0,20 %	0,4 %
$\cos \varphi = 1,0$	$\geq 1 \text{ kV}, \geq 20 \text{ A}$	0,17 %	0,34 %
$\cos \varphi = 0,1$	$\geq 1 \text{ kV}, < 20 \text{ A}$	0,25 %	0,5 %
$\cos \varphi = 0,1$	$\geq 1 \text{ kV}, \geq 20 \text{ A}$	0,19 %	0,38 %

A.4 Mesures

Il est admis par hypothèse que l'instrument déduit les tensions phase-phase à partir des tensions phase-terre mesurées en calculant la différence vectorielle. Le facteur de puissance utilisé est celui mesuré par chaque canal de mesure du système de mesure de la puissance. Les données mesurées sont indiquées dans le Tableau A.3.

Tableau A.3 – Données mesurées

Grandeur	Symbole	Phase U	Phase V	Phase W
Tension moyenne redressée mesurée	V_{avg} [kV]	10,487	10,498	10,506
Tension en valeur efficace mesurée	V_{RMS} [kV]	10,492	10,501	10,508
Courant mesuré sur chaque phase	I_{RMS} [A]	0,853 2	0,543 1	0,719 5
Puissance active mesurée	P_{W} [kW]	4,894	3,065	4,503
Facteur de puissance		0,947	0,936	0,971

A.5 Correction des valeurs mesurées

Le système de mesure est un système de mesure de technologie avancée, par conséquent aucune correction d'erreurs n'est exigée.

Des corrections sont toutefois exigées pour la forme d'onde, comme cela est indiqué dans le Tableau A.4.

Tableau A.4 – Valeurs corrigées

Grandeur	Symbole	U	V	W	
Compensation de la distorsion de tension	$\left(1 + \frac{V_{\text{avg}} - V_{\text{RMS}}}{V_{\text{avg}}}\right)$	0,999 5	0,999 7	0,999 8	Selon l'IEC 60076-1
Pertes à vide corrigées par phase	P_{NLL} [kW]	4,892	3,064	4,502	
Pertes totales à vide	P_{NLL} [kW]	12,458			

A.6 Calcul de l'incertitude

L'incertitude du système de mesure de la puissance est définie dans le Tableau A.2. Puisque le facteur de puissance est compris entre 1 et 0,1, l'incertitude pour un facteur de puissance de 0,1 couvre cette application. Une procédure plus complète définie par le fabricant de l'équipement de mesure peut être appliquée, mais n'a pas été jugée nécessaire dans le cas présent.

Les calculs ont été effectués à l'aide de la Formule (10) et de la Formule (11) de l'Article 8 pour l'incertitude (élargie) triphasée, où la puissance des pertes à vide et l'incertitude sont toutes deux exprimées en watts et récapitulées dans le Tableau A.5.