

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

**Instrument transformers –
Part 1: General requirements**

**Transformateurs de mesure –
Partie 1: Exigences générales**



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2007 IEC, Geneva, Switzerland

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

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

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

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

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

About the IEC

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

About IEC publications

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

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

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 It also gives information on projects, withdrawn and replaced publications.

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

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

- Electropedia: www.electropedia.org

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

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

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

Email: csc@iec.ch

Tel.: +41 22 919 02 11

Fax: +41 22 919 03 00

A propos de la CEI

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

A propos des publications CEI

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

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

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

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

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

- Electropedia: www.electropedia.org

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

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

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

Email: csc@iec.ch

Tél.: +41 22 919 02 11

Fax: +41 22 919 03 00



IEC 61869-1

Edition 1.0 2007-10

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

**Instrument transformers –
Part 1: General requirements**

**Transformateurs de mesure –
Partie 1: Exigences générales**

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

PRICE CODE
CODE PRIX

XB

ICS 17.220.20

ISBN 2-8318-9322-4

CONTENTS

FOREWORD.....	6
1 Scope.....	9
2 Normative references	9
3 Terms and definitions	10
3.1 General definitions	11
3.2 Definitions related to dielectric ratings.....	11
3.3 Definitions related to current ratings.....	13
3.4 Definitions related to accuracy	13
3.5 Definitions related to other ratings.....	14
3.6 Definitions related to gas insulation.....	14
3.7 Index of abbreviations	15
4 Normal and special service conditions	15
4.1 General.....	15
4.2 Normal service conditions	16
4.2.1 Ambient air temperature	16
4.2.2 Altitude.....	16
4.2.3 Vibrations or earth tremors	16
4.2.4 Other service conditions for indoor instrument transformers	16
4.2.5 Other service conditions for outdoor instrument transformers	17
4.3 Special service conditions	17
4.3.1 General	17
4.3.2 Altitude.....	17
4.3.3 Ambient temperature	17
4.3.4 Vibrations or earth tremors	17
4.3.5 Earthquakes	17
4.4 System earthing	18
5 Ratings.....	18
5.1 General.....	18
5.2 Highest voltage for equipment	18
5.3 Rated insulation levels	20
5.3.1 General	20
5.3.2 Rated primary terminal insulation level	20
5.3.3 Other requirements for primary terminals insulation.....	20
5.3.4 Between-section insulation requirements.....	21
5.3.5 Insulation requirements for secondary terminals	21
5.4 Rated frequency.....	21
5.5 Rated output	21
5.6 Rated accuracy class	21
6 Design and construction	21
6.1 Requirements for liquids used in equipment	21
6.1.1 General	21
6.1.2 Liquid quality	21
6.1.3 Liquid level device	21
6.1.4 Liquid tightness	21
6.2 Requirements for gases used in equipment	21

6.2.1	General	21
6.2.2	Gas quality	22
6.2.3	Gas monitoring device	22
6.2.4	Gas tightness	22
6.2.5	Pressure relief device	23
6.3	Requirements for solid materials used in equipment	23
6.4	Requirements for temperature rise of parts and components	23
6.4.1	General	23
6.4.2	Influence of altitude on temperature-rise	24
6.5	Requirements for earthing of equipment	25
6.5.1	General	25
6.5.2	Earthing of the enclosure	25
6.5.3	Electrical continuity	25
6.6	Requirements for the external insulation	25
6.6.1	Pollution	25
6.6.2	Altitude	26
6.7	Mechanical requirements	27
6.8	Multiple chopped impulse on primary terminals	28
6.9	Internal arc fault protection requirements	28
6.10	Degrees of protection by enclosures	29
6.10.1	General	29
6.10.2	Protection of persons against access to hazardous parts and protection of the equipment against ingress of solid foreign objects	29
6.10.3	Protection against ingress of water	29
6.10.4	Indoor instrument transformers	30
6.10.5	Outdoor instrument transformers	30
6.10.6	Protection of equipment against mechanical impact under normal service conditions	30
6.11	Electromagnetic Compatibility (EMC)	30
6.11.1	General	30
6.11.2	Requirement for Radio Interference Voltage (RIV)	30
6.11.3	Requirements for immunity	31
6.11.4	Requirement for transmitted overvoltages	31
6.12	Corrosion	32
6.13	Markings	33
6.14	Fire hazard	33
7	Tests	33
7.1	General	33
7.1.1	Classification of tests	33
7.1.2	List of tests	34
7.1.3	Sequence of tests	35
7.2	Type tests	35
7.2.1	General	35
7.2.2	Temperature-rise test	36
7.2.3	Impulse voltage withstand test on primary terminals	37
7.2.4	Wet test for outdoor type transformers	38
7.2.5	Electromagnetic Compatibility (EMC) tests	38
7.2.6	Test for accuracy	40
7.2.7	Verification of the degree of protection by enclosures	40

7.2.8	Enclosure tightness test at ambient temperature	41
7.2.9	Pressure test for the enclosure	41
7.3	Routine tests	41
7.3.1	Power-frequency voltage withstand tests on primary terminals	41
7.3.2	Partial discharge measurement	42
7.3.3	Power-frequency voltage withstand tests between sections	44
7.3.4	Power-frequency voltage withstand tests on secondary terminals	44
7.3.5	Test for accuracy	44
7.3.6	Verification of markings	44
7.3.7	Enclosure tightness test at ambient temperature	45
7.3.8	Pressure test for the enclosure	45
7.4	Special tests	45
7.4.1	Chopped impulse voltage withstand test on primary terminals	45
7.4.2	Multiple chopped impulse test on primary terminals	46
7.4.3	Measurement of capacitance and dielectric dissipation factor	47
7.4.4	Transmitted overvoltage test	47
7.4.5	Mechanical tests	49
7.4.6	Internal arc fault test	50
7.4.7	Enclosure tightness tests at low and high temperatures	51
7.4.8	Gas dew point test	52
7.4.9	Corrosion test	52
7.4.10	Fire hazard test	52
7.5	Sample tests	52
8	Rules for transport, storage, erection, operation and maintenance	53
9	Safety	53
10	Influence of products on the natural environment	53
	Annex A (normative) Identification of test specimen	54
	Annex B (informative) Rules for transport, storage, erection, operation and maintenance	55
	Annex C (informative) Fire hazard	60
	Annex D (informative) Sample test	61
	Bibliography	62
	Figure 1 – Altitude correction factor for the temperature rise	25
	Figure 2 – Altitude correction factor	27
	Figure 3 – Transmitted overvoltages measurement: Test impulse waveforms	32
	Figure 4 – RIV measuring circuit	39
	Figure 5 – Test circuit for partial discharge measurement	42
	Figure 6 – Alternative circuit for partial discharge measurement	42
	Figure 7 – Example of balanced test circuit for partial discharge measurement	43
	Figure 8 – Example of calibration circuit for partial discharge measurement	43
	Figure 9 – Transmitted overvoltages measurement: general test configuration	48
	Figure 10 – Transmitted overvoltages measurement: test circuit and GIS Test configuration (CT)	48

Table 1 – Temperature categories	16
Table 2 – Rated primary terminal insulation levels for instrument transformers	19
Table 3 – Partial discharge test voltages and permissible levels	20
Table 4 – Permissible temporary leakage rates for gas systems	22
Table 5 – Limits of temperature rise for various parts, materials and dielectrics of instrument transformers	24
Table 6 – Creepage distances	26
Table 7 – Static withstand test loads	28
Table 8 – Arc fault duration and performance criteria	29
Table 9 – Transmitted over voltage limits	31
Table 10 – List of tests	34
Table 11 – Gas type and pressure during type, routine and special tests	35
Table 12 – Modalities of application of the test loads to be applied to the line primary terminals	50
Table C.1 – Fire hazard of electro technical products	60

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

INSTRUMENT TRANSFORMERS –

Part 1: General requirements

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 provides no marking procedure to indicate its approval and cannot be rendered responsible for any equipment declared to be in conformity with an IEC Publication.
- 6) All users should ensure that they have the latest edition of this publication.
- 7) No liability shall be attached 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 essential for the correct application of this publication.
- 9) Attention is drawn to the possibility that some of the elements of this IEC Publication may be the subject of patent rights. IEC shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights.

International Standard IEC 61869-1 has been prepared by IEC technical committee 38: Instrument transformers.

TC 38 decided to restructure the whole set of stand-alone Standards in the IEC 60044 series and transform it into a new set of standards composed of general requirements documents and specific requirements documents.

This Standard is the first issue of this new series and can be regarded as a Product Family standard. It contains the general requirements for instrument transformers and shall be read in conjunction with the relevant specific requirements standard for the instrument transformer concerned.

An overview of the planned set of standards is given below:

PRODUCT FAMILY STANDARDS	PRODUCT STANDARD	PRODUCTS	OLD STANDARD
61869-1 GENERAL REQUIREMENTS FOR INSTRUMENT TRANSFORMERS	61869-2	CURRENT TRANSFORMERS	60044-1
	61869-3	INDUCTIVE VOLTAGE TRANSFORMERS	60044-2
	61869-4	COMBINED TRANSFORMERS	60044-3
	61869-5	CAPACITIVE VOLTAGE TRANSFORMERS	60044-5
	61869-6	CURRENT TRANSFORMERS FOR TRANSIENT PERFORMANCE	60044-6
	61869-9	ELECTRONIC VOLTAGE TRANSFORMERS	60044-7
	61869-8	ELECTRONIC CURRENT TRANSFORMERS	60044-8
	61869-10	LOW-POWER STAND- ALONE CURRENT SENSORS	
	ADDITIONAL REQUIREMENTS AND DIGITAL INTERFACE FOR ELECTRONIC INSTRUMENT TRANSFORMERS		

This Standard covers all general requirements formerly found in the stand-alone standards of the IEC 60044 series. Additionally, it introduces some technical innovations:

- requirements for gas-insulated instrument transformers
- additional special tests
- requirements for internal arc fault protection
- requirements for degrees of protection by enclosure
- requirements for resistance to corrosion
- requirements for safety and environmental concerns

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

FDIS	Report on voting
38/360/FDIS	38/364/RVD

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

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

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

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

INSTRUMENT TRANSFORMERS –

Part 1: General requirements

1 Scope

This International Standard is applicable to newly manufactured instrument transformers with analogue or digital output for use with electrical measuring instruments or electrical protective devices having rated frequencies from 15 Hz to 100 Hz.

This standard is a product family standard and covers general requirements only. For each kind of instrument transformer the product standard is composed by this standard and the relevant specific standard.

2 Normative references

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

IEC 60060-1: *High-voltage test techniques – Part 1: General definitions and test requirements*

IEC 60068-2-11: *Basic environmental testing procedures – Part 2: Tests – Test Ka: Salt mist*

IEC 60068-2-17: *Basic environmental testing procedures – Part 2: Tests - Test Q: Sealing*

IEC 60068-2-75: *Environmental testing – Part 2-75: Tests – Test Eh: Hammer tests.*

IEC 60071-1: *Insulation co-ordination – Part 1: Definitions, principles and rules*

IEC 60085: *Electrical insulation – Thermal classification*

IEC 60270: *High-voltage test techniques – Partial discharge measurements*

IEC 60296: *Fluids for electrotechnical applications – Unused mineral insulating oils for transformers and switchgear*

IEC 60376: *Specification of technical grade sulfur hexafluoride (SF₆) for use in electrical equipment*

IEC 60417: *Graphical symbols for use on equipment*

IEC 60455 (all parts): *Resin based reactive compounds used for electrical insulation*

IEC 60480: *Guidelines for the checking and treatment of sulphur hexafluoride (SF₆) taken from electrical equipment and specification for its re-use*

IEC 60529: *Degrees of protection provided by enclosures (IP code)*

IEC 60567: *Oil-filled electrical equipment – Sampling of gases and of oil for analysis of free and dissolved gases – Guidance*

IEC 60694: *Common specifications for high-voltage switchgear and controlgear standards*

IEC 60695-1-1: *Fire hazard testing – Part 1-1: Guidance for assessing the fire hazard of electrotechnical products - General guidelines*

IEC 60695-1-30: *Fire hazard testing – Part 1-30: Guidance for assessing the fire hazard of electrotechnical products – Use of preselection testing procedures*

IEC 60695-7-1: *Fire hazard testing – Part 7-1: Toxicity of fire effluent - General guidance*

IEC 60721-3-3: *Classification of environmental conditions – Part 3-3: Classification of groups of environmental parameters and their severities – Stationary use of weatherprotected locations*

IEC 60721-3-4: *Classification of environmental conditions – Part 3: Classification of groups of environmental parameters and their severities – Section 4: Stationary use at non-weatherprotected locations*

IEC 60815: *Guide for the selection of insulators in respect of polluted conditions*

IEC 60867: *Insulating liquids – Specifications for unused liquids based on synthetic aromatic hydrocarbons*

IEC 61462: *Composite hollow insulators – Pressurized and unpressurized insulators for use in electrical equipment with rated voltage greater than 1 000 V – Definitions, test methods and acceptance criteria and design recommendations*

IEC 61634: *High-voltage switchgear and controlgear – Use and handling of sulphur hexafluoride (SF₆) in high-voltage switchgear and controlgear*

IEC 62155: *Hollow pressurized and unpressurized ceramic and glass insulators for use in electrical equipment with rated voltages greater than 1 000 V*

IEC 62262: *Degree of protection IK code*

IEC 62271-2: *High-voltage switchgear and controlgear – Part 2: Seismic qualification for rated voltages of 72,5 kV and above.*

IEC 62271-203: *High-voltage switchgear and controlgear – Part 203: Gas-insulated metal-enclosed switchgear for rated voltages above 52 kV*

CISPR 18-2: *Radio interference characteristics of overhead power lines and high-voltage equipment – Part 2: Methods of measurement and procedure for determining limits*

IEC Guide 109: *Environmental aspects – Inclusion in electrotechnical product standards*

ISO 3231: *Paints and varnishes – Determination of resistance to humid atmospheres containing sulphur dioxide*

3 Terms and definitions

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

3.1 General definitions

3.1.1

instrument transformer

transformer intended to transmit an information signal to measuring instruments, meters and protective or control devices or similar apparatus

[IEV 321-01-01, modified]

3.1.2

enclosure

housing affording the type and degree of protection suitable for the intended application

[IEV 826-12-20]

3.1.3

primary terminals

terminals to which the voltage or current to be transformed is applied

3.1.4

secondary terminals

terminals which transmit an information signal to measuring instruments, meters and protective or control devices or similar apparatus

3.1.5

secondary circuit

the external circuit receiving the information signals supplied by the secondary terminals of an instrument transformer

[IEV 321-01-08, modified]

3.1.6

section

electrically conductive part of an instrument transformer insulated from other similar parts and equipped with terminals

3.2 Definitions related to dielectric ratings

3.2.1

highest voltage of a system (U_{sys})

highest value of the phase-to-phase operating voltage (r.m.s. value) which occurs under normal operating conditions at any time and at any point in the system

[IEV 601-01-23, modified]

3.2.2

highest voltage for equipment (U_m)

the highest r.m.s. value of phase-to-phase voltage for which the equipment is designed in respect of its insulation as well as other characteristics which relate to this voltage in the relevant equipment standards

[IEV 604-03-01]

3.2.3

rated insulation level

combination of voltage values which characterizes the insulation of a transformer with regard to its capability to withstand dielectric stresses

3.2.4

isolated neutral system

system where the neutral point is not intentionally connected to earth, except for high impedance connections for protection or measurement purposes

[IEV 601-02-24]

3.2.5

resonant earthed system (a system earthed through an arc-suppression coil)

system in which one or more neutral points are connected to earth through reactances which approximately compensate the capacitive component of a single-phase-to-earth fault current

[IEV 601-02-27]

NOTE With resonant earthing of a system, the residual current in the fault is limited to such an extent that an arcing fault in air is self-extinguishing.

3.2.6

earth fault factor

at a given location of a three-phase system, and for a given system configuration, the ratio of the highest r.m.s. phase-to-earth power frequency voltage on a healthy phase during a fault to earth affecting one or more phases at any point on the system to the r.m.s. value of phase-to-earth power frequency voltage which would be obtained at the given location in the absence of any such fault

[IEV 604-03-06]

3.2.7

earthed neutral system

system in which the neutral is connected to earth either solidly or through a resistance or reactance of sufficiently low value to reduce transient oscillations and to give a current sufficient for selective earth fault protection.

- a) A three-phase system with effectively earthed neutral at a given location is a system characterized by an earth fault factor at this point which does not exceed 1,4.

NOTE This condition is obtained approximately when, for all system configurations, the ratio of zero-sequence reactance to the positive-sequence reactance is less than 3 and the ratio of zero-sequence resistance to positive sequence reactance is less than one.

- b) A three-phase system with non-effectively earthed neutral at a given location is a system characterized by an earth fault factor at this point that may exceed 1,4.

3.2.8

solidly earthed neutral system

system whose neutral point(s) is(are) earthed directly

[IEV 601-02-25]

3.2.9

impedance earthed neutral system

system whose neutral point(s) is(are) earthed through impedances to limit earth fault currents

[IEV 601-02-26]

3.2.10

exposed installation

installation in which the apparatus is subject to overvoltages of atmospheric origin

NOTE Such installations are usually connected to overhead transmission lines either directly or through a short length of cable.

3.2.11**non-exposed installation**

installation in which the apparatus is not subject to overvoltages of atmospheric origin

NOTE Such installations are usually connected to underground cable networks.

3.3 Definitions related to current ratings

See specific requirements standard.

3.4 Definitions related to accuracy**3.4.1****actual transformation ratio (k)**

ratio of the actual primary voltage or current to the actual secondary voltage or current

3.4.2**rated transformation ratio (k_r)**

ratio of the rated primary voltage or current to the rated secondary voltage or current

3.4.3**ratio error (ϵ)**

the error which an instrument transformer introduces into the measurement and which arises from the fact that the actual transformation ratio is not equal to the rated transformation ratio

3.4.4**phase displacement ($\Delta\phi$)**

difference in phase between the primary voltage or current and the secondary voltage or current phasors, the direction of the phasors being so chosen that the angle is zero for an ideal transformer.

The phase displacement is said to be positive when the secondary voltage or current phasors leads the primary voltage or current phasors. It is usually expressed in minutes or centiradians.

NOTE 1 This definition is strictly correct for sinusoidal voltages or currents only.

NOTE 2 Electronic instrument transformers may introduce a delay time due to a digital data transmission and by digital signal processing.

[IEV 321-01-23, modified]

3.4.5**accuracy class**

a designation assigned to an instrument transformer, the ratio error and phase displacement of which remain within specified limits under prescribed conditions of use

[IEV 321-01-24, modified]

3.4.6**burden**

admittance (or impedance) of the secondary circuit expressed in siemens (or ohms) and power factor

NOTE The burden is usually expressed as the apparent power in volt-amperes absorbed at a specified power-factor and at the rated secondary voltage or current.

3.4.7**rated burden**

value of the burden on which the accuracy requirements of this specification are based.

3.4.8

rated output (S_r)

value of the apparent power (in voltamperes at a specified power factor) which the transformer is intended to supply to the secondary circuit at the rated secondary voltage or current and with rated burden connected to it

3.5 Definitions related to other ratings

3.5.1

rated frequency (f_R)

value of the frequency on which the requirements of this standard are based

3.5.2

mechanical load (F)

forces on different parts of the instrument transformer as a function of four main forces:

- forces on the terminals due to the line connections,
- forces due to the wind,
- seismic forces,
- electro dynamic forces due to short circuit current

3.5.3

internal arc fault protection instrument transformer

instrument transformer designed in such a way to ensure an assigned protection level against internal arc fault

3.6 Definitions related to gas insulation

3.6.1

pressure relief device

a device suitable to limit dangerous over-pressures inside the instrument transformer

3.6.2

gas-insulated metal-enclosed instrument transformer

metal-enclosed instrument transformer intended to be mounted on Gas-Insulated Switchgear (GIS), inside or outside the switchgear enclosure

3.6.3

closed pressure system

volume that is replenished only periodically by manual connection to an external gas source

3.6.4

rated filling pressure

pressure referred to the standard atmospheric air conditions (20 °C and 101,3 kPa) to which the gas-insulated instrument transformer is filled before being put in service, or periodically replenished

3.6.5

minimum functional pressure

pressure referred to the standard atmospheric air conditions (20 °C and 101,3 kPa) at which, and above which, rated insulation and other characteristics of the gas-insulated instrument transformer are maintained and at which gas replenishment becomes necessary

3.6.6

design pressure of the enclosure

pressure used to determine the thickness of the enclosure. It is at least equal to the maximum pressure of the enclosure at the highest temperature that the gas used for insulation can reach under maximum service conditions.

3.6.7**design temperature of the enclosure**

highest temperature that can be reached by the enclosure under service conditions

3.6.8**absolute leakage rate**

amount of gas escaped by time unit, expressed in Pa.m³/s

3.6.9**relative leakage rate (F_{rel})**

absolute leakage rate related to the total amount of gas in the instrument transformer at rated filling pressure (or density). It is expressed in percentage per year.

3.7 Index of abbreviations

IT	Instrument Transformer
CT	Current Transformer
CVT	Capacitive Voltage Transformer
VT	Voltage Transformer
AIS	Air-Insulated Switchgear
GIS	Gas-Insulated Switchgear
k	actual transformation ratio
k_r	rated transformation ratio
ε	ratio error
$\Delta\phi$	phase displacement
S_r	rated output
U_{sys}	highest voltage for system
U_m	highest voltage for equipment
f_R	rated frequency
F	mechanical load
F_{rel}	relative leakage rate

4 Normal and special service conditions**4.1 General**

Unless otherwise specified, instrument transformers are intended to be used at their rated characteristics under the normal service conditions listed in 4.2.

If the actual service conditions differ from these normal service conditions, instrument transformers shall be designed to comply with any special service conditions required by the purchaser, or appropriate arrangements shall be made (see 4.3).

Detailed information concerning classification for environmental conditions is given in IEC 60721-3-3 (indoor) and IEC 60721-3-4 (outdoor).

For gas-insulated metal-enclosed instrument transformers, Clause 2 of IEC 62271-203 is applicable.

4.2 Normal service conditions

4.2.1 Ambient air temperature

Instrument transformers are classified in three categories as given in Table 1.

Table 1 – Temperature categories

Category	Minimum temperature °C	Maximum temperature °C
–5/40	–5	40
–25/40	–25	40
–40/40	–40	40
NOTE 1 In the choice of the temperature category, storage and transportation conditions should also be considered.		
NOTE 2 In case of instrument transformers integrated within other equipment (e.g. GIS, circuit breaker) the instrument transformer should be specified for the temperature conditions for the respective equipment.		

4.2.2 Altitude

The altitude does not exceed 1 000 m.

4.2.3 Vibrations or earth tremors

Vibrations due to causes external to the instrument transformers or earth tremors are negligible.

4.2.4 Other service conditions for indoor instrument transformers

Other considered service conditions are as follows:

- a) the influence of solar radiation may be neglected;
- b) the ambient air is not significantly polluted by dust, smoke, corrosive gases, vapours or salt;
- c) the conditions of humidity are as follows:
 - 1) the average value of the relative humidity, measured for a period of 24 h does not exceed 95 %;
 - 2) the average value of the water vapour pressure for a period of 24 h does not exceed 2,2 kPa;
 - 3) the average value of the relative humidity for a period of one month does not exceed 90 %;
 - 4) the average value of the water vapour pressure for a period of one month does not exceed 1,8 kPa.

For these conditions, condensation may occasionally occur.

NOTE 1 Condensation may be expected where sudden temperature changes occur in periods of high humidity.

NOTE 2 In order to withstand the effects of high humidity and condensation, such as the breakdown of insulation or the corrosion of metallic parts, instrument transformers designed for such conditions should be used.

NOTE 3 Condensation may be prevented by special design of the housing, by suitable ventilation and heating, or by the use of a dehumidifying device.

4.2.5 Other service conditions for outdoor instrument transformers

Other considered service conditions are as follows:

- a) the average value of the ambient air temperature, measured over a period of 24 h, does not exceed 35 °C;
- b) solar radiation up to a level of 1 000 W/m² (on a clear day at noon) should be considered;
- c) the ambient air may be polluted by dust, smoke, corrosive gases, vapours or salt. The pollution does not exceed the pollution levels given in IEC 60815;
- d) the wind pressure does not exceed 700 Pa (corresponding to a 34 m/s wind speed);
- e) the presence of condensation or precipitation should be taken into account;
- f) the ice coating does not exceed 20 mm.

4.3 Special service conditions

4.3.1 General

When instrument transformers are intended to be used under conditions different from the normal service conditions given in 4.2, the purchaser's requirements should refer to standardised criteria given hereinafter.

4.3.2 Altitude

4.3.2.1 Influence of altitude on external insulation

At an altitude >1 000 m, the disruptive discharge voltage for external insulation is affected by the reduction of air density. Refer to 6.6.2.

4.3.2.2 Influence of altitude on temperature-rise

At an altitude >1 000 m, the thermal behaviour of an instrument transformer is affected by the reduction of air density. Refer to 6.4.2.

4.3.3 Ambient temperature

For installations located in a place where the ambient temperature can be significantly outside the normal service condition range stated in 4.2.1, the preferred ranges of minimum and maximum temperature to be specified should be;

- a) –50 °C and 40 °C for very cold climates;
- b) –5 °C and 50 °C for very hot climates.

In certain regions with a frequent occurrence of warm humid winds, sudden changes of temperature may occur, resulting in condensation, even indoors.

NOTE Under certain conditions of solar radiation, appropriate measures, e.g. roofing, forced ventilation, etc., may be necessary in order not to exceed the specified temperature rises. Alternatively, derating may be used.

4.3.4 Vibrations or earth tremors

Vibrations may occur due to switchgear operations or short circuit forces.

For an instrument transformer integrated within assembled equipment (GIS or AIS) the vibration produced by the assembled equipment shall be considered.

4.3.5 Earthquakes

For installations where earthquakes are likely to occur, the relevant severity level in accordance with IEC 62271-2 shall be specified by the purchaser.

The compliance with such special requirements, if applicable, has to be demonstrated either by calculation or by testing as defined by relevant standards.

4.4 System earthing

The considered system earthings are:

- a) isolated neutral system (see 3.2.4);
- b) resonant earthed system (see 3.2.5);
- c) earthed neutral system (see 3.2.7).
 - 1) solidly earthed neutral system (see 3.2.8),
 - 2) impedance earthed neutral system (see 3.2.9).

5 Ratings

5.1 General

The common ratings of instrument transformers, including their auxiliary equipment if applicable, should be selected from the following:

- a) highest voltage for equipment (U_m);
- b) rated insulation level;
- c) rated frequency (f_R),
- d) rated output;
- e) rated accuracy class.

The rating applies at the standardized reference atmosphere (temperature (20 °C), pressure (101,3 kPa) and humidity (11 g/m³)) specified in IEC 60071-1.

5.2 Highest voltage for equipment

Standard values shall be selected from Table 2.

The highest voltage for equipment is chosen as the next standard value of U_m equal to or higher than the highest voltage of the system where the equipment will be installed.

For equipment to be installed under normal environmental conditions relevant to insulation, U_m shall be at least equal to U_{sys} .

For equipment to be installed outside of the normal environmental conditions relevant to insulation, U_m may be selected higher than the next standard value of U_m equal to or higher than U_{sys} according to the special needs involved.

NOTE As an example, the selection of a U_m value higher than the next standard value of U_m equal to or higher than U_{sys} may arise when the equipment has to be installed at an altitude higher than 1 000 m in order to compensate the decrease of withstand voltage of the external insulation.

Table 2 – Rated primary terminal insulation levels for instrument transformers

Highest voltage for equipment U_m (r.m.s.) kV	Rated power-frequency withstand voltage (r.m.s.) kV	Rated lightning impulse withstand voltage (peak) kV	Rated switching withstand voltage (peak) kV
0,72	3	---	
1,2	6	---	
3,6	10	20 40	
7,2	20	40 60	
12	28	60 75	
17,5	38	75 95	
24	50	95 125	
36	70	145 170	
52	95	250	
72,5	140	325	
100	185	450	
123	185 230	450 550	
145	230 275	550 650	
170	275 325	650 750	
245	395 460	950 1 050	
300	395 460	950 1 050	750 850
362	460 510	1 050 1 175	850 950
420	570 630	1 300 1 425	950 1 050
550	630 680	1 425 1 550	1 050 1 175
800	880 975	1 950 2 100	1 425 1 550

NOTE 1 For exposed installations it is recommended to choose the highest insulation level.

NOTE 2 In the case of instrument transformers intended to be installed in GIS, the rated power frequency withstand voltage levels according to IEC 62271-203 may be different.

NOTE 3 For alternative levels, see IEC 60071-1.

5.3 Rated insulation levels

5.3.1 General

For most of the values of highest voltage for equipment (U_m), several rated insulation levels exist to allow application of different performance criteria or overvoltage patterns. The choice should be made considering the degree of exposure to fast-front and slow-front overvoltage, the type of neutral earthing of the system and the type of overvoltage limiting devices.

5.3.2 Rated primary terminal insulation level

The rated primary terminal insulation level of an instrument transformer shall be based on its highest voltage for equipment U_m according to Table 2.

Primary terminal intended to be earthed in service has U_m equal to 0,72 kV

For instrument transformers mounted on gas-insulated substations, the rated insulation levels, testing procedures and acceptance criteria, are according to IEC 62271-203. The applicable rated insulation levels are according to IEC 62271-203, Table 102 and 103, phase-to-earth insulation.

5.3.3 Other requirements for primary terminals insulation

5.3.3.1 Partial discharges

Partial discharge requirements are applicable to instrument transformers having U_m greater than or equal to 7,2 kV.

The partial discharge level shall not exceed the limits specified in Table 3. The test procedure is given in 7.3.2.2.

Table 3 – Partial discharge test voltages and permissible levels

Type of earthing of the neutral system	Instrument transformer type	PD test voltage (r.m.s.) kV	Maximum permissible PD level pC	
			Type of insulation immersed in liquid or gas	solid
Earthed neutral system (earth fault factor ≤ 1,4)	CT and earthed VT	U_m $1,2 U_m / \sqrt{3}$	10 5	50 20
	Unearthed VT	$1,2 U_m$	5	20
Isolated or non effectively earthed neutral system (earth fault factor > 1,4)	CT and earthed VT	$1,2 U_m$ $1,2 U_m / \sqrt{3}$	10 5	50 20
	Unearthed VT	$1,2 U_m$	5	20
NOTE 1 If the neutral system is not defined, the values given for isolated or non-effectively earthed neutral systems are valid.				
NOTE 2 The maximum permissible PD level is also valid for frequencies different from rated frequency.				
NOTE 3 CT for current transformer and VT for voltage transformer.				

5.3.3.2 Chopped lightning impulse

If additionally specified, instrument transformers other than GIS devices shall be capable to withstand a chopped lightning impulse voltage applied to its primary terminals having a peak value of 115 % of the rated lightning impulse withstand voltage.

5.3.3.3 Capacitance and dielectric dissipation factor

These requirements apply only to transformers having $U_m \geq 72,5$ kV, with liquid immersed primary insulation or gas insulated instrument transformers with capacitance grading insulation system.

5.3.4 Between-section insulation requirements

For interconnected terminals of each section, the rated power-frequency withstand voltage of the insulation between sections shall be 3 kV.

5.3.5 Insulation requirements for secondary terminals

The rated power-frequency withstand voltage for secondary insulation shall be 3 kV.

5.4 Rated frequency

The standard values of the rated frequency are 16 2/3 Hz, 25 Hz, 50 Hz and 60 Hz.

5.5 Rated output

See specific product standard.

5.6 Rated accuracy class

See specific product standard.

6 Design and construction

6.1 Requirements for liquids used in equipment

6.1.1 General

The manufacturer shall specify the type and the required quantity and quality of the liquid to be used in equipment.

6.1.2 Liquid quality

For oil-filled equipment, new insulating oil shall comply with IEC 60296.

For synthetic liquid-filled equipment refer to IEC 60867.

6.1.3 Liquid level device

If supplied, the device for checking the liquid level shall indicate whether the liquid level is within the operating range, during operation.

6.1.4 Liquid tightness

No liquid loss is permitted. Any liquid loss represents a danger of insulation contamination.

6.2 Requirements for gases used in equipment

6.2.1 General

The manufacturer shall specify the type and the required quantity and quality of the gas to be used in equipment.

6.2.2 Gas quality

New SF₆ (sulphur hexafluoride) shall comply with IEC 60376, while used SF₆ shall comply with IEC 60480.

SF₆ handling shall be in accordance with IEC 61634.

The maximum allowed moisture content within instrument transformers filled with gas at rated filling density for insulation shall be such that the dew-point is not higher than – 5 °C for a measurement at 20 °C. Adequate correction shall be applied for measurement at other temperatures. For the measurement and determination of the dew point, refer to IEC 60376 and IEC 60480.

6.2.3 Gas monitoring device

Gas-insulated instrument transformers having a minimum functional pressure above 0,2 MPa shall be provided with pressure or density monitoring device. Gas monitoring devices may be provided alone or together with the associated equipment.

6.2.4 Gas tightness

6.2.4.1 General

The following specifications apply to all instrument transformers that use gas, other than air at atmospheric pressure, as an insulating medium.

6.2.4.2 Closed pressure systems for gas

The tightness characteristic of a closed pressure system stated by the manufacturer shall be consistent with a minimum maintenance and inspection philosophy.

The tightness of closed pressure systems for gas is specified by the relative leakage rate F_{rel} of each compartment.

Standardized value is 0,5 % per year, for SF₆ and SF₆-mixtures.

Means shall be provided to enable gas systems to be safely replenished whilst the equipment is in service.

NOTE Lower leakage rates can be specified according to national regulations and regional practice.

An increased leakage rate at extreme temperatures (if such tests are required in the relevant standards) is acceptable, provided that this rate resets to a value not higher than the maximum permissible value at normal ambient air temperature. The increased temporary leakage rate shall not exceed the values given in Table 4.

In general, for the application of an adequate test method, reference is made to IEC 60068-2-17.

Table 4 – Permissible temporary leakage rates for gas systems

Temperature class °C	Permissible temporary leakage rate
+40 and +50	$3F_p$
ambient temperature	F_p
–5 / –10 / –15 / –25 / –40	$3F_p$
–50	$6F_p$

6.2.5 Pressure relief device

The device shall be protected against any accidental damage.

For GIS instrument transformers refer to IEC 62271-203, Clause 5.105.

6.3 Requirements for solid materials used in equipment

Specifications for organic material used for instrument transformers (i.e. epoxy resin, polyurethane resin, epoxy-cycloaliphatic resin, composite material, etc.) either for indoor or outdoor installations are given in the IEC 60455 series.

NOTE Tests on complete instrument transformers taking into account phenomena such as sudden change of temperature, flammability and aging are not yet standardized. IEC 60660 for indoor insulation and IEC 61109 for outdoor insulation can be used as guidance.

6.4 Requirements for temperature rise of parts and components

6.4.1 General

The temperature-rise of windings, magnetic circuits and any other parts of instrument transformers shall not exceed the appropriate value given in Table 5, when operating under the specified rated conditions. These values are based on the service conditions given in clause 4.2.1.

The temperature rise of the windings is limited by the lowest class of insulation either of the winding itself or of the surrounding medium in which it is embedded.

If the instrument transformers are used within enclosures, attention shall be paid to the temperature reached by the surrounding cooling media within the enclosure.

If ambient temperatures in excess of the values given in 4.2.1 are specified, the permissible temperature rise given in Table 5 shall be reduced by an amount equal to the excess ambient temperature.

Table 5 – Limits of temperature rise for various parts, materials and dielectrics of instrument transformers

Part of instrument transformers	Temperature-rise limit K
1. Oil-immersed instrument transformers – top oil – top oil, hermetically sealed – winding average – winding average, hermetically sealed – other metallic parts in contact with oil	50 55 60 65 as for winding
2. Solid or gas insulated instrument transformers – winding (average) in contact with insulating materials of the following classes^a: • Y • A • E • B • F • H – other metallic parts in contact with the above insulating material classes	45 60 75 85 110 135 as for windings
3. Connection, bolted or the equivalent – Bare-copper, bare-copper alloy or bare-aluminium alloy • in air • in SF₆ • in oil – Silver-coated or nickel-coated • in air • in SF₆ • in oil – Tin-coated • in air • in SF₆ • in oil	50 75 60 75 75 60 65 65 60
^a Insulating class definitions according to IEC 60085.	

6.4.2 Influence of altitude on temperature-rise

If an instrument transformer is specified for service at an altitude in excess of 1 000 m and tested at an altitude below 1 000 m, the limits of temperature rise ΔT given in Table 5 shall be reduced by the following amounts for each 100 m that the altitude at the operating site exceeds 1 000 m (see Figure 1):

- a) oil-immersed instrument transformers: 0,4 %;
- b) dry-type and gas insulated instrument transformers: 0,5 %.

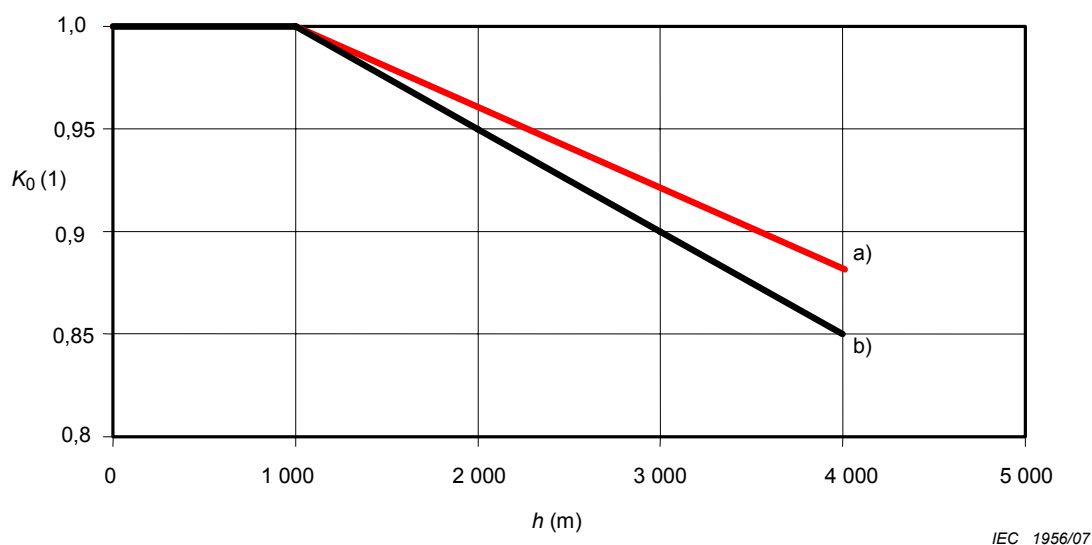


Figure 1 – Altitude correction factor for the temperature rise

The altitude correction factor for the temperature rise $K_o = \frac{\Delta T_h}{\Delta T_{ho}}$ with

- ΔT_h temperature rise at altitude $h > 1\,000$ m and
- ΔT_{ho} limits of temperature rise ΔT specified in Table 4 at altitudes $h_o \leq 1\,000$ m.

6.5 Requirements for earthing of equipment

6.5.1 General

The frame of each equipment device, if intended to be earthed, shall be provided with a reliable earthing terminal for connection to an earthing conductor suitable for specified fault conditions. The connecting point shall be marked with the “earth” symbol, as indicated by symbol No 5019 of IEC 60417.

6.5.2 Earthing of the enclosure

The enclosure of instrument transformers for gas-insulated switchgear (GIS) shall be connected to earth. All metal parts which do not belong to a main or an auxiliary circuit, shall be earthed.

6.5.3 Electrical continuity

The continuity of the earthing circuits shall be ensured taking into account the thermal and electrical stresses caused by the current they may have to carry.

For the interconnection of enclosures, frames, etc., fastening (e.g. bolting or welding) is acceptable for providing electrical continuity.

6.6 Requirements for the external insulation

6.6.1 Pollution

For outdoor instrument transformers with ceramic insulators susceptible to contamination, the creepage distances for given pollution levels are given in Table 6. Creepage distances for polymeric or composite insulators are under consideration (by TC36).

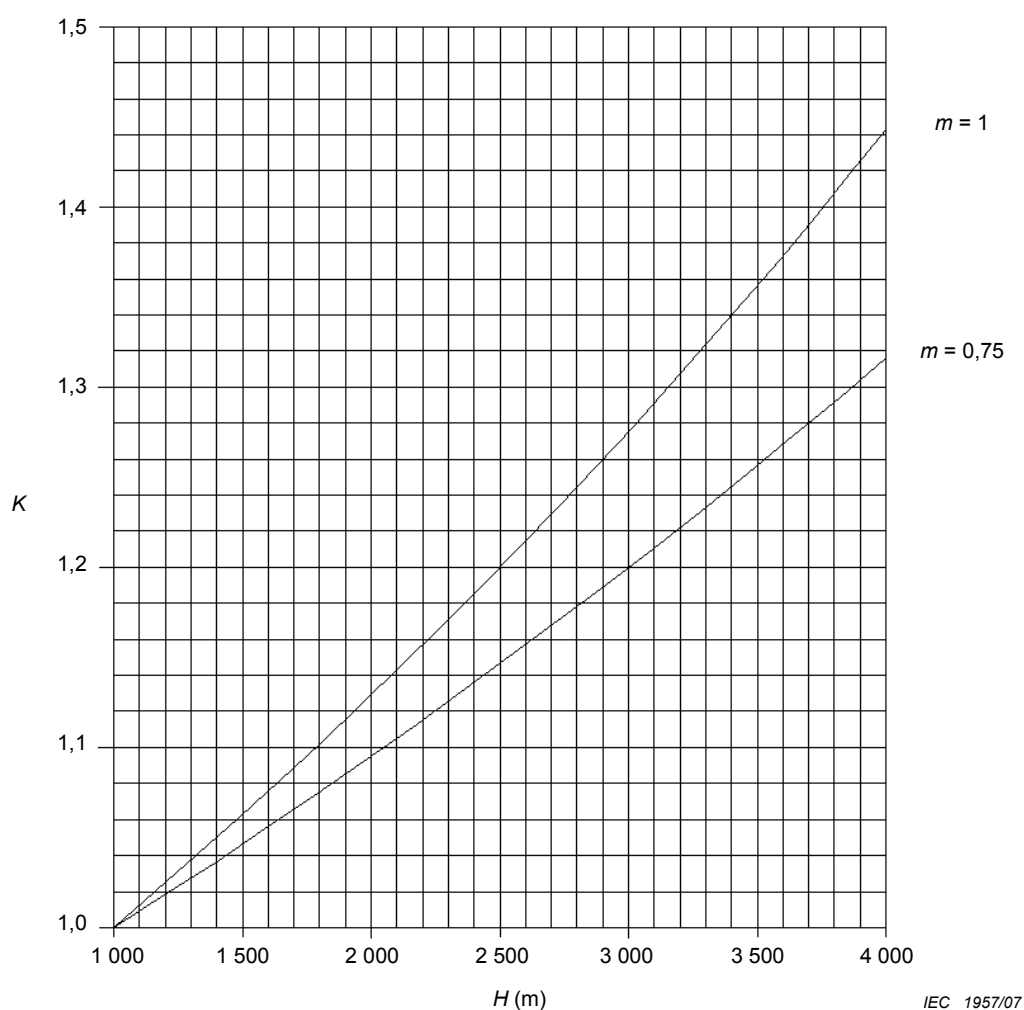
Table 6 – Creepage distances

Pollution level	Minimum nominal specific creepage distance mm/kV ^{a, b}	Ratio = creepage distance divided by arcing distance
I Light	16	≤3,5
II Medium	20	
III Heavy	25	≤4,0
IV Very heavy	31	
^a Ratio of the creepage distance between phase and earth over the r.m.s. phase-to-phase value of the highest voltage for the equipment (see IEC 60071-1).		
^b For further information and manufacturing tolerances on the creepage distance, see IEC 60815.		
NOTE 1 It is recognized that the performance of surface insulation is greatly affected by insulator shape.		
NOTE 2 In very lightly polluted areas, specific nominal creepage distances lower than 16 mm/kV can be used depending on service experience. A commonly adopted lower limit is 12 mm/kV.		
NOTE 3 In cases of exceptional pollution severity, a specific nominal creepage distance of 31 mm/kV may not be adequate. Depending on service experience and/or on laboratory test results, a higher value of specific creepage distance can be used, but in some cases the practicability of washing may have to be considered.		

6.6.2 Altitude

For installations at an altitude higher than 1000 m, the arcing distance under the standardised reference atmospheric conditions shall be determined by multiplying the withstand voltages required at the service location by a factor k in accordance with Figure 2.

NOTE As the dielectric strength of the internal insulation is not affected by altitude, the method used for checking the external insulation should be agreed between manufacturer and purchaser.



Key

These factors can be calculated with the following equation:

$$k = e^m (H - 1\,000) / 8\,150$$

where

H is the altitude in metres

$m = 1$ for power-frequency and lightning impulse voltage

$m = 0,75$ for switching impulse voltage

Figure 2 – Altitude correction factor

6.7 Mechanical requirements

These requirements apply only to instrument transformers having a highest voltage for equipment of 72,5 kV and above.

The guidance for static loads that instrument transformers shall be capable of withstanding is given in Table 7. The figures include loads due to wind and ice.

The specified test loads are intended to be applied in any direction to the primary terminals.

Table 7 – Static withstand test loads

Highest voltage for equipment U_m kV	Static withstand test load F_R		
	N		
	voltage terminals	Instrument transformers with:	
		current terminals	
		Load class I	Load class II
72,5 to 100	500	1 250	2 500
123 to 170	1 000	2 000	3 000
245 to 362	1 250	2 500	4 000
≥ 420	1 500	4 000	5 000

NOTE 1 The sum of the loads acting in routinely operating conditions should not exceed 50 % of the specified withstand test load.

NOTE 2 In some applications instrument transformers with through current terminals should withstand rarely occurring extreme dynamic loads (e.g. short circuits) not exceeding 1,4 times the static test load.

NOTE 3 For some applications it may be necessary to establish the resistance to rotation of the primary terminals. The moment to be applied during the test has to be agreed between manufacturer and purchaser.

NOTE 4 In the case of transformers integrated within other equipment (e.g.: switchgear assemblies) the static withstand test loads of the respective equipment should not be diminished by the integration process.

6.8 Multiple chopped impulse on primary terminals

If additionally specified, the primary terminals of oil-immersed instrument transformers having $U_m \geq 300$ kV shall withstand multiple chopped impulses in accordance with 7.4.2.

NOTE Requirements and tests relate to the behaviour of the internal shields and connections carrying high frequency transient currents, mainly due to disconnect switching operations. The test may also be applied to ratings below this level.

6.9 Internal arc fault protection requirements

These requirements apply to oil-immersed and gas-insulated free-standing instrument transformers having $U_m \geq 72,5$ kV, for which internal arc fault protection class is additionally specified.

NOTE 1 This test is not a guarantee against containment under all short-circuit conditions, but a test to demonstrate conformance to an agreed level of safety.

NOTE 2 This test is a new test and therefore the test procedure may be improved in the future.

If additionally specified, the instrument transformer shall be able to withstand an internal arc of the specified current and duration.

The applied current is an asymmetrical current. The r.m.s. current value should be selected from the standard symmetrical single-phase values of R10 range according to 4.5 of IEC 60694. The first peak value of the current shall be 1,7 times the r.m.s. current.

NOTE 3 Reduced internal arc test levels should be agreed between the manufacturer and the purchaser. Experience has shown that selection of test currents equal to 100 % system fault level, statistically requires a degree of over-design of the transformer, since local fault levels are usually significantly lower.

The arc fault duration shall be according to Table 8.

It shall be considered that compliance with these requirements is achieved if the instrument transformer passes the test described in 7.4.6.

Table 8 – Arc fault duration and performance criteria

Internal arc fault current r.m.s. value kA	Protection stage	Arc fault duration s	Internal arc fault protection class I	Internal arc fault protection class II
< 40	1	0,2	Fracture of the housing and fire permitted, but all projected parts to be confined within the containment area	No external effect other than the operation of suitable pressure relief device
	2	0,5		No fragmentation (burn-through or fire acceptable)
≥40	1	0,1		No external effect other than the operation of suitable pressure relief device
	2	0,3		No fragmentation (burn-through or fire acceptable)

6.10 Degrees of protection by enclosures

6.10.1 General

Degrees of protection according to IEC 60529 shall be specified, if applicable, for all enclosures of instrument transformers containing parts of the main circuit allowing penetration from outside, as well as for enclosures for appropriate low-voltage control and/or auxiliary circuits.

6.10.2 Protection of persons against access to hazardous parts and protection of the equipment against ingress of solid foreign objects

The degree of protection of persons provided by an enclosure against access to hazardous parts of the main circuit, control and/or auxiliary circuits shall be indicated by means of a designation specified in IEC 60529.

The first characteristic numeral indicates the degree of protection provided by the enclosure with respect to persons, as well as of protection of the instrument transformers inside the enclosure against ingress of solid foreign bodies.

IEC 60529 gives details of objects which will be “excluded” from the enclosure for each of the degrees of protection. The term “excluded” implies that solid foreign objects will not fully enter the enclosure and that a part of the body or an object held by a person, either will not enter the enclosure or, if it enters, that adequate clearance will be maintained and no hazardous part will be touched.

NOTE Generally the degree of protection of persons against access to hazardous parts of the main circuit, or control or auxiliary circuit of instrument transformers, and the protection of the instrument transformers against foreign objects, may be provided by the immediate surroundings of the instrument transformers, such as substation fence, building, module enclosure, and so on. Further protection may be required as a feature of the instrument transformers as a whole or parts of it.

6.10.3 Protection against ingress of water

The degree of protection provided by an enclosure against ingress of water shall be indicated by means of a designation specified in IEC 60529.

The second characteristic numeral indicates the degree of protection provided by the enclosure with respect to the dangerous effects of water, either of atmospheric origin or other.

6.10.4 Indoor instrument transformers

For instrument transformers for indoor installation, no degree of protection against harmful ingress of water according to the second characteristic numeral of the IP-code is specified (second characteristic numeral X).

The recommended minimum degree of protection for low-voltage control and/or auxiliary enclosures for indoor instrument transformers is IP20 according to IEC 60529. This requirement is not applicable to installations where personnel cannot gain access to the instrument transformer without firstly de-energising the transformer and making it safe through some controlled means (i.e. interlocking, documented operating instructions, etc.). In this case the need for such external safety measures to the instrument transformer should be clearly stated in the product documentation.

6.10.5 Outdoor instrument transformers

The recommended minimum degree of protection for low-voltage control and/or auxiliary enclosures for outdoor instrument transformers is IP44 according to IEC 60529.

Instrument transformers for outdoor installation provided with additional protection features against rain and other weather conditions shall be specified by means of the supplementary letter W placed after the second characteristic numeral, or after the additional letter, if any.

6.10.6 Protection of equipment against mechanical impact under normal service conditions

Enclosures of instrument transformers shall be of sufficient mechanical strength.

Corresponding tests are specified in 7.2.7.2. Porcelain insulators are excluded from impact test.

For indoor installation, the recommended level of protection against effects of mechanical impacts is impact level IK7 according to IEC 62262.

For outdoor installation without additional mechanical protection, users may specify higher impact levels.

6.11 Electromagnetic Compatibility (EMC)

6.11.1 General

EMC is the ability of an equipment or system to function satisfactorily in its electromagnetic environment without introducing intolerable electromagnetic disturbances to anything in that environment [IEV 161-01-07].

For instrument transformers the following EMC requirements and tests are specified:

- Requirement for emission (Radio Interference Voltage - RIV). Applicable to high voltage parts of the equipment.
- Requirements for immunity. Only applicable to electronic parts of the equipment.
- Requirement for transmitted overvoltages (special test).

6.11.2 Requirement for Radio Interference Voltage (RIV)

The RIV requirement applies to instrument transformers having $U_m \geq 123$ kV to be installed in air-insulated substations.

The radio interference voltage shall not exceed $2\,500\ \mu\text{V}$ at $1,1\ U_m/\sqrt{3}$.

NOTE This requirement is included to meet some electromagnetic compatibility regulations.

6.11.3 Requirements for immunity

The electromagnetic immunity requirements and tests are specified only for parts of instrument transformers containing active electronic components.

Refer to specific product standard IEC 61869-9 (under consideration) for details.

6.11.4 Requirement for transmitted overvoltages

These requirements apply to instruments transformers having $U_m \geq 72,5$ kV.

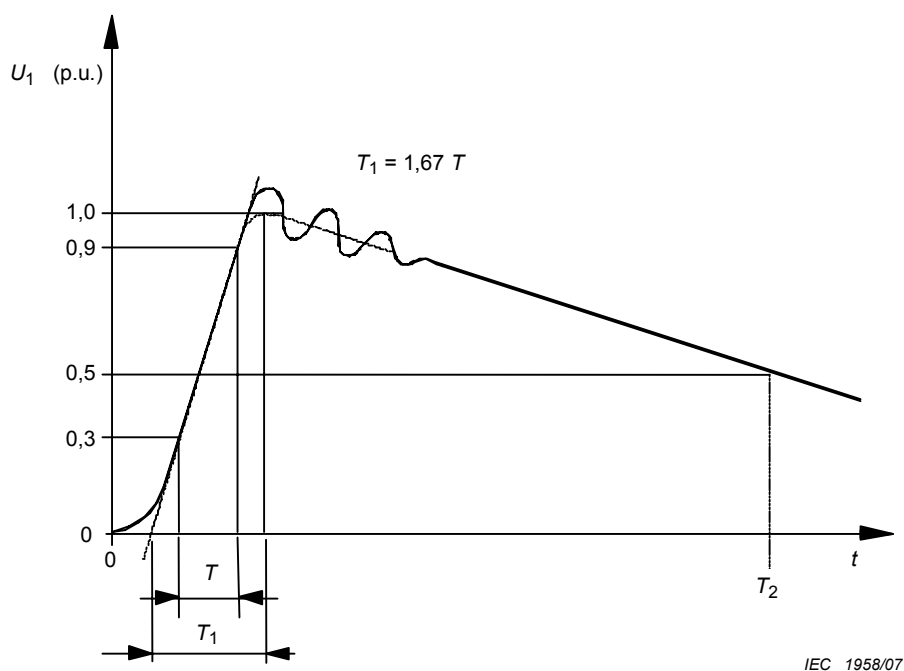
The overvoltages transmitted from the primary to the secondary terminals shall not exceed the values given in Table 9, under the test and measuring conditions described in 7.4.4.

Type A impulse requirement applies to instrument transformers for air-insulated switchgear, while impulse B requirement applies to instrument transformers installed in gas insulated metal-enclosed switchgear (GIS). Type A and B impulses are depicted in Figure 3.

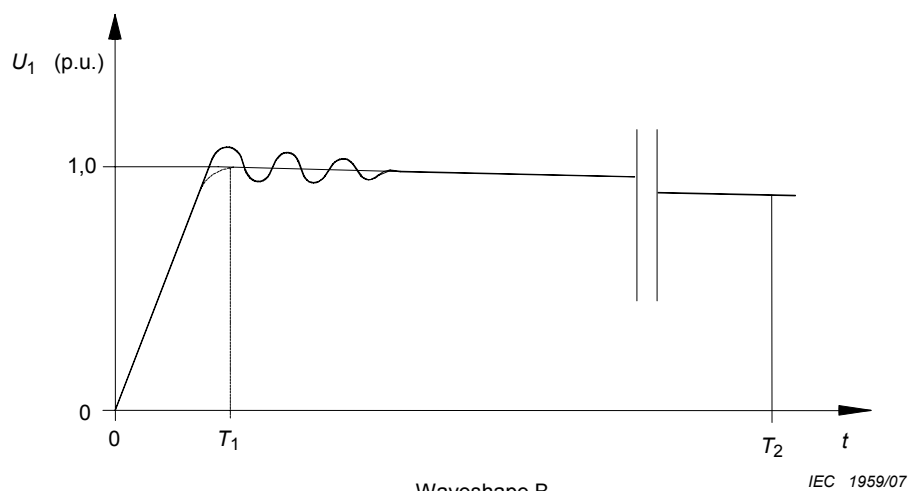
The transmitted overvoltage peak limits given in Table 9 and measured in accordance with the methods specified in 7.4.4 should ensure sufficient protection of electronic equipment connected to the secondary winding.

Table 9 – Transmitted overvoltage limits

Type of impulse	A	B
Peak value of the applied voltage (U_p)	$1,6 \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times U_m$	$1,6 \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times U_m$
Wave shape characteristics:		
– conventional front time (T_1)	$0,50 \mu s \pm 20 \%$	-
– time to half-value (T_2)	$\geq 50 \mu s$	-
– front time (T_1)	-	$10 ns \pm 20 \%$
– tail length (T_2)	-	$>100 ns$
Transmitted overvoltage peak value limits (U_s)	1,6 kV	1,6 kV
NOTE 1 The wave-shape characteristics are representative of voltage oscillations due to switching operations.		
NOTE 2 See Figure 3.		



Waveshape A



Waveshape B

**Figure 3 – Transmitted overvoltages measurement:
Test impulse waveforms**

6.12 Corrosion

Caution has to be taken against corrosion of the equipment during the service life.

All bolted or screwed parts of the main circuit and of the enclosure shall remain easily demountable.

Galvanic corrosion between materials in contact shall be considered because it can lead to the loss of tightness.

Oxidation can be considered as self-protection against corrosion.

Visual appearance shall remain acceptable.

6.13 Markings

All instrument transformers shall carry at least the following markings:

- a) the manufacturer's name or other mark by which he may be readily identified;
- b) the year of manufacture and a serial number or a type designation, preferably both,
- c) rated frequency;
- d) highest voltage of equipment;
- e) rated insulation level;
- f) temperature category;
- g) mass in kg (when ≥ 25);
- h) class of mechanical requirements (for $U_m \geq 72$ kV).

NOTE The two items d) and e) may be combined into one marking (e.g. 72,5/140/325 kV).

All information shall be marked in an indelible manner on the instrument transformer itself or on a rating plate securely attached to the transformer.

In addition, the following information should be marked:

- i) class of insulation if different from Class A;

NOTE If several classes of insulating material are used, the one, which limits the temperature rise of the windings, should be indicated. On transformers with more than one secondary winding, the use of each winding and its corresponding terminals should be indicated.

- j) all indications relative to the measuring characteristics (see specific standard);
- k) type of the insulating fluid;
- l) rated filling pressure;
- m) minimum functional pressure;
- n) insulating fluid volume (or mass) contained in the instrument transformer.

6.14 Fire hazard

See Annex C.

7 Tests

7.1 General

7.1.1 Classification of tests

The tests specified in this standard are classified as follows:

- Type test: a test made on equipment to demonstrate that all equipment made to the same specification complies with the requirements not covered by routine tests.
- Routine test: a test to which each individual piece of equipment is subjected. Routine tests are for the purpose of revealing manufacturing defects. They do not impair the properties and reliability of the test object.
- Special test: a test other than a type test or a routine test, agreed on by manufacturer and purchaser.

- Sample test: A selected type or special test performed on one or more complete instrument transformers out of a specified production batch.

7.1.2 List of tests

The list of tests is given in Table 10.

Table 10 – List of tests

T e s t s	Subclause
Type tests	7.2
Temperature-rise test	7.2.2
Impulse voltage test on primary terminals	7.2.3
Wet test for outdoor type transformers	7.2.4
Electromagnetic Compatibility tests	7.2.5
Test for accuracy	See specific requirements standard
Verification of the degree of protection by enclosures	7.2.7
Enclosure tightness test at ambient temperature	7.2.8
Pressure test for the enclosure	7.2.9
Routine tests	7.3
Power-frequency voltage withstand tests on primary terminals	7.3.1
Partial discharge measurement	7.3.2
Power-frequency voltage withstand tests between sections	7.3.3
Power-frequency voltage withstand tests on secondary terminals	7.3.4
Test for accuracy	7.3.5
Verification of markings	7.3.6
Enclosure tightness test at ambient temperature	7.3.7
Pressure test for the enclosure	7.3.8
Special tests	7.4
Chopped impulse voltage withstand test on primary terminals	7.4.1
Multiple chopped impulse test on primary terminals	7.4.2
Measurement of capacitance and dielectric dissipation factor	7.4.3
Transmitted overvoltage test	7.4.4
Mechanical tests	7.4.5
Internal arc fault test	7.4.6
Enclosure tightness test at low and high temperatures	7.4.7
Gas dew point test	7.4.8
Corrosion test	7.4.9
Fire hazard test	7.4.10
Sample tests	7.5

For the testing of gas-insulated instrument transformers, the type and pressure of the gas shall be according to Table 11.

Table 11 – Gas type and pressure during type, routine and special tests

Test	Gas type	Pressure
Dielectric, RIV ^a Accuracy Temperature rise	Same fluid as in service	Minimum functional pressure
Internal arc Short-circuit Mechanical Tightness Gas dew point	Same fluid as in service	Rated filling pressure
Transmitted overvoltages	Not applicable	Reduced pressure
^a For gas-insulated instrument transformers installed on GIS, the wet test and RIV test are not applicable.		

7.1.3 Sequence of tests

After the instrument transformer has been subjected to the dielectric type tests detailed in 7.2, it shall be subjected to all routine tests detailed in 7.3.

For different types of instrument transformers, refer to product specific standards for further test sequence and routine testing.

If special tests have to be carried out, they may have an influence on the sequence of tests.

7.2 Type tests

7.2.1 General

All the dielectric type tests shall be carried out on the same instrument transformer, unless otherwise specified.

All the type tests shall be carried out on a maximum of two specimens.

NOTE A type test may also be considered valid if it is made on a transformer that has minor constructional deviations from the instrument transformer under consideration. Such deviations should be subject to agreement between manufacturer and purchaser.

All the type tests shall be carried out at ambient temperature between 10 °C and 30 °C.

7.2.1.1 Information for identification of specimen

The manufacturer shall submit to the testing laboratory drawings and other data containing sufficient information to unambiguously identify by type the essential details and parts of the equipment presented for test. Each drawing or data schedule shall be uniquely referenced and shall contain a statement to the effect that the manufacturer guarantees that the drawings or data schedules truly represent the equipment to be tested.

After completion of verification, detail drawings and other data shall be returned to the manufacturer for storage.

The manufacturer shall maintain detailed design records of all component parts of the equipment tested and shall ensure that these may be identified from information included in the drawings and data schedules.

NOTE 1 Manufacturers whose production systems have been certified for compliance with ISO 9001 do satisfy the previously mentioned requirements.

The testing laboratory shall check that drawings and data schedules adequately represent the essential details and parts of the equipment to be tested, but shall not be responsible for the accuracy of the detailed information.

Particular drawings or data required to be submitted by the manufacturer to the test laboratory for identification of essential parts of equipment have to be specified by the relevant standards.

NOTE 2 An individual type test need not be repeated for a change of construction detail, if the manufacturer can demonstrate that this change does not influence the result of that individual type test.

Annex A gives a list of drawings to be submitted

7.2.1.2 Information to be included in type test reports

The results of all type tests shall be recorded in type-test reports containing:

- a) Identification file as prescribed in 7.2.1.1 and Annex A.
- b) Test arrangement
details of the testing arrangements (including diagram of test circuit);
general details of the supporting structure of the device used during the test;
photographs to illustrate the condition of equipment before and after test.
- c) Test data to prove compliance with the specification;
test program;
records of the test quantities during each test, as specified in the relevant IEC standard;
statements of the behavior of the equipment during tests, its condition after tests and, if applicable, any parts renewed or reconditioned during the tests;
conclusion.

7.2.2 Temperature-rise test

A test shall be made to prove compliance with 6.4.

For this test, the transformer shall be mounted in a manner representative of the mounting in service.

The temperature rise of windings shall, when practicable, be measured by the increase in resistance method, but for windings of very low resistance, thermocouples may be employed.

The temperature rise of parts other than windings may be measured by thermometers or thermocouples.

Instrument transformers shall be considered to have attained a steady-state temperature when the rate of temperature rise does not exceed 1 K/h.

For identification of any key components on which temperature measurements are to be made and for further information regarding test arrangements and procedures, refer to product specific standards.

7.2.3 Impulse voltage withstand test on primary terminals

7.2.3.1 General

The impulse test shall be performed in accordance with IEC 60060-1, and, if any, in accordance with the relevant instrument transformer specific standards.

The frame, case (if any) and core (if intended to be earthed) and all terminals of the secondary system shall be connected to earth.

The impulse tests generally consist of voltage application at reference and rated voltage levels. The reference impulse voltage shall be between 50 % and 75 % of the rated impulse withstand voltage. The peak value and the wave shape of the impulse shall be recorded.

Evidence of insulation failure due to the test may be given by variation in the wave shape at both reference and rated withstand voltages.

Improvements in failure detection may be obtained by recording of the current(s) to earth as a complement to the voltage record.

The test voltage shall have the appropriate value, given in Table 2 depending on the highest voltage for equipment and the specified insulation level.

7.2.3.2 Lightning impulse voltage test on primary terminals

7.2.3.2.1 Instrument transformers having $U_m < 300$ kV

The test shall be performed with both positive and negative polarities. Fifteen consecutive impulses of each polarity, not corrected for atmospheric conditions, shall be applied.

The following test procedure B of IEC 60060-1, adapted for HV equipment that has self-restoring and non-restoring insulation, is the preferred test procedure. The instrument transformer shall be considered to have passed the impulse tests for each polarity if the following conditions are fulfilled:

- each series (+ and –) has at least 15 impulses;
- no disruptive discharges on non-self restoring insulation shall occur. This is confirmed by 5 consecutive impulse withstands following the last disruptive discharge.
- the number of disruptive discharges shall not exceed two for each series.

This procedure leads to a maximum possible number of 25 impulses per series.

No evidence of insulation failure shall be detected (e.g variation of the wave shape of the recorded quantities on routine tests which serve as verification tests).

If disruptive discharges occur and evidence cannot be given during testing that the disruptive discharges were on self-restoring insulation, the IT shall be dismantled and inspected after the completion of the dielectric test series. If damage to non-self-restoring insulation is observed, the instrument transformer shall be considered to have failed the test.

NOTE The application of 15 positive and 15 negative impulses is specified for testing the external insulation. If other tests are agreed between manufacturer and purchaser in order to check the external insulation, then, the number of lightning impulses may be reduced to three of each polarity, not corrected for atmospheric conditions.

7.2.3.2.2 Instrument transformers having $U_m \geq 300$ kV

The test shall be performed with both positive and negative polarities. Three consecutive impulses of each polarity, not corrected for atmospheric conditions, shall be applied.

The transformer shall be considered to have passed the test if:

- no disruptive discharge occurs;
- no other evidence of insulation failure is detected (e.g. variations in the wave shape of the recorded quantities on routine tests which serve as verification tests).

7.2.3.3 Switching impulse voltage test

7.2.3.3.1 General

The test shall be performed with positive polarity. Fifteen consecutive impulses, corrected for atmospheric conditions, shall be applied.

For outdoor-type transformers the test shall be performed under wet conditions. The wetting procedure shall be in accordance with IEC 60060-1.

The following test procedure B of IEC 60060-1, adapted for HV equipment that has self-restoring and non-restoring insulation, is the preferred test procedure. The instrument transformer shall be considered to have passed the impulse tests if the following conditions are fulfilled:

- the test has at least 15 impulses;
- no disruptive discharges on non-self restoring insulation shall occur. This is confirmed by 5 consecutive impulse withstands following the last disruptive discharge;
- the number of disruptive discharges shall not exceed two.

This procedure leads to a maximum possible number of 25 impulses.

No evidence of insulation failure shall be detected (e.g. variation of the wave shape of the recorded quantities).

If disruptive discharges occur and evidence cannot be given during testing that the disruptive discharges were on self-restoring insulation, the IT shall be dismantled and inspected after the completion of the dielectric test series. If damage to non-self-restoring insulation is observed, the instrument transformer shall be considered to have failed the test.

Impulses with flashover to the walls or ceilings of the laboratory shall be disregarded.

7.2.4 Wet test for outdoor type transformers

The wetting procedure shall be in accordance with IEC 60060-1.

For instrument transformers having $U_m < 300$ kV, the test shall be performed with power-frequency voltage of the appropriate value given in Table 2 depending on the highest voltage for equipment applying corrections for atmospheric conditions.

For instrument transformers having $U_m \geq 300$ kV, the test shall be performed with switching impulse voltage of positive polarity, of the appropriate value given in Table 2, depending on the highest voltage for equipment and the rated insulation level.

7.2.5 Electromagnetic Compatibility (EMC) tests

7.2.5.1 RIV test

As the radio interference voltage level may be affected by fibers or dust settling on the insulators, it is permitted to wipe the insulators with a clean cloth before taking a measurement.

The following test procedure shall be followed:

The instrument transformer, complete with accessories, shall be dry and clean and at approximately the same temperature as the laboratory room in which the test is made.

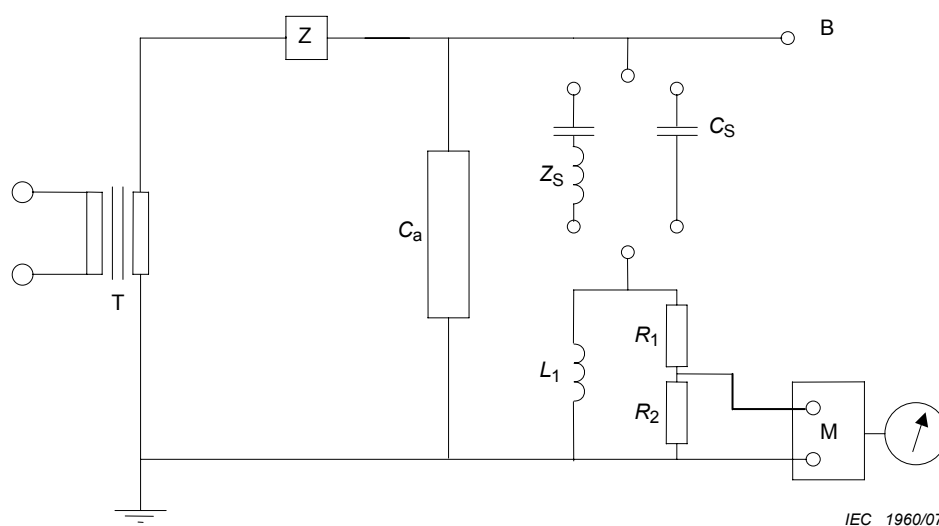
The test should be performed under the following atmospheric conditions:

- Temperature: from 10 °C to 30 °C;
- Pressure: from $0,870 \times 10^5$ Pa to $1,070 \times 10^5$ Pa;
- Relative humidity: from 45 % to 75 %.

NOTE 1 No correction factors for atmospheric conditions in accordance with IEC 60060-1 are applicable to radio interference tests.

The test connections and their ends shall not be a source of radio interference voltage.

Shielding of primary terminals simulating the operation condition should be provided to prevent spurious discharges. The use of sections of tube with spherical terminations is recommended.



Key

T test transformer

C_a test object

Z filter

B corona-free termination

M measuring set with input resistance R_M

$$Z_S + \left(R_1 + \frac{R_2 \cdot R_M}{R_2 + R_M} \right) = 300 \, \Omega$$

Z_S , C_S , L_1 , R_1 , R_2 see CISPR 18-2

Figure 4 – RIV measuring circuit

The test voltage shall be applied between one of the terminals of the primary winding of the test object (C_a) and earth. The frame, case (if any), core (if intended to be earthed) and one terminal of each secondary winding shall be connected to earth.

The measuring circuit (see Figure 4) shall comply with CISPR 18-2. The measuring circuit shall preferably be tuned to a frequency in the range of 0,5 MHz to 2 MHz, the measuring frequency being recorded. The results shall be expressed in microvolts.

The impedance between the test conductor and earth, $(Z_S + (R_1 + R_2 // R_M))$ in Figure 4, shall be $300 \Omega \pm 40 \Omega$ with a phase angle not exceeding 20° at the measuring frequency.

A capacitor, C_S , may also be used in place of the filter Z_S and a capacitance of 1 000 pF is generally adequate.

NOTE 2 A specially designed capacitor may be necessary in order to avoid too low a resonant frequency.

The filter Z shall have a high impedance at the measuring frequency in order to decouple the power frequency source from the measuring circuit. A suitable value for this impedance has been found to be 10 000 Ω to 20 000 Ω at the measuring frequency.

The radio interference background level (radio interference caused by external field and by the high-voltage transformer) shall be at least 6 dB (preferably 10 dB) below the specified radio interference level.

NOTE 3 Care should be taken to avoid disturbances caused by nearby objects to the instrument transformer and to the test and measuring circuits.

Calibration methods for the measuring instruments and for the measuring circuit are given in CISPR 18-2.

A pre-stress voltage of $1,5 \times U_m / \sqrt{3}$ shall be applied and maintained for 30 s.

The voltage shall then be decreased to $1,1 \times U_m / \sqrt{3}$ in about 10 s and maintained to this value for 30 s before measuring the radio interference voltage.

The instrument transformer shall be considered to have passed the test if the radio interference level at $1,1 \times U_m / \sqrt{3}$ is in accordance with 6.11.2.

7.2.5.2 Immunity test

See IEC 61869-9 (under consideration).

7.2.6 Test for accuracy

See specific standards.

7.2.7 Verification of the degree of protection by enclosures

7.2.7.1 Verification of the IP coding

In accordance with the requirements specified in 6.10, tests shall be performed in accordance with IEC 60529 on the enclosures of all parts of the fully assembled equipment as under service conditions.

7.2.7.2 Mechanical impact test

In accordance with the requirements specified in 6.10.6, enclosures shall be subjected to an impact test. Three blows are applied to points of the enclosure that are likely to be the weakest points. Devices such as connectors, displays, etc. are exempt from this test.

The use of a spring-operated impact test apparatus as defined in IEC 60068-2-75 is recommended.

After the test, the enclosure shall show no breaks, the deformation of the enclosure shall not affect the normal function of the instrument transformer, and shall not reduce the specified degree of protection. Superficial damage, such as removal of paint, breaking of cooling ribs or similar parts, or minor indentations can be ignored.

7.2.8 Enclosure tightness test at ambient temperature

7.2.8.1 Closed pressure systems for gas

The tightness test on the enclosure of gas-insulated instrument transformers shall prove compliance with the requirements given in 6.2.4.2 and shall be performed on a complete transformer at ambient temperature (20 ± 10) °C.

The method shall be the cumulative method for closed pressurised systems as specified by IEC 60068-2-17 (test method 1 of Qm test).

Every opening present on the transformer enclosure shall be sealed with the original sealing device.

The transformer shall be filled with the same gas mixture as used in service at the rated filling pressure at 20 °C ambient temperature.

The sensitivity of the leakage measurement shall be such as to detect a leakage rate corresponding to about 0,25 %/year.

NOTE 1 The sensitivity of a leakage measurement changes with the sensitivity of the leakage meter, with the capacity of the volume of measurement and with the time between two concentration measurements.

The test shall be started after at least 1 h from the completion of the filling of the instrument transformer, in order to allow stabilisation of the leakage flow.

NOTE 2 The tightness type test is not necessary if the routine tightness test is performed using the cumulative method (test method 1 of Qm test)

7.2.9 Pressure test for the enclosure

For gas-insulated, metal-enclosed instrument transformers, refer to 6.103 of IEC 62271-203.

For insulators of gas-insulated instrument transformers, refer to IEC 62155 and IEC 61462-2.

7.3 Routine tests

7.3.1 Power-frequency voltage withstand tests on primary terminals

The power-frequency withstand test shall be performed in accordance with IEC 60060-1.

The test voltage shall have the appropriate value given in Table 2, depending on the highest voltage for equipment. The duration shall be 60 s, unless otherwise specified.

The test voltage shall be applied:

- between the primary terminals and earth,
- between primary terminals, where applicable.

The secondary terminals, the frame, case (if any) and core (if there is a special earth terminal) shall be connected to earth.

Repeated power-frequency tests on primary terminals should be performed at 80 % of the specified test voltage.

7.3.2 Partial discharge measurement

7.3.2.1 Test circuit and instrumentation

The test circuit and the instrumentation used shall be in accordance with IEC 60270. Some examples of test circuits are shown in Figures 5 to 7.

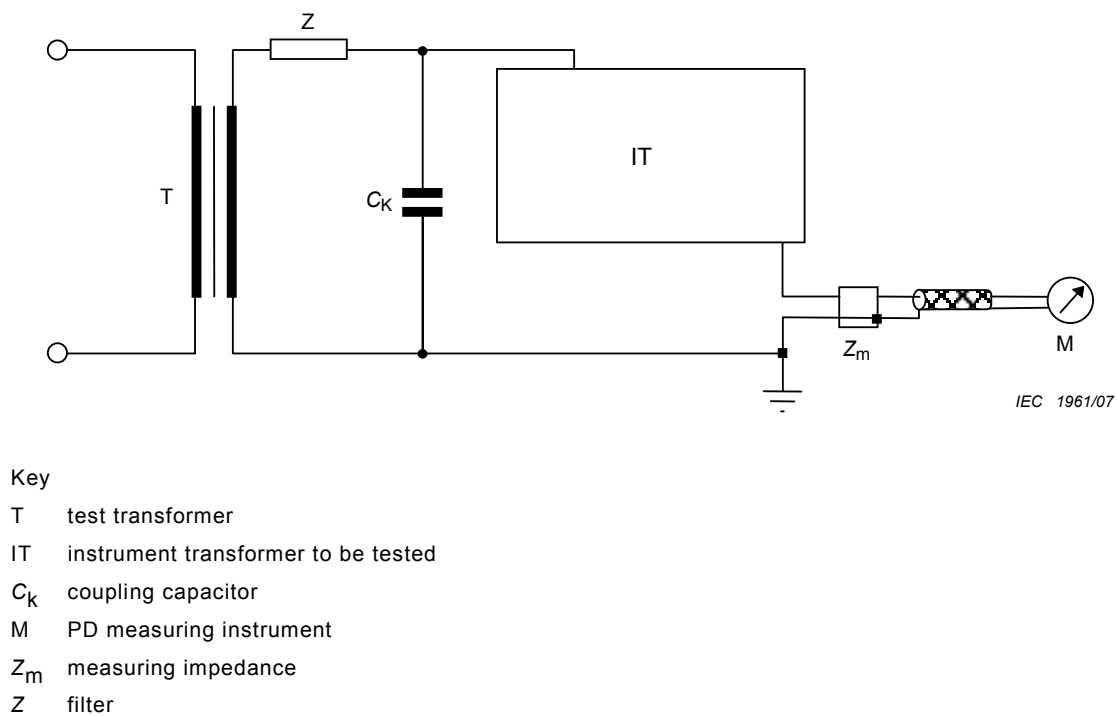


Figure 5 – Test circuit for partial discharge measurement

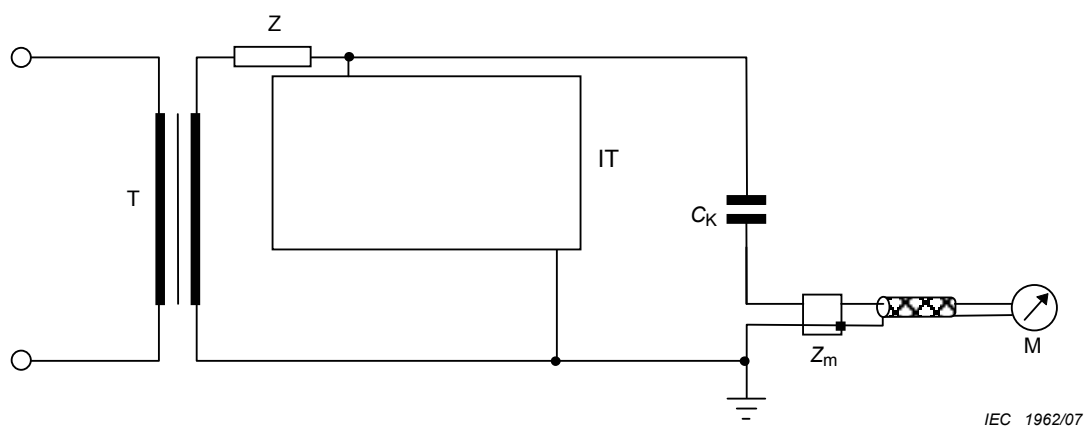
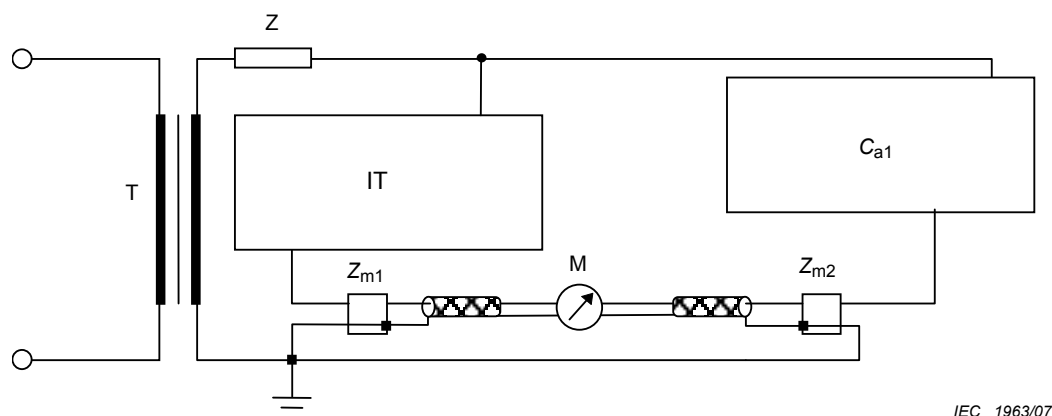


Figure 6 – Alternative circuit for partial discharge measurement



Key

Symbols as in Figure 5

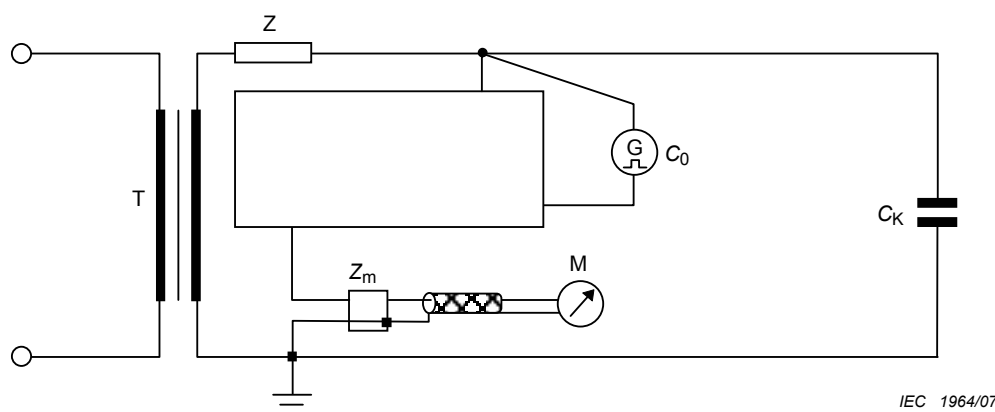
Z filter (not present if C_k is the capacitance of the test transformer)

C_{a1} auxiliary PD free object

Z_{m1} and Z_{m2} measuring impedances

Figure 7 – Example of balanced test circuit for partial discharge measurement

The instrument used shall measure the apparent charge q expressed in picocoulomb (pC). Its calibration shall be performed in the test circuit (see an example in Figure 8).



Key

Symbols as in Figure 5

G impulse generator with capacitance C_0

T test transformer for partial discharge measurement

Figure 8 – Example of calibration circuit for partial discharge measurement

A wide-band instrument shall have a bandwidth of at least 100 kHz with an upper cut-off frequency not exceeding 1,2 MHz.

Narrow-band instruments shall have their resonance frequency in the range 0,15 to 2 MHz. Preferred values should be in the range from 0,5 to 2 MHz but, if feasible, the measurement should be performed at the frequency which gives the highest sensitivity.

The sensitivity shall allow detection of a partial discharge level of 5 pC.

NOTE 1 The noise must be sufficiently lower than the sensitivity. Pulses that are known to be caused by external disturbances may be disregarded.

NOTE 2 For the suppression of external noise, the balanced test circuit (see Figure 7) is appropriate.

NOTE 3 When electronic signal processing and recovery are used to reduce the background noise, this must be demonstrated by varying its parameters so that it allows the detection of repeatedly occurring pulses.

7.3.2.2 Partial discharge test procedure

After a prestressing performed according to procedures A or B, the partial discharge test voltages specified in Table 3 are reached, and the corresponding partial discharge levels are measured in a time within 30 s.

The measured partial discharge shall not exceed the limits specified in Table 3.

Procedure A: the partial discharge test voltages are reached while decreasing the voltage after the power-frequency withstand test.

Procedure B: the partial discharge test is performed after the power-frequency withstand test. The applied voltage is raised to 80 % of the power-frequency withstand voltage, maintained for not less than 60 s, then reduced without interruption to the specified partial discharge test voltages.

If not otherwise specified, the choice of the procedure is left to the manufacturer. The test method used shall be indicated in the test report.

7.3.3 Power-frequency voltage withstand tests between sections

This test is applicable only to instrument transformers having more than one section.

The test voltage according to 5.3.4 shall be applied for 60 s in turn between the short circuited terminals of each section.

The frame, case (if any), core (if there is a special earth terminal), and the terminals of all the other terminals or sections shall be connected together and to earth.

7.3.4 Power-frequency voltage withstand tests on secondary terminals

The test voltage according to 5.3.5 shall be applied for 60 s in turn between the short circuited terminals of each winding and earth.

The frame, case (if any), core (if there is a special earth terminal), and all the other terminals shall be connected to earth.

7.3.5 Test for accuracy

See specific standards.

7.3.6 Verification of markings

It shall be verified that the nameplate and terminal markings are correct.

7.3.7 Enclosure tightness test at ambient temperature

7.3.7.1 Closed pressure systems for gas

The tightness test on the enclosure of gas-insulated instrument transformers shall prove compliance with the requirements given in 6.2.4 and shall be performed on a complete transformer at ambient temperature (20 ± 10) °C.

If possible, the method will be the cumulative method for closed pressurised systems as specified by IEC 60068-2-17 (test method 1 of Qm test). Leakage detection using a sniffing device may be used. If a leak is detected with the leakage detector, then the leakage shall be quantified using the cumulative method.

The test should be started at least 1 h after the filling of the transformer in order to reach a stabilised leakage flow.

The sensitivity of the leakage measurement shall be such as to detect a leakage rate corresponding to about 0,25 %/year.

7.3.7.2 Liquid systems

The purpose of tightness tests is to demonstrate that there is no leakage.

The object under test shall be assembled as in the service condition with all its accessories and its normal fluid, mounted as close as possible to that in service (i.e. framework, fixing etc.).

7.3.8 Pressure test for the enclosure

Refer to 7.2.9.

7.4 Special tests

7.4.1 Chopped impulse voltage withstand test on primary terminals

The test shall be carried out with negative polarity only and combined with the negative polarity lightning impulse test in the manner described below.

The voltage shall be a standard lightning impulse as defined in IEC 60060-1, chopped between 2 µs and 5 µs. The chopping circuit shall be so arranged that the amount of over swing of opposite polarity of the recorded impulse shall be limited to approximately 30 % of the peak value.

The test voltage of the full impulses shall have the appropriate value, given in Table 2 depending on the highest voltage for equipment and the specified insulation level.

The chopped impulse test voltage shall be in accordance with 5.3.3.2.

The sequence of impulse applications shall be as following:

a) for instrument transformers having $U_m < 300$ kV:

- one full impulse;
- two chopped impulses (four chopped impulses for unearthed voltage transformers);
- fourteen full impulses.

For unearthed voltage transformers, two chopped impulses and approximately half of the 15 full impulses shall be applied to each terminal.

b) for instrument transformers having $U_m \geq 300$ kV:

- one full impulse;
- two chopped impulses;
- two full impulses.

Differences in the wave shape of full-wave applications before and after the chopped impulses are an indication of an internal fault.

Flashovers during chopped impulses along self-restoring external insulation shall be disregarded in the evaluation of the behavior of the insulation.

7.4.2 Multiple chopped impulse test on primary terminals

The test should be made to prove compliance with 6.8.

The test shall be performed by applying multiple impulses of negative polarity chopped close to the crest.

The test voltage shall be applied between the primary terminals (connected together) and earth for CT's, and between the primary high voltage terminals and the primary earth terminals for earthed voltage transformers. The frame, case (if any), core (if intended to be earthed) and all the terminals of the secondary winding(s) shall be connected to earth.

- The prescribed peak value of the test voltage shall be 70 % of the rated lightning impulse withstand voltage. The impulse front of the test voltage should be 1,2/50 μ s wave.
- The virtual duration of voltage collapse, measured according to IEC 60060-1, shall not exceed 0,5 μ s and the circuit shall be so arranged that the over swing to opposite polarity of the impulse shall be approximately 30 % of the prescribed peak voltage.

600 consecutive impulses shall be applied, approximately at a rate of 1 impulse/min.

NOTE The number of impulses could be reduced to 100 by agreement between the manufacturer and the purchaser.

The wave shape shall be recorded at the beginning and at the end of the test, as well as after a minimum of every 100 impulses.

The criteria for evaluating the result should be based on the following requirements:

- the comparison of the impulse voltages recorded at the beginning and after each 100 impulses should not give evidence of any modification which could be attributed to internal discharges;
- the level of the partial discharges measured should not exceed the values of Table 3;
- the measurement of capacitance and dielectric dissipation factor measured before and after at least 24 h from the conclusion of the test. The results should be the same, apart from the uncertainty attributed to the test method used and to the effects of negligible quantities that may influence the result (e. g., temperature of the insulating materials);
- the increase of the dissolved gases in oil, measured 72 h after the test, shall not exceed the following values:
 - hydrogen (H_2): 20 μ l/l (minimum detectable level 3 μ l/l),
 - methane (CH_4): 5 μ l/l (minimum detectable level: 0,1 μ l/l)
 - acetylene (C_2H_2): 1 μ l/l (minimum detectable level: 0,1 μ l/l).

Oil sampling procedure should be in accordance with IEC 60567.

When any of the indicated requirements is not met, the instrument transformer shall be considered to have failed the test.

7.4.3 Measurement of capacitance and dielectric dissipation factor

The main purpose is to check the uniformity of the production. Limits for the permissible variations may be the subject of an agreement between manufacturer and purchaser.

The test shall be carried out after the power-frequency withstand test on the primary terminals. For a CVT this test shall be applied both before and after.

The dielectric dissipation factor is dependent on the insulation design, and on both voltage and temperature. Its value at $U_m/\sqrt{3}$ and ambient temperature normally does not exceed 0,005.

The test shall be performed with the instrument transformer at ambient temperature, the value of which shall be recorded.

The values of capacitance and dielectric dissipation factor ($\tan \delta$) shall be referred to the rated frequency and to a voltage level in the range from 10 kV to $U_m/\sqrt{3}$.

NOTE The dielectric dissipation factor test is not applicable to gas-insulated instrument transformers.

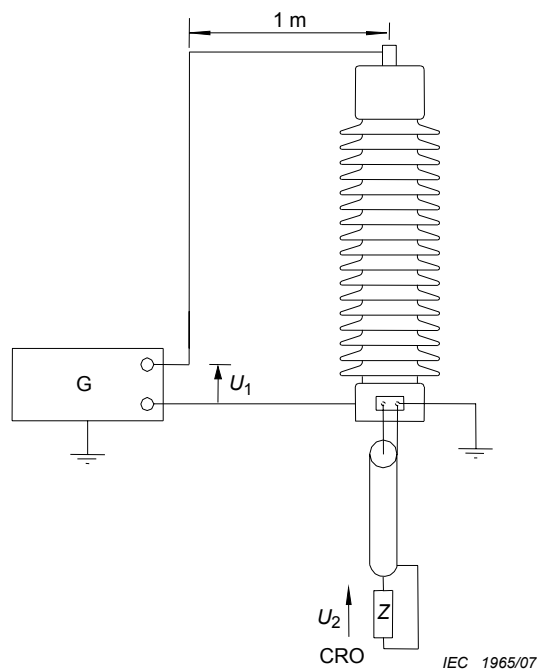
7.4.4 Transmitted overvoltage test

This test is made to prove compliance with 6.11.4.

A low voltage impulse (U_1) shall be applied between one of the primary terminals and earth (see Figure 9).

For instrument transformers for GIS, the impulse shall be applied through a 50 Ω coaxial cable adapter according to Figure 10. The enclosure of the GIS section shall be connected to earth as planned in service.

For other applications, the test circuit shall be as described in Figure 9.



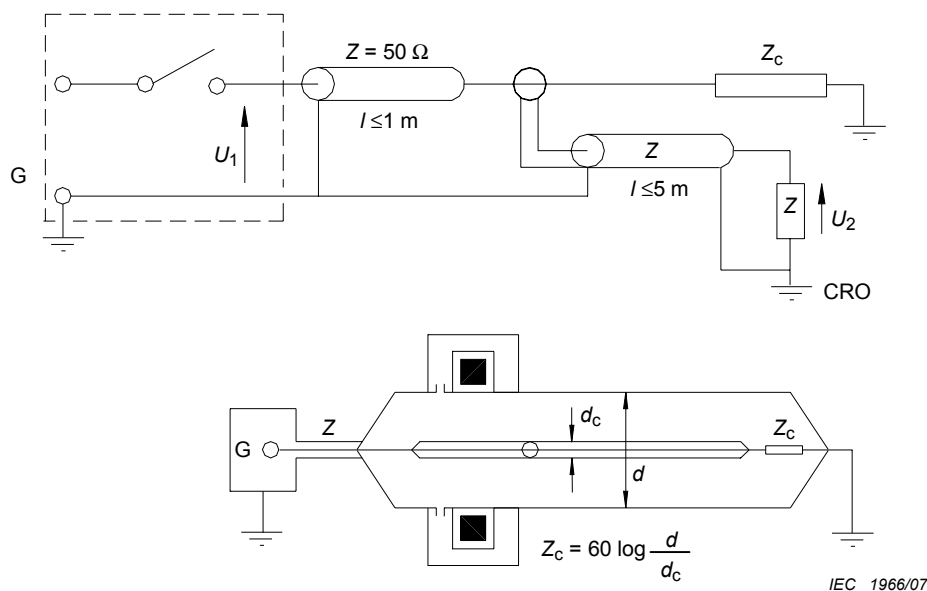
Key

G Test generator

 U_1 Test voltage U_2 Transmitted voltage

CRO Oscilloscope

Figure 9 – Transmitted overvoltages measurement: general test configuration



Key

G Test generator

Z 50 Ω coaxial feed-through terminator

CRO Cathode Ray Oscilloscope

 U_1 Test voltage U_2 Transmitted voltage

Z 50 Ω coaxial cable

 Z_c Load

**Figure 10 – Transmitted overvoltages measurement:
test circuit and GIS Test configuration (CT)**

The terminal(s) of the secondary winding(s) intended to be earthed shall be connected to the frame and to earth.

The transmitted voltage (U_2) shall be measured at the open secondary terminals through a 50 Ω coaxial cable terminated with the 50 Ω input impedance of an oscilloscope having a bandwidth of 100 MHz or higher which reads the peak value.

NOTE 1 Other test methods to avoid the intrusion of the instrumentation may be agreed between manufacturer and purchaser.

If the instrument transformer comprises more than one secondary winding, the measurement shall be successively performed on each one of the windings.

In the case of secondary windings with intermediate tapings, the measurement shall be performed only on the tapping corresponding to the full winding.

The overvoltages transmitted to the secondary winding (U_s) for the specified overvoltages (U_p) applied to the primary winding shall be calculated as follows:

$$U_s = U_p \times U_2 / U_1$$

In case of oscillations on the crest, a mean curve should be drawn, and the maximum amplitude of this curve is considered as the peak value U_1 for the calculation of the transmitted voltage.

NOTE 2 Amplitude and frequency of the oscillation on the voltage wave may affect the transmitted voltage.

The instrument transformer is considered to have passed the test if the value of the transmitted overvoltage does not exceed the limits given in Table 9.

7.4.5 Mechanical tests

The tests are carried out to demonstrate that an instrument transformer is capable of complying with the requirements specified in 6.7.

The instrument transformer shall be completely assembled, installed in a vertical position with the frame rigidly fixed.

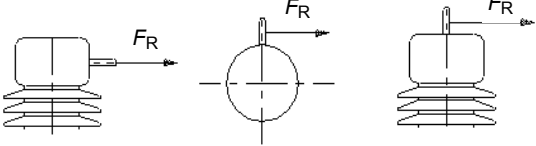
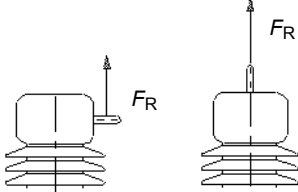
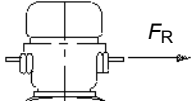
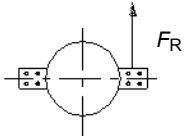
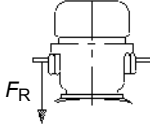
Liquid-immersed instrument transformers shall be filled with the specified insulation medium and submitted to the operating pressure.

Gas insulated free-standing instrument transformers shall be filled with specified gas or gas mixture at rated filling pressure.

For each of the conditions indicated in Table 12, the test loads shall be increased smoothly within 30 s to 90 s to the test load values according to Table 7. When the value is reached, it will be maintained for at least 60 s. During this time the deflection shall be measured. The test load shall then be released smoothly and the residual deflection shall be recorded.

The instrument transformer shall be considered to have passed the test if there is no evidence of damage (deformation, rupture or leakage).

Table 12 – Modalities of application of the test loads to be applied to the line primary terminals

Instrument transformer type	Modality of application	
With voltage terminal	Horizontal	
	Vertical	
With through current terminals	Horizontal to each terminal	
		
	Vertical to each terminal	
The test load shall be applied to the centre of the terminal.		

7.4.6 Internal arc fault test

The test should be made to prove compliance with 6.9. The instrument transformer shall be equipped with all accessories and shall be mounted to simulate service conditions.

The base of the transformer shall be mounted on a pedestal of at least 500 mm high. For gas-insulated instrument transformers, the filling pressure shall not be less than the rated filling pressure at 20 °C.

For the internal arc fault test, a containment area encircling the object under test for projected parts shall be defined. The diameter of this area shall be equal to the transformer diameter (largest dimension) plus twice the specimen height, with a minimum diameter of 2 m.

The test shall be carried out with the transformer initially at ambient temperature.

The test current frequency shall be between 48 Hz to 62 Hz.

The test current shall be the one specified in 6.9.

The tolerances admitted are the following:

- ± 5 % on the r.m.s. value;
- ± 5 % on the duration.

The power of the supply shall be sufficient to practically maintain the sinusoidal arc fault current throughout the entire duration of the test.

The arc inside the test object can be incepted by a wire of 1 mm to 3 mm diameter placed between the high and low voltage shield through the main insulation or by means of an equivalent device.

For gas insulated instrument transformers, the arc inception shall be located in the highest dielectric stressed area.

For oil-immersed instrument transformers, the location of the arc inception shall be agreed between the manufacturer and the purchaser.

NOTE For top core oil-immersed current transformers, in many cases the area in which failure in service is initiated is located in the upper part of the main insulation. For hair pin oil-immersed instrument transformers this area is generally located in the bottom part of the main insulation.

The instrument transformer is considered to have successfully passed the test if the performance criteria described in 6.9 are met.

In the event that an instrument transformer of similar design is already qualified, the manufacturer shall provide the documents demonstrating the ability of the non-qualified instrument transformer to withstand an internal arc fault without performing any additional test.

7.4.7 Enclosure tightness tests at low and high temperatures

The tightness test on the enclosure of gas-insulated instrument transformers shall prove compliance with the requirements given in 6.2.4.2 and shall be performed on a complete transformer at the specified extreme limits of the temperature category.

The method shall be the cumulative method for closed pressurised systems as specified by IEC 60068-2-17 (test method 1 of Qm test).

Every opening present on the transformer enclosure shall be sealed with the original sealing device.

The position of the transformer may be different from the service position due to physical limitations of the environmental chamber.

The ambient temperature shall be measured with a minimum of three sensors located at approximately 0,3 m from the transformer and equally distributed along its height.

The test shall be started after at least 1 h from the completion of the filling of the instrument transformer, in order to allow stabilisation of the leakage flow.

The two series of tests shall be performed as follows:

- the measurement of the leakage rate shall be performed at ambient temperature (20 ± 10) °C;

- the temperature of the environmental chamber shall be decreased (or increased) to the lower (or higher) limit corresponding to the temperature category of the transformer at an average rate of ± 10 K/h;
- the transformer shall be maintained at the minimum (or maximum) temperatures for at least 24 h, with a tolerance of ± 5 K, before taking the measurement of the leakage rate;
- the measurement of the leakage rate is carried out at low (or high) temperature;
- the temperature of the environmental chamber shall be increased (or decreased) to the ambient temperature at an average rate of ± 10 K/h;
- the measurement of the leakage rate after the transformer has stabilised at ambient temperature (20 ± 10) °C.

7.4.8 Gas dew point test

The gas dew-point shall be determined 24 h after gas filling, as a routine or a sample test, in order to prove compliance with the requirements given in 6.2.2.

The dew-point determination shall be carried out in accordance with IEC 60376 or IEC 60480 24 h after refilling.

If not otherwise agreed, the choice of the test modality is left to the manufacturer.

7.4.9 Corrosion test

7.4.9.1 Test procedure

A specific corrosion test should be performed according to the relevant IEC standard; reference is made to IEC 60068-1.

The test may be performed on representative models using the same materials as the instrument transformer under consideration.

EXAMPLE

- The tested equipment shall be submitted to environmental testing Ka (salt mist) according to IEC 60068-2-11. The duration of the test is 168 h.
- In addition, for painted surfaces, the resistance to humid atmospheres containing sulphur dioxide shall be tested according to ISO 3231.

7.4.9.2 Criteria to pass the test

- The tightness of the representative model shall not be affected by corrosion, either by visual inspection or by measurement.
- If the surface is painted, no trace of degradation shall be noticed.
- The concerned functionality of the representative model shall not be affected.
- The dismantling of the assemblies shall not be affected.
- The degree of corrosion, if any, should be indicated in the test report.

7.4.10 Fire hazard test

See Annex C.

7.5 Sample tests

See Annex D.

8 Rules for transport, storage, erection, operation and maintenance

See Annex B.

9 Safety

High-voltage equipment can be safe only when installed in accordance with the relevant installation rules, and used and maintained in accordance with the manufacturer's instructions in terms of:

- electrical aspects;
- mechanical aspects;
- thermal aspects.

High-voltage equipment shall only be operated and maintained by competent persons. Where possible it shall only be accessible to such competent persons but where unrestricted access is available to instrument transformers, additional safety features may be required.

10 Influence of products on the natural environment

The need to minimize the impact of instrument transformers during all phases of their life on the natural environment is now recognized.

IEC guide 109 gives guidance with regard to life cycle impacts, recycling and disposal at the end of life.

The manufacturer should specify information regarding any environmental aspects of the instrument transformer during service life, dismantling of the equipment and disposal.

Annex A (normative)

Identification of test specimen

A.1 General

The following data and drawings, as applicable, shall be submitted by the manufacturer to the testing laboratory, in respect of each test and sample (but not necessarily included in the test report). Information to be included in the test report is given in 7.2.1.2.

A.2 Data

- manufacturer's name;
- type designation, ratings and serial number of IT;
- outline description of IT;
- rated characteristics of fuse links and protective devices, if any.

A.3 Drawings

Example of drawing to be submitted

Drawings to be submitted	Drawing content (as applicable)
Circuit diagram	Type designation of principal components
General layout	Overall dimensions Enclosure (s) Pressure-relief devices Conducting parts of main circuit Earthing connections Electrical clearances to earth, Liquid or gas insulation type and level Location and type designation of insulators
Detailed drawings of insulators	Material Dimensions (including profile and creepage distances)
Detailed drawings of parts of the main circuit and associated components	Dimensions and material of principal parts Details of terminals (dimensions, primary and secondary materials)
Electrical diagram of auxiliary and control circuits (if applicable)	Type designation of all components

Annex B

(informative)

Rules for transport, storage, erection, operation and maintenance

B.1 General

It is essential that the transport, storage and installation of instrument transformers, as well as their operation and maintenance in service, be performed in accordance with instructions given by the manufacturer.

Consequently, the manufacturer should provide on time instructions for the transport, storage, installation, operation and maintenance of instrument transformers.

B.2 Conditions during transport, storage and installation

A special agreement should be made between manufacturer and purchaser if the service conditions defined in the order cannot be guaranteed during transport and storage. Special precautions may be essential for the protection of insulation during transport, storage and installation, and prior to energising, to prevent moisture absorption due, for instance, to rain, snow or condensation. Vibrations during transport should be considered. Appropriate instructions should be given.

Gas insulated instrument transformers should be filled to a pressure sufficient to maintain positive pressure during transportation. A factory filling pressure of $1,3 \times 10^5$ Pa abs at 20 °C is appropriate for all IEC instrument transformer temperature categories.

B.3 Installation

B.3.1 General

For each type of instrument transformer the installation instructions provided by the manufacturer should at least include the items listed below.

B.3.2 Unpacking and lifting

Required information for unpacking and lifting safely, including details of any special lifting and positioning devices which are necessary, should be given.

At the arrival on site and before the final filling, the instrument transformer should be checked according to the manufacturer's instructions. For gas insulated instrument transformers, the gas pressure measured at ambient temperature should be above the atmospheric pressure.

B.3.3 Assembly

When the instrument transformer is not fully assembled for transport, all transport units should be clearly marked. Drawings showing assembly of these parts should be provided with the instrument transformer.

B.3.4 Mounting

Instructions for the mounting of instrument transformers, operating devices and auxiliary equipment should include sufficient details of locations and foundations to enable site preparation to be completed.

B.3.5 Connections

Instructions should include information on:

- a) connection of conductors, comprising the necessary advice to prevent overheating and unnecessary strain on the instrument transformers and to provide adequate clearance distances;
- b) connection of auxiliary circuits;
- c) connection of liquid or gas systems, if any, including size and arrangement of piping;
- d) connection for earthing;
- e) type of cable to be connected at the secondary terminals: the manufacturer should indicate a recommended cable.

B.3.6 Final installation inspection

Instruction should be provided for inspection and tests which should be made after the instrument transformer has been installed and all connections have been completed.

These instructions should include:

- a schedule of recommended site tests to establish correct operation;
- procedures for carrying out any adjustment that may be necessary to obtain correct operation;
- recommendations for any relevant measurements that should be made and recorded to help with future maintenance decisions;
- instructions for final inspection and putting into service.

NOTE When an optical system is used, it is important to verify its integrity and to perform functional tests during final inspection to ensure that no physical damage has occurred to the fibre during installation.

The results of the tests and inspection should be recorded in a commissioning report.

Gas insulated instrument transformers should be submitted to the following final checking:

- Measurement of gas pressure
The pressure of the gas measured at the end of filling and standard atmospheric air conditions (20 °C and 101,3 kPa) should be not less than the rated filling pressure.
- Measurement of the dew point
The gas dew point at rated filling pressure should not exceed –5 °C when measured at 20 °C. Adequate corrections should be applied for measurement at the other temperatures.
- Enclosure tightness check
The check should be performed with the probing method for closed pressurized systems as specified for the routine test (7.3.7.1). The check should be started at least 1 h after the filling of the transformer in order to reach a stabilized leakage flow. The check can be limited to gaskets, over pressure devices, valves, terminals, manometers, temperature sensors, etc., using a suitable leak detector.

B.4 Operation

The instructions given by the manufacturer should contain the following information:

- a general description of the equipment with particular attention to the technical description of its characteristics and all operational features provided, so that the purchaser has an adequate understanding of the main principles involved;
- the minimum wake up current (when applicable);

- a description of the safety features of the equipment and their operation;
- as relevant, a description of the action to be taken to manipulate the equipment for maintenance and testing.

B.5 Maintenance

General

The effectiveness of maintenance depends mainly on the way instructions are prepared by the manufacturer and implemented by the purchaser

Recommendation for the manufacturer

- a) The manufacturer should issue a maintenance manual including the following information:
 - 1) maintenance frequency and active time;
 - 2) detailed description of the maintenance work;
 - recommended place for the maintenance work (indoor, outdoor, in factory, on site, etc.);
 - procedures for inspection, diagnostic tests, examination, overhaul, check of functionality (limits of values and tolerances, for example, optoelectrical component operating efficiency);
 - reference to drawings;
 - reference to part numbers (when applicable);
 - use of special equipment or tools (cleaning and degreasing agents);
 - precautions to be observed (e.g; cleanliness).
 - 3) Comprehensive drawings of the details of the instrument transformers important for maintenance, with clear identification (part number and description) of assemblies, sub-assemblies and significant parts.

NOTE Expanded detailed drawings which indicate the relative position of components in assemblies and sub-assemblies are a recommended illustration method.

 - 4) List of recommended spare-parts (description, reference number, quantities, etc.) and advice for storage.
 - 5) Estimate of active scheduled maintenance time.
 - 6) How to proceed with the equipment at the end of its operating life, taking into consideration environmental requirements.
- b) The manufacturer should inform the users about corrective actions required by possible systematic defects and failures where necessary.
- c) Availability of spares: The manufacturer should be responsible for ensuring the continued availability of recommended spare parts required for maintenance for a period not less than 10 years from the date of the final manufacture of the instrument transformer.

Recommendations for the purchaser

- a) If the purchaser wishes to do his own maintenance, he should ensure that his staff are suitably qualified and have a detailed knowledge of the instrument transformer.
- b) The purchaser should record the following information:
 - the serial number and the type of the instrument transformer;
 - the date when the instrument transformer is put in service;
 - the results of all measurements and tests including diagnostic tests carried out during the life of the instrument transformer;
 - dates and extent of the maintenance work carried out;

- the service history, including records of the instrument transformers measurement during and following a special operating condition (e.g. fault and post fault operating state);
 - references to any failure report.
- c) In case of failure and defects, the purchaser should make a failure report and should inform the manufacturer by stating the special circumstances and measures taken. Depending upon the nature of the failure, an analysis of the failure should be made in collaboration with the manufacturer.
- d) In case of disassembling for reinstallation in the future, the purchaser shall record the time and storage conditions.

B.6 Failure report

The purpose of the failure report is to standardize the recording of the instrument transformers failures with the following objectives:

- to describe the failure using a common terminology;
- to provide data for the purchaser statistics;
- to provide a meaningful feedback to the manufacturer;

The following gives guidance on how to make a failure report.

A failure report should include the following whenever such data is available:

a) Identification of the instrument transformers which failed:	
– substation name;	
– identification of the instrument transformer (manufacturer, type, serial number, ratings);	
– Instrument transformer construction (oil or SF ₆ insulation, self-supported or busbar supported, mechanical coupled to a circuit breaker or not);	
– Instrument transformers technology used; (air core coil, iron core coil, optical)	
– location (indoor, outdoor);	
– enclosure.	
b) History of the instrument transformers:	
– history of the storage;	
– date of commissioning of the equipment	
– date of failure/defect;	
– date of last maintenance;	
– date of the last visual check of the oil level indicator	
– details of any changes made to the equipment since manufacture;	
– condition of the instrument transformers when the failure/defect was discovered (in service, maintenance, etc.).	
c) Identification of the sub-assembly/component responsible for the primary failure/defect:	
– high-voltage stressed components;	
– electrical control and auxiliary circuits;	
– other components.	
d) Stresses presumed to contribute to the failure/defect	
– environmental conditions (temperature, wind, snow, ice, pollution, lightning, etc.).	
– grid conditions (switching operations, failure of other equipment, etc.)	
– others	
e) Classification of the failure/defect	
– major failure;	

– minor failure;	
– defect.	
f) Origin and cause of the failure/defect	
– origin (mechanical, electrical, electronic, tightness if applicable);	
– cause in the opinion of the person having established the report (design, manufacture, inadequate instructions, incorrect mounting, incorrect maintenance, stresses beyond those specified, etc.).	
g) Consequences of the failures or defect	
– instrument transformers down-time;	
– time consumption for repair;	
– labor cost;	
– spare parts cost.	

A failure report may include the following information:

- drawings, sketches;
- photographs of defective components;
- single-line station diagram;
- records or plots;
- reference to maintenance manual.

Annex C (informative)

Fire hazard

C.1 Fire hazard

As the risk of fire is present, the likelihood of fire should be reduced under conditions of normal use, and even in the event of foreseeable abnormal use, malfunction or failure.

The first objective is to prevent ignition due to an electrically energized part. The second objective is to limit the impact of the fire.

When possible, materials should be chosen or the parts designed in such a way that they retard the propagation of fire in the equipment and reduce harmful effects on the local environment.

In the case where product performance requires the use of flammable materials, product design should take flame retardation into account, where possible.

The information supplied by the manufacturer should enable the purchaser to make risk evaluation during normal and abnormal operation.

Guidance is given in Table C.1.

Table C.1 – Fire hazard of electrotechnical products

Guidance for assessing the fire hazard	Minimization of toxic hazards due to fires
IEC 60695-1-1	IEC 60695-7-1

C.2 Fire hazard test

If requested, based on IEC 60695-1- 30 and IEC 60695-7-1.

Annex D (informative)

Sample test

D.1 Sample test definition

A selected type or special test performed on one or more complete instrument transformers out of a specified production batch.

D.2 Sample tests

In order to monitor the required adequacy of the production series, the manufacturer should define, execute and document the sample test program according to the production quantities (e.g. every 300 units of the same type defined by the same type test reports).

The recommended sample test is the lightning impulse test on the primary terminals.

Bibliography

IEC 60028: *International standard of resistance for copper*

IEC 60038: *IEC standard voltages*

IEC 60068-2: *Environmental testing – Part 2: tests A: Cold*

IEC 60071-2: *Insulation co-ordination – Part 2: Application guide*

IEC 60121: *Recommendation for commercial annealed aluminium electrical conductor wire*

IEC 60255-22-1: *Electrical relays – Part 22-1: Electrical disturbance tests for measuring relays and protection equipment – 1 MHz burst immunity tests*

IEC 60565: *Underwater acoustics – Hydrophones – Calibration in the frequency range 0,01 Hz to 1 MHz*

IEC 60599: *Mineral oil-impregnated electrical equipment in service – Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis*

IEC 60660: *Insulators – Tests on indoor post insulators of organic material for systems with nominal voltages greater than 1 kV up to but not including 300 kV*

IEC 60664-1: *Insulation coordination for equipment within low-voltage systems – Part 1: Principles, requirements and tests*

IEC 60869: *Fibre optic attenuators*

IEC 60943: *Guidance concerning the permissible temperature rise for parts of electrical equipment in particular for terminals*

IEC 61000 (all parts): *Electromagnetic compatibility (EMC)*

IEC 61109: *Composite insulation for a.c. overhead lines with a nominal voltage greater than 1000 V. Definitions, test methods and acceptance criteria*

IEC 61161: *Ultrasonics – Power measurement – Radiation force balances and performance requirements*

IEC 61181: *Mineral oil-filled electrical equipment – Application of dissolved gas analysis (DGA) to factory tests on electrical equipment*

IEC 62271-100: *High-voltage switchgear and controlgear – Part 100: High-voltage alternating-current circuit-breakers*

CISPR 11: *Industrial, scientific and medical (ISM) radio frequency equipment – Electromagnetic disturbance characteristics – Limits and method of measurement*

CISPR 16-1-1: *Specification for radio disturbance and immunity measuring apparatus and methods – Part 1: Radio disturbance and immunity measuring apparatus*

ISO 9001: *Quality management systems – Requirements*

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	68
1 Domaine d'application.....	71
2 Références normatives	71
3 Termes et définitions	73
3.1 Définitions générales	73
3.2 Définitions liées aux caractéristiques diélectriques	73
3.3 Définitions liées aux caractéristiques assignées de courant.....	75
3.4 Définitions liées à la précision.....	75
3.5 Définitions liées aux autres caractéristiques assignées	76
3.6 Définitions liées à l'isolation gazeuse	76
3.7 Index des abréviations	78
4 Conditions de service normales et spéciales	78
4.1 Généralités	78
4.2 Conditions de service normales	78
4.2.1 Température de l'air ambiant	78
4.2.2 Altitude	79
4.2.3 Vibrations ou tremblements de terre.....	79
4.2.4 Autres conditions de service pour des transformateurs de mesure du type intérieur.....	79
4.2.5 Autres conditions de service pour des transformateurs de mesure du type extérieur.....	79
4.3 Conditions de service spéciales	80
4.3.1 Généralités	80
4.3.2 Altitude	80
4.3.3 Température ambiante.....	80
4.3.4 Vibrations ou tremblements de terre.....	80
4.3.5 Tremblement de terre	80
4.4 Système de mise à la terre	81
5 Caractéristiques assignées	81
5.1 Généralités	81
5.2 Tension la plus élevée pour le matériel	81
5.3 Niveaux d'isolement assignés	83
5.3.1 Généralités	83
5.3.2 Niveau d'isolement assigné des bornes primaires.....	83
5.3.3 Autres exigences pour l'isolement des bornes primaires	83
5.3.4 Exigences d'isolement entre sections	84
5.3.5 Exigences d'isolement pour les bornes secondaires	84
5.4 Fréquence assignée	84
5.5 Puissance de sortie assignée.....	85
5.6 classe de precision assignee	85
6 Conception et construction.....	85
6.1 Exigences relatives aux liquides utilisés dans l'équipement.....	85
6.1.1 Généralités	85
6.1.2 Qualité du liquide	85
6.1.3 Dispositif de contrôle du niveau de liquide.....	85
6.1.4 Etanchéité au liquide.....	85

6.2	Exigences relatives aux gaz utilisés dans l'équipement	85
6.2.1	Généralités	85
6.2.2	Qualité du gaz	85
6.2.3	Dispositif de surveillance du gaz	85
6.2.4	Etanchéité au gaz	86
6.3	Exigences relatives aux matériaux solides utilisés dans l'équipement	86
6.4	Exigences relatives à l'élévation de température des parties et des composants	87
6.4.1	Généralités	87
6.4.2	Influence de l'altitude sur l'élévation de la température	88
6.5	Exigences relatives à la mise à la terre de l'équipement	89
6.5.1	Généralités	89
6.5.2	Mise à la terre de l'enveloppe	89
6.5.3	Continuité électrique	89
6.6	Exigences relatives à l'isolation externe	89
6.6.1	Pollution	89
6.6.2	Altitude	90
6.7	Exigences mécaniques	91
6.10	Degrés de protection assurés par les enveloppes	93
6.10.1	Généralités	93
6.10.2	Protection des personnes contre l'accès aux parties dangereuses et protection de l'équipement contre la pénétration de corps solides étrangers	93
6.10.3	Protection contre la pénétration d'eau	94
6.10.4	Transformateurs de mesure de type intérieur	94
6.10.5	Transformateurs de mesure de type extérieur	94
6.10.6	Protection de l'équipement contre les chocs mécaniques en conditions de service normales	94
6.11	Compatibilité Electromagnétique (CEM)	94
6.11.1	Généralités	94
6.11.2	Exigences relatives aux perturbations radioélectriques (RIV; en anglais <i>Radio interference voltage</i>)	95
6.11.3	Exigences relatives à d'immunité	95
6.11.4	Exigences relatives aux surtensions transmises	95
6.12	Corrosion	97
6.13	Marquages	98
6.14	Risque de feu	98
7	Essais	98
7.1	Généralités	98
7.1.1	Classification des essais	98
7.1.2	Liste des essais	99
7.1.3	Séquence d'essais	100
7.2	Essais de type	100
7.2.1	Généralités	100
7.2.2	Essai d'échauffement	101
7.2.3	Essai de tenue à la tension de choc sur les bornes primaires	102
7.2.4	Essai sous pluie pour les transformateurs du type extérieur	104
7.2.5	Essais de Compatibilité Electromagnétique (CEM)	104
7.2.6	Essai d'immunité aux perturbations dues aux harmoniques et interharmoniques	106

7.2.7	Vérification du degré de protection par les enveloppes	106
7.2.8	Essais d'étanchéité de l'enveloppe à la température ambiante.....	106
7.2.9	Essai de pression de l'enveloppe	107
7.3	Essais individuels de série	107
7.3.1	Essais de tenue en tension à la fréquence industrielle sur les bornes primaires	107
7.3.2	Mesures des décharges partielles	107
7.3.3	Essais de tenue en tension à la fréquence industrielle entre sections, si applicable.....	110
7.3.4	Essais de tenue en tension à la fréquence industrielle sur les bornes secondaires	110
7.3.5	Essai concernant la précision.....	110
7.3.6	Vérification des marquages.....	111
7.3.7	Essais d'étanchéité des enveloppes à température ambiante	111
7.3.8	Essai de pression de l'enveloppe	111
7.4	Essais spéciaux.....	111
7.4.1	Essai de tenue à l'onde coupée de tension de choc sur les bornes primaires	111
7.4.2	Essai aux chocs coupés multiples sur les bornes primaires	112
7.4.3	Mesure de la capacité et du facteur de dissipation diélectrique	113
7.4.4	Essai de surtensions transmises	113
7.4.5	Essais mécaniques	115
7.4.6	Essai de défaut d'arc interne.....	117
7.4.7	Essais d'étanchéité de l'enveloppe à basse et haute températures	117
7.4.8	Essai de la mesure du point de rosée.....	118
7.4.9	Essai de corrosion	118
7.4.10	Essais relatifs aux risques du feu	119
7.5	Essais sur prélèvements	119
8	Règles pour le transport, le stockage, le montage, l'exploitation et la maintenance	119
9	Sécurité.....	119
10	Influence des produits sur l'environnement naturel	119
	Annexe A (normative) Identification du spécimen d'essai.....	120
	Annexe B (informative) Règles pour le transport, le stockage, le montage, l'exploitation et la maintenance.....	121
	Annexe C (informative) Risques de feu.....	127
	Annexe D (informative) Essai sur prélèvements.....	128
	Bibliographie	129

Figure 1 – Facteur de correction d'altitude pour l'échauffement.. **Error! Bookmark not defined.**

Figure 2 – Facteur de correction d'altitude..... 91

Figure 3 – Mesure des surtensions transmises: Formes d'onde du choc d'essai..... 97

Figure 4 – Circuit de mesure de perturbations radioélectriques (RIV)..... 105

Figure 5 – Circuit d'essai pour la mesure des décharges partielles

Figure 6 – Circuit alternatif pour la mesure des décharges partielles..... 108

Figure 7 – Exemple de circuit d'étalonnage pour la mesure des décharges partielles

Figure 8 – Exemple de circuit d'étalonnage pour la mesure des décharges partielles

Figure 9 – Mesure des surtensions transmises: configuration d'essai générale	114
Figure 10 – Mesure des surtensions transmises: Circuit d'essai et installation d'essai de l'appareillage à isolation gazeuse (transformateur de tension)	114
Tableau 1 – Catégories de températures	79
Tableau 2 – Niveaux d'isolement assignés des bornes primaires pour les transformateurs de mesure	82
Tableau 3 – Tensions d'essai de décharges partielles et niveaux admissibles	84
Tableau 4 – Taux de fuite temporairement admissibles pour les systèmes à gaz	86
Tableau 5 – Limites de température et d'échauffement pour les différents organes, matériaux et diélectriques des transformateurs de mesure	88
Tableau 6 – Lignes de fuite	90
Tableau 8 – Durée de défaut d'arc et critères et de performance	93
Tableau 9 – Limites des surtensions transmises	96
Tableau 10 – Liste des essais	99
Tableau 11 – Type et pression du gaz au cours des essais de type, des essais individuels de série et des essais spéciaux	100
Tableau 12 – Modalités d'application des charges d'essai à appliquer aux bornes de ligne primaires	116
Tableau C.1 – Risques du feu des produits électrotechniques	127

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

TRANSFORMATEURS DE MESURE –

Partie 1: Exigences générales

AVANT-PROPOS

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

La Norme internationale CEI 61869-1 a été établie par le comité d'études 38 de la CEI: Transformateurs de mesure.

Le comité d'études 38 a décidé de restructurer l'ensemble des normes indépendantes de la série CEI 60044 et de le transformer en un nouvel ensemble de normes composé de documents d'Exigence générales et de documents d'Exigences Spécifiques.

La présente norme est la première édition de cette nouvelle série et peut être considérée comme une Norme de famille de produit. Elle contient les Exigences générales pour des transformateurs de mesure et doit être lue conjointement avec les Normes d'Exigences spécifiques appropriées pour le transformateur de mesure concerné.

Un aperçu de l'ensemble prévu des normes est donné ci-dessous:

Normes de famille de produit	Normes produits	Produits	Anciennes Normes
61869-1 Exigences générales pour transformateurs de mesure	61869-2	TRANSFORMATEURS DE COURANT	60044-1
	61869-3	TRANSFORMATEURS INDUCTIFS DE TENSION	60044-2
	61869-4	TRANSFORMATEURS COMBINES	60044-3
	61869-5	TRANSFORMATEURS CAPACITIFS DE TENSION	60044-5
	61869-6	TRANSFORMATEURS DE COURANT POUR LA REPONSE EN REGIME TRANSITOIRE	60044-6
	61869-9 Exigences additionnelles et interface numérique pour les transformateurs de mesure électroniques	61869-7 TRANSFORMATEURS DE TENSION ELECTRONIQUES	60044-7
		61869-8 TRANSFORMATEURS DE COURANT ELECTRONIQUES	60044-8
	61869-10	CAPTEURS DE COURANT BASSE PUISSANCE INDÉPENDANTS	

La présente norme couvre toutes les exigences générales précédemment mentionnées dans les normes indépendantes de la série CEI 60044. De plus, elle introduit quelques innovations techniques :

- Exigences pour les transformateurs de mesure à isolation gazeuse
- Essais spécifiques supplémentaires
- Exigences pour protection interne de défaut d'arc
- Exigences pour les degrés de protection procurés par les enveloppes
- Exigences pour la résistance à la corrosion
- Exigences relatives à la sécurité et aux problèmes d'environnement.

Le texte de cette norme est issu des documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
38/360/FDIS	38/364/RVD

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

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

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

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

TRANSFORMATEURS DE MESURE –

Partie 1: Exigences générales

1 Domaine d'application

La présente Norme internationale s'applique aux transformateurs de mesure de construction récente équipés d'une sortie analogique ou numérique, destinés à être utilisés avec des appareils de mesure électriques ou des dispositifs de protection électriques de fréquences assignées comprises entre 15 Hz et 100 Hz.

La présente norme est une norme de famille de produit et couvre uniquement les conditions générales. Pour chaque genre de transformateur de mesure la norme produit se compose de cette norme et de la norme spécifique appropriée.

2 Références normatives

Les documents de référence suivants sont indispensables pour l'application du présent document. Pour les références datées, seule l'édition citée s'applique. Pour les références non datées, la dernière édition du document de référence s'applique (y compris les éventuels amendements).

CEI 60060-1: *Techniques des essais à haute tension – Partie 1: Définitions et prescriptions générales relatives aux essais*

CEI 60068-2-11: *Essais d'environnement – Partie 2: Essais. Essai Ka: Brouillard salin*

CEI 60068-2-17: *Essais fondamentaux climatiques et de robustesse mécanique – Essai Q: Etanchéité*

CEI 60068-2-75: *Essais d'environnement – Partie 2-75: Essais – Essai Eh: Essais aux marteaux*

CEI 60071-1: *Coordination de l'isolement – Partie 1 : Définitions, principes et règles*

CEI 60085: *Isolation électrique – Classification thermique*

CEI 60270: *Techniques des essais à haute tension – Mesures des décharges partielles*

CEI 60296: *Fluides pour applications électrotechniques – Huiles minérales isolantes neuves pour transformateurs et appareillages de connexion*

CEI 60376: *Spécifications de la qualité technique de l'hexafluorure de soufre (SF₆) pour utilisation dans les appareils électriques*

CEI 60417: *Symboles graphiques utilisables sur le matériel*

CEI 60455 (toutes les parties): *Composés réactifs à base de résine utilisés comme isolants électriques*

CEI 60480: *Lignes directrices relatives au contrôle de l'hexafluorure de soufre (SF₆) prélevé sur le matériel électrique et spécification en vue de sa réutilisation*

CEI 60529: *Degrés de protection procurés par les enveloppes (Code IP)*

CEI 60567: *Matériels électriques immergés – Echantillonnage de gaz et d'huile pour analyse des gaz libres et dissous – Lignes directrices*

CEI 60694: *Spécifications communes aux normes de l'appareillage à haute tension*

CEI 60695-1-1: *Essais relatifs aux risques du feu – Partie 1-1: Guide pour l'évaluation des risques du feu des produits électrotechniques – Directives générales*

CEI 60695-1-30: *Essais relatifs aux risques du feu – Partie 1-30: Guide pour l'évaluation des risques du feu des produits électrotechniques – Utilisation des procédures d'essais de présélection*

CEI 60695-7-1: *Essais relatifs aux risques du feu – Partie 7-1: Toxicité des effluents du feu - Lignes directrices générales*

CEI 60721-3-3: *Classification des conditions d'environnement – Partie 3: Classification des groupements des agents d'environnement et de leurs sévérités – Section 3: Utilisation à poste fixe, protégé contre les intempéries*

CEI 60721-3-4: *Classification des conditions d'environnement – Partie 3: Classification des groupements des agents d'environnement et de leurs sévérités – Section 4: Utilisation à poste fixe, non protégé contre les intempéries*

CEI 60815, *Guide pour le choix des isolateurs sous pollution*

CEI 60867: *Isolants liquides – Spécifications pour liquides neufs à base d'hydrocarbures aromatiques de synthèse*

CEI 61462: *Isolateurs composites creux – Isolateurs avec ou sans pression interne pour utilisation dans des appareillages électriques de tensions nominales supérieures à 1 000 V – Définitions, méthodes d'essais, critères d'acceptation et recommandations de conception*

CEI 61634: *Appareillage à haute tension – Utilisation et manipulation de gaz hexafluorure de soufre (SF₆) dans l'appareillage à haute tension*

CEI 62155: *Isolateurs creux avec ou sans pression interne, en matière céramique ou en verre, pour utilisation dans des appareillages prévus pour des tensions nominales supérieures à 1 000 V*

CEI 62262 : *Degrés de protection procurés par les enveloppes de matériels électriques contre les impacts mécaniques externes (Code IK)*

CEI 62271-2: *Appareillage à haute tension – Partie 2: Qualification sismique pour tension assignée égale ou supérieure à 72,5 kV*

CEI 62271-203: *Appareillage à haute tension – Partie 203: Appareillage sous enveloppe métallique à isolation gazeuse pour tensions assignées supérieures à 52 kV*

CISPR 18-2: *Caractéristiques des lignes et des équipements à haute tension relatives aux perturbations radioélectriques – Partie 2: Méthodes de mesure et procédure d'établissement des limites*

Guide CEI 109 : *Aspects liés à l'environnement – Prise en compte dans les normes électrotechniques de produits*

ISO 3231 : *Peintures et vernis – Détermination de la résistance aux atmosphères humides contenant du dioxyde de soufre*

3 Termes et définitions

Pour les besoins du présent document, les termes et définitions suivants s'appliquent.

3.1 Définitions générales

3.1.1

transformateur de mesure

transformateur destiné à transmettre un signal d'information à des appareils de mesure, à des compteurs, à des dispositifs de protection ou de commande ou à des appareils analogues

[VEI 321-01-01, modifiée]

3.1.2

enveloppe

enceinte assurant le type et le degré de protection approprié pour l'application prévue

[VEI 826-12-20]

3.1.3

bornes primaires

bornes auxquelles la tension ou le courant à transformer est appliqué

3.1.4

bornes secondaires

bornes qui transmettent un signal d'information à des appareils de mesure, à des compteurs, à des dispositifs de protection ou de commande ou à des appareils analogues

3.1.5

circuit secondaire

circuit extérieur recevant les signaux d'information fournis par les bornes secondaires d'un transformateur de mesure

[VEI 321-01-08, modifiée]

3.1.6

section

partie électriquement conductrice d'un transformateur de mesure, isolée des autres parties analogues, et équipée de bornes

3.2 Définitions liées aux caractéristiques diélectriques

3.2.1

tension la plus élevée d'un réseau (U_{sys})

valeur la plus élevée de la tension de service entre phases (valeur efficace) qui se présente à un instant et en un point quelconque du réseau dans des conditions d'exploitation normales

[VEI 601-01-23, modifiée]

3.2.2

tension la plus élevée pour le matériel (U_m)

la valeur efficace la plus élevée de la tension entre phases pour laquelle le matériel est spécifié en ce qui concerne son isolement ainsi que certaines autres caractéristiques qui sont éventuellement rattachées à cette tension dans les normes proposées pour chaque matériel

[VEI 604-03-01]

3.2.3

niveau d'isolement assigné

combinaison des valeurs de tension qui caractérise l'isolation d'un transformateur en ce qui concerne son aptitude à résister aux contraintes diélectriques

3.2.4

réseau à neutre isolé

réseau dont aucun point neutre n'a de connexion intentionnelle avec la terre, à l'exception des liaisons à haute impédance destinées à des dispositifs de protection ou de mesure

[VEI 601-02-24]

3.2.5

réseau compensé par bobine d'extinction

réseau dont un ou plusieurs points neutres sont reliés à la terre par des réactances compensant approximativement la composante capacitive du courant de défaut monophasé à la terre

[VEI 601-02-27]

NOTE Pour un réseau compensé par bobine d'extinction, le courant résiduel dans le défaut est limité à tel point qu'un arc de défaut dans l'air est auto-extinguible.

3.2.6

facteur de défaut à la terre

pour un emplacement donné d'un réseau triphasé, et pour un schéma d'exploitation donné de ce réseau, rapport entre d'une part la tension efficace la plus élevée, à la fréquence du réseau, entre une phase saine et la terre pendant un défaut à la terre affectant une phase quelconque ou plusieurs phases en un point quelconque du réseau, et d'autre part la valeur efficace de la tension entre phase et terre à la fréquence du réseau qui serait obtenue à l'emplacement considéré en l'absence du défaut

[VEI 604-03-06]

3.2.7

réseau à neutre à la terre

réseau dont le neutre est relié à la terre soit directement, soit via une résistance ou une réactance de valeur assez faible pour réduire les oscillations transitoires et laisser passer un courant suffisant pour assurer une protection sélective contre les défauts à la terre.

- a) Un réseau triphasé à neutre effectivement à la terre en un emplacement donné est un réseau caractérisé par un facteur de défaut à la terre en cet emplacement n'excédant pas 1,4.

NOTE Cette condition est réalisée approximativement quand, pour toutes les configurations de réseaux, le rapport de la réactance homopolaire à la réactance directe est inférieur à trois et le rapport de la résistance homopolaire à la réactance directe est inférieur à un.

- b) Un réseau triphasé à neutre non effectivement à la terre en un emplacement donné est un réseau caractérisé par un facteur de défaut à la terre en cet emplacement qui peut dépasser 1,4.

3.2.8

réseau à neutre directement mis à la terre

réseau dont le ou les points neutres sont reliés directement à la terre

[VEI 601-02-25]

3.2.9**réseau à neutre non directement mis à la terre**

réseau dont le ou les points neutres sont reliés à la terre par l'intermédiaire d'impédances destinées à limiter les courants de défaut à la terre

[VEI 601-02-26]

3.2.10**installation en situation exposée**

installation dans laquelle le matériel est soumis à des surtensions d'origine atmosphérique

NOTE Ces installations sont généralement connectées à des lignes aériennes, directement ou par l'intermédiaire d'un câble de faible longueur.

3.2.11**installation en situation non exposée**

installation dans laquelle le matériel n'est pas soumis à des surtensions d'origine atmosphérique

NOTE Ces installations sont généralement connectées à un réseau de câbles souterrains.

3.3 Définitions liées aux caractéristiques assignées de courant

Voir norme d'exigences spécifiques.

3.4 Définitions liées à la précision**3.4.1****rapport de transformation réel (k)**

rapport entre la tension ou le courant primaire réel(le) et la tension ou le courant secondaire réel(le)

3.4.2**rapport de transformation assigné (k_r)**

rapport entre la tension ou le courant primaire assigné(e) et la tension ou le courant secondaire assigné(e)

3.4.3**erreur de rapport (ε)**

l'erreur qu'un transformateur de mesure introduit dans la mesure et qui résulte du fait que le rapport de transformation réel n'est pas égal au rapport de transformation assigné

3.4.4**déphasage ($\Delta\phi$)**

différence de phase entre les vecteurs de Fresnel de la tension ou du courant primaire et de la tension ou du courant secondaire, le sens des vecteurs étant choisi de telle sorte que l'angle soit de zéro pour un transformateur idéal.

Le déphasage est considéré comme positif lorsque les vecteurs de Fresnel de la tension ou du courant secondaire sont en avance sur les vecteurs de Fresnel de la tension ou du courant primaire. Il est généralement exprimé en minutes ou centiradians.

NOTE 1 Cette définition n'est strictement correcte que pour des tensions ou un courant sinusoïdal.

NOTE 2 Les transformateurs de mesure électroniques peuvent introduire un temps de retard dû à une transmission de données numériques et par un traitement de signaux numériques.

[VEI 321-01-23, modifiée]

3.4.5

classe de précision

désignation appliquée à un transformateur de mesure dont l'erreur de rapport et le déphasage restent dans des limites spécifiées, pour des conditions d'emploi prescrites

[VEI 321-01-24, modifiée]

3.4.6

charge

admittance (ou impédance) du circuit secondaire, exprimée en siemens (ou ohms), et facteur de puissance

NOTE La charge est généralement caractérisée par la puissance apparente absorbée, en volt-ampères, à un facteur de puissance indiqué et pour la tension ou le courant secondaire assigné.

3.4.7

charge assignée

valeur de la charge à laquelle sont rapportées les exigences de précision de cette spécification

3.4.8

puissance de sortie assignée (S_p)

valeur de la puissance apparente (en volt-ampères à un facteur de puissance spécifié) que le transformateur peut fournir au circuit secondaire à la tension ou au courant secondaire assigné lorsqu'il est raccordé à sa charge assignée

3.5 Définitions liées aux autres caractéristiques assignées

3.5.1

fréquence assignée (f_R)

valeur de la fréquence sur laquelle sont basées les exigences de la présente norme

3.5.2

charge mécanique (F)

forces appliquées sur les différentes parties du transformateur de mesure en fonction de quatre forces principales:

- forces sur les bornes en raison des branchements,
- forces dues au vent,
- forces sismiques,
- forces électro-dynamiques dues au courant de court-circuit

3.5.3

transformateur de mesure à protection contre les défauts d'arc interne

transformateur de mesure conçu de sorte à assurer un niveau de protection assigné contre les défauts d'arc interne

3.6 Définitions liées à l'isolation gazeuse

3.6.1

dispositif limiteur de pression

dispositif approprié pour limiter les surpressions dangereuses à l'intérieur du transformateur de mesure

3.6.2

transformateur de mesure sous enveloppe métallique à isolation gazeuse

transformateur de mesure sous enveloppe métallique destiné à être monté sur un appareillage à isolation gazeuse (GIS), à l'intérieur ou à l'extérieur de l'enveloppe

3.6.3**système à pression autonome**

ensemble qui ne reçoit que des apports périodiques de gaz par raccordement manuel à une réserve extérieure

3.6.4**pression assignée de remplissage**

pression rapportée aux conditions atmosphériques normalisées (20 °C et 101,3 kPa) à laquelle le transformateur de mesure à isolation gazeuse est rempli avant d'être mis en service, ou rempli de nouveau automatiquement

3.6.5**pression de service minimale**

pression rapportée aux conditions atmosphériques normalisées (20 °C et 101,3 kPa) à laquelle et au-dessus de laquelle l'isolement assigné et d'autres caractéristiques du transformateur de mesure à isolation gazeuse sont maintenus et à laquelle un renouvellement du gaz devient nécessaire

3.6.6**pression de calcul de l'enveloppe**

pression utilisée pour déterminer l'épaisseur de l'enveloppe. Elle est au moins égale à la pression maximale de l'enveloppe à la température la plus élevée que le gaz utilisé pour l'isolement peut atteindre dans les conditions de service maximales

3.6.7**température de calcul de l'enveloppe**

température la plus élevée pouvant être atteinte par l'enveloppe dans les conditions de service

3.6.8**taux de fuite absolu**

quantité de gaz perdu par unité de temps, exprimée en $\text{Pa} \cdot \text{m}^3/\text{s}$

3.6.9**taux de fuite relatif, (F_{rel})**

taux de fuite absolu rapporté à la quantité totale de gaz du transformateur de mesure à la pression (ou densité) assignée de remplissage. Il s'exprime en pourcentage par an

3.7 Index des abréviations

IT	Transformateur de mesure
CT	Transformateur de courant
CVT	Transformateur capacitif de tension
VT	Transformateur de tension
AIS	Appareillage à isolation par air
GIS	Appareillage à isolation gazeuse
k	rapport de transformation réel
k_r	rapport de transformation assigné
ε	erreur de rapport
$\Delta\phi$	déphasage
S_r	puissance de sortie assignée
U_{sys}	tension la plus élevée du système
U_m	tension la plus élevée pour le matériel
f_R	fréquence assignée
F	charge mécanique
F_{rel}	taux de fuite relatif

4 Conditions de service normales et spéciales

4.1 Généralités

Sauf spécification contraire, les transformateurs de mesure sont destinés à être utilisés à leurs caractéristiques assignées dans les conditions de service normales indiquées en 4.2.

Si les conditions de service effectives diffèrent des conditions de service normales, les transformateurs de mesure doivent être conçus de manière à être conformes aux conditions de service spécifiques à l'acheteur, ou des dispositions appropriées doivent être prises (voir 4.3).

Des informations détaillées sur la classification des conditions d'environnement sont données dans la CEI 60721-3-3 (installation intérieure) et la CEI 60721-3-4 (installation extérieure).

Pour les transformateurs de mesure sous enveloppe métallique à isolation gazeuse, l'Article 2 de la CEI 62271-203 s'applique.

4.2 Conditions de service normales

4.2.1 Température de l'air ambiant

Les transformateurs de mesure sont classés en trois catégories, comme indiqué au Tableau 1.

Tableau 1 – Catégories de températures

Catégorie	Température minimale °C	Température maximale °C
–5/40	–5	40
–25/40	–25	40
–40/40	–40	40
NOTE 1 Dans le choix de la catégorie de température, il convient également de tenir compte des conditions de stockage et de transport.		
NOTE 2 Dans le cas des transformateurs de mesure intégrés dans d'autres matériels (par exemple appareillage à isolation gazeuse, disjoncteur), il convient de spécifier le transformateur de mesure pour les conditions de température pour le matériel respectif.		

4.2.2 Altitude

L'altitude ne dépasse pas 1 000 m.

4.2.3 Vibrations ou tremblements de terre

Les vibrations dues à des causes externes aux transformateurs de mesure, comme les tremblements de terre, sont négligeables.

4.2.4 Autres conditions de service pour des transformateurs de mesure du type intérieur

Les autres conditions de service considérées sont les suivantes:

- a) l'influence du rayonnement solaire peut être négligée;
- b) l'air ambiant n'est pas pollué de manière significative par la poussière, la fumée, les gaz corrosifs, les vapeurs ou le sel;
- c) les conditions d'humidité sont les suivantes:
 - 1) la valeur moyenne de l'humidité relative, mesurée pendant une période de 24 h, ne dépasse pas 95 %;
 - 2) la valeur moyenne de la pression de vapeur d'eau mesurée sur une période de 24 h ne dépasse pas 2,2 kPa;
 - 3) la valeur moyenne de l'humidité relative mesurée sur une période d'un mois ne dépasse pas 90 %;
 - 4) la valeur moyenne de la pression de vapeur d'eau mesurée sur une période d'un mois ne dépasse pas 1,8 kPa.

Dans ces conditions, une condensation peut se produire occasionnellement.

NOTE 1 La condensation est à prévoir dans les lieux où de brusques variations de température, en période de grande humidité, risquent de se produire.

NOTE 2 Pour supporter les effets d'une forte humidité et d'une condensation occasionnelle, comme la rupture de l'isolation ou la corrosion des pièces métalliques, il convient d'utiliser des transformateurs de mesure conçus pour de telles conditions.

NOTE 3 La condensation peut être évitée par une conception spéciale de l'habillage, par une ventilation et un échauffement appropriés ou par l'utilisation de déshumidificateurs.

4.2.5 Autres conditions de service pour des transformateurs de mesure du type extérieur

Les autres conditions de service considérées sont les suivantes:

- a) la valeur moyenne de la température de l'air ambiant, mesurée sur une période de 24 h, ne dépasse pas 35 °C;

- b) il convient de tenir compte du rayonnement solaire jusqu'à un niveau de $1\,000\text{ W/m}^2$ (par une journée claire à midi);
- c) l'air ambiant peut être pollué par la poussière, de la fumée, des gaz corrosifs, des vapeurs ou du sel. La pollution ne dépasse pas les niveaux de pollution donnés dans la CEI 60815;
- d) la pression du vent ne dépasse pas 700 Pa (correspondant à une vitesse de vent de 34 m/s);
- e) il convient de prendre en compte la présence de condensation ou de précipitations;
- f) la couche de glace n'excède pas 20 mm .

4.3 Conditions de service spéciales

4.3.1 Généralités

Lorsque des transformateurs de mesure sont destinés à être utilisés dans des conditions différentes des conditions normales de service données en 4.2, il convient que les exigences de l'acheteur se réfèrent à des critères normalisés donnés ci-après.

4.3.2 Altitude

4.3.2.1 Influence de l'altitude sur l'isolation externe

A une altitude $> 1\,000\text{ m}$, la tension de décharge disruptive pour l'isolation externe est affectée par la réduction de la densité de l'air. Se reporter à 6.6.2.

4.3.2.2 Influence de l'altitude sur l'élévation de la température

A une altitude $> 1\,000\text{ m}$, le comportement thermique d'un transformateur de mesure est affecté par la réduction de la densité de l'air. Se reporter à 6.4.2.

4.3.3 Température ambiante

Pour les installations sur des sites où la température ambiante peut s'écarter de manière significative de la plage normale de conditions de services indiquée en 4.2.1, il convient que les plages préférentielles de températures minimale et maximale à spécifier soient:

- a) -50 °C et 40 °C pour les climats très froids;
- b) -5 °C et 50 °C pour les climats très chauds.

Dans certaines régions où l'apparition de vents chauds et humides est fréquente, de brusques variations de température peuvent entraîner l'apparition de condensation, même en intérieur.

NOTE Dans certaines conditions de rayonnement solaire, des mesures appropriées comme par exemple la couverture, la ventilation forcée, etc., peuvent être nécessaires, afin de ne pas dépasser les échauffements spécifiés, ou un déclassement peut être opéré.

4.3.4 Vibrations ou tremblements de terre

Des vibrations peuvent se produire à cause du fonctionnement de l'appareillage ou des forces de courts-circuits.

Pour un transformateur de mesure intégré dans l'équipement assemblé (des GIS ou AIS) la vibration produite par l'équipement assemblé doit être considérée.

4.3.5 Tremblement de terre

Pour les installations situées dans des régions à risques sismiques importants, le niveau de sévérité applicable conformément à la CEI 62271-2 doit être spécifié par l'acheteur.

La conformité à de telles exigences particulières, si applicable, doit être démontrée, soit par des calculs, soit par des essais, tels que définis dans les normes applicables.

4.4 Système de mise à la terre

Les systèmes de mise à la terre envisagés sont les suivants:

- a) réseau à neutre isolé (voir 3.2.4);
- b) réseau compensé par bobine d'extinction (voir 3.2.5);
- c) réseau à neutre mis à la terre (voir 3.2.7) ;
 - 1) réseau à neutre directement à la terre, (voir 3.2.8) ;
 - 2) réseau à neutre non directement à la terre (voir 3.2.9).

5 Caractéristiques assignées

5.1 Généralités

Il convient de choisir les caractéristiques assignées communes pour les transformateurs de mesure, y compris leur équipement auxiliaire, si applicable, parmi les caractéristiques suivantes:

- a) tension la plus élevée pour le matériel (U_m) ;
- b) niveau d'isolement assigné ;
- c) fréquence assignée (f_r) ;
- d) puissance de sortie assignée ;
- e) classe de précision assignée.

Les caractéristiques assignées s'appliquent aux conditions atmosphériques normalisées de référence (température (20 °C), pression (101,3 kPa) et humidité (11 g/m³)) spécifiées dans la CEI 60071-1.

5.2 Tension la plus élevée pour le matériel

Les valeurs normalisées doivent être choisies à partir du Tableau 2.

La tension la plus élevée pour le matériel est alors choisie comme étant la plus proche valeur normalisée de U_m égale ou supérieure à la tension la plus élevée du réseau dans lequel le matériel sera installé.

Pour le matériel à installer dans les conditions environnementales normales en ce qui concerne l'isolement, U_m doit être au moins égale à U_{sys} .

Pour le matériel à installer hors des conditions environnementales normales en ce qui concerne l'isolement, U_m peut être choisie avec une valeur supérieure à la plus proche valeur normalisée de U_m égale ou supérieure à U_{sys} selon les besoins spéciaux concernés.

NOTE Comme exemple, le choix d'une valeur U_m supérieure à la valeur la plus proche normalisée de U_m égale ou supérieure à U_{sys} peut intervenir lorsque le matériel doit être installé à une altitude supérieure à 1 000 m pour compenser la diminution de la tension de tenue de l'isolement externe.

Tableau 2 – Niveaux d'isolement assignés des bornes primaires pour les transformateurs de mesure

Tension la plus élevée pour le matériel U_m (valeur efficace) kV	Tension de tenue assignée à fréquence industrielle (valeur efficace) kV	Tension de tenue assignée aux chocs de foudre (valeur crête) kV	Tension de tenue assignée aux chocs de manœuvre (valeur crête) kV
0,72	3	---	
1,2	6	---	
3,6	10	20 40	
7,2	20	40 60	
12	28	60 75	
17,5	38	75 95	
24	50	95 125	
36	70	145 170	
52	95	250	
72,5	140	325	
100	185	450	
123	185 230	450 550	
145	230 275	550 650	
170	275 325	650 750	
245	395 460	950 1050	
300	395 460	950 1 050	750 850
362	460 510	1 050 1 175	850 950
420	570 630	1 300 1 425	950 1 050
550	630 680	1 425 1 550	1 050 1 175
800	880 975	1 950 2 100	1 425 1 550

NOTE 1 Pour les installations exposées il est recommandé de choisir le niveau d'isolement le plus élevé.

NOTE 2 Dans le cas des transformateurs de mesure destinés à être installés dans les GIS, les niveaux de tension de tenue assignée à fréquence industrielle conformément à la CEI 62271-203 peuvent être différents.

NOTE 3 Pour des niveaux alternatifs, voir la CEI 60071-1.

5.3 Niveaux d'isolement assignés

5.3.1 Généralités

Pour la plupart des valeurs de tension la plus élevée pour le matériel (U_m), plusieurs niveaux d'isolement assignés existent, pour permettre l'application de différents critères de performance ou des schémas de tension. Il convient de faire le choix en tenant compte du degré d'exposition aux surtensions à front rapide et à front lent, du type de mise à la terre du neutre du réseau et du type de dispositifs limiteurs de surtensions.

5.3.2 Niveau d'isolement assigné des bornes primaires

Le niveau d'isolement assigné des bornes primaires d'un transformateur de mesure doit être basé sur sa tension la plus élevée pour le matériel U_m , conformément au Tableau 2.

Les bornes primaires destinées à être mises à la terre en service ont une valeur de U_m égale à 0,72 kV.

Pour les transformateurs de mesure montés sur des postes à isolation gazeuse, les niveaux d'isolement assignés, les procédures d'essai et les critères d'acceptation, sont conformes à la CEI 62271-203. Les niveaux d'isolement assignés applicables sont conformes à la CEI 62271-203, Tableaux 102 et 103, isolation entre phase et terre.

5.3.3 Autres exigences pour l'isolement des bornes primaires

5.3.3.1 Décharges partielles

Les exigences relatives aux décharges partielles sont applicables aux transformateurs de mesure ayant une valeur de U_m supérieure ou égale à 7,2 kV.

Les niveaux de décharges partielles ne doivent pas dépasser les limites spécifiées au Tableau 3. La procédure d'essai est donnée en 7.3.2.2.

Tableau 3 – Tensions d'essai de décharges partielles et niveaux admissibles

Type de mise à la terre du réseau à neutre	Type de transformateur de mesure	Tension d'essai de décharges partielles (valeur efficace) kV	Niveau admissible maximal de décharges partielles pC	
			Type d'isolation	
			immergée dans un liquide ou un gaz	solide
Réseau à neutre à la terre (facteur de défaut à la terre $\leq 1,4$)	Tension entre phase et terre du transformateur de courant (CT) et du transformateur de tension (VT)	U_m $1,2 U_m / \sqrt{3}$	10 5	50 20
	Tension entre phases du transformateur de tension (VT)	$1,2 U_m$	5	20
Réseau à neutre isolé ou non effectivement à la terre (facteur de défaut à la terre $> 1,4$)	Tension entre phase et terre du transformateur de courant (CT) et du transformateur de tension (VT)	$1,2 U_m$ $1,2 U_m / \sqrt{3}$	10 5	50 20
	Tension entre phases du transformateur de tension (VT)	$1,2 U_m$	5	20
NOTE 1 Si le réseau à neutre n'est pas défini, les valeurs indiquées pour les réseaux à neutre isolé ou non effectivement mis à la terre sont valables. NOTE 2 Le niveau maximal admissible de décharges partielles est aussi valable pour des fréquences différentes de la fréquence assignée. NOTE 3 CT pour transformateur de courant (en anglais <i>current transformer</i>) et VT pour transformateur de tension (en anglais <i>voltage transformer</i>).				

5.3.3.2 Choc de foudre coupé

Si cela est spécifié en complément, les transformateurs de mesure, autres que les dispositifs GIS, doivent pouvoir résister à une onde coupée de tension de foudre appliquée à leurs bornes primaires, ayant une valeur de crête représentant 115 % de la tension de tenue assignée au choc de foudre.

5.3.3.3 Capacité et facteur de dissipation diélectrique

Ces exigences ne s'appliquent qu'aux transformateurs ayant une valeur de $U_m \geq 72,5\text{kV}$, comportant une isolation primaire immergée dans un liquide, ou aux transformateurs de mesure à isolation gazeuse avec un système d'isolation à répartition capacitive.

5.3.4 Exigences d'isolement entre sections

Pour les bornes interconnectées de chaque section, la tension de tenue assignée à fréquence industrielle de l'isolation entre sections doit être de 3 kV.

5.3.5 Exigences d'isolement pour les bornes secondaires

La tension de tenue assignée à fréquence industrielle de l'isolation secondaire doit être de 3 kV.

5.4 Fréquence assignée

Les valeurs normales de la fréquence assignée sont 16 2/3 Hz, 25 Hz, 50 Hz et 60 Hz.

5.5 Puissance de sortie assignée

Voir la norme de produit spécifique.

5.6 Classe de précision assignée

Voir la norme de produit spécifique.

6 Conception et construction

6.1 Exigences relatives aux liquides utilisés dans l'équipement

6.1.1 Généralités

Le constructeur doit spécifier le type ainsi que la quantité et la qualité requises du liquide à utiliser dans l'équipement.

6.1.2 Qualité du liquide

Pour les équipements à huile, l'huile isolante de remplacement doit être conforme à la CEI 60296.

Pour les équipements à remplissage de liquide de synthèse, voir la CEI 60867.

6.1.3 Dispositif de contrôle du niveau de liquide

S'il est fourni, le dispositif pour contrôler le niveau de liquide doit indiquer si le niveau de liquide se situe ou non dans la plage de fonctionnement, au cours du fonctionnement.

6.1.4 Etanchéité au liquide

Aucune perte de liquide n'est autorisée. Toute perte de liquide représente un danger de pollution de l'isolation.

6.2 Exigences relatives aux gaz utilisés dans l'équipement

6.2.1 Généralités

Le constructeur doit spécifier le type ainsi que la quantité et la qualité requises du gaz à utiliser dans l'équipement.

6.2.2 Qualité du gaz

Le SF₆ neuf (hexafluorane de soufre) doit être conforme à la CEI 60376, tandis que le SF₆ usagé doit être conforme à la CEI 60480.

Le traitement du SF₆ doit être conforme à la CEI 61634.

La teneur en humidité maximale admissible à l'intérieur du transformateur de mesure rempli de gaz à la densité de remplissage assignée pour l'isolement, doit être telle que le point de rosée est inférieur ou égal à – 5 °C pour une mesure à 20 °C. Une correction appropriée doit être appliquée pour les mesures effectuées à d'autres températures. Pour le mesurage et la détermination du point de rosée, voir la CEI 60376 et la CEI 60480.

6.2.3 Dispositif de surveillance du gaz

Les transformateurs de mesure à isolation gazeuse ayant une pression de service minimale supérieure à 0,2 MPa doivent être équipés d'un dispositif de surveillance de la pression ou de

la densité. Les dispositifs de surveillance du gaz peuvent être fournis seuls ou avec le matériel associé.

6.2.4 Etanchéité au gaz

6.2.4.1 Généralités

Les spécifications suivantes s'appliquent à tous les transformateurs de mesure qui utilisent un gaz autre que l'air à la pression atmosphérique, comme milieu isolant.

6.2.4.2 Systèmes à pression autonome de gaz

Les caractéristiques d'étanchéité des systèmes à pression autonome indiquées par le constructeur doivent être compatibles avec une stratégie minimale de maintenance et d'inspection.

L'étanchéité des systèmes à pression autonome de gaz est spécifiée par le taux de fuite relatif F_{rel} de chaque compartiment.

La valeur normalisée est de 0,5 % par an, pour le SF₆ et les mélanges de SF₆.

Des moyens doivent être fournis pour permettre les compléments de remplissage des systèmes à gaz en toute sécurité, le matériel étant en service.

NOTE Des taux de fuites inférieurs peuvent être spécifiés suivant les règles nationales et régionales.

Un taux de fuite accru pendant les essais aux températures extrêmes (si ces essais sont imposés par les normes applicables) est acceptable, à condition que ce taux reprenne une valeur ne dépassant pas la valeur maximale admissible lorsque la température est revenue à la température normale de l'air ambiant. Le taux de fuite accru temporairement ne doit pas excéder les valeurs indiquées au Tableau 4.

En général, il est fait référence à la CEI 60068-2-17 pour l'application d'une méthode d'essai adéquate.

**Tableau 4 – Taux de fuite temporairement admissibles
pour les systèmes à gaz**

Classe de température °C	Taux de fuite temporairement admissible
+40 et +50	$3F_p$
température ambiante	F_p
–5 / –10 / –15 / –25 / –40	$3F_p$
–50	$6F_p$

6.2.5 Dispositif limiteur de pression

Le dispositif doit être protégé contre toute détérioration accidentelle.

Pour les transformateurs de mesure GIS, se référer à l'Article 5.105 de la CEI 62271-203.

6.3 Exigences relatives aux matériaux solides utilisés dans l'équipement

Les spécifications relatives aux matières organiques utilisées pour les transformateurs de mesure (c'est-à-dire résine époxy, résine polyuréthane, résine époxy-cycloaliphatique,

matériau composite, etc.), pour les installations intérieures ou extérieures, sont données dans la série CEI 60455.

NOTE Les essais sur les transformateurs de mesure complets, prenant en compte les phénomènes tels que les variations soudaines de température, l'inflammabilité et le vieillissement, ne sont pas encore normalisés. Concernant ces aspects, la CEI 60660 pour l'isolation intérieure et la CEI 61109 pour l'isolation extérieure peuvent être utilisées comme guide.

6.4 Exigences relatives à l'élévation de température des parties et des composants

6.4.1 Généralités

L'échauffement des enroulements, des circuits magnétiques et de toutes les autres parties des transformateurs de mesure ne doit pas dépasser la valeur appropriée donnée au Tableau 5, lorsque les transformateurs de mesure sont mis en fonctionnement dans les conditions spécifiées dans les normes applicables. Ces valeurs sont basées sur les conditions de service données en 4.2.1.

L'échauffement des enroulements est limité par la classe la plus basse d'isolation soit de l'enroulement même, soit du milieu dans lequel il est noyé.

Si les transformateurs de mesure sont utilisés à l'intérieur d'une enveloppe, il faut accorder une attention particulière à la température atteinte par les agents de refroidissement entourant l'enveloppe.

S'il est prévu que la température de l'air ambiant pourrait dépasser les valeurs indiquées en 4.2.1, l'échauffement admissible indiqué au Tableau 5 doit être réduit d'une valeur égale à l'excès de température ambiante.

Tableau 5 – Limites de température et d'échauffement pour les différents organes, matériaux et diélectriques des transformateurs de mesure

Partie du transformateur de mesure	Limite d'échauffement K
1. Transformateurs de mesure immergés dans l'huile – huile supérieure – huile supérieure, hermétiquement scellée – enroulement moyen – enroulement moyen, hermétiquement scellé – autres parties métalliques en contact avec l'huile	50 55 60 65 comme pour l'enroulement
2. Transformateurs de mesure à isolation gazeuse ou solide – enroulement (moyen) en contact avec des matériaux isolants de classes suivantes ^a: • Y • A • E • B • F • H – autres parties métalliques en contact avec les classes de matériaux isolants ci-dessus	45 60 75 85 110 135 comme pour les enroulements
3. Connexion, par boulons ou dispositifs équivalents – Cuivre nu, alliage de cuivre nu ou alliage d'aluminium nu • dans l'air • dans le SF₆ • dans l'huile – Argentés ou nickelés • dans l'air • dans le SF₆ • dans l'huile – Etamés • dans l'air • dans le SF₆ • dans l'huile	50 75 60 75 75 60 65 65 60
^a Les définitions des classes d'isolation sont selon la CEI 60085.	

6.4.2 Influence de l'altitude sur l'élévation de la température

Si le transformateur de mesure est prévu pour fonctionner à une altitude supérieure à 1 000 m, les essais étant faits à une altitude inférieure à 1 000 m, les limites d'échauffement ΔT données au Tableau 5 doivent être réduites dans les proportions suivantes, par 100 m d'altitude du lieu de fonctionnement au-dessus de 1 000 m (voir Figure 1):

- a) transformateur de mesure immergé dans l'huile : 0,4 %;
- b) transformateur de mesure à isolation gazeuse et de type sec: 0,5 %.

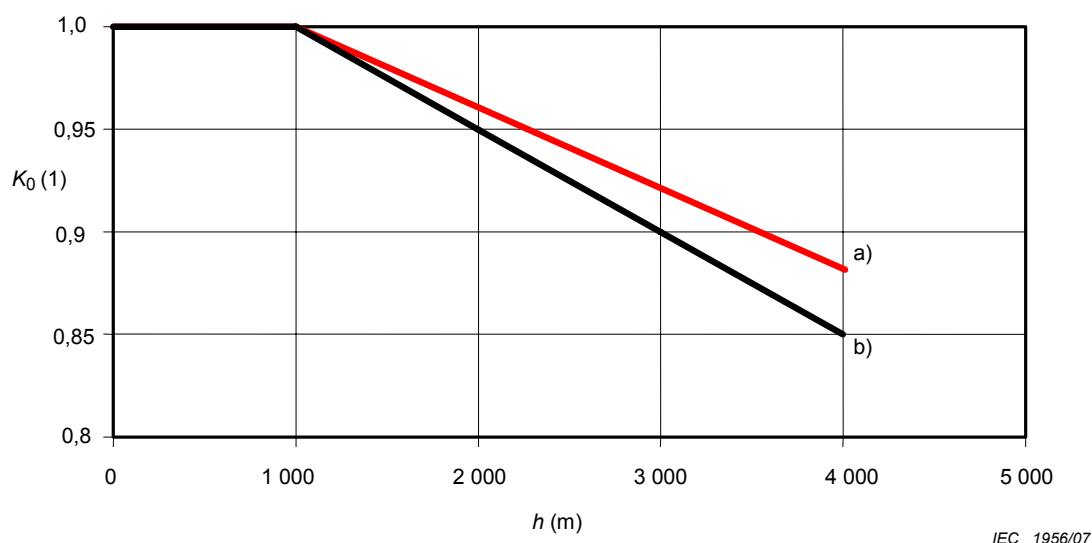


Figure 1 – Facteur de correction d'altitude pour l'échauffement

Le facteur de correction d'altitude pour l'échauffement $K_o = \frac{\Delta T_h}{\Delta T_{ho}}$ avec

- ΔT_h échauffement pour une altitude $h > 1\,000$ m et
- ΔT_{ho} limites d'échauffement ΔT spécifiées dans le Tableau 4 pour les altitudes $h_o \leq 1\,000$ m.

6.5 Exigences relatives à la mise à la terre de l'équipement

6.5.1 Généralités

La structure métallique de chaque élément d'équipement, si elle est destinée à être mise à la terre, doit être équipée d'une borne de mise à la terre fiable en vue du raccordement à un conducteur de terre adapté aux conditions de défaut spécifiées conformément aux normes correspondantes sur les câbles. Le point de connexion doit être marqué du symbole « terre », conformément au numéro de symbole 5019 de la CEI 60417.

6.5.2 Mise à la terre de l'enveloppe

L'enveloppe des transformateurs de mesure pour les appareillages à isolation gazeuse (GIS) doit être reliée à la terre. Toutes les parties métalliques qui n'appartiennent pas à un circuit principal ou auxiliaire doivent être mises à la terre.

6.5.3 Continuité électrique

La continuité des circuits de mise à la terre doit être assurée en tenant compte des contraintes thermiques et électriques causées par le courant qu'ils peuvent porter.

Pour l'interconnexion des enveloppes, des châssis, etc., la fixation (par exemple par boutonnage ou sondage) est acceptable pour garantir la continuité électrique.

6.6 Exigences relatives à l'isolation externe

6.6.1 Pollution

Dans le cas des transformateurs de mesure pour l'extérieur, avec des isolateurs en céramique susceptibles de pollution, les lignes de fuite pour des niveaux de pollution donnés sont

indiquées au Tableau 6. Les lignes de fuite pour les isolateurs polymériques ou composites sont à l'étude (au TC 36).

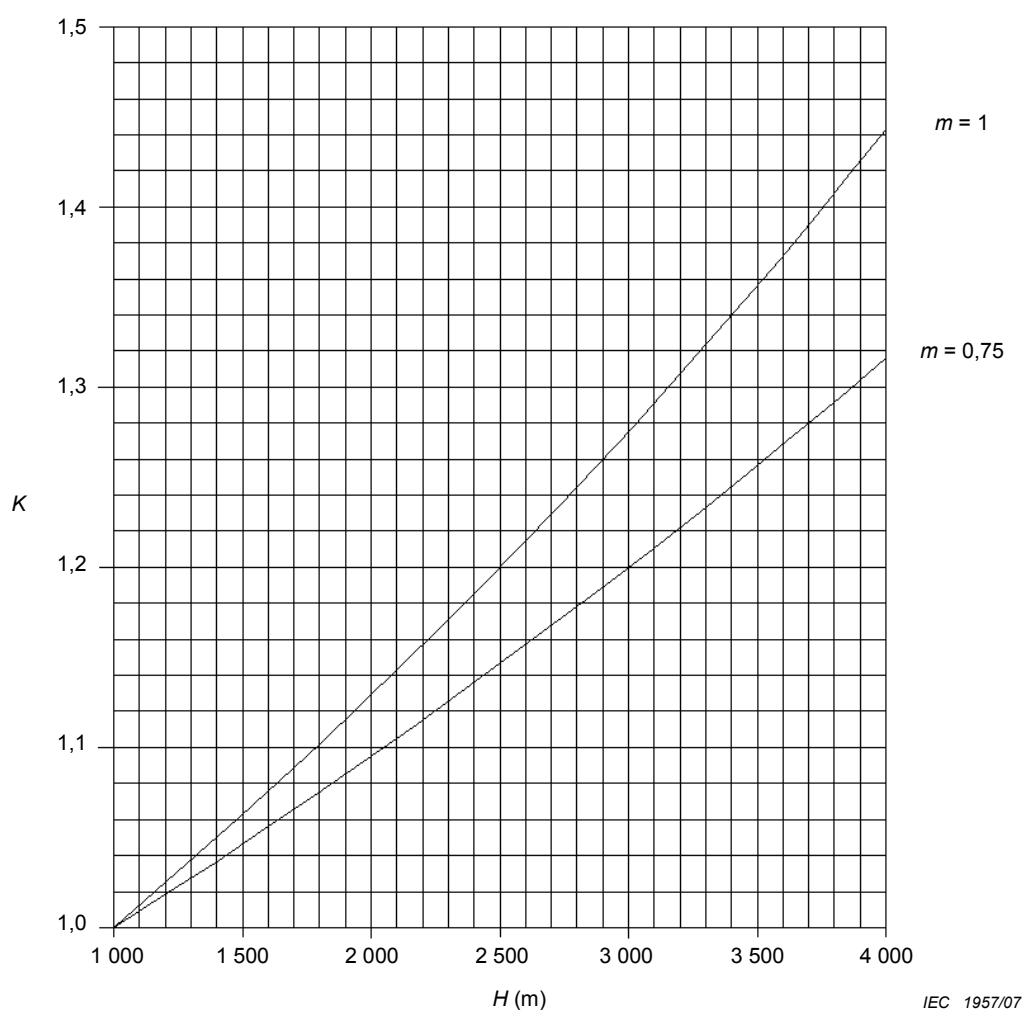
Tableau 6 – Lignes de fuite

Niveau de pollution	Valeur nominale minimale de la ligne de fuite spécifique mm/kV ^{a,b}	Rapport = ligne de fuite divisée par la distance d'arc
I Léger	16	≤3,5
II Moyen	20	
III Fort	25	≤4,0
IV Très fort	31	
^a Rapport de la ligne de fuite entre phase et terre à la valeur efficace entre phases de la tension la plus élevée pour le matériel (voir CEI 60071-1).		
^b Pour d'autres informations et pour les tolérances de fabrication sur la ligne de fuite, voir la CEI 60815.		
NOTE 1 Il est reconnu que les performances de l'isolation de surface sont fortement affectées par la forme de l'isolateur.		
NOTE 2 Dans les régions très légèrement polluées, des lignes de fuite nominales spécifiques inférieures à 16 mm/kV peuvent être utilisées en fonction de l'expérience acquise en service. La valeur de 12 mm/kV semble être une limite communément adoptée.		
NOTE 3 Dans des cas de sévérité de pollution exceptionnelle, une ligne de fuite nominale spécifique de 31 mm/kV peut s'avérer insuffisante. En fonction de l'expérience acquise en service et/ou des résultats d'essai en laboratoire, une valeur plus élevée de la ligne de fuite spécifique peut être utilisée mais, dans certains cas, l'utilisation du lavage peut devoir être envisagée.		

6.6.2 Altitude

Pour des installations à une altitude supérieure à 1 000 m, la distance d'arc dans les conditions atmosphériques de référence normalisées doit être déterminée en multipliant les tensions de tenue requises en condition de service par un facteur k, conformément à la Figure 2.

NOTE Comme la rigidité diélectrique de l'isolation interne n'est pas affectée par l'altitude, il appartient au constructeur et à l'acheteur de se mettre d'accord sur la méthode utilisée pour la vérification de l'isolation externe.



Légende

Ces facteurs peuvent être calculés à partir de l'équation suivante:

$$k = e^{m(H - 1\,000)/8\,150}$$

où

H est l'altitude en mètres

$m = 1$ à fréquence industrielle et à tension au choc de foudre

$m = 0,75$ pour tension de choc de manœuvre

Figure 2 – Facteur de correction d'altitude

6.7 Exigences mécaniques

Ces exigences s'appliquent seulement aux transformateurs de mesure avec une tension la plus élevée pour le matériel supérieure ou égale à 72,5 kV.

Les indications pour les charges statiques que les transformateurs de mesure doivent pouvoir supporter sont données au Tableau 7. Les valeurs incluent les charges dues au vent et à la glace.

Les charges d'essai spécifiées sont destinées à être appliquées sur les bornes primaires, quelle que soit la direction.

Tableau 7 – Charges d'essai de tenue statique

Tension la plus élevée pour le matériel U_m kV	Charge d'essai de tenue statique F_R		
	N		
	Transformateurs de mesure avec:		
	Bornes de tension	Bornes de courant	
		Classe de charge I	Classe de charge II
72,5 à 100	500	1 250	2 500
123 à 170	1 000	2 000	3 000
245 à 362	1250	2 500	4 000
≥ 420	1500	4 000	5 000

NOTE 1 Il convient que la somme des charges effectives dans les conditions d'exploitation habituelles ne dépasse pas 50 % de la charge d'essai de tenue spécifiée.

NOTE 2 Dans certaines applications, il convient que les transformateurs de mesure avec des bornes de courant traversant puissent résister aux charges dynamiques extrêmes apparaissant de manière rare (par exemple courts-circuits) ne dépassant pas 1,4 fois la charge statique d'essai.

NOTE 3 Pour certaines applications il peut être nécessaire d'établir la résistance à la rotation des bornes primaires. Le moment à appliquer pendant l'essai doit être convenu entre le fabricant et l'acheteur.

NOTE 4 Dans le cas des transformateurs intégrés dans d'autres équipements (par exemple: ensemble d'appareillage), il convient que les charges statiques d'essai de tenue du matériel respectif ne soient pas réduites par le processus d'intégration.

6.8 Chocs découpés multiples sur les bornes primaires

Si cela est spécifié en complément, les bornes primaires des transformateurs de mesure immergés dans l'huile ayant $U_m \geq 300$ kV doivent résister aux chocs découpés multiples conformément à 7.4.2.

NOTE Les conditions et les essais font référence au comportement des écrans internes et des raccordements transportant des courants transitoires hautes fréquences, principalement dû au débranchement de commutation. L'essai peut également être appliqué aux caractéristiques inférieures à ce niveau.

6.9 Exigences relatives à la protection de défauts d'arc internes

Ces exigences s'appliquent aux transformateurs de mesure indépendants immergés dans l'huile et à isolation gazeuse ayant $U_m \geq 72,5$ kV, dont la classe de protection de défauts d'arc internes est spécifiée en complément.

NOTE 1 Cet essai n'est pas une garantie contre la défaillance dans toutes les conditions de court-circuit, mais un essai pour démontrer la conformité à un niveau convenu de sécurité.

NOTE 2 Cet essai est un nouvel essai et donc la méthode d'essai peut être améliorée à l'avenir.

Si cela est spécifié en complément, le transformateur de mesure doit être capable de résister à un arc interne de courant et de durée spécifiés.

Le courant appliqué est un courant asymétrique. Il convient de choisir la valeur efficace du courant parmi les valeurs monophasées symétriques normalisées de la gamme R10 conformément à 4.5 de la CEI 60694. La première valeur crête du courant doit être de 1,7 fois le courant efficace.

NOTE 3 Il convient que les niveaux d'essai d'arc internes réduits fassent l'objet d'un accord entre le fabricant et l'acheteur. L'expérience a montré que le choix des courants d'essai égaux à 100% du niveau de défaut de système exige statistiquement un degré de conception au-dessus du transformateur, puisque les niveaux locaux de défaut sont habituellement sensiblement plus bas.

La durée du défaut d'arc doit être selon le Tableau 8.

Il doit être considéré que la conformité à ces exigences est réalisée si le transformateur de mesure satisfait à l'essai décrit en 7.4.6.

Tableau 8 – Durée de défaut d'arc et critères de performance

Courant de défaut d'arc interne valeur efficace kA	Stade de protection	Durée de défaut d'arc s	Protection de défaut d'arc interne de classe I	Protection de défaut d'arc interne de classe II
< 40	1	0,2	Rupture de l'enveloppe et feu autorisé, mais toutes les parties projetées à confiner dans la zone de confinement	Aucun effet externe autre que le fonctionnement du dispositif approprié limiteur de pression
	2	0,5		Aucune fragmentation (enveloppe percée ou incendie accepté)
≥40	1	0,1		Aucun effet externe autre que le fonctionnement du dispositif approprié limiteur de pression
	2	0,3		Aucune fragmentation (enveloppe percée ou incendie accepté)

6.10 Degrés de protection assurés par les enveloppes

6.10.1 Généralités

Les degrés de protection conformément à la CEI 60529 doivent être spécifiés, si applicable, pour toutes les enveloppes des transformateurs de mesure contenant des éléments du circuit principal permettant une pénétration depuis l'extérieur, ainsi que pour les enveloppes contenant les circuits de commande et/ou auxiliaires basse tension appropriés.

6.10.2 Protection des personnes contre l'accès aux parties dangereuses et protection de l'équipement contre la pénétration de corps solides étrangers

Le degré de protection des personnes procuré par une enveloppe contre l'accès aux parties dangereuses du circuit principal, des circuits de commande et/ou auxiliaires doit être indiqué par l'une des désignations spécifiées dans la CEI 60529.

Le premier chiffre caractéristique indique le degré de protection des personnes assuré par l'enveloppe, ainsi que le degré de protection des transformateurs de mesure contenus à l'intérieur de l'enveloppe contre la pénétration de corps solides étrangers.

La CEI 60529 donne le détail des corps qui seront « rejetés » de l'enveloppe pour chaque degré de protection. Le terme « rejetés » implique que les corps solides étrangers ne pourront pas pénétrer complètement dans l'enveloppe et qu'une partie du corps ou d'un objet tenu par une personne ne pourra pas pénétrer dans l'enveloppe ou, si c'est le cas, qu'un dégagement suffisant sera préservé et qu'aucune partie dangereuse ne pourra être touchée.

NOTE En général, le degré de protection des personnes contre l'accès aux parties dangereuses du circuit principal, ou du circuit de commande ou auxiliaire des transformateurs de mesure, et la protection des transformateurs de mesure contre les corps étrangers, peuvent être assurés par l'entourage immédiat des transformateurs de mesure, comme par exemple la clôture du poste, le bâtiment, l'enveloppe du module, etc. Une protection supplémentaire peut être exigée comme caractéristique des transformateurs de mesure dans leur ensemble ou d'éléments de ces derniers.

6.10.3 Protection contre la pénétration d'eau

Le degré de protection procuré par une enveloppe contre la pénétration d'eau doit être indiqué au moyen d'une désignation particulière selon la CEI 60529.

Le deuxième chiffre caractéristique indique le degré de protection procuré par l'enveloppe par rapport aux effets dangereux de l'eau, soit d'origine climatique, soit autres.

6.10.4 Transformateurs de mesure de type intérieur

Pour les transformateurs de mesure pour installation à l'intérieur, aucun degré de protection n'est spécifié contre les effets nuisibles dus à la pénétration d'eau, comme indiqué par le second chiffre caractéristique du code IP (second chiffre caractéristique X).

Le degré de protection minimum recommandé pour les enveloppes de commande et/ou auxiliaires basse tension des transformateurs de mesure pour installation à l'intérieur est IP20, selon la CEI 60529. Cette exigence n'est pas applicable aux installations où le personnel ne peut accéder au transformateur de mesure sans premièrement désactiver le transformateur et le sécuriser par quelques moyens commandés (c'est-à-dire consignes d'utilisation enclenchantes et documentées, etc.). Dans ce cas-ci, il convient que le besoin de telles mesures de sécurité externes au transformateur de mesure soit clairement énoncé dans la documentation de produit.

6.10.5 Transformateurs de mesure de type extérieur

Le degré de protection minimum recommandé pour les enveloppes de commande et/ou auxiliaires basse tension des transformateurs de mesure pour installation à l'extérieur est IP44, selon la CEI 60529.

Les transformateurs de mesure pour installation à l'extérieur équipés d'une protection supplémentaire contre la pluie et autres conditions climatiques, doit être spécifié au moyen d'une lettre supplémentaire W placée après le second chiffre caractéristique ou après la lettre additionnelle éventuelle.

6.10.6 Protection de l'équipement contre les chocs mécaniques en conditions de service normales

Les enveloppes des transformateurs de mesure doivent offrir une résistance mécanique suffisante.

Les essais correspondants sont spécifiés en 7.2.7.2. Les isolateurs en porcelaine sont exclus de l'essai d'impact.

Pour les installations intérieures, le niveau recommandé pour la protection contre les effets des chocs mécaniques est le niveau d'impact IK7 selon la CEI 62262.

Pour les installations extérieures sans protection mécanique supplémentaire, les utilisateurs peuvent spécifier des niveaux de choc plus élevés.

6.11 Compatibilité Electromagnétique (CEM)

6.11.1 Généralités

La CEM est l'aptitude d'un appareil ou d'un système à fonctionner dans son environnement électromagnétique de façon satisfaisante et sans produire lui-même des perturbations électromagnétiques intolérables pour tout ce qui se trouve dans cet environnement [VEI 161-01-07].

Pour les transformateurs de mesure, les exigences et les essais suivants, relatifs à la CEM, sont spécifiés:

- Exigences pour l'émission, (tension de perturbation radioélectrique: en anglais Radio Interference Voltage - RIV). Applicable pour les parties à haute tension de l'équipement.
- Exigences pour l'immunité. Applicable uniquement pour les parties électroniques de l'équipement.
- Exigences pour les surtensions transmises (essai spécial).

6.11.2 Exigences relatives aux perturbations radioélectriques (RIV; en anglais *Radio interference voltage*)

Les exigences relatives aux perturbations radioélectriques s'appliquent aux transformateurs de mesure ayant une valeur de $U_m \geq 123$ kV devant être installés dans les postes isolés à l'air.

Les perturbations radioélectriques ne doivent pas dépasser $2\,500\,\mu\text{V}$ à $1,1\,U_m/\sqrt{3}$.

NOTE Cette exigence est incluse pour satisfaire à certaines réglementations en matière de compatibilité électromagnétique.

6.11.3 Exigences relatives à l'immunité

Les exigences et les essais relatifs à l'immunité électromagnétique sont spécifiés uniquement pour les parties des transformateurs de mesure contenant des composants électroniques actifs.

Se reporter à la norme de produit spécifique CEI 61869-9 (à l'étude) pour les détails.

6.11.4 Exigences relatives aux surtensions transmises

Ces exigences s'appliquent aux transformateurs de mesure ayant une valeur de $U_m \geq 72,5$ kV.

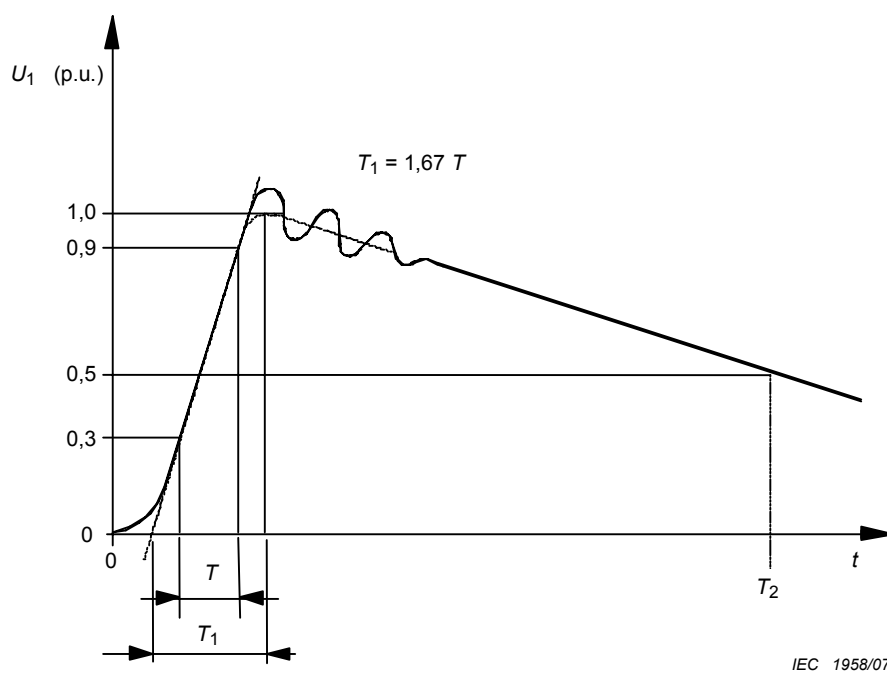
Les surtensions transmises des bornes primaires vers les bornes secondaires ne doivent pas dépasser les valeurs données au Tableau 9, dans les conditions d'essai et de mesure décrites en 7.4.4.

Les impulsions de type A s'appliquent aux transformateurs de mesure pour les postes isolés à l'air, tandis que les impulsions de type B s'appliquent aux transformateurs de mesure pour les postes sous enveloppe métallique isolés au gaz (appareillages à isolation gazeuse). Les impulsions de type A et B sont représentées en Figure 3.

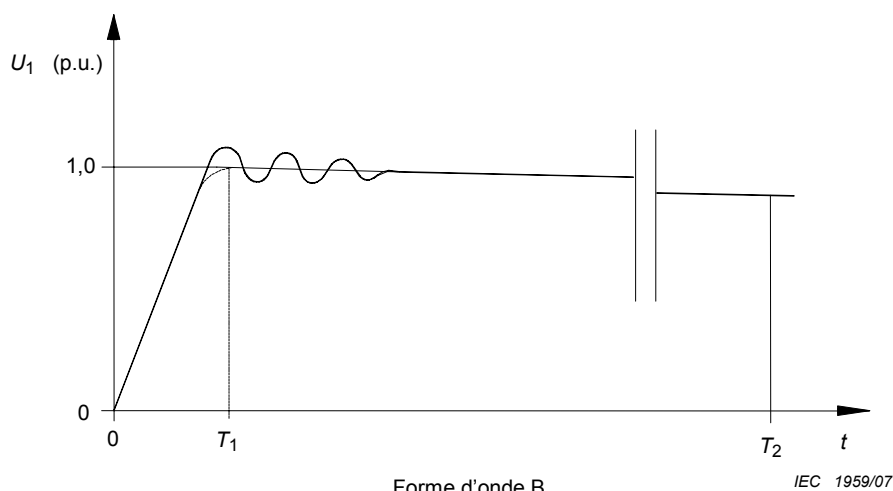
Il convient que les limites des surtensions transmises données au Tableau 9 et mesurées suivant les méthodes spécifiées en 7.4.4 assurent une protection suffisante des équipements électroniques reliés aux enroulements secondaires.

Tableau 9 – Limites des surtensions transmises

Type d'impulsion	A	B
Valeur crête de la tension appliquée (U_p)	$1,6 \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times U_m$	$1,6 \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times U_m$
Caractéristiques de la forme d'onde:		
– durée de front conventionnelle (T_1)	0,50 μ s $\pm$ 20%	-
– durée jusqu'à la demi-valeur (T_2)	$\geq$ 50 μ s	-
– durée de front (T_1)	-	10 ns $\pm$ 20 %
– durée de la queue (T_2)	-	>100 ns
Valeurs crêtes limites de la surtension transmise (U_s)	1,6 kV	1,6 kV
NOTE 1 Les caractéristiques des formes d'ondes sont représentatives des oscillations de tension dues aux opérations de manœuvre.		
NOTE 2 Voir Figure 3.		



Forme d'onde A



Forme d'onde B

**Figure 3 – Mesure des surtensions transmises:
Formes d'onde du choc d'essai**

6.12 Corrosion

Des précautions doivent être prises contre la corrosion de l'équipement durant sa vie utile.

Toutes les parties boulonnées ou vissées du circuit principal et de l'enveloppe doivent rester faciles à démonter.

La corrosion galvanique entre les matériaux en contact doit être considérée parce qu'elle peut entraîner la perte d'étanchéité.

L'oxydation peut être considérée comme une auto-protection contre la corrosion.

L'aspect visuel doit rester acceptable.

6.13 Marquages

Tous les transformateurs de mesure doivent porter au moins les indications suivantes:

- a) le nom du constructeur ou une autre marque permettant de l'identifier facilement;
- b) l'année de fabrication et un numéro de série ou la désignation du type, de préférence les deux;
- c) la fréquence assignée;
- d) la tension la plus élevée du matériel;
- e) le niveau d'isolement assigné;
- f) la catégorie de température;
- g) la masse en kg (lorsque ≥ 25);
- h) la classe des exigences mécaniques (pour $U_m \geq 72 \text{ kV}$);

NOTE Les deux points d) et e) peuvent être combinés en un marquage (exemple: 72,5/140/325 kV).

Toutes les indications doivent être marquées de façon indélébile sur le transformateur de mesure lui-même ou sur une plaque signalétique fixée rigidement sur le transformateur.

En outre, il convient de marquer les informations suivantes:

- i) la classe d'isolation si elle est différente de la Classe A;
 NOTE Si on utilise des isolants de plusieurs classes, il convient d'indiquer celui qui limite l'échauffement des enroulements. Sur les transformateurs avec plus d'un enroulement secondaire, il convient d'indiquer l'utilisation de chaque enroulement et de ses bornes correspondantes.
- j) toutes les indications relatives aux caractéristiques de mesure (voir norme spécifique);
- k) le type du fluide isolant;
- l) la pression de remplissage assignée;
- m) la pression minimale de fonctionnement;
- n) le volume (ou la masse) du fluide isolant contenu dans le transformateur de mesure.

6.14 Risque de feu

Voir l'Annexe C.

7 Essais

7.1 Généralités

7.1.1 Classification des essais

Les essais spécifiés dans la présente norme sont classés comme suit:

- Essai de type: essai effectué sur un appareil pour apporter la preuve que tous les appareils construits suivant la même spécification répondent aux exigences non couvertes par les essais individuels de série.
- Essai individuel de série: essai auquel chaque partie d'un appareil est soumise. Les essais individuels de série ont pour but de révéler les défauts de fabrication. Ils ne diminuent pas les propriétés et la fiabilité de l'appareil soumis aux essais.
- Essai spécial: essai autre qu'un essai de type ou un essai individuel de série ayant fait l'objet d'un accord entre le constructeur et l'acheteur.
- Essai sur prélèvements: essai de type ou spécial choisi, réalisé sur un ou plusieurs transformateurs de mesure complets provenant d'un lot de production spécifié.

7.1.2 Liste des essais

La liste des essais est donnée au Tableau 10.

Tableau 10 – Liste des essais

Essais	Paragraphe
Essais de type	7.2
Essai d'échauffement	7.2.2
Essai aux chocs de foudre sur les bornes primaires	7.2.3
Essai sous pluie pour les transformateurs du type extérieur	7.2.4
Essai de compatibilité électromagnétique	7.2.5
Essai concernant la précision	Voir norme d'exigences spécifiques
Vérification du degré de protection fourni par les enveloppes	7.2.7
Essai d'étanchéité de l'enveloppe à la température ambiante	7.2.8
Essai de pression de l'enveloppe	7.2.9
Essais individuels de série	7.3
Essais de tenue de tension à fréquence industrielle sur les bornes primaires	7.3.1
Mesure des décharges partielles	7.3.2
Essais de tenue de tension à fréquence industrielle entre sections, si applicable	7.3.3
Essais de tenue à la fréquence industrielle sur les bornes secondaires	7.3.4
Essai concernant la précision	7.3.5
Vérification des marquages	7.3.6
Essai d'étanchéité de l'enveloppe à la température ambiante	7.3.7
Essai de pression de l'enveloppe	7.3.8
Essais spéciaux	7.4
Essai de tenue à l'onde coupée de tension de choc sur les bornes primaires	7.4.1
Essai aux chocs coupés multiples sur les bornes primaires	7.4.2
Mesure de la capacité et du facteur de dissipation diélectrique	7.4.3
Essais de surtensions transmises	7.4.4
Essais mécaniques	7.4.5
Essai de défaut d'arc interne	7.4.6
Essai d'étanchéité de l'enveloppe à basse et haute températures	7.4.7
Essai de la mesure du point de rosée du gaz	7.4.8
Essai de corrosion	7.4.9
Essais relatifs aux risques du feu	7.4.10
Essais sur prélèvements	7.5

Pour l'essai de type des transformateurs de mesure à isolation gazeuse, le type et la pression du gaz doivent être conformes au Tableau 11.

Tableau 11 – Type et pression du gaz au cours des essais de type, des essais individuels de série et des essais spéciaux

Essai	Type de gaz	Pression
Diélectrique, De perturbations radioélectriques ^a De précision D'échauffement	Même fluide qu'en service	Pression de service minimale
D'arc interne De court-circuit Mécanique D'étanchéité De la mesure du point de rosée du gaz	Même fluide qu'en service	Pression assignée de remplissage
De surtensions transmises	Non applicable	Pression réduite
^a Pour les transformateurs de mesure à isolation gazeuse pour les appareillages à isolation gazeuse, les essais sous pluie et de perturbations radioélectriques ne sont pas applicables.		

7.1.3 Séquence d'essais

Après avoir soumis le transformateur de mesure aux essais de type diélectriques détaillés en 7.2, ce dernier doit être soumis à tous les essais individuels de série détaillés en 7.3.

Pour les différents types de transformateurs de mesure, se reporter aux normes spécifiques de produits pour une séquence d'essais et des essais individuels de série supplémentaires.

Si des essais spéciaux doivent être effectués, ils peuvent avoir une influence sur la séquence des essais.

7.2 Essais de type

7.2.1 Généralités

Tous les essais de type diélectriques doivent être conduits sur le même transformateur de mesure, sauf spécification contraire.

Tous les essais de type doivent être effectués sur un maximum de deux spécimens.

NOTE Un essai de type peut également être considéré comme valable s'il est exécuté sur un transformateur qui présente des différences de construction mineures par rapport au transformateur de mesure à l'étude. Il convient que de telles différences fassent l'objet d'un accord entre le constructeur et l'acheteur.

Tous les essais de type doivent être effectués à température ambiante entre 10 °C et 30 °C.

7.2.1.1 Informations pour l'identification des spécimens

Le constructeur doit soumettre au laboratoire d'essai les dessins et les autres données fournissant les informations suffisantes pour identifier sans ambiguïté les détails et les pièces essentiels du type d'appareil présenté à l'essai. Chaque dessin ou tableau de données doit avoir une référence unique et doit inclure une déclaration selon laquelle le constructeur s'engage sur la conformité de ceux-ci avec l'appareil présenté à l'essai.

A la fin de la vérification, les dessins de détail et autres données doivent être rendus au constructeur pour stockage.

Le constructeur doit garder des dossiers détaillés de la conception de chaque pièce de l'appareil essayé et s'assurer qu'elles peuvent être identifiées au moyen des informations contenues dans les dessins et tableaux de données.

NOTE 1 Les constructeurs dont les systèmes de production ont été certifiés conformes à l'ISO 9001 satisfont aux exigences ci-dessus.

Le laboratoire d'essai doit vérifier que les dessins et tableaux de données représentent correctement les détails et pièces essentiels de l'appareil à essayer, mais ne doit pas être responsable de la précision des informations détaillées.

Les dessins et données particuliers qui doivent être soumis par le constructeur au laboratoire d'essai pour l'identification des pièces essentielles de l'appareil doivent être spécifiés dans les normes applicables.

NOTE 2 Il n'est pas nécessaire de répéter un essai de type particulier à la suite d'une modification de détail de construction, si le constructeur peut démontrer que cette modification n'a pas d'influence sur le résultat de cet essai de type particulier.

L'Annexe A donne une liste des dessins à soumettre.

7.2.1.2 Informations à inclure dans les rapports d'essais de type

Les résultats de tous les essais de type doivent être enregistrés dans des rapports d'essais de type contenant:

- a) un fichier d'identification, tel que prescrit en 7.2.1.1 et à l'Annexe A.
 - b) Dispositions d'essai
 - les détails des dispositions d'essai (y compris les schémas du circuit d'essai);
 - les détails généraux de la structure de support du dispositif utilisé au cours de l'essai;
 - des photographies illustrant l'état de l'appareil avant et après l'essai.
 - c) Des données d'essai pour prouver la conformité à la spécification ;
 - un programme d'essai;
 - les enregistrements des grandeurs d'essai pendant chaque essai, comme spécifié dans la norme CEI applicable;
 - les indications concernant le comportement de l'appareil pendant les essais, son état après les essais, et toute pièce remise en état ou à neuf pendant les essais, si applicable;
- Conclusion.

7.2.2 Essai d'échauffement

Un essai doit être conduit pour attester de la conformité à 6.4.

Pour cet essai, le transformateur doit être installé d'une manière représentative de son installation en service.

L'échauffement des enroulements doit, si possible, être mesuré par la méthode de l'augmentation de la résistance, exception faite des enroulements de très faible résistance pour lesquels un couple thermoélectrique peut être utilisé.

L'échauffement des éléments autres que les enroulements peut être mesuré à l'aide de thermomètres ou de couples thermoélectriques.

Les transformateurs de mesure doivent être considérés comme ayant atteint une température stable lorsque la vitesse d'élévation de température ne dépasse pas 1 K/h.

Pour l'identification de tous les composants clés sur lesquels les mesures de température doivent être effectuées et pour des informations complémentaires concernant les dispositions et les procédures d'essai, se reporter aux normes de produits spécifiques.

7.2.3 Essai de tenue à la tension de choc sur les bornes primaires

7.2.3.1 Généralités

L'essai aux ondes de choc doit être effectué conformément à la CEI 60060-1 et, éventuellement, conformément aux normes applicables spécifiques aux transformateurs de mesure.

Le châssis, l'armoire, (le cas échéant), le noyau (si destiné à être mis à la terre) et toutes les bornes du réseau secondaire doivent être connectés à la terre.

Les essais aux ondes de choc consistent généralement à appliquer la tension successivement au niveau de tension de référence, puis au niveau assigné. La tension de choc de référence doit être comprise entre 50 % et 75 % de la tension de tenue assignée au choc. La valeur de crête et la forme d'onde du choc doivent être enregistrées.

Une défaillance de l'isolation par suite de l'essai peut être mise en évidence par la variation de la forme d'onde entre la tension de référence et la tension de tenue assignée.

Des améliorations dans la détection des défaillances peuvent être obtenues par l'enregistrement du ou des courants de terre en complément à celui de la tension.

La tension d'essai doit avoir la valeur appropriée, indiquée par le Tableau 2, en fonction de la tension la plus élevée pour le matériel et du niveau d'isolement spécifié.

7.2.3.2 Essai de tension de choc de foudre sur les bornes primaires

7.2.3.2.1 Transformateurs de mesure avec une valeur de $U_m < 300$ kV

L'essai doit être conduit à la fois en polarité positive et en polarité négative. Quinze chocs consécutifs de chaque polarité doivent être appliqués, sans correction pour les conditions atmosphériques.

La procédure d'essai B suivante de la CEI 60060-1, adaptée pour les appareils à haute tension qui ont une isolation auto-régénératrice et une isolation non auto-régénératrice, est la procédure d'essai préférentielle. Le transformateur de mesure doit être considéré comme ayant satisfait aux essais aux ondes de choc pour chaque polarité si les conditions suivantes sont remplies:

- chaque série (+ et –) comprend au moins 15 chocs;
- aucune décharge disruptive ne doit se produire sur une isolation non auto-régénératrice. Ceci est confirmé par 5 essais de tenue aux chocs consécutifs à la suite de la dernière décharge disruptive;
- le nombre de décharges disruptives ne doit pas dépasser deux pour chaque série.

Cette procédure conduit à un nombre possible maximal de 25 chocs par série.

Aucun défaut d'isolation ne doit être détecté (par exemple: variations dans la forme d'onde des grandeurs enregistrées sur les essais individuels qui servent comme essais de validation).

Si des décharges disruptives se produisent et si la preuve que les décharges disruptives étaient exclusivement sur l'isolation auto-régénératrice ne peut être donnée au cours de l'essai, le transformateur de mesure doit être démonté et inspecté après les séries d'essais diélectriques. Si des dommages de l'isolation non auto-régénératrice sont observés, le transformateur de mesure ne doit pas être considéré comme ayant satisfait à l'essai.

NOTE L'application de 15 chocs positifs et de 15 chocs négatifs est spécifiée pour essayer l'isolation externe. Si d'autres essais sont convenus entre constructeur et acheteur afin de contrôler l'isolation externe, alors le nombre de chocs de foudre peut être réduit à trois de chaque polarité, sans correction pour conditions atmosphériques.

7.2.3.2.2 Transformateurs de mesure avec une valeur de $U_m \geq 300$ kV

L'essai doit être conduit à la fois en polarité positive et en polarité négative. Trois chocs consécutifs de chaque polarité doivent être appliqués sans correction pour les conditions atmosphériques.

Le transformateur doit être considéré comme ayant satisfait à l'essai si:

- aucune décharge disruptive ne se produit;
- aucune autre manifestation d'une défaillance de l'isolation n'est détectée (par exemple variations dans la forme d'onde des grandeurs enregistrées sur les essais individuels de série qui servent comme essais de validation).

7.2.3.3 Essai aux chocs de manœuvre

7.2.3.3.1 Généralités

L'essai doit être effectué en polarité positive. Quinze chocs consécutifs doivent être appliqués, avec correction pour conditions atmosphériques.

Pour les transformateurs de type extérieur, l'essai doit être effectué dans des conditions de pluie. La procédure de trempage doit être conforme à la CEI 60060-1.

La procédure d'essai B suivante de la CEI 60060-1, adaptée pour les appareils à haute tension qui ont une isolation auto-régénératrice et une isolation non auto-régénératrice, est la procédure d'essai préférentielle. Le transformateur de mesure doit être considéré comme ayant satisfait aux essais aux ondes de choc si les conditions suivantes sont remplies:

- essai comprenant au moins 15 chocs;
- aucune décharge disruptive ne doit se produire sur une isolation non auto-régénératrice. Ceci est confirmé par 5 essais de tenue aux chocs consécutifs à la suite de la dernière décharge disruptive;
- le nombre de décharges disruptives ne doit pas dépasser deux.

Cette procédure conduit à un nombre possible maximal de 25 chocs.

Aucun défaut d'isolation ne doit être détecté (par exemple: variations dans la forme d'onde des grandeurs enregistrées).

Si des décharges disruptives se produisent et si la preuve que les décharges disruptives étaient exclusivement sur l'isolation auto-régénératrice ne peut être donnée au cours de l'essai, le transformateur de mesure doit être démonté et inspecté après les séries d'essais diélectriques. Si des dommages de l'isolation non auto-régénératrice sont observés, le transformateur de mesure doit être considéré comme n'ayant pas satisfait aux essais.

Il ne doit pas être tenu compte des chocs avec des contournements aux murs ou au plafond du laboratoire.

7.2.4 Essai sous pluie pour les transformateurs du type extérieur

Le mode opératoire de mouillage doit être conforme à la CEI 60060-1.

Dans le cas des transformateurs de mesure avec une valeur de $U_m < 300$ kV, l'essai doit être effectué avec une tension à fréquence industrielle de la valeur appropriée, indiquée par le Tableau 2 en fonction de la tension la plus élevée pour le matériel, en appliquant des corrections pour conditions atmosphériques.

Dans le cas des transformateurs de mesure avec une valeur de $U_m \geq 300$ kV, l'essai doit être effectué avec une tension de choc de manœuvre de polarité positive de la valeur appropriée, indiquée par le Tableau 2 en fonction de la tension la plus élevée pour le matériel et du niveau d'isolement assigné.

7.2.5 Essais de Compatibilité Electromagnétique (CEM)

7.2.5.1 Essai de perturbations radioélectriques

Etant donné que le niveau de perturbations radioélectriques peut être affecté par des fibres ou des poussières qui se déposent sur les isolateurs, il est permis d'essayer les isolateurs avec un chiffon propre avant d'effectuer une mesure.

La procédure d'essai suivante doit être suivie:

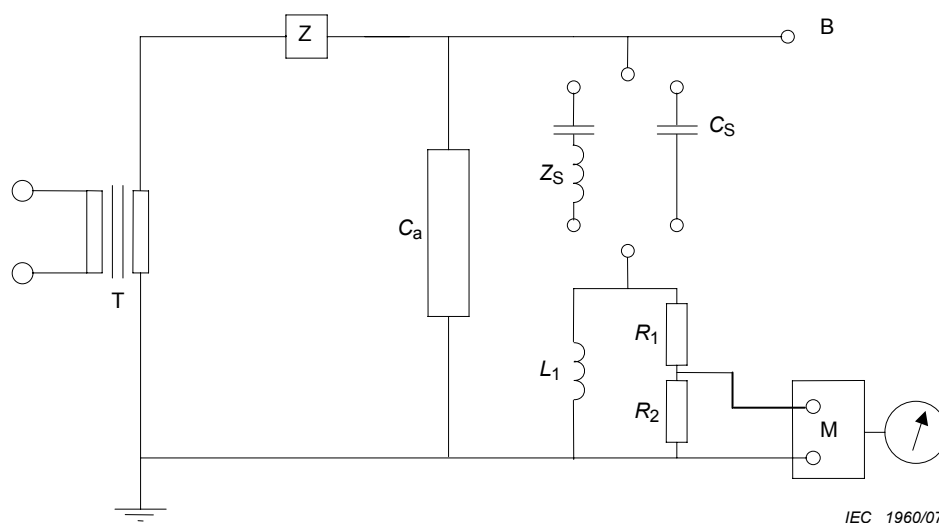
Le transformateur de mesure, complet avec tous ses accessoires, doit être sec et propre et à une température approximativement égale à la température du laboratoire où l'essai est effectué.

Il convient de réaliser l'essai dans les conditions atmosphériques suivantes:

- Température: de 10 °C à 30 °C;
- Pression: de $0,870 \times 10^5$ Pa à $1,070 \times 10^5$ Pa;
- Humidité relative: de 45 % à 75 %.

NOTE 1 Durant l'essai des perturbations radioélectriques, les facteurs de correction pour les conditions atmosphériques conformément à la CEI 60060-1 ne sont pas applicables.

Les connexions et les extrémités réalisées pour l'essai ne doivent pas être une source de perturbations radioélectriques.



Légende

T transformateur d'essai

 C_a objet d'essai

Z filtre

B extrémité exempte d'effet couronne

M configuration avec résistance d'entrée R_M

$$Z_s + \left(R_1 + \frac{R_2 \cdot R_M}{R_2 + R_M} \right) = 300 \, \Omega$$

 Z_s , C_s , L_1 , R_1 , R_2 voir CISPR 18-2**Figure 4 – Circuit de mesure de perturbations radioélectriques (RIV)**

La tension d'essai doit être appliquée entre une borne de l'enroulement primaire de l'objet en essai (C_a) et la terre. Le châssis, la cuve (s'il y a lieu), le noyau (s'il est prévu de le mettre à la terre) et une borne de chaque enroulement secondaire doivent être reliés à la terre.

Le circuit de mesure (voir Figure 4) doit être conforme au CISPR 18-2. Le circuit de mesure doit être, de préférence, accordé sur une fréquence comprise entre 0,5 MHz et 2 MHz, la fréquence de mesure étant enregistrée. Les résultats doivent être exprimés en microvolts.

L'impédance entre le conducteur d'essai et la terre, ($Z_s + (R_1 + R_2 // R_M)$) en Figure 4, doit être de $300 \, \Omega \pm 40 \, \Omega$ avec un angle de phase qui ne dépasse pas 20° à la fréquence de mesure.

Un condensateur, C_s , peut aussi être utilisé à la place du filtre Z_s et une capacité de 1 000 pF est en général appropriée.

NOTE 2 Un condensateur spécialement conçu peut être nécessaire afin d'éviter des fréquences de résonance trop faibles.

A la fréquence de mesure, le filtre Z doit avoir une impédance élevée pour découpler la source à fréquence industrielle du circuit de mesure. Une valeur appropriée pour cette impédance a été trouvée entre $10\,000 \, \Omega$ et $20\,000 \, \Omega$ à la fréquence de mesure.

Le niveau de fond des perturbations radioélectriques (perturbations radioélectriques dues aux champs extérieurs et au transformateur haute tension) doit être d'au moins 6 dB (de préférence 10 dB) en dessous du niveau de perturbation radioélectrique spécifié.

NOTE 3 Il convient de veiller à ce que les perturbations causées par les objets qui se trouvent près du transformateur de mesure et des circuits d'essai et de mesure soient évitées.

Les méthodes d'étalonnage pour les instruments de mesure et pour le circuit de mesure sont données dans le CISPR 18-2.

Une précontrainte de $1,5U_m/\sqrt{3}$ doit être appliquée et maintenue pendant 30 s.

La tension doit ensuite être réduite jusqu'à $1,1U_m/\sqrt{3}$ en 10 s environ, et maintenue à cette valeur pendant 30 s avant de mesurer le niveau des perturbations radioélectriques.

Le transformateur de mesure doit être considéré comme satisfaisant à l'essai si le niveau de perturbation radioélectrique à $1,1U_m/\sqrt{3}$ est conforme à 6.11.2.

7.2.5.2 Essai d'immunité

Voir la CEI 61869-9 (à l'étude).

7.2.6 Essai concernant la précision

Voir les normes spécifiques.

7.2.7 Vérification du degré de protection par les enveloppes

7.2.7.1 Vérification du code IP

Conformément aux exigences spécifiées en 6.10, des essais doivent être conduits selon la CEI 60529 sur les enveloppes de tous les éléments de l'équipement entièrement assemblé comme en conditions de service.

7.2.7.2 Essai d'impact mécanique

Conformément aux exigences spécifiées en 6.10.6, les enveloppes doivent être soumises à un essai d'impact. Trois coups sont frappés sur les points de l'enveloppe, qui devraient être les points les moins résistants. Les dispositifs comme des connecteurs, des afficheurs, etc. sont dispensés de l'essai.

L'utilisation d'un dispositif d'essai aux chocs à ressort tel que défini dans la CEI 60068-2-75 est recommandée.

À l'issue de l'essai, l'enveloppe ne doit montrer aucune cassure et la déformation de l'enveloppe ne doit pas affecter la fonction normale du transformateur de mesure ni réduire le degré de protection spécifié. Les dommages superficiels, comme l'écaillage de la peinture, la rupture d'ailettes de refroidissement ou d'éléments similaires, ou les enfoncements de petite dimension peuvent être ignorés.

7.2.8 Essais d'étanchéité de l'enveloppe à la température ambiante

7.2.8.1 Systèmes de pression fermés de gaz

L'essai d'étanchéité sur l'enveloppe des transformateurs de mesure à isolation gazeuse doit attester de la conformité aux exigences données en 6.2.4.2 et doit être réalisé sur un transformateur complet à la température ambiante de $(20 \pm 10) ^\circ\text{C}$.

La méthode doit être la méthode par accumulation pour les systèmes à pression autonome, tel que spécifié par la CEI 60068-2-17 (méthode d'essai 1 de l'essai Qm).

Toute ouverture présente sur l'enveloppe du transformateur doit être scellée avec le dispositif d'étanchéité d'origine.

Le transformateur doit être rempli du même mélange gazeux que celui utilisé en service à la pression assignée de remplissage à une température ambiante de 20 °C.

La sensibilité de la mesure des fuites doit être telle qu'il soit possible de détecter un taux de fuite correspondant à environ 0,25 %/an.

NOTE 1 La sensibilité de la mesure des fuites varie avec la sensibilité du dispositif de mesure des fuites, avec la capacité du volume de mesure et avec la durée entre deux mesures de concentration.

L'essai doit débuter après une durée d'au moins 1 h à partir du remplissage du transformateur de courant, afin de permettre une stabilisation du débit de fuite.

NOTE 2 L'essai de type d'étanchéité n'est pas nécessaire si l'essai individuel d'étanchéité est réalisé à l'aide de la méthode par accumulation (méthode d'essai 1 de l'essai Qm).

7.2.9 Essai de pression de l'enveloppe

Pour les transformateurs de mesure à isolation gazeuse sous enveloppe métallique, se reporter à la CEI 62271-203, Article 6.103.

Pour les isolateurs des transformateurs de mesure à isolation gazeuse, se reporter à la CEI 62155 et à la CEI 61462.

7.3 Essais individuels de série

7.3.1 Essais de tenue en tension à la fréquence industrielle sur les bornes primaires

L'essai de tenue à la fréquence industrielle doit être effectué conformément à la CEI 60060-1.

La tension d'essai doit avoir la valeur appropriée indiquée au Tableau 2, en fonction de la tension la plus élevée pour le matériel. La durée doit être de 60 s sauf spécification contraire.

La tension d'essai doit être appliquée:

- entre les bornes primaires et la terre
- entre les bornes primaires, le cas échéant.

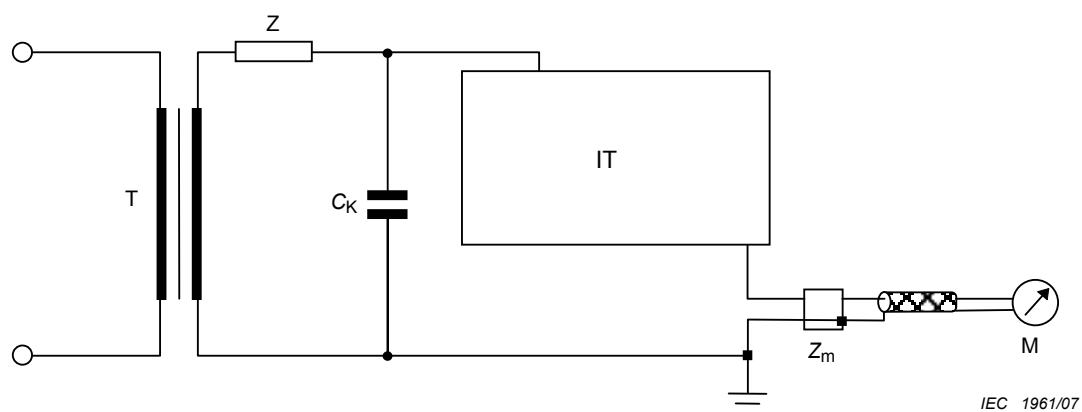
Les bornes secondaires, le châssis, la cuve (s'il y a lieu) et le noyau (s'il y a une borne spéciale de mise à la terre) doivent être reliés à la terre.

Il convient que des essais répétés à la fréquence industrielle sur les bornes primaires soient conduits à 80 % de la tension d'essai spécifiée.

7.3.2 Mesures des décharges partielles

7.3.2.1 Circuit d'essai et appareils de mesure

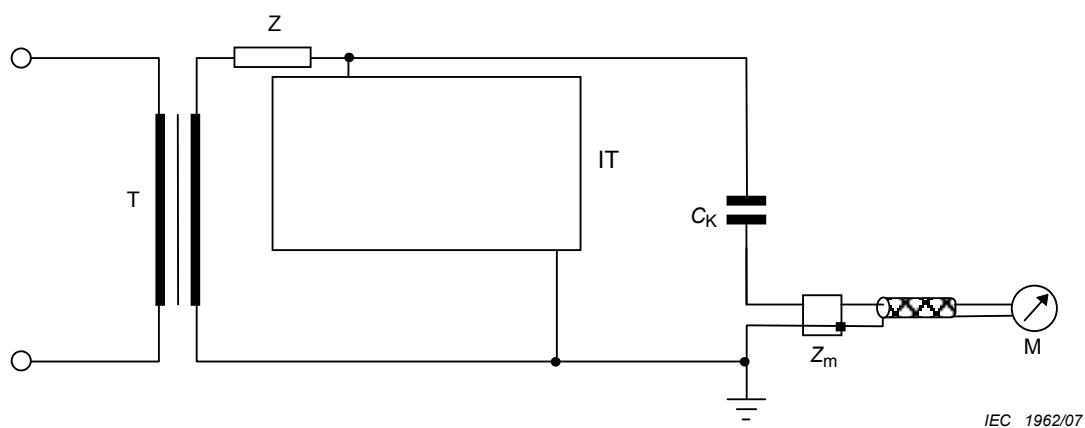
Le circuit d'essai et les appareils de mesure utilisés doivent être conformes à la CEI 60270. Des exemples de circuits d'essai sont présentés aux Figures 5 à 7.



Légende

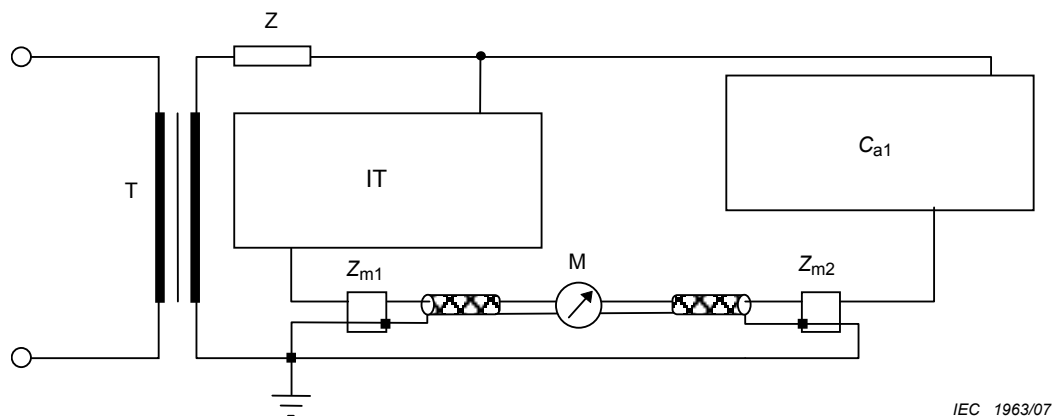
- T transformateur d'essai
- IT transformateur de mesure à essayer
- C_k condensateur de couplage
- M appareil de mesure des décharges partielles
- Z_m impédance de mesure
- Z filtre

Figure 5 – Circuit d'essai pour la mesure des décharges partielles



Légende : voir Figure 5.

Figure 6 – Circuit alternatif pour la mesure des décharges partielles

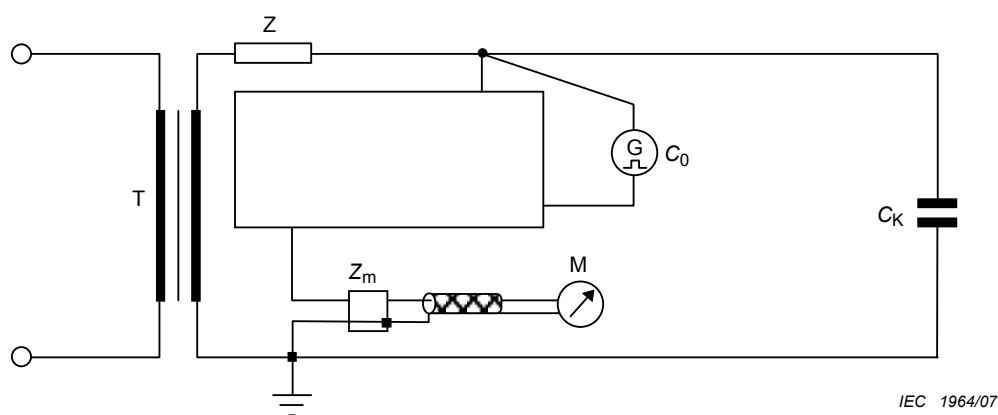


Légende

Symboles indiqués à la Figure 5

Z filtre (non présent si C_k est le condensateur du transformateur d'essai) C_{a1} objet libre auxiliaire pour décharges partielles Z_{m1} et Z_{m2} impédances de mesure**Figure 7 – Exemple de circuit équilibré pour la mesure des décharges partielles**

Le transformateur utilisé doit mesurer la charge apparente q exprimée en picocoulombs (pC). Son étalonnage doit être effectué dans le circuit d'essai (voir un exemple à la Figure 8).



Légende

Symboles indiqués à la Figure 5

G générateur de chocs de capacité C_0

T transformateur d'essai pour la mesure des décharges partielles

Figure 8 – Exemple de circuit d'étalonnage pour la mesure des décharges partielles

Un appareil de mesure à large bande doit avoir une bande passante d'au moins 100 kHz avec une fréquence de coupure supérieure ne dépassant pas 1,2 MHz.

Des appareils de mesure à bande étroite doivent avoir leur fréquence de résonance dans la gamme de 0,15 MHz à 2 MHz. Il convient que les valeurs préférentielles soient dans la gamme de 0,5 à 2 MHz mais, si cela est réalisable, il convient que la mesure soit effectuée à la fréquence qui donne la sensibilité maximale.

La sensibilité doit permettre la détection d'un niveau de décharges partielles de 5 pC.

NOTE 1 Il faut que le bruit soit suffisamment plus bas que la sensibilité. Il est possible de ne pas tenir compte des impulsions connues pour être causées par des perturbations extérieures.

NOTE 2 Pour la suppression du bruit extérieur, le circuit d'essai équilibré (voir Figure 7) est approprié.

NOTE 3 Lorsqu'un traitement et une extraction électroniques de signal sont utilisés pour réduire le bruit de fond, il faut démontrer ceci en faisant varier ses paramètres de telle sorte qu'il permette la détection d'impulsions se produisant de façon répétée.

7.3.2.2 Procédure d'essai de décharges partielles

Après une précontrainte effectuée selon la procédure A ou B, les tensions d'essai de décharges partielles spécifiées au Tableau 3 sont atteintes et les niveaux de décharges partielles correspondants sont mesurés dans un temps de 30 s.

Les décharges partielles mesurées ne doivent pas dépasser les limites spécifiées au Tableau 3.

Procédure A: les tensions d'essai de décharges partielles sont atteintes pendant la décroissance de la tension après l'essai de tenue à fréquence industrielle.

Procédure B: l'essai de décharges partielles est effectué après l'essai de tenue à fréquence industrielle. La tension appliquée est augmentée jusqu'à 80 % de la tension de tenue à fréquence industrielle, maintenue pendant au moins 60 s, puis réduite sans interruption jusqu'aux tensions spécifiées d'essai de décharges partielles.

Sauf spécification contraire, le choix de la procédure est laissé au constructeur. La méthode d'essai utilisée doit être indiquée dans le rapport d'essai.

7.3.3 Essais de tenue en tension à la fréquence industrielle entre sections

Cet essai est applicable seulement aux transformateurs de mesure ayant plus d'une section.

La tension d'essai conformément à 5.3.4 doit être appliquée pendant 60 s successivement entre les bornes court-circuitées de chaque section.

Le châssis, la cuve (s'il y a lieu), le noyau (s'il y a une borne spéciale de mise à la terre) et les bornes de toutes les autres bornes ou sections doivent être reliés ensemble et à la terre.

7.3.4 Essais de tenue en tension à la fréquence industrielle sur les bornes secondaires

La tension d'essai conformément à 5.3.5 doit être appliquée pendant 60 s successivement entre les bornes court-circuitées de chaque enroulement et la terre.

Le châssis, la cuve (s'il y a lieu), le noyau (s'il y a une borne spéciale de mise à la terre) et toutes les autres bornes doivent être reliés à la terre.

7.3.5 Essai concernant la précision

Voir les normes spécifiques.

7.3.6 Vérification des marquages

On doit vérifier que le marquage de la plaque signalétique et des bornes est correct.

7.3.7 Essais d'étanchéité des enveloppes à température ambiante

7.3.7.1 Systèmes à pression fermés de gaz

L'essai d'étanchéité sur l'enveloppe des transformateurs de mesure à isolation gazeuse doit attester de la conformité aux exigences données en 6.2.4 et doit être réalisé sur un transformateur complet à la température ambiante (20 ± 10) °C.

Si possible, la méthode sera la méthode par accumulation pour les systèmes à pression autonome, comme spécifié par la CEI 60068-2-17 (méthode d'essai 1 de l'essai Qm). La détection de fuites à l'aide d'un dispositif de reniflage peut être utilisée. Si une fuite est détectée avec le détecteur de fuites, la fuite doit alors être quantifiée à l'aide de la méthode par accumulation.

Il convient de débiter l'essai au moins 1 h après le remplissage du transformateur, afin d'atteindre une stabilisation du débit de fuite.

La sensibilité de la mesure des fuites doit être telle qu'il soit possible de détecter un taux de fuite correspondant à environ 0,25 %/an.

7.3.7.2 Systèmes liquides

Le but des essais d'étanchéité est de démontrer qu'il n'y a pas de fuite.

L'objet en essai doit être assemblé comme dans les conditions de service, avec tous ses accessoires et son fluide normal, installé autant que possible comme en service (par exemple, châssis, fixations, etc.).

7.3.8 Essai de pression de l'enveloppe

Se reporter à 7.2.9.

7.4 Essais spéciaux

7.4.1 Essai de tenue à l'onde coupée de tension de choc sur les bornes primaires

L'essai doit être effectué en polarité négative seulement et combiné avec l'essai au choc de foudre de polarité négative de la façon indiquée ci-après.

La tension doit être un choc de foudre normal, tel que défini dans la CEI 60060-1, coupé entre 2 μ s et 5 μ s. Le circuit de coupure doit être tel que l'amplitude de l'oscillation de polarité opposée du choc enregistré soit limitée à environ 30 % de la valeur de crête.

La tension d'essai des chocs pleins doit avoir la valeur appropriée, indiquée au Tableau 2, en fonction de la tension la plus élevée pour le matériel et du niveau d'isolement spécifié.

La tension d'essai des chocs coupés doit être conforme à 5.3.3.2.

La séquence d'application des chocs doit être la suivante:

a) pour les transformateurs de mesure avec une valeur de $U_m < 300$ kV:

- un choc plein;
- deux chocs coupés (quatre chocs coupés pour les transformateurs de tension non reliés à la terre);

- quatorze chocs pleins.

Pour les transformateurs de tension non reliés à la terre, deux chocs coupés et environ la moitié des 15 chocs pleins doivent être appliqués sur chaque borne.

b) pour les transformateurs de mesure avec une valeur de $U_m \geq 300$ kV:

- un choc plein;
- deux chocs coupés;
- deux chocs pleins.

Des différences dans la forme de l'onde en onde pleine avant et après les chocs coupés sont une indication de défaut interne.

Des contournements pendant les chocs coupés le long de l'isolation externe autorégénératrice doivent être négligés dans l'évaluation du comportement de l'isolation.

7.4.2 Essai aux chocs coupés multiples sur les bornes primaires

Il convient d'effectuer l'essai pour attester de la conformité à 6.8.

L'essai doit être effectué en appliquant des chocs multiples de polarité négative coupés près de la crête.

La tension d'essai doit être appliquée entre les bornes des bornes primaires (reliées entre elles) et la terre pour les transformateurs de courant, et entre les bornes primaires haute tension et les bornes de terre primaires pour les transformateurs de tension reliés à la terre. Le châssis, la cuve (s'il y a lieu), le noyau (s'il est prévu de le mettre à la terre) et toutes les bornes d'enroulement(s) secondaire(s) doivent être reliés à la terre.

- La valeur de crête prescrite de la tension d'essai doit être de 70 % de la tension de tenue assignée au choc de foudre. Il convient que le front du choc de la tension d'essai soit de 1,2/50 μ s onde.
- La durée virtuelle de la chute de tension, mesurée conformément à la CEI 60060-1, ne doit pas dépasser 0,5 μ s et le circuit doit être tel que l'amplitude de l'oscillation de polarité opposée du choc soit d'environ 30 % de la tension de crête prescrite.

600 chocs consécutifs doivent être appliqués, à un rythme d'environ 1 choc/min.

NOTE Le nombre de chocs pourrait être réduit à 100, par accord entre le constructeur et l'acheteur.

La forme d'onde doit être enregistrée au début de l'essai et à la fin de l'essai, ainsi qu'après chaque série de 100 chocs.

Il convient que les critères d'évaluation du résultat soient fondés sur les éléments suivants:

- il convient que la comparaison des tensions de choc enregistrées au début et après chaque série de 100 chocs ne mette pas en évidence toute modification qui pourrait être attribuée à des décharges internes;
- il convient que le niveau des décharges partielles mesurées ne dépasse pas les valeurs du Tableau 3;
- la mesure de la capacité et du facteur de dissipation diélectrique doit être effectuée avant et après au moins 24 heures à partir de la fin de l'essai. Il convient que les résultats soient les mêmes, sauf l'incertitude attribuée à la méthode d'essai utilisée et aux effets des grandeurs négligeables qui peuvent influencer les résultats (par exemple température des matériaux isolants);
- l'augmentation des gaz dissous dans l'huile, mesurée 72 h après l'essai, ne doit pas dépasser les valeurs suivantes:
 - hydrogène (H_2): 20 μ l/l (niveau détectable minimal 3 μ l/l),

- méthane (CH_4): 5 $\mu\text{l/l}$ (niveau détectable minimal: 0,1 $\mu\text{l/l}$),
- acétylène (C_2H_2): 1 $\mu\text{l/l}$ (niveau détectable minimal: 0,1 $\mu\text{l/l}$).

Il convient que la procédure d'échantillonnage de l'huile soit conforme à la CEI 60567.

Lorsque l'une des exigences indiquées n'est pas satisfaite, le transformateur de mesure doit être considéré comme n'ayant pas satisfait à l'essai.

7.4.3 Mesure de la capacité et du facteur de dissipation diélectrique

Le but principal est de contrôler l'uniformité de la fabrication. Les limites des variations admissibles peuvent être l'objet d'un accord entre constructeur et acheteur.

L'essai doit être effectué après l'essai de tenue à fréquence industrielle sur les bornes primaires. Pour un transformateur de tension, cet essai doit s'appliquer à la fois avant et après.

Le facteur de dissipation diélectrique dépend de la conception de l'isolation et à la fois de la tension et de la température. Sa valeur à $U_m / \sqrt{3}$ et à la température ambiante ne dépasse pas normalement 0,005.

L'essai doit être effectué avec le transformateur de mesure à la température ambiante, la valeur de cette température doit être enregistrée.

Les valeurs de la capacité et du facteur de dissipation diélectrique ($\tan \delta$) doivent se référer à la fréquence assignée et à un niveau de tension dans la plage de 10 kV à $U_m / \sqrt{3}$.

NOTE L'essai du facteur de dissipation diélectrique n'est pas applicable aux transformateurs de mesure à isolation gazeuse.

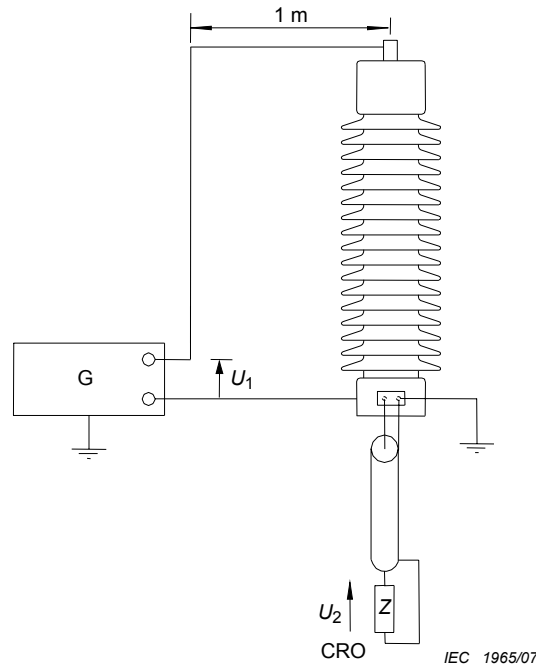
7.4.4 Essai de surtensions transmises

Cet essai est réalisé pour prouver la conformité avec 6.11.4.

Une impulsion basse tension (U_1) doit être appliquée entre l'une des bornes primaires et la terre (voir Figure 9).

Pour les transformateurs de mesure pour les postes sous enveloppe métallique à isolation gazeuse (GIS), l'impulsion doit être appliquée à travers un adaptateur de câble coaxial de 50 Ω , suivant la Figure 10. L'enveloppe de la section de l'appareillage à isolation gazeuse doit être connectée à la terre comme prévu en service.

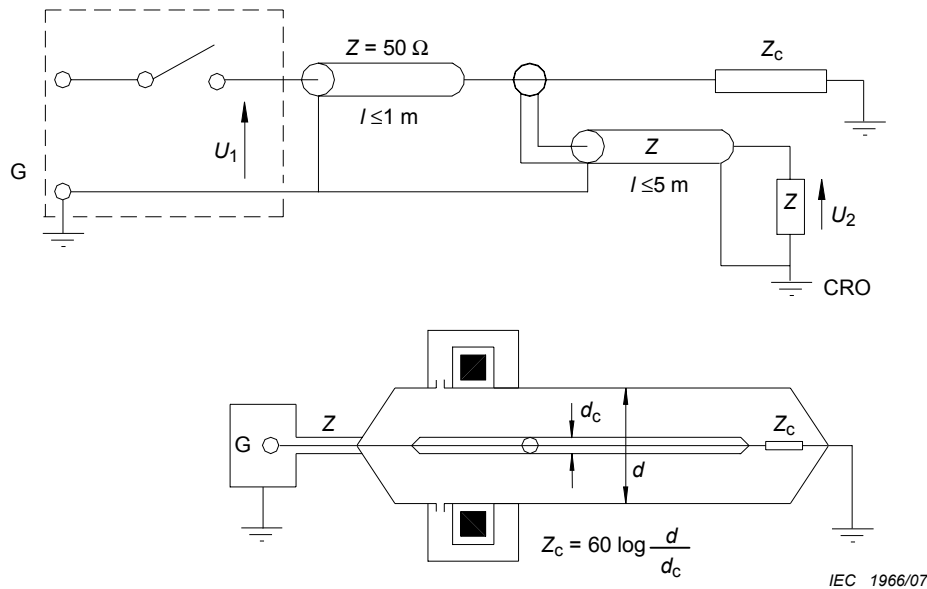
Pour les autres applications, le circuit d'essai doit être tel que décrit à la Figure 9.



Légende

- G Générateur d'essai
 U_1 Tension d'essai
 U_2 Tension transmise
 CRO Oscilloscope

Figure 9 – Mesure des surtensions transmises: configuration d'essai générale



- G Générateur d'essai
 Z Bout de ligne à orifice coaxial 50 Ω
 CRO Oscilloscope à rayons cathodiques: (Cathode Ray Oscilloscope)
 U_1 Tension d'essai
 U_2 Tension transmise
 Z Câble coaxial 50 Ω
 Z_c Charge

**Figure 10 – Mesure des surtensions transmises:
 circuit d'essai et installation d'essai de l'appareillage à isolation gazeuse
 (transformateur de tension)**

La ou les bornes du ou des enroulements secondaires destinées à être mises à la terre doivent être connectées au châssis et à la terre.

La tension transmise (U_2) doit être mesurée aux bornes secondaires ouvertes, via un câble coaxial de $50\ \Omega$ relié à un oscilloscope d'impédance d'entrée de $50\ \Omega$, à bande passante de 100 MHz ou davantage et ayant une lecture de la tension en valeur crête.

NOTE 1 D'autres méthodes d'essai permettant d'assurer des mesures non intrusives peuvent être convenues entre constructeurs et acheteurs.

Si le transformateur de mesure comprend plus d'un enroulement secondaire, la mesure doit être réalisée successivement sur chacun des enroulements.

Dans le cas d'enroulements secondaires avec prises intermédiaires, la mesure ne doit être effectuée que sur la prise correspondant à l'enroulement complet.

Les surtensions transmises à l'enroulement secondaire (U_s) pour les surtensions spécifiées (U_p) appliquées à l'enroulement primaire doivent être calculées comme suit:

$$U_s = U_p \times U_2/U_1$$

En cas d'oscillations sur la crête, il est recommandé de tracer une courbe moyenne, dont l'amplitude maximale est considérée comme la valeur crête U_1 pour le calcul de la tension transmise.

NOTE 2 La fréquence et l'amplitude des oscillations de l'onde de tension peuvent affecter la tension transmise.

Le transformateur de mesure est considéré comme ayant réussi l'essai si la valeur de la surtension transmise n'excède pas les limites données au Tableau 9.

7.4.5 Essais mécaniques

Les essais sont effectués pour démontrer qu'un transformateur de mesure est capable de satisfaire aux exigences spécifiées en 6.7.

Le transformateur de mesure doit être complètement monté et installé en position verticale, avec le châssis fixé de façon rigide.

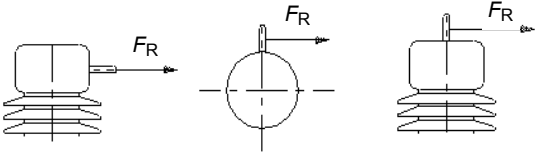
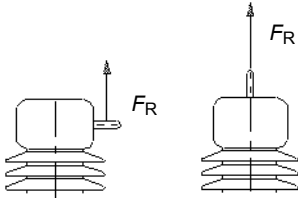
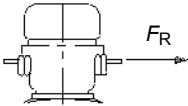
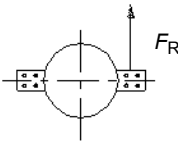
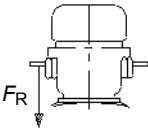
Les transformateurs de mesure immergés dans un liquide doivent être remplis avec le liquide isolant spécifié et soumis à la pression de fonctionnement.

Les transformateurs de mesure indépendants à isolation gazeuse doivent être remplis du gaz approprié ou d'un mélange gazeux à la pression de remplissage assignée.

Pour chacune des conditions indiquées dans le Tableau 12, les charges d'essai doivent être augmentées de manière progressive entre 30 s à 90 s aux valeurs de charge d'essai selon le Tableau 7. Quand la valeur est atteinte, elle sera maintenue pendant au moins 60 s. Pendant ce temps la déviation doit être mesurée. La charge d'essai doit alors être libérée de manière progressive et la déviation résiduelle doit être enregistrée.

Le transformateur de mesure doit être considéré comme ayant satisfait à l'essai si aucun dommage n'est apparent (déformation, rupture ou fuite).

Tableau 12 – Modalités d'application des charges d'essai à appliquer aux bornes de ligne primaires

Type de transformateur de mesure	Modalité d'application	
Avec une borne de tension	Horizontale	
	Verticale	
Avec des bornes à traversée de courant	Horizontale à chaque borne	
		
	Verticale à chaque borne	
La charge d'essai doit être appliquée au centre de la borne.		

7.4.6 Essai de défaut d'arc interne

Il convient d'effectuer l'essai pour attester de la conformité à 6.9. Le transformateur de mesure doit être équipé de tous ses accessoires et doit être monté pour simuler les conditions de service.

La base du transformateur doit être montée sur un socle d'au moins 500 mm de haut. Pour les transformateurs de mesure à isolation gazeuse, la pression de remplissage ne doit pas être inférieure à la pression de remplissage assignée à 20 °C.

Pour l'essai de défaut d'arc interne, une zone de confinement entourant l'objet en essai pour les parties projetées doit être définie. Le diamètre de cette zone doit être égal au diamètre du transformateur (dimension la plus grande), auquel il faut ajouter deux fois la hauteur du spécimen, avec un diamètre minimal de 2 m.

L'essai doit être effectué avec le transformateur initialement à la température ambiante.

La fréquence du courant d'essai doit être comprise entre 48 Hz et 62 Hz.

Le courant d'essai doit être celui spécifié en 6.9.

Les tolérances admises sont les suivantes:

- $\pm 5\%$ sur la valeur efficace ;
- $\pm 5\%$ sur la durée.

La puissance de l'alimentation doit être suffisante pour maintenir le courant de défaut d'arc pratiquement sinusoïdal pendant toute la durée de l'essai.

L'arc à l'intérieur de l'objet en essai peut être initié par un fil de 1 mm à 3 mm de diamètre placé entre le blindage à haute et à basse tensions à travers l'isolation principale ou au moyen d'un dispositif équivalent.

Pour les transformateurs de mesure à isolation gazeuse, l'initiation de l'arc peut être située dans la zone soumise aux contraintes diélectriques les plus élevées.

Pour les transformateurs de mesure immergés dans l'huile, l'emplacement de l'initiation de l'arc doit faire l'objet d'un accord entre le constructeur et l'acheteur.

NOTE Pour les transformateurs de courant immergés dans l'huile à noyau supérieur, dans de nombreux cas, la zone dans laquelle les défaillances en service sont initiées est située dans la partie supérieure de l'isolation principale. Pour les transformateurs de mesure immergés dans l'huile en épingle à cheveux, cette zone est généralement située dans la partie inférieure de l'isolation principale.

Le transformateur de mesure est considéré comme ayant subi avec succès l'essai si les critères de performance décrits en 6.9 sont satisfaits.

Dans le cas où un transformateur de mesure de conception similaire est déjà qualifié, le constructeur doit fournir les documents démontrant la capacité du transformateur de mesure non qualifié à résister à un défaut d'arc interne sans effectuer d'essais supplémentaires.

7.4.7 Essais d'étanchéité de l'enveloppe à basse et haute températures

L'essai d'étanchéité sur l'enveloppe des transformateurs de mesure à isolation gazeuse doit attester de la conformité aux exigences données en 6.2.4.2 et doit être réalisé sur un transformateur complet aux limites extrêmes spécifiées de la catégorie de température.

La méthode doit être la méthode par accumulation pour les systèmes à pression autonome, comme spécifié par la CEI 60068-2-17 (méthode d'essai 1 de l'essai Qm).

Toute ouverture présente sur l'enveloppe du transformateur doit être scellée avec le dispositif d'étanchéité d'origine.

La position du transformateur peut être différente de la position de service en raison des limitations physiques de l'enceinte climatique.

La température ambiante doit être mesurée avec au moins trois capteurs situés à environ 0,3 m du transformateur et répartis de façon égale le long de sa hauteur.

L'essai doit débuter après une durée d'au moins 1 h à partir du remplissage du transformateur de mesure, afin de permettre une stabilisation du débit de fuite.

Les deux séries d'essais doivent être réalisées de la façon suivante:

- la mesure du taux de fuite doit être effectuée à la température ambiante (20 ± 10) °C;
- la température de l'enceinte climatique doit être diminuée (ou augmentée) jusqu'à la limite inférieure (ou supérieure) correspondant à la catégorie de température du transformateur à un rythme moyen de ± 10 K/h;
- le transformateur doit être maintenu aux températures minimales (ou maximales) pendant au moins 24 h, avec une tolérance de ± 5 K, avant de prendre la mesure du taux de fuite;
- la mesure du taux de fuite est effectuée à basse (ou haute) température;
- la température de l'enceinte climatique doit être augmentée (ou diminuée) jusqu'à la température ambiante à un rythme moyen de ± 10 K/h;
- la mesure du taux de fuite après la stabilisation du transformateur doit être effectuée à la température ambiante (20 ± 10) °C.

7.4.8 Essai de la mesure du point de rosée

La mesure du point de rosée du gaz doit être déterminée 24 h après le remplissage de gaz, comme un essai individuel de série ou un essai sur prélèvements, afin d'attester de la conformité aux exigences données en 6.2.2.

La détermination du point de rosée doit être effectuée conformément à la CEI 60376 ou à la CEI 60480, 24 h après un nouveau remplissage.

Sauf convention contraire, le choix de la modalité d'essai est laissé au constructeur.

7.4.9 Essai de corrosion

7.4.9.1 Procédure d'essai

Il convient d'effectuer un essai de corrosion spécifique selon la norme CEI appropriée ; référence est faite à la CEI 60068-1.

L'essai peut être effectué sur des modèles représentatifs utilisant les mêmes matériaux que le transformateur de mesure à l'étude.

EXEMPLE

- L'équipement soumis aux essais doit être soumis aux essais d'environnement Ka (brouillard salin), conformément à la CEI 60068-2-11. La durée de l'essai est de 168 h.
- De plus, pour les surfaces peintes, la résistance aux atmosphères humides contenant du dioxyde de soufre doit être soumise aux essais, conformément à l'ISO 3231.

7.4.9.2 Conditions de réussite aux essais

- L'étanchéité du modèle représentatif ne doit pas être affectée par la corrosion, par un examen visuel ou par des mesures.
- Si la surface est peinte, aucune trace de dégradation ne doit être mise en évidence.
- La fonctionnalité concernée du modèle représentatif ne doit pas être affectée.
- Le démontage des ensembles ne doit pas être affecté.
- Il convient d'indiquer le degré de corrosion éventuel dans le rapport d'essai.

7.4.10 Essais relatifs aux risques du feu

Voir l'Annexe C.

7.5 Essais sur prélèvements

Voir l'Annexe D.

8 Règles pour le transport, le stockage, le montage, l'exploitation et la maintenance

Voir l'Annexe B.

9 Sécurité

L'appareil à haute tension ne peut être sûr que s'il est installé selon les règles d'installation applicables, et utilisé et entretenu selon les instructions du constructeur en termes:

- d'aspects électriques ;
- d'aspects mécaniques ;
- d'aspects thermiques.

L'appareil à haute tension doit être mis en fonctionnement et entretenu uniquement par des personnes compétentes. Lorsque cela est possible, l'appareil doit être accessible seulement à de telles personnes compétentes mais lorsque l'approche des transformateurs de mesure n'est pas limitée, des mesures de sécurité complémentaires peuvent être nécessaires.

10 Influence des produits sur l'environnement naturel

La nécessité de réduire l'impact des transformateurs de mesure au cours de toutes les phases de leur vie sur l'environnement naturel est à présent reconnue.

Le guide CEI 109 donne des lignes directrices à cet égard en termes d'impacts sur le cycle de vie et de recyclage, et de mise au rebut en fin de vie.

Il appartient au constructeur de spécifier les informations concernant les aspects environnementaux du transformateur de mesure au cours de la vie en service, le démontage et la mise au rebut de l'appareil.

Annexe A (normative)

Identification du spécimen d'essai

A.1 Généralités

Les données et plans qui suivent doivent être, si applicable, soumis par le constructeur au laboratoire d'essai, pour chaque échantillon d'essai (mais pas nécessairement inclus dans le rapport d'essai). Les informations à inclure dans le rapport d'essai sont fournies en 7.2.1.2.

A.2 Données

- nom du constructeur;
- désignation du type, les caractéristiques assignées et le numéro de série du transformateur de mesure;
- description générale du transformateur de mesure;
- caractéristiques assignées des éléments de remplacement et dispositifs de protection éventuels.

A.3 Plans

Exemple de plan à soumettre

Plans à soumettre	Contenu du plan (selon le cas)
Schéma de circuit	Désignation de type des composants principaux
Description générale	Dimensions hors tout Enveloppe(s) Dispositifs limiteurs de pression Parties conductrices du circuit principal Connexions de mise à la terre Distances d'isolement par rapport à la terre Type et niveau d'isolement liquide ou gazeux Emplacement et désignation de type des isolateurs
Plans de détail des isolateurs	Matériau Dimensions (y compris le profil et les lignes de fuite)
Plans de détail des parties du circuit principal et des composants associés	Dimensions et matériau des parties principales Détails des bornes (dimensions, matériaux primaires et secondaires)
Schéma électrique des circuits auxiliaires et de commande (si applicable)	Désignation de type de tous les composants

Annexe B (informative)

Règles pour le transport, le stockage, le montage, l'exploitation et la maintenance

B.1 Généralités

Il est impératif que le transport, le stockage et l'installation des transformateurs de mesure, ainsi que leur exploitation et leur maintenance en service, soient effectués en conformité avec les instructions données par le constructeur.

C'est pourquoi il convient que le constructeur fournisse à temps des instructions pour le transport, le stockage, l'installation, l'exploitation et la maintenance des transformateurs de mesure.

B.2 Conditions applicables au transport, au stockage et à l'installation

Il convient de prévoir un accord spécial entre le constructeur et l'acheteur si les conditions de service définies dans la commande ne peuvent pas être garanties au cours du transport et du stockage. Il peut être nécessaire de prendre des précautions spéciales pour la protection de l'isolation pendant le transport, le stockage et l'installation, et avant la mise sous tension, en vue d'éviter l'absorption d'humidité due par exemple à la pluie, à la neige ou à la condensation. Il convient de prendre en compte les vibrations pendant le transport. Il convient de fournir des instructions appropriées.

Il convient de remplir les transformateurs de mesure à isolation gazeuse à une pression suffisante pour maintenir une pression positive au cours du transport. Une pression de remplissage en usine de $1,3 \times 10^5$ Pa abs à 20 °C est appropriée pour toutes les catégories de températures des transformateurs de mesure de la CEI.

B.3 Installation

B.3.1 Généralités

Pour chaque type de transformateur de mesure, il convient que les instructions d'installation fournies par le constructeur comprennent au moins les éléments cités ci-après.

B.3.2 Déballage et levage

Il convient que les informations nécessaires soient fournies pour procéder au déballage et au levage en toute sécurité, et qu'elles incluent des indications détaillées sur les dispositifs de levage et de positionnement spéciaux à employer.

Lors de l'arrivée sur le site et avant le remplissage final, il convient de contrôler le transformateur de mesure, conformément aux instructions du constructeur. Pour les transformateurs de mesure à isolation gazeuse, il convient que la pression du gaz mesurée à la température ambiante soit au-dessus de la pression atmosphérique.

B.3.3 Assemblage

Lorsque le transformateur de mesure n'est pas entièrement assemblé pour le transport, il convient que toutes les unités de transport soient clairement identifiées. Il convient que des

dessins illustrant l'assemblage de ces éléments soient fournis avec le transformateur de mesure.

B.3.4 Montage

Il convient que les instructions de montage du transformateur de mesure, des dispositifs de manœuvre et de l'équipement auxiliaire comprennent des informations suffisamment détaillées sur l'emplacement et les fondations afin de permettre la préparation du site.

B.3.5 Connexions

Il convient que les instructions comprennent des renseignements sur:

- a) le branchement des conducteurs, en donnant les conseils nécessaires pour éviter la surchauffe et les contraintes inutiles sur le transformateur de mesure et en indiquant les distances de dégagement appropriées;
- b) le raccordement des circuits auxiliaires;
- c) la connexion des systèmes de liquide ou de gaz, le cas échéant, en indiquant la dimension et la disposition des canalisations;
- d) le raccordement à la terre;
- e) le type de câble à relier aux bornes secondaires: il convient que le constructeur indique un câble recommandé.

B.3.6 Inspection finale de l'installation

Il convient que des instructions soient fournies quant à l'inspection et aux essais qu'il convient de conduire après que le transformateur de mesure a été installé et que toutes les connexions ont été effectuées.

Il convient que ces instructions comprennent:

- un programme des essais sur site recommandés pour s'assurer du bon état de fonctionnement;
- les modes opératoires à appliquer pour effectuer les réglages éventuels afin d'assurer le bon fonctionnement du transformateur;
- des recommandations sur les mesures qu'il convient d'effectuer et d'enregistrer pour planifier les tâches de maintenance;
- des instructions sur l'inspection finale et la mise en service.

NOTE En cas d'utilisation d'un système optique, il est essentiel de vérifier son intégrité et de conduire des essais de fonctionnement au cours de l'inspection finale afin de s'assurer que la fibre n'a subi aucun dommage physique au cours de l'installation.

Il convient d'enregistrer les résultats des essais et de l'examen dans un rapport relatif aux essais.

Il convient de soumettre les transformateurs de mesure à isolation gazeuse à la vérification finale suivante:

- Mesure de la pression du gaz

Il convient que la pression du gaz mesurée à la fin du remplissage et les conditions atmosphériques normalisées (20 °C et 101,3 kPa) ne soient pas inférieures à la pression assignée de remplissage.

- Mesure du point de rosée

Il convient que la mesure du point de rosée du gaz à la pression assignée de remplissage ne dépasse pas -5 °C lorsqu'il est mesuré à 20 °C. Il convient d'appliquer les corrections adéquates pour la mesure aux autres températures.

– Vérification de l'étanchéité de l'enveloppe

Il convient de réaliser la vérification à l'aide de la méthode de vérification pour les systèmes à pression autonome, comme spécifié pour l'essai individuel de série (voir 7.3.7.1). Il convient de débiter la vérification au moins 1 h après le remplissage du transformateur, afin d'atteindre une stabilisation du débit de fuite. La vérification peut être limitée aux joints, aux dispositifs à surpression, aux soupapes, aux bornes, aux manomètres, aux capteurs de température, etc., en utilisant un détecteur de fuites approprié.

B.4 Fonctionnement

Il convient que les instructions données par le constructeur contiennent les informations suivantes:

- une description générale de l'équipement avec une attention particulière à la description technique de ses caractéristiques et de l'ensemble des caractéristiques fonctionnelles, de façon à ce que l'acheteur ait une compréhension globale des principes de base appliqués;
- le courant de réveil minimal (le cas échéant);
- une description des fonctions de protection de l'équipement et de leur fonctionnement;
- le cas échéant, une description des mesures à prendre pour manipuler l'équipement à des fins de maintenance et d'essai.

B.5 Maintenance

Généralités

L'efficacité de la maintenance dépend essentiellement de la manière dont les instructions sont préparées par le constructeur et appliquées par l'acheteur.

Recommandations au constructeur

- a) Il est recommandé au constructeur de fournir un manuel de maintenance comprenant les renseignements suivants:
- 1) fréquence et durée effective des interventions de maintenance;
 - 2) description détaillée des travaux de maintenance;
 - emplacement recommandé pour les travaux de maintenance (intérieur, extérieur, en usine, sur site, etc.);
 - modes opératoires à appliquer pour l'inspection générale, les essais de diagnostic, l'inspection détaillée, la révision, le contrôle de la fonctionnalité (par exemple: valeurs limites et tolérances, efficacité des composants optoélectroniques);
 - renvoi aux plans et dessins;
 - référence aux numéros de pièces (le cas échéant);
 - utilisation d'équipements ou d'outils spéciaux (agents de nettoyage et de dégraissage);
 - précautions à observer (par exemple, propreté).
 - 3) Dessins détaillés des éléments du transformateur de mesure importants pour la maintenance, avec une identification claire des assemblages, des sous-ensembles et des parties significatives (numéros des ensembles et description);

NOTE Des dessins agrandis des détails qui indiquent la position relative des composants dans les ensembles ou sous-ensembles sont une méthode d'illustration recommandée.

- 4) liste des pièces de rechange recommandées (description, numéro de référence, quantité etc.) et conseils pour le stockage;
 - 5) estimation de la durée d'intervention pour la maintenance;
 - 6) comment traiter l'équipement à la fin de son cycle de vie en tenant compte des exigences relatives à la protection de l'environnement.
- b) Il convient que le constructeur informe les utilisateurs sur les particularités du transformateur de mesure et sur les actions correctives nécessaires en cas de défauts ou pannes le cas échéant.
- c) Disponibilité des pièces de rechange: il convient que le constructeur s'engage à assurer la disponibilité permanente des pièces de rechange recommandées nécessaires aux travaux de maintenance pour une période d'au moins 10 ans à compter de la date de fabrication finale du transformateur de mesure.

Recommandations à l'acheteur

- a) Si l'acheteur souhaite effectuer sa propre maintenance, il convient qu'il s'assure que son personnel soit qualifié de façon appropriée et qu'il a une connaissance approfondie du transformateur de mesure.
- b) Il convient que l'acheteur enregistre les informations suivantes:
- le numéro de série et le type du transformateur de mesure;
 - la date de mise en service du transformateur de mesure;
 - les résultats de l'ensemble des mesures et des essais, y compris des essais de diagnostic, effectués au cours de la durée de vie du transformateur de mesure;
 - les dates et l'ampleur des travaux de maintenance conduits;
 - l'historique d'exploitation incluant les enregistrements des mesures du transformateur de mesure pendant et après une condition de service spéciale (par exemple: état de fonctionnement avant et après une panne);
 - des renvois à un compte-rendu de panne éventuel.
- c) En cas de panne ou de défaillance, il convient que l'acheteur établisse un compte-rendu de panne et informe le constructeur en indiquant les circonstances spéciales et les mesures effectuées. Selon la nature de la défaillance, il convient d'en effectuer une analyse en collaboration avec le constructeur.
- d) En cas de démontage pour une réinstallation à l'avenir, l'acheteur doit enregistrer la durée et les conditions de stockage.

B.6 Compte-rendu de panne

Le compte-rendu de panne a pour objet de normaliser l'enregistrement des pannes du transformateur de mesure aux fins suivantes:

- décrire la panne en employant une terminologie courante;
- fournir des informations pour les statistiques de l'acheteur;
- transmettre des informations en retour significatives au constructeur.

On trouvera ci-après des indications utiles pour l'établissement d'un compte-rendu de panne.

Il convient que le compte-rendu de panne inclue les informations suivantes lorsqu'elles sont disponibles:

a) Une identification du transformateur de mesure en défaut:	
– nom du poste;	
– identification du transformateur de mesure (constructeur, type, numéro de série, valeurs assignées);	
– famille de transformateurs de mesure (isolement par huile ou SF6, autonome ou à la barre omnibus, couplé mécaniquement ou non à un disjoncteur);	
– technologie de transformateur de mesure utilisée (bobine à air, bobine à noyau de fer, optique);	
– emplacement (intérieur, extérieur);	
– enveloppe.	
b) Historique du transformateur de mesure:	
– historique du stockage;	
– date de la mise en service du matériel;	
– date de la panne/défaillance;	
– date de la dernière intervention de maintenance;	
– date du dernier contrôle visuel de l'indicateur de niveau d'huile;	
– détails des modifications apportées à l'équipement depuis sa date de fabrication;	
– situation du transformateur de mesure au moment de la découverte de la défaillance / du défaut (en service, en maintenance, etc.).	
c) Identification du sous-ensemble/composant responsable de la défaillance / du défaut primaire:	
– composants soumis à des tensions élevées;	
– circuits de commande et circuits auxiliaires;	
– autres composants.	
d) Contraintes supposées contribuer à la défaillance / au défaut	
– conditions d'environnement (température, vent, neige, glace, pollution, foudre, etc.);	
– conditions du réseau (opérations de manœuvre, défaillance d'autres matériels, etc.);	
– autres.	
e) Classification de la défaillance / du défaut	
– panne majeure;	
– panne mineure;	
– défaut.	
f) Origine et cause de la défaillance / du défaut	
– origine (mécanique, électrique, électronique, étanchéité le cas échéant);	
– cause d'après la personne ayant établi le rapport (conception, fabrication, instructions incorrectes, montage défectueux, maintenance incorrecte, contraintes hors spécifications, etc.).	
g) Conséquences de la défaillance ou du défaut	
– temps d'indisponibilité du transformateur de mesure;	
– dépense de temps pour la réparation;	
– frais de main-d'œuvre;	
– frais de pièces de rechange.	

Le compte-rendu de panne peut inclure les informations suivantes:

- dessins, croquis;
- photographies des composants défectueux;
- schéma unifilaire de la station;
- registres ou relevés;
- renvois au guide de maintenance.

Annexe C (informative)

Risques de feu

C.1 Risque de feu

Comme le risque de feu est présent, il convient de réduire la probabilité d'incendie dans les conditions d'usage normal, et même dans les cas prévisibles d'usage anormal, de mauvais fonctionnement et de défaillance.

Le premier objectif est de prévenir la naissance du feu provoquée par un constituant électrique sous tension. Le deuxième objectif est de limiter les effets du feu.

Si possible, il convient que les matériaux soient choisis ou les parties conçues de façon à retarder la propagation du feu dans l'équipement et à réduire les effets nuisibles sur l'environnement local.

Dans les cas où la performance de produit nécessite l'utilisation de matériaux inflammables, il convient que la conception du produit prenne en compte le retard de flamme, si applicable.

Il convient que les informations fournies par le constructeur permettent à l'acheteur de réaliser une évaluation des risques en fonctionnement normal et anormal.

Des lignes directrices sont données au Tableau C.1.

Tableau C.1 – Risques de feu des produits électrotechniques

Guide pour l'évaluation des risques du feu	Minimalisation des risques toxiques dus à des feux
CEI 60695-1-1	CEI 60695-7-1

C.2 Essais relatifs aux risques de feu

Si nécessaire, selon la CEI 60695-1-30 et la CEI 60695-7-1.

Annexe D (informative)

Essai sur prélèvements

D.1 Définition de l'essai sur prélèvements

Essai de type ou spécial choisi, réalisé sur un ou plusieurs transformateurs de mesure complets provenant d'un lot de production spécifié.

D.2 Essais sur prélèvements

Afin de contrôler l'adéquation requise de la production de série, il convient que le constructeur définisse, exécute et documente le programme d'essais sur prélèvements, conformément aux quantités de production (par exemple chaque groupe de 300 unités de même type définies par les rapports d'essai de même type).

L'essai sur prélèvements recommandé est l'essai au choc de foudre sur les bornes primaires.

Bibliographie

CEI 60028: *Spécification internationale d'un cuivre-type recuit*

CEI 60038: *Tensions normales de la CEI*

CEI 60068-2 : *Essais d'environnement – Partie 2-1: Essais - Essai A: Froid*

CEI 60071-2 : *Coordination de l'isolement – Partie 2: Guide d'application*

CEI 60121 : *Recommandation concernant les fils en aluminium recuit industriel pour conducteurs électriques*

CEI 60255-22-1: *Relais électriques – Partie 22-1: Essais d'influence électrique concernant les relais de mesure et dispositifs de protection – Essais d'immunité à l'onde oscillatoire amortie 1 MHz*

CEI 60565: *Acoustique sous-marine – Hydrophones – Etalonnage dans la bande de fréquences de 0,01 Hz à 1 MHz*

CEI 60599: *Matériels électriques imprégnés d'huile minérale en service – Guide pour l'interprétation de l'analyse des gaz dissous et des gaz libres*

CEI 60660: *Isolateurs – Essais des supports isolants d'intérieur en matière organique destinés à des installations de tension nominale supérieure à 1 000 V jusqu'à 300 kV non compris*

CEI 60664-1: *Coordination de l'isolement des matériels dans les systèmes (réseaux) à basse tension – Partie 1: Principes, exigences et essais*

CEI 60869: *Atténuateurs à fibres optiques – Partie 1: Spécification générique*

CEI 60943: *Guide concernant l'échauffement admissible des parties des matériels électriques, en particulier les bornes de raccordement*

CEI 61000 (toutes les parties): *Compatibilité électromagnétique (CEM)*

CEI 61109: *Isolateurs composites destinés aux lignes aériennes à courant alternatif de tension nominale supérieure à 1000 V – Définitions, méthodes d'essai et critères d'acceptation*

CEI 61161: *Ultrasons – Mesurage de puissance – Balances de forces de rayonnement et exigences de fonctionnement*

CEI 61181: *Matériels électriques imprégnés d'huile minérale – Application de l'analyse des gaz dissous (AGD) lors d'essais en usine de matériels électriques*

CEI 62271-100: *Appareillage à haute tension – Partie 100: Disjoncteurs à courant alternatif à haute tension*

CISPR 11: *Appareils industriels, scientifiques et médicaux (ISM) à fréquence radioélectrique - Caractéristiques de perturbations électromagnétiques – Limites et méthodes de mesure*

CISPR 16-1-1: *Spécifications des méthodes et des appareils de mesure des perturbations radioélectriques et de l'immunité aux perturbations radioélectriques – Partie 1-1: Appareils de mesure des perturbations radioélectriques et de l'immunité aux perturbations radioélectriques – Appareils de mesure*

ISO 9001: *Systèmes de management de la qualité – Exigences*

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

3, rue de Varembé
P.O. Box 131
CH-1211 Geneva 20
Switzerland

Tel: + 41 22 919 02 11
Fax: + 41 22 919 03 00
info@iec.ch
www.iec.ch