

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

**Power transformers –
Part 1: General**

**Transformateurs de puissance –
Partie 1: Généralités**



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2011 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 It also gives information on projects, withdrawn and replaced publications.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 60076-1

Edition 3.0 2011-04

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

**Power transformers –
Part 1: General**

**Transformateurs de puissance –
Partie 1: Généralités**

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

PRICE CODE **XB**
CODE PRIX

ICS 29.180

ISBN 978-2-88912-438-1

CONTENTS

FOREWORD.....	5
1 Scope.....	7
2 Normative references	8
3 Terms and definitions	8
3.1 General	8
3.2 Terminals and neutral point	9
3.3 Windings	10
3.4 Rating	11
3.5 Tappings	13
3.6 Losses and no-load current	15
3.7 Short-circuit impedance and voltage drop	16
3.8 Temperature rise	17
3.9 Insulation	17
3.10 Connections	17
3.11 Test classification.....	18
3.12 Meteorological data with respect to cooling	19
3.13 Other definitions	19
4 Service conditions	20
4.1 General.....	20
4.2 Normal service conditions	20
5 Rating and general requirements.....	22
5.1 Rated power.....	22
5.1.1 General	22
5.1.2 Preferred values of rated power.....	22
5.1.3 Minimum power under alternative cooling modes	22
5.1.4 Loading beyond rated power.....	23
5.2 Cooling mode	23
5.3 Load rejection on transformers directly connected to a generator	23
5.4 Rated voltage and rated frequency	23
5.4.1 Rated voltage	23
5.4.2 Rated frequency	23
5.4.3 Operation at higher than rated voltage and/or at other than rated frequency	24
5.5 Provision for unusual service conditions	24
5.6 Highest voltage for equipment U_m and dielectric tests levels.....	25
5.7 Additional information required for enquiry	25
5.7.1 Transformer classification.....	25
5.7.2 Winding connection and number of phases	25
5.7.3 Sound level	26
5.7.4 Transport.....	26
5.8 Components and materials	26
6 Requirements for transformers having a tapped winding.....	27
6.1 General – Notation of tapping range.....	27
6.2 Tapping voltage – tapping current. Standard categories of tapping voltage variation. Maximum voltage tapping.....	27
6.3 Tapping power. Full-power tappings – reduced-power tappings	30

6.4	Specification of tappings in enquiry and order	31
6.4.1	General	31
6.4.2	Constructional specification	31
6.4.3	Functional specification	32
6.5	Specification of short-circuit impedance	32
6.6	Load loss and temperature rise	33
7	Connection phase displacement symbols	34
7.1	Connection and phase displacement symbols for three-phase transformers and for single phase transformers connected in a three phase bank	34
7.1.1	Connection symbol	34
7.1.2	Phase displacement in clock number notation.....	34
7.1.3	Windings not intended to be loaded	35
7.1.4	Reconnectable windings	35
7.1.5	Examples	35
7.2	Connection and phase displacement symbols for single phase transformers not in three phase bank	37
7.2.1	Connection symbol	37
7.2.2	Phase displacement in clock number notation.....	38
7.2.3	Windings not intended to be loaded	38
7.2.4	Reconnectable windings	38
8	Rating plates	39
8.1	General	39
8.2	Information to be given in all cases	39
8.3	Additional information to be given when applicable.....	40
9	Safety, environmental and other requirements	41
9.1	Safety and environmental requirements	41
9.1.1	Liquid leaks	41
9.1.2	Safety considerations	41
9.2	Dimensioning of neutral connection	42
9.3	Liquid preservation system	42
9.4	DC currents in neutral circuits	43
9.5	Centre of gravity marking	43
10	Tolerances	43
11	Tests	44
11.1	General requirements for routine, type and special tests	44
11.1.1	General	44
11.1.2	Routine tests	46
11.1.3	Type tests	46
11.1.4	Special tests.....	47
11.2	Measurement of winding resistance.....	47
11.2.1	General	47
11.2.2	Dry-type transformers.....	47
11.2.3	Liquid-immersed type transformers.....	48
11.3	Measurement of voltage ratio and check of phase displacement.....	48
11.4	Measurement of short-circuit impedance and load loss.....	48
11.5	Measurement of no-load loss and current.....	49
11.6	Measurement of zero-sequence impedance(s) on three-phase transformers.....	50
11.7	Tests on on-load tap-changers – Operation test.....	51

11.8 Leak testing with pressure for liquid immersed transformers (tightness test).....	51
11.9 Vacuum deflection test for liquid immersed transformers	51
11.10 Pressure deflection test for liquid immersed transformers.....	52
11.11 Vacuum tightness test on site for liquid immersed transformers.....	53
11.12 Check of core and frame insulation	53
12 Electromagnetic compatibility (EMC)	53
13 High frequency switching transients.....	54
Annex A (informative) Check list of information to be provided with enquiry and order	55
Annex B (informative) Examples of specifications for transformers with tappings	59
Annex C (informative) Specification of short-circuit impedance by boundaries	63
Annex D (informative) Examples of three-phase transformer connections	64
Annex E (normative) Temperature correction of load loss	67
Annex F (informative) Facilities for future fitting of condition monitoring systems to transformers	68
Annex G (informative) Environmental and safety considerations	69
Bibliography.....	70
Figure 1 – Different types of voltage variation	30
Figure 2 – Illustration of 'clock number' notation	35
Figure 3 – Illustration of 'clock number' notation for transformers with open windings	37
Figure 4 – Illustration of 'clock number' notation	39
Figure C.1 – Example of specification of short-circuit impedance by boundaries	63
Figure D.1 – Common connections	64
Figure D.2 – Additional connections.....	65
Figure D.3 – Designation of connections of three-phase auto-transformers by connection symbols (auto-transformer Ya0)	66
Figure D.4 – Example of three single-phase transformers connected to form a three-phase bank (connection symbol Yd5).....	66
Table 1 – Tolerances	44
Table B.1 – Example of combined voltage variation	60
Table B.2 – Example of functional specification with HV voltage variation.....	61
Table B.3 – Example of functional specification with LV voltage variation	62
Table F.1 – Facilities for condition monitoring	68

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

POWER TRANSFORMERS –**Part 1: General****FOREWORD**

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

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

This third edition cancels and replaces the second edition published in 1993, and its Amendment 1(1999). It is a technical revision.

This edition includes the following significant technical changes with respect to the previous edition:

- addition of a definition of harmonic content;
- addition of a subclause on transport;
- addition of functional method of specification;
- addition of connection symbols for single phase transformers;
- addition of safety and environmental requirements;
- addition of requirements for liquid preservation systems;

- addition of a clause on DC currents;
- addition of vacuum, pressure and leak tests on tanks;
- the requirements formerly in Annex A are now incorporated in the text and Annex A is now an informative checklist;
- informative annexes have been added on facilities for condition monitoring and environmental and safety considerations.

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

FDIS	Report on voting
14/675/FDIS	14/682/RVD

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

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

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

The committee has decided that the contents of this publication will remain unchanged until the stability 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.

POWER TRANSFORMERS –

Part 1: General

1 Scope

This part of IEC 60076 applies to three-phase and single-phase power transformers (including auto-transformers) with the exception of certain categories of small and special transformers such as:

- single-phase transformers with rated power less than 1 kVA and three-phase transformers less than 5 kVA;
- transformers, which have no windings with rated voltage higher than 1 000 V;
- instrument transformers;
- traction transformers mounted on rolling stock;
- starting transformers;
- testing transformers;
- welding transformers;
- explosion-proof and mining transformers;
- transformers for deep water (submerged) applications.

When IEC standards do not exist for such categories of transformers (in particular transformer having no winding exceeding 1000 V for industrial applications), this part of IEC 60076 may still be applicable either as a whole or in part.

This standard does not address the requirements that would make a transformer suitable for mounting in a position accessible to the general public.

For those categories of power transformers and reactors which have their own IEC standards, this part is applicable only to the extent in which it is specifically called up by cross-reference in the other standard. Such standards exist for:

- reactors in general (IEC 60076-6);
- dry-type transformers (IEC 60076-11);
- self-protected transformers (IEC 60076-13);
- gas-filled power transformers (IEC 60076-15);
- transformers for wind turbine applications (IEC 60076-16);
- traction transformers and traction reactors (IEC 60310);
- converter transformers for industrial applications (IEC 61378-1);
- converter transformers for HVDC applications (IEC 61378-2).

At several places in this part it is specified or recommended that an 'agreement' should be reached concerning alternative or additional technical solutions or procedures. Such agreement is made between the manufacturer and the purchaser. The matters should preferably be raised at an early stage and the agreements included in the contract specification.

2 Normative references

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

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

IEC 60076-3:2000, *Power transformers – Part 3: Insulation levels, dielectric tests and external clearances in air*

IEC 60076-5:2006, *Power transformers – Part 5: Ability to withstand short circuit*

IEC 60076-10:2001, *Power transformers – Part 10: Determination of sound levels*

IEC 60076-11:2004, *Power transformers – Part 11: Dry-type transformers*

IEC 60137:2008, *Insulated bushings for alternating voltages above 1 000 V*

IEC 60214-1:2003, *Tap-changers – Part 1: Performance requirements and test methods*

IEC 60296:2003, *Fluids for electrotechnical applications – Unused mineral insulating oils for transformers and switchgear*

IEC 60721-3-4:1995, *Classification of environmental conditions – Part 3: Classification of groups of environmental parameters and their severities – Section 4: Stationary use at non-weatherprotected locations*

ISO 9001:2008, *Quality management systems – Requirements*

3 Terms and definitions

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

NOTE Other terms use the meanings ascribed to them in the International Electrotechnical Vocabulary (IEV).

3.1 General

3.1.1

power transformer

a static piece of apparatus with two or more windings which, by electromagnetic induction, transforms a system of alternating voltage and current into another system of voltage and current usually of different values and at the same frequency for the purpose of transmitting electrical power

[IEC 60050-421:1990, 421-01-01, modified]

3.1.2

auto-transformer

a transformer in which at least two windings have a common part

[IEC 60050-421:1990, 421-01-11]

NOTE Where there is a need to express that a transformer is not auto-connected, use is made of terms such as separate winding transformer, or double-wound transformer (see IEC 60050-421:1990, 421-01-13).

3.1.3**series transformer**

a transformer, other than an autotransformer, of which one winding is intended to be connected in series with a circuit in order to alter its voltage and/or shift its phase. The other winding is an energizing winding

[IEC 60050-421:1990, 421-01-12, modified]

NOTE Series transformers were called booster transformers in earlier editions of this standard.

3.1.4**liquid-immersed type transformer**

a transformer in which the magnetic circuit and windings are immersed in liquid

3.1.5**dry-type transformer**

a transformer in which the magnetic circuit and windings are not immersed in an insulating liquid

[IEC 60050-421:1990, 421-01-16]

3.1.6**liquid preservation system**

system in a liquid-filled transformer by which the thermal expansion of the liquid is accommodated.

NOTE Contact between the liquid and external air may sometimes be diminished or prevented.

3.1.7**specified value**

the value specified by the purchaser at the time of order

3.1.8**design value**

the expected value given by the number of turns in the design in the case of turns ratio or calculated from the design in the case of impedance, no-load current or other parameters

3.1.9**highest voltage for equipment U_m applicable to a transformer winding**

the highest r.m.s. phase-to-phase voltage in a three-phase system for which a transformer winding is designed in respect of its insulation

3.2 Terminals and neutral point**3.2.1****terminal**

a conducting element intended for connecting a winding to external conductors

3.2.2**line terminal**

a terminal intended for connection to a line conductor of a network

[IEC 60050-421:1990, 421-02-01]

3.2.3**neutral terminal**

a) for three-phase transformers and three-phase banks of single-phase transformers:

the terminal or terminals connected to the common point (the neutral point) of a star-connected or zigzag connected winding

b) for single-phase transformers:

the terminal intended for connection to a neutral point of a network

[IEC 60050-421:1990, 421-02-02, modified]

3.2.4

neutral point

the point of a symmetrical system of voltages which is normally at zero potential

3.2.5

corresponding terminals

terminals of different windings of a transformer, marked with the same letter or corresponding symbol

[IEC 60050-421:1990, 421-02-03]

3.3 Windings

3.3.1

winding

the assembly of turns forming an electrical circuit associated with one of the voltages assigned to the transformer

[IEC 60050-421:1990, 421-03-01, modified]

NOTE For a three-phase transformer, the 'winding' is the combination of the phase windings (see 3.3.3).

3.3.2

tapped winding

a winding in which the effective number of turns can be changed in steps

3.3.3

phase winding

the assembly of turns forming one phase of a three-phase winding

[IEC 60050-421:1990, 421-03-02, modified]

NOTE The term 'phase winding' should not be used for identifying the assembly of all coils on a specific leg.

3.3.4

high-voltage winding

HV winding*

the winding having the highest rated voltage

[IEC 60050-421:1990, 421-03-03]

3.3.5

low-voltage winding

LV winding*

the winding having the lowest rated voltage

[IEC 60050-421:1990, 421-03-04]

* The winding which receives active power from the supply source in service is referred to as a 'primary winding', and that which delivers active power to a load as a 'secondary winding'. These terms have no significance as to which of the windings has the higher rated voltage and should not be used except in the context of direction of active power flow (see IEC 60050-421:1990, 421-03-06 and 07). A further winding in the transformer, usually with lower value of rated power than the secondary winding, is then often referred to as 'tertiary winding', see also definition 3.3.8.

NOTE For a series transformer, the winding having the lower rated voltage may be that having the higher insulation level.

3.3.6

intermediate-voltage winding*

a winding of a multi-winding transformer having a rated voltage intermediate between the highest and lowest winding rated voltages

[IEC 60050-421:1990, 421-03-05]

3.3.7

auxiliary winding

a winding intended only for a small load compared with the rated power of the transformer

[IEC 60050-421:1990, 421-03-08]

3.3.8

stabilizing winding

a supplementary delta-connected winding provided in a star-star-connected or star-zigzag-connected transformer to decrease its zero-sequence impedance, see 3.7.3

[IEC 60050-421:1990, 421-03-09, modified]

NOTE A winding is referred to as a stabilizing winding only if it is not intended for three-phase connection to an external circuit.

3.3.9

common winding

the common part of the windings of an auto-transformer

[IEC 60050-421:1990, 421-03-10]

3.3.10

series winding

the part of the winding of an auto-transformer or the winding of a series transformer which is intended to be connected in series with a circuit

[IEC 60050-421:1990, 421-03-11, modified]

3.3.11

energizing winding (of a series transformer)

the winding of a series transformer which is intended to supply power to the series winding

[IEC 60050-421:1990, 421-03-12, modified]

3.3.12

auto-connected windings

the series and common windings of an auto-transformer

3.4 Rating

3.4.1

rating

those numerical values assigned to the quantities which define the operation of the transformer in the conditions specified in this part of IEC 60076 and on which the manufacturer's guarantees and the tests are based

3.4.2

rated quantities

quantities (voltage, current, etc.), the numerical values of which define the rating

NOTE 1 For transformers having tapplings, rated quantities are related to the principal tapping (see 3.5.2), unless otherwise specified. Corresponding quantities with analogous meaning, related to other specific tapplings, are called tapping quantities (see 3.5.9).

NOTE 2 Voltages and currents are always expressed by their r.m.s. values, unless otherwise specified.

3.4.3

rated voltage of a winding

U_r

the voltage assigned to be applied, or developed at no-load, between the terminals of an untapped winding, or of a tapped winding connected on the principal tapping (see 3.5.2), for a three-phase winding it is the voltage between line terminals

[IEC 60050-421:1990, 421-04-01, modified]

NOTE 1 The rated voltages of all windings appear simultaneously at no-load when the voltage applied to one of them has its rated value.

NOTE 2 For single-phase transformers intended to be connected in star to form a three-phase bank or to be connected between the line and the neutral of a three phase system, the rated voltage is indicated as the phase-to-phase voltage, divided by $\sqrt{3}$ for example $400/\sqrt{3}$ kV.

NOTE 3 For single phase transformers intended to be connected between phases of a network, the rated voltage is indicated as the phase-to-phase voltage.

NOTE 4 For the series winding of a three-phase series transformer, which is designed as an open winding (see 3.10.5), the rated voltage is indicated as if the windings were connected in star.

3.4.4

rated voltage ratio

the ratio of the rated voltage of a winding to the rated voltage of another winding associated with a lower or equal rated voltage

[IEC 60050-421:1990, 421-04-02, modified]

3.4.5

rated frequency

f_r

the frequency at which the transformer is designed to operate

[IEC 60050-421:1990, 421-04-03, modified]

3.4.6

rated power

S_r

conventional value of apparent power assigned to a winding which, together with the rated voltage of the winding, determines its rated current

NOTE Both windings of a two-winding transformer have the same rated power which by definition is the rated power of the whole transformer.

3.4.7

rated current

I_r

the current flowing through a line terminal of a winding which is derived from rated power S_r and rated voltage U_r for the winding

[IEC 60050-421:1990, 421-04-05, modified]

NOTE 1 For a three-phase winding the rated current I_r is given by:

$$I_r = \frac{S_r}{\sqrt{3} \times U_r}$$

NOTE 2 For single-phase transformer windings intended to be connected in delta to form a three-phase bank, the rated current is indicated as line current divided by $\sqrt{3}$,

$$I_r = \frac{I_{\text{line}}}{\sqrt{3}}$$

NOTE 3 For a single phase transformer not intended to be connected to form a three phase bank, the rated current is

$$I_r = \frac{S_r}{U_r}$$

NOTE 4 For open windings (see 3.10.5) of a transformer, the rated current of the open windings is the rated power divided by the number of phases and by the rated voltage of the open winding:

$$I_r = \frac{S_r}{\text{No. of phases} \times U_r}$$

3.5 Tappings

3.5.1 tapping

in a transformer having a tapped winding, a specific connection of that winding, representing a definite effective number of turns in the tapped winding and, consequently, a definite turns ratio between this winding and any other winding with a fixed number of turns

NOTE One of the tappings is the principal tapping, and other tappings are described in relation to the principal tapping by their respective tapping factors. See definitions of these terms below.

3.5.2 principal tapping

the tapping to which the rated quantities are related

[IEC 60050-421:1990, 421-05-02]

3.5.3 tapping factor (corresponding to a given tapping) the ratio:

$$\frac{U_d}{U_r} \text{ (tapping factor) or } 100 \frac{U_d}{U_r} \text{ (tapping factor expressed as a percentage)}$$

where

U_r is the rated voltage of the winding (see 3.4.3);

U_d is the voltage which would be developed at no-load at the terminals of the winding, at the tapping concerned, by applying rated voltage to an untapped winding

NOTE For series transformers, the tapping factor is the ratio of the voltage of the series winding corresponding to a given tapping to U_r .

[IEC 60050-421:1990, 421-05-03, modified]

3.5.4 plus tapping

a tapping whose tapping factor is higher than 1

[IEC 60050-421:1990, 421-05-04]

3.5.5

minus tapping

a tapping whose tapping factor is lower than 1

[IEC 60050-421:1990, 421-05-05]

3.5.6

tapping step

the difference between the tapping factors, expressed as a percentage, of two adjacent tappings

[IEC 60050-421:1990, 421-05-06]

3.5.7

tapping range

the variation range of the tapping factor, expressed as a percentage, compared with the value '100'

NOTE If this factor ranges from $100 + a$ to $100 - b$, the tapping range is said to be: $+a\%$, $-b\%$ or $\pm a\%$, if $a = b$.
[IEC 60050-421:1990, 421-05-07]

3.5.8

tapping voltage ratio (of a pair of windings)

the ratio which is equal to the rated voltage ratio:

- multiplied by the tapping factor of the tapped winding if this is the high-voltage winding;
- divided by the tapping factor of the tapped winding if this is the low-voltage winding

[IEC 60050-421:1990, 421-05-08]

NOTE While the rated voltage ratio is, by definition, at least equal to 1, the tapping voltage ratio can be lower than 1 for certain tappings when the rated voltage ratio is close to 1.

3.5.9

tapping quantities

those quantities the numerical values of which define the duty of a particular tapping (other than the principal tapping)

NOTE Tapping quantities exist for any winding in the transformer, not only for the tapped winding (see 6.2 and 6.3).

The tapping quantities are:

- tapping voltage (analogous to rated voltage, 3.4.3);
- tapping power (analogous to rated power, 3.4.6);
- tapping current (analogous to rated current, 3.4.7).

[IEC 60050-421:1990, 421-05-10, modified]

3.5.10

full-power tapping

a tapping whose tapping power is equal to the rated power

[IEC 60050-421:1990, 421-05-14]

3.5.11

reduced-power tapping

a tapping whose tapping power is lower than the rated power

[IEC 60050-421:1990, 421-05-15]

3.5.12**on-load tap-changer****OLTC**

a device for changing the tapping connections of a winding, suitable for operation while the transformer is energized or on load

[IEC 60050-421:1990, 421-11-01]

3.5.13**de-energized tap-changer****DETC**

a device for changing the tapping connections of a winding, suitable for operation only while the transformer is de-energized (isolated from the system)

3.5.14**maximum allowable tapping service voltage**

the voltage at rated frequency a transformer is designed to withstand continuously without damage at any particular tap position at the relevant tapping power

NOTE 1 This voltage is limited by U_m .

NOTE 2 This voltage will normally be limited to 105 % of the rated tapping voltage unless a higher voltage is required by the purchaser's specification of the tapping (see 6.4) either explicitly or as a result of a specification according to 6.4.2.

3.6 Losses and no-load current

NOTE The values are related to the principal tapping (see 3.5.2), unless another tapping is specifically stated.

3.6.1**no-load loss**

the active power absorbed when a rated voltage (tapping voltage) at a rated frequency is applied to the terminals of one of the windings, the other winding or windings being open-circuited

[IEC 60050-421:1990, 421-06-01, modified]

3.6.2**no-load current**

the r.m.s. value of the current flowing through a line terminal of a winding when rated voltage (tapping voltage) is applied at a rated frequency to that winding, the other winding or windings being open-circuited

NOTE 1 For a three-phase transformer, the value is the arithmetic mean of the values of current in the three lines.

NOTE 2 The no-load current of a winding is often expressed as a percentage of the rated current of that winding. For a multi-winding transformer, this percentage is referred to the winding with the highest rated power.

[IEC 60050-421:1990, 421-06-02, modified]

3.6.3**load loss**

the absorbed active power at a rated frequency and reference temperature (see 11.1), associated with a pair of windings when rated current (tapping current) is flowing through the line terminals of one of the windings, and the terminals of the other winding are short-circuited. Further windings, if existing, are open-circuited

NOTE 1 For a two-winding transformer, there is only one winding combination and one value of load loss. For a multi-winding transformer, there are several values of load loss corresponding to the different two-winding combinations (see Clause 7 of IEC 60076-8:1997). A combined load loss figure for the complete transformer is referred to a specified winding load combination. In general, it is usually not accessible for direct measurement in testing.

NOTE 2 When the windings of the pair have different rated power values, the load loss is referred to rated current in the winding with the lower rated power and the reference power should be mentioned.

3.6.4

total losses

the sum of the no-load loss and the load loss

NOTE The power consumption of the auxiliary plant is not included in the total losses and is stated separately.

[IEC 60050-421:1990, 421-06-05, modified]

3.7 Short-circuit impedance and voltage drop

3.7.1

short-circuit impedance of a pair of windings

the equivalent series impedance $Z = R + jX$, in ohms, at rated frequency and reference temperature, across the terminals of one winding of a pair, when the terminals of the other winding are short-circuited and further windings, if existing, are open-circuited: for a three-phase transformer the impedance is expressed as phase impedance (equivalent star connection)

NOTE 1 In a transformer having a tapped winding, the short-circuit impedance is referred to a particular tapping. Unless otherwise specified, the principal tapping applies.

NOTE 2 This quantity can be expressed in relative, dimensionless form, as a fraction z of the reference impedance Z_{ref} , of the same winding of the pair. In percentage notation:

$$z = 100 \frac{Z}{Z_{\text{ref}}}$$

where

$$Z_{\text{ref}} = \frac{U^2}{S_r} \text{ (formula valid for both three-phase and single-phase transformers);}$$

U is the voltage (rated voltage or tapping voltage) of the winding to which Z and Z_{ref} belong;

S_r is the reference value of rated power.

The relative value is also equal to the ratio between the applied voltage during a short-circuit measurement which causes the relevant rated current (or tapping current) to flow, and rated voltage (or tapping voltage). This applied voltage is referred to as the short-circuit voltage (IEC 60050-421:1990, 421-07-01) of the pair of windings. It is normally expressed as a percentage.

[IEC 60050-421:1990, 421-07-02, modified]

3.7.2

voltage drop or rise for a specified load condition

the arithmetic difference between the no-load voltage of a winding and the voltage developed at the terminals of the same winding at a specified load and power factor, the voltage supplied to (one of) the other winding(s) being equal to:

- its rated value if the transformer is connected on the principal tapping (the no-load voltage of the winding is then equal to its rated value);
- the tapping voltage if the transformer is connected on another tapping.

This difference is generally expressed as a percentage of the no-load voltage of the winding

NOTE For multi-winding transformers, the voltage drop or rise depends not only on the load and power factor of the winding itself, but also on the load and power factor of the other windings (see IEC 60076-8).

[IEC 60050-421:1990, 421-07-03]

3.7.3

zero-sequence impedance (of a three-phase winding)

the impedance, expressed in ohms per phase at rated frequency, between the line terminals of a three-phase star-connected or zigzag-connected winding, connected together, and its neutral terminal

[IEC 60050-421:1990, 421-07-04, modified]

NOTE 1 The zero-sequence impedance may have several values because it depends on how the terminals of the other winding or windings are connected and loaded.

NOTE 2 The zero-sequence impedance may be dependent on the value of the current and the temperature, particularly in transformers without any delta-connected winding.

NOTE 3 The zero-sequence impedance may also be expressed as a relative value in the same way as the (positive sequence) short-circuit impedance (see 3.7.1).

3.8 Temperature rise

The difference between the temperature of the part under consideration and the temperature of the external cooling medium (see IEC 60076-2)

[IEC 60050-421:1990, 421-08-01, modified]

3.9 Insulation

For terms and definitions relating to insulation, see IEC 60076-3.

3.10 Connections

3.10.1

star connection

the winding connection so arranged that each of the phase windings of a three-phase transformer, or of each of the windings for the same rated voltage of single-phase transformers associated in a three-phase bank, is connected to a common point (the neutral point) and the other end to its appropriate line terminal

[IEC 60050-421:1990, 421-10-01, modified]

NOTE Star connection is sometimes referred to as Y-connection.

3.10.2

delta connection

the winding connection so arranged that the phase windings of a three-phase transformer, or the windings for the same rated voltage of single-phase transformers associated in a three-phase bank, are connected in series to form a closed circuit

[IEC 60050-421:1990, 421-10-02, modified]

NOTE Delta connection is sometimes referred to as D-connection.

3.10.3

open-delta connection

the winding connection in which the phase windings of a three-phase transformer, or the windings for the same rated voltage of single-phase transformers associated in a three-phase bank, are connected in series without closing one corner of the delta

[IEC 60050-421:1990, 421-10-03]

3.10.4 zigzag connection Z-connection

a winding connection consisting of two winding sections, the first section connected in star, the second connected in series between the first section and the line terminals: the two sections are arranged so that each phase of the second section is wound on a different limb of the transformer to the part of the first section to which it is connected

NOTE See Annex D for cases where the winding sections have equal voltages.

3.10.5 open windings

the phase windings of a three-phase transformer which are not interconnected within the transformer

[IEC 60050-421:1990, 421-10-05, modified]

3.10.6 phase displacement (of a three-phase winding)

the angular difference between the phasors representing the voltages between the neutral point (real or imaginary) and the corresponding terminals of two windings, a positive-sequence voltage system being applied to the high-voltage terminals, following each other in alphabetical sequence if they are lettered, or in numerical sequence if they are numbered: the phasors are assumed to rotate in a counter-clockwise sense

[IEC 60050-421:1990, 421-10-08, modified]

NOTE 1 See Clause 7 and Annex D.

NOTE 2 The high-voltage winding phasor is taken as reference, and the displacement for any other winding is conventionally expressed by the 'clock notation', that is, the hour indicated by the winding phasor when the H.V. winding phasor is at 12 o'clock (rising numbers indicate increasing phase lag).

3.10.7 connection symbol

a conventional notation indicating the connections of the high-voltage, intermediate-voltage (if any), and low-voltage windings and their relative phase displacement(s) expressed as a combination of letters and clock-hour figure(s)

[IEC 60050-421:1990, 421-10-09, modified]

3.11 Test classification

3.11.1 routine test

a test to which each individual transformer is subjected

3.11.2 type test

a test made on a transformer which is representative of other transformers, to demonstrate that these transformers comply with the specified requirements not covered by the routine tests: a transformer is considered to be representative of others if it is built to the same drawings using the same techniques and materials in the same factory

NOTE 1 Design variations that are clearly irrelevant to a particular type test would not require that type test to be repeated.

NOTE 2 Design variations that cause a reduction in values and stresses relevant to a particular type test do not require a new type test if accepted by the purchaser and the manufacturer.

NOTE 3 For transformers below 20 MVA and $U_m \leq 72,5$ kV significant design variations may be acceptable if supported by demonstration of compliance with type test requirements.

3.11.3**special test**

a test other than a type test or a routine test, agreed by the manufacturer and the purchaser

NOTE Special tests can be carried out on one transformer or all transformers of a particular design, as specified by the purchaser in the enquiry and order for every special test.

3.12 Meteorological data with respect to cooling**3.12.1****temperature of cooling medium at any time**

the maximum temperature of the cooling medium measured over many years

3.12.2**monthly average temperature**

half the sum of the average of the daily maxima and the average of the daily minima during a particular month over many years

3.12.3**yearly average temperature**

one-twelfth of the sum of the monthly average temperatures

3.13 Other definitions**3.13.1****load current**

the r.m.s. value of the current in any winding under service conditions

3.13.2**total harmonic content**

the ratio of the effective value of all the harmonics to the effective value of the fundamental (E_1, I_1)

$$\text{total harmonic content} = \frac{\sqrt{\sum_{i=2}^{i=n} E_i^2}}{E_1} \quad (\text{for voltage})$$

$$\text{total harmonic content} = \frac{\sqrt{\sum_{i=2}^{i=n} I_i^2}}{I_1} \quad (\text{for current})$$

E_i represents the r.m.s. value of voltage of the i^{th} harmonic

I_i represents the r.m.s. value of current of the i^{th} harmonic

3.13.3**even harmonic content**

the ratio of the effective value of all the even harmonics to the effective value of the fundamental (E_1, I_1)

$$\text{even harmonic content} = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^{i=n} E_{2i}^2}}{E_1} \quad (\text{for voltage})$$

$$\text{even harmonic content} = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^{i=n} I_{2i}^2}}{I_1} \quad (\text{for current})$$

E_i represents the r.m.s. value of voltage of the i^{th} harmonic

I_i represents the r.m.s. value of current of the i^{th} harmonic

4 Service conditions

4.1 General

The service conditions set out in 4.2 represent the normal scope of operation of a transformer specified to this standard. For any unusual service conditions which require special consideration in the design of a transformer see 5.5. Such conditions include high altitude, extreme high or low external cooling medium temperature, tropical humidity, seismic activity, severe contamination, unusual voltage or load current wave shapes, high solar radiation and intermittent loading. They may also concern conditions for shipment, storage and installation, such as weight or space limitations (see Annex A).

Supplementary rules for rating and testing are given in the following publications:

- temperature rise and cooling in high external cooling medium temperature or at high altitude: IEC 60076-2 for liquid-immersed transformers, and IEC 60076-11 for dry-type transformers;
- external insulation at high altitude: IEC 60076-3 for liquid-filled transformers, and IEC 60076-11 for dry-type transformers.

4.2 Normal service conditions

This part of IEC 60076 gives detailed requirements for transformers for use under the following conditions:

a) Altitude

A height above sea-level not exceeding 1 000 m.

b) Temperature of cooling medium

The temperature of cooling air at the inlet to the cooling equipment not exceeding:

40 °C at any time;

30 °C monthly average of the hottest month;

20 °C yearly average.

and not below:

–25 °C in the case of outdoor transformers;

–5 °C in the case of transformers where both the transformer and cooler are intended for installation indoors.

At any time, monthly average and yearly average are defined in 3.12.

The purchaser may specify a higher minimum temperature of cooling medium in which case the minimum temperature of cooling medium shall be stated on the rating plate.

NOTE 1 This paragraph above is intended to allow the use of an alternative insulating liquid which does not meet minimum temperature requirements in circumstances where the minimum temperature of –25 °C is not appropriate.

For water-cooled transformers, a temperature of cooling water at the inlet not exceeding:

25 °C at any time;

20 °C yearly average.

At any time and yearly average are defined in 3.12.

Further limitations, with regard to cooling are given for:

- liquid-immersed transformers in IEC 60076-2;
- dry-type transformers in IEC 60076-11.

NOTE 2 For transformers with both air/water and water/liquid heat exchangers, the temperature of cooling medium refers to the external air temperature rather than the water temperature in the intermediate circuit which may exceed the normal value

NOTE 3 The relevant temperature is at the inlet to the cooling equipment rather than the outside air temperature, this means that the user should take care that if the installation can create conditions where air recirculation from the output of the cooler can occur, that this is taken into account when assessing the cooling air temperature.

c) Wave shape of supply voltage

A sinusoidal supply voltage with a total harmonic content not exceeding 5 % and an even harmonic content not exceeding 1 %.

d) Load current harmonic content

Total harmonic content of the load current not exceeding 5 % of rated current.

NOTE 4 Transformers where total harmonic content of the load current exceeds 5 % of rated current, or transformers specifically intended to supply power electronic or rectifier loads should be specified according to IEC 61378 series.

NOTE 5 Transformers can operate at rated current without excessive loss of life with a current harmonic content of less than 5 %, however it should be noted that the temperature rise will increase for any harmonic loading and may exceed rated rise.

e) Symmetry of three-phase supply voltage

For three-phase transformers, a set of three-phase supply voltages which are approximately symmetrical. Approximately symmetrical shall be taken to mean that the highest phase to phase voltage is no more than 1 % higher than the lowest phase to phase voltage continuously or 2 % higher for short periods (approximately 30 min) under exceptional conditions.

f) Installation environment

An environment with a pollution rate (see IEC 60137 and IEC/TS 60815) that does not require special consideration regarding the external insulation of transformer bushings or of the transformer itself.

An environment not exposed to seismic disturbance which would require special consideration in the design. (This is assumed to be the case when the ground acceleration level a_g is below 2 ms^{-2} or approximately 0,2 g.) See IEC 60068-3-3.

Where the transformer is installed in an enclosure not supplied by the transformer manufacturer remotely from the cooling equipment, for example in an acoustic enclosure, the temperature of the air surrounding the transformer is not exceeding 40 °C at any time.

Environmental conditions within the following definitions according to IEC 60721-3-4:1995:

- climatic conditions 4K2 except that the minimum external cooling medium temperature is -25 °C ;
- special climatic conditions 4Z2, 4Z4, 4Z7;
- biological conditions 4B1;
- chemically active substances 4C2;
- mechanically active substances 4S3;
- mechanical conditions 4M4.

For transformers intended to be installed indoors, some of these environmental conditions may not be applicable.

5 Rating and general requirements

5.1 Rated power

5.1.1 General

The rated power for each winding shall either be specified by the purchaser or the purchaser shall provide sufficient information to the manufacturer to determine the rated power at the enquiry stage.

The transformer shall have an assigned rated power for each winding which shall be marked on the rating plate. The rated power refers to continuous loading. This is a reference value for guarantees and tests concerning load losses and temperature rises.

If different values of apparent power are assigned under different circumstances, for example, with different methods of cooling, the highest of these values is the rated power.

A two-winding transformer has only one value of rated power, identical for both windings.

For multi-winding transformers, the purchaser shall specify the required power-loading combinations, stating, when necessary, the active and reactive outputs separately.

When the transformer has rated voltage applied to a primary winding, and rated current flows through the terminals of a secondary winding, the transformer receives the relevant rated power for that pair of windings.

The transformer shall be capable of carrying, in continuous service, the rated power (for a multi-winding transformer: the specified combination(s) of winding rated power(s)) under conditions listed in Clause 4 and without exceeding the temperature-rise limitations specified in IEC 60076-2 for liquid immersed transformers.

NOTE 1 The interpretation of rated power according to this subclause implies that it is a value of apparent power input to the transformer - including its own absorption of active and reactive power. The apparent power that the transformer delivers to the circuit connected to the terminals of the secondary winding under rated loading differs from the rated power. The voltage across the secondary terminals differs from rated voltage by the voltage drop (or rise) in the transformer. Allowance for voltage drop, with regard to load power factor, is made in the specification of the rated voltage and the tapping range (see Clause 7 of IEC 60076-8:1997).

National practices may be different.

NOTE 2 For a multi-winding transformer, half the arithmetic sum of the rated power values of all windings (separate windings, not auto-connected) gives a rough estimate of its physical size as compared with a two-winding transformer.

5.1.2 Preferred values of rated power

For transformers up to 20 MVA, values of rated power should preferably be taken from the R10 series given in ISO 3:1973, *Preferred numbers – series of preferred numbers*:

(...100, 125, 160, 200, 250, 315, 400, 500, 630, 800, 1 000, etc.) kVA.

NOTE National practices may be different.

5.1.3 Minimum power under alternative cooling modes

Where the user has a particular requirement for a minimum power under a particular cooling mode other than the cooling mode for rated power, this shall be stated in the enquiry.

The transformer shall be capable of carrying, in continuous service, the specified minimum power (for a multi-winding transformer: the specified combination(s) of winding rated power(s))

under conditions listed in Clause 4, and under the specified cooling mode, without exceeding the temperature-rise limitations specified in IEC 60076-2 for liquid immersed transformers.

NOTE An example of this is where the transformer is required to operate at a particular minimum percentage of rated power with the forced cooling out of service (ONAN) to allow for the loss of auxiliary supply

5.1.4 Loading beyond rated power

A transformer and its component parts in accordance with this standard is able under some circumstances to carry loading beyond rated power. The method for calculating the permissible loading can be found in IEC 60076-7 for liquid immersed transformers and in IEC 60076-12 for dry-type transformers.

Any specific requirements for loading beyond rated power, operation at higher external cooling medium temperatures or reduced temperature rise limits shall be specified by the purchaser in the enquiry and the contract. Any additional tests or calculations required to verify compliance with these specific requirements shall also be specified.

NOTE 1 This option is intended to be used in particular to give a basis for design and guarantees concerning temporary emergency loading of power transformers.

The bushings, tap-changers, current transformers and other auxiliary equipment shall be selected so as not to restrict the loading capability of the transformer.

NOTE 2 The relevant component standards IEC 60137 for bushings and IEC 60214-1 for tap-changers should be consulted for the loading capability of those components.

NOTE 3 These requirements do not apply to transformers for special applications, which do not need a loading capability beyond rated power. For these transformers, if such a capability is required, it should be specified.

5.2 Cooling mode

The user shall specify the cooling medium (air or water).

If the user has particular requirements for the cooling method(s) or cooling equipment, this shall be stated in the enquiry.

For additional information see IEC 60076-2.

5.3 Load rejection on transformers directly connected to a generator

Transformers intended to be connected directly to generators in such a way that they may be subjected to load rejection conditions shall be able to withstand 1,4 times rated voltage for 5 s at the transformer terminals to which the generator is to be connected.

5.4 Rated voltage and rated frequency

5.4.1 Rated voltage

The rated voltage shall either be specified by the purchaser or for special applications the purchaser shall provide sufficient information to the manufacturer to determine the rated voltage at the enquiry stage.

The transformer shall have an assigned rated voltage for each winding which shall be marked on the rating plate.

5.4.2 Rated frequency

The rated frequency shall be specified by the purchaser to be the normal undisturbed frequency of the network.

The rated frequency is the basis for the guaranteed values such as losses, impedance, and sound level.

5.4.3 Operation at higher than rated voltage and/or at other than rated frequency

Methods for the specification of suitable rated voltage values and tapping range to cope with a set of loading cases (loading power and power factor, corresponding line-to-line service voltages) are described in IEC 60076-8.

Within the prescribed values of U_m , for the transformer windings, a transformer shall be capable of continuous operation at rated power without damage under conditions of 'overfluxing' where the value of voltage divided by frequency (V/Hz) exceeds the corresponding value at rated voltage and rated frequency by no more than 5 %, unless otherwise specified by the purchaser.

At no load, transformers shall be capable of continuous operation at a V/Hz of 110 % of the rated V/Hz.

At a current K times the transformer rated current ($0 \leq K \leq 1$), the overfluxing shall be limited in accordance with the following formula:

$$\frac{U}{U_r} \frac{f_r}{f} \times 100 \leq 110 - 5 K \quad (\%)$$

If the transformer is to be operated at V/Hz in excess of those stated above, this shall be identified by the purchaser in the enquiry.

5.5 Provision for unusual service conditions

The purchaser shall identify in his enquiry any service conditions not covered by the normal service conditions. Examples of such conditions are:

- external cooling medium temperature outside the limits prescribed in 4.2;
- restricted ventilation;
- altitude in excess of the limit prescribed in 4.2;
- damaging fumes and vapours;
- steam;
- humidity in excess of the limit prescribed in 4.2;
- dripping water;
- salt spray;
- excessive and abrasive dust;
- high harmonic content of the load current exceeding the requirements of 4.2;
- distortion of the supply voltage waveform exceeding the limits of 4.2;
- unusual high frequency switching transients, see Clause 13;
- superimposed DC current;
- seismic qualification which would otherwise require special considerations in the design, see 4.2;
- extreme mechanical shock and vibrations;
- solar radiation;
- regular frequent energisation in excess of 24 times per year;
- regular frequent short-circuits;
- V/Hz in excess of 5.4.3 above;

- if a generator step up transformer is intended to be used in back-feed mode when not connected to the generator without protection on the lower voltage side;
- corrosion protection, according to the kind of installation and the installation environment (see 4.2), the purchaser should choose classes of protection in ISO 12944 or by agreement between purchaser and manufacturer;
- load rejection conditions for generator transformers more severe than those given in 5.3 above.

Transformer specification for operation under such abnormal conditions shall be subject to agreement between the supplier and purchaser.

Supplementary requirements, within defined limits, for the rating and testing of transformers designed for other than normal service conditions listed in Clause 4, such as high temperature of cooling air or altitude above 1 000 m are given in IEC 60076-2.

5.6 Highest voltage for equipment U_m and dielectric tests levels

For line terminals, unless otherwise specified by the purchaser, U_m shall be taken to be the lowest value that exceeds the rated voltage of each winding given in IEC 60076-3.

For transformer windings with a highest voltage for equipment greater than (>) 72,5 kV the purchaser shall specify whether any neutral terminals for that winding are to be directly earthed in service or not, and if not, the U_m for the neutral terminals shall be specified by the purchaser.

Unless otherwise specified by the purchaser, dielectric test levels shall be taken to be the lowest applicable value corresponding to U_m , given in IEC 60076-3.

5.7 Additional information required for enquiry

5.7.1 Transformer classification

The kind of transformer, for example, separate winding transformer, auto-transformer or series transformer shall be specified by the user.

5.7.2 Winding connection and number of phases

The required winding connection shall be specified by the user in accordance with the terminology given in Clause 7 to suit the application.

If a delta connected stabilizing winding is required, it shall be specified by the purchaser. For star-star connected transformers or autotransformers, if the design has a closed magnetic circuit for zero sequence flux and no delta winding is specified, then the requirement shall be discussed between the manufacturer and the purchaser (see IEC 60076-8).

NOTE A closed magnetic circuit for zero sequence flux exists in a shell-form transformer, and in a core-form transformer with an unwound limb or limbs.

If there are requirements for high and low limits for the zero sequence impedance, this shall be stated by the purchaser and may influence the core configuration and the requirement for a delta winding. If the zero sequence requirements dictated the use of a delta connected winding that was not directly specified by the purchaser, then this shall be clearly stated by the manufacturer in the tender documents.

The transformer manufacturer shall not use a delta connected test winding if no delta winding has been specified, unless specifically agreed by the purchaser.

If there is a particular requirement for either a bank of single phase transformer or a three phase unit, then this shall be specified by the user; otherwise the manufacturer shall make it clear in the tender document what type of transformer is being offered.

5.7.3 Sound level

Where the purchaser has a specific requirement for a guaranteed maximum sound level, this shall be given in the enquiry and should preferably be expressed as a sound power level.

Unless otherwise specified, the sound level shall be taken as the no load sound level with all cooling equipment required to achieve rated power in operation. If an alternative cooling mode is specified (see 5.1.3) the sound level for each alternative mode may be specified by the purchaser and if specified shall be guaranteed by the manufacturer and measured on test.

The sound level in service is influenced by the load current (see IEC 60076-10). If the purchaser requires a load current sound level measurement test or a guarantee of the total noise level of the transformers, including load noise, this shall be stated in the enquiry.

The sound level measured in the test according to IEC 60076-10 shall not exceed the guaranteed maximum sound level. The guaranteed maximum sound level is a limit without tolerance.

5.7.4 Transport

5.7.4.1 Transport limitation

If transport size or weight limits apply, they shall be stated in the enquiry.

If any other special conditions apply during transportation, they shall be stated in the enquiry. This might include a restriction on the transportation with insulating liquid or different environmental conditions expected to be experienced during transportation than those expected in service.

5.7.4.2 Transport acceleration

The transformer shall be designed and manufactured to withstand a constant acceleration of at least 1 g in all directions (in addition to the acceleration due to gravity in the vertical direction) without any damage, demonstrated by static force calculations based on a constant value of acceleration.

If the transport is not the responsibility of the manufacturer and an acceleration in excess of 1 g is expected during transport, the accelerations and frequencies shall be defined in the enquiry. If higher accelerations are specified by the customer, the manufacturer shall demonstrate compliance by means of calculation.

If the transformer is intended to be used as a mobile transformer, this shall be stated in the enquiry.

NOTE The use of impact or shock recorders during transportation for large transformer is common practice.

5.8 Components and materials

All components and materials used in the construction of the transformer shall comply with the requirements of the relevant IEC standards where they exist unless otherwise agreed or specified. In particular bushings shall comply with IEC 60137, tap-changers shall comply with IEC 60214-1, and insulating liquid shall comply with IEC 60296 for mineral oil or as agreed for other liquids.

6 Requirements for transformers having a tapped winding

6.1 General – Notation of tapping range

The following subclauses apply to transformers in which only one of the windings is a tapped winding.

In a multi-winding transformer, the statements apply to the combination of the tapped winding with either of the untapped windings.

For transformers specified in accordance with 6.4.2, the notation shall be as specified by the purchaser in item 3 of that subclause.

In auto-connected transformers, tappings are sometimes arranged at the neutral which means that the effective number of turns is changed simultaneously in both windings. For such transformers, unless they are specified in accordance with 6.4.2, the tapping particulars are subject to agreement. The requirements of this subclause should be used as far as applicable.

Unless otherwise specified, the principal tapping is located in the middle of the tapping range. Other tappings are identified by their tapping factors. The number of tappings and the range of variation of the transformer ratio may be expressed in short notation by the deviations of the tapping factor percentages from the value 100 (for definitions of terms, see 3.5).

EXAMPLE A transformer with a tapped 160 kV winding with a tapping range of $\pm 15\%$ having 21 tappings, symmetrically arranged around the rated voltage, is designated:

$$(160 \pm 10 \times 1,5 \%) / 66 \text{ kV}$$

If the tapping range is specified asymmetrically around the rated voltage, this is designated as:

$$\left(160 \begin{matrix} +12 \times 1,5 \% \\ -8 \times 1,5 \% \end{matrix} \right) / 66 \text{ kV}$$

Regarding the full presentation on the nameplate of data related to individual tappings, see Clause 8.

Some tappings may be 'reduced-power tappings' due to restrictions in either tapping voltage or tapping current. The boundary tappings where such limitations appear are called 'maximum voltage tapping' and 'maximum current tapping' (see Figures 1a, 1b and 1c).

6.2 Tapping voltage – tapping current. Standard categories of tapping voltage variation. Maximum voltage tapping

The short notation of tapping range and tapping steps indicates the variation range of the ratio of the transformer. But the assigned values of tapping quantities are not fully defined by this alone. Additional information is necessary. This can be given either in tabular form with tapping power, tapping voltage and tapping current for each tapping, or as text, indicating 'category of voltage variation' and possible limitations of the range within which the tappings are 'full-power tappings'.

The categories of tapping voltage variation are defined as follows:

a) Constant flux voltage variation (CFVV)

The tapping voltage in any untapped winding is constant from tapping to tapping. The tapping voltages in the tapped winding are proportional to the tapping factors. See Figure 1a.

b) Variable flux voltage variation (VFVV)

The tapping voltage in the tapped winding is constant from tapping to tapping. The tapping voltages in any untapped winding are inversely proportional to the tapping factor. See Figure 1b.

c) Combined voltage variation (CbVV)

In many applications and particularly with transformers having a large tapping range, a combination is specified using both principles applied to different parts of the range: combined voltage variation (CbVV). The change-over point is called 'maximum voltage tapping'. For this system the following applies:

CFVV applies for tappings with tapping factors below the maximum voltage tapping factor.

VFVV applies for tappings with tapping factors above the maximum voltage tapping factor.

See Figure 1c.

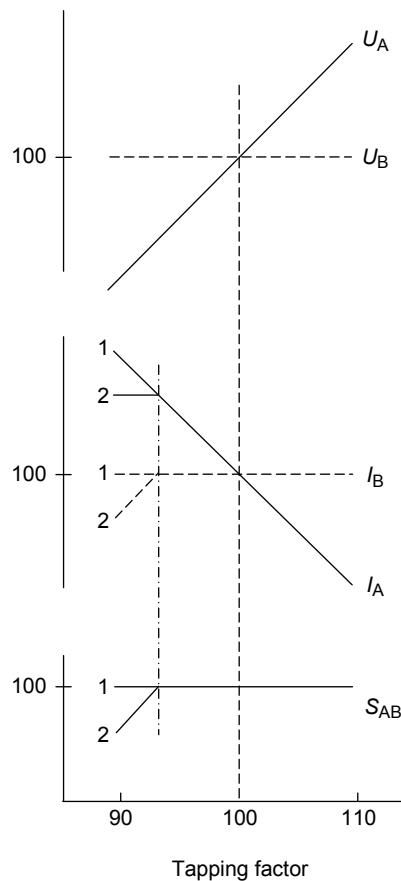


Figure 1a – Constant flux voltage variation (CFVV)

Optional maximum current tapping shown

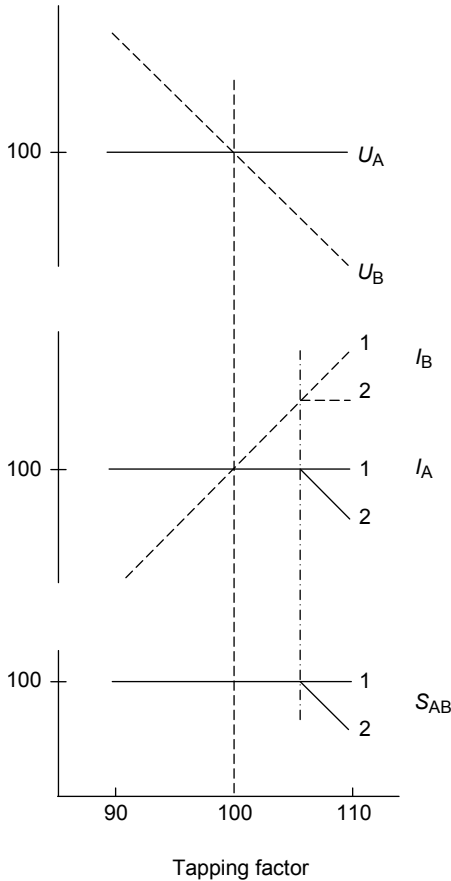
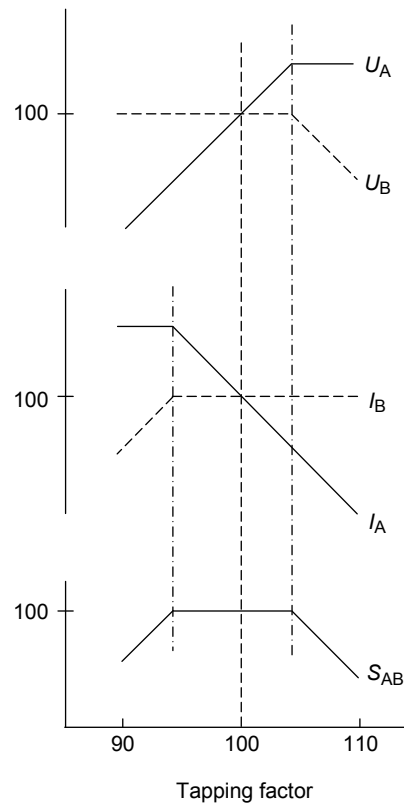


Figure 1b – Variable flux voltage variation (VFVV)

Optional maximum current tapping shown



IEC 681/11

Figure 1c – Combined voltage variation (CbVV)

The change-over point is shown in the plus tapping range. It constitutes both a maximum voltage tapping (U_A) and a maximum current tapping (I_B constant, not rising above the change-over point). An additional, optional maximum current tapping (in the CFVV range) is also shown.

Key for Figure 1a, 1b and 1c:

- U_A, I_A tapping voltage and tapping current in the tapped winding
- U_B, I_B tapping voltage and tapping current in the untapped winding
- S_{AB} tapping power
- Abscissa tapping factor, percentage (indicating relative number of effective turns in tapped winding)
- 1 indicates full-power tappings throughout the tapping range
- 2 indicates 'maximum-voltage tapping', 'maximum current tapping' and range of reduced power tappings

Figure 1 – Different types of voltage variation

6.3 Tapping power. Full-power tappings – reduced-power tappings

The following shall apply unless the voltage and current at each tapping is otherwise specified.

All tappings shall be full-power tappings, that is, the rated tapping current at each tapping shall be the rated power divided by the rated tapping voltage at each tap except as specified below.

In separate-winding transformers up to and including 2 500 kVA with a tapping range not exceeding $\pm 5\%$, the rated tapping current at all minus tappings shall be equal to the rated

tapping current at the principal tapping. This means that the principal tapping is a 'maximum current tapping'.

In transformers with a tapping range wider than $\pm 5\%$, restrictions may be specified on values of tapping voltage or tapping current which would otherwise rise considerably above the rated values. When such restrictions are specified, the tappings concerned will be 'reduced-power tappings'. This subclause describes such arrangements.

When the tapping factor deviates from unity, the tapping current for full-power tappings may rise above rated current on one of the windings. As Figure 1a illustrates, this applies for minus tappings, on the tapped winding, under CFVV, and for plus tappings on the untapped winding under VFVV (Figure 1b). In order to limit the corresponding reinforcement of the winding in question, it is possible to specify a maximum current tapping. From this tapping onwards the tapping current values for the winding are then specified to be constant. This means that the remaining tappings towards the extreme tapping are reduced-power tappings (see Figures 1a, 1b and 1c).

Under CbVV, the 'maximum voltage tapping', the change-over point between CFVV and VFVV shall at the same time be a 'maximum current tapping' unless otherwise specified. This means that the untapped winding current stays constant up to the extreme plus tapping (Figure 1c).

6.4 Specification of tappings in enquiry and order

6.4.1 General

The purchaser shall specify the requirements for tapping either according to 6.4.2 or 6.4.3.

The purchaser shall specify if the tap changer or tap changers are intended to be operated on load or de-energized.

Where variable flux voltage variation VFVV is used, it is normally only possible for the design ratio to match the specified ratio at two positions over the regulation range. The purchaser shall specify where the design ratio shall match the specified ratio, e.g. extreme taps, principal and maximum tap or principal and minimum tap. If not otherwise specified, the two extreme taps shall be the ratios to match.

NOTE Subclause 6.4.2 requires the user to specify which winding is to be tapped and particular tapping powers. Subclause 6.4.3 defines overall voltage and current requirements and requires the manufacturer to select which winding or windings will be tapped. Such a specification may result in a variety of possible transformer designs. IEC 60076-8 gives details of tapping arrangements and voltage drop calculations.

6.4.2 Constructional specification

The following data are necessary to define the design of the transformer:

- a) which winding shall be tapped;
- b) the number of steps and the tapping step (or the tapping range and number of steps). Unless otherwise specified, it shall be assumed that the range is symmetrical around the principal tapping and that the tapping steps in the tapped winding are equal. If for some reason, the design has unequal steps, this shall be indicated in the tender;
- c) the category of voltage variation and, if combined variation is applied, the change-over point ('maximum voltage tapping', see 6.2);
- d) whether maximum current limitation (reduced power tappings) shall apply, and if so, for which tappings.

Instead of items c) and d), tabulation of the same type as used on the rating plate may be used to advantage (see example in Annex B).

6.4.3 Functional specification

This type of specification is intended to allow the purchaser to specify operational requirements and not the category of voltage variation or which winding is to be tapped.

This method of specification is not applicable to separate-winding transformers up to and including 2 500 kVA with a tapping range not exceeding $\pm 5\%$.

The following information shall be given by the purchaser in the enquiry in addition to the rated voltage and rated power defined in Clause 5:

- a) Direction of power flow (can be both directions).
- b) The number of tapping steps and the size of the tapping step expressed as a percentage of the rated voltage at the principal tapping. If the tapping range is not symmetrical about the principal tapping then this shall be indicated. If the tapping steps are not equal across the range then this shall be indicated.

NOTE 1 It may be that the range of variation and the number of steps is more important than achieving the exact voltage at the principal tap. In this case the range of variation and the number of steps may be specified. For example $+5\%$ to -10% in 11 steps.

- c) Which voltage shall vary for the purpose of defining rated tapping voltage.

NOTE 2 The rated tapping voltage is needed to determine the impedance base for each tap. Where the functional method of specification is adopted, the rated tapping voltage cannot be used to determine the rated tapping power.

- d) Any requirements for fixing the ratio of turns between two particular windings on a more than two winding transformer.
- e) Minimum full load power factor (this affects the voltage drop of the transformer).
- f) Whether any tapping or range of tappings can be reduced power tappings.

The manufacturer will choose the arrangement of windings, the winding or windings that are tapped. The transformer shall be able to supply the rated current on the secondary winding on all tapping positions consistent with the above operating conditions, without exceeding the temperature rise requirements defined by IEC 60076-2.

The transformer shall be designed to withstand without damage the voltages and fluxes arising from the above specified loading conditions (including any specified overload conditions). A calculation showing that this condition is satisfied shall be supplied to the purchaser on request.

An example is given in Annex B (example 4).

Alternatively, the user may submit a set of loading cases with values of active and reactive power (clearly indicating the direction of power flow), and corresponding on-load voltages. These cases should indicate the extreme values of voltage ratio under full and reduced power (see “the six-parameter method” of IEC 60076-8). Based on this information, the manufacturer will then select the tapped winding and specify rated quantities and tapping quantities in his tender proposal. An agreement shall be reached between the manufacturer and the purchaser on the design tapping quantities.

6.5 Specification of short-circuit impedance

For transformers with no tappings exceeding a voltage variation of $\pm 5\%$ from the principal tapping, the short-circuit impedance of a pair of windings shall be specified at the principal tapping only, either in terms of ohms per phase Z or in percentage terms z referred to the rated power and rated voltage of the transformer (see 3.7.1). Alternatively, the impedance may be specified in accordance with one of the methods below.

For transformers with tappings exceeding a voltage variation of $\pm 5\%$ from the principal tapping, impedance values expressed in terms of Z or z shall be specified for the principal

tapping and the extreme tapping(s) exceeding 5 %. On such transformers, these values of impedance shall also be measured during the short-circuit impedance and load losses test (see 11.4) and shall be subject to the tolerances given in Clause 10. If the impedance is expressed in percentage terms z , this shall be referred to the rated tapping voltage (at that tapping) and the rated power of the transformer (at the principal tapping).

NOTE 1 The selection of an impedance value by the user is subject to conflicting demands: limitation of voltage drop versus limitation of overcurrent under system fault conditions. Economic optimization of the design, bearing in mind loss, leads towards a certain range of impedance values. Parallel operation with an existing transformer requires matching impedance (see Clause 6 of IEC 60076-8:1997).

NOTE 2 If an enquiry contains a specification of not only the impedance at the principal tapping but also its variation across the tapping range, this can impose an important restriction on the design of the transformer (the arrangement of the windings in relation to each other and their geometry). The transformer specification and design also need to take into account that large changes in impedance between taps can reduce or exaggerate the effect of the tapplings.

Alternatively maximum and minimum impedances in terms of z or Z may be specified for each tapping across the whole tapping range. This may be done with the aid of a graph or a table. (See Annex C). The boundaries should where possible be at least as far apart as to permit the double-sided tolerances of Clause 10 to be applied on a median value between them. Measured values shall not fall outside the boundaries, which are limits without tolerance.

NOTE 3 The specified maximum and minimum impedances should allow an impedance tolerance at least as great as the tolerances given in Clause 10 but where necessary a tighter tolerance may be used by agreement between manufacturer and purchaser.

NOTE 4 Basing the impedance on the rated tapping voltage and the rated power of the transformer at the principal tapping means that the relationship between ohms per phase Z and percentage impedance z will be different for each tap and will also depend on which winding the voltage variation is specified. Great care is therefore needed to ensure that the specified impedance is correct. This is particularly important for transformers specified with tapping powers different to rated power at principal tapping.

6.6 Load loss and temperature rise

- a) If the tapping range is within $\pm 5\%$, and the rated power not above 2 500 kVA, load loss guarantees and temperature rise refer to the principal tapping only, and the temperature rise test is run on that tapping.
- b) If the tapping range exceeds $\pm 5\%$ or the rated power is above 2 500 kVA, the guaranteed losses shall be stated on the principal tapping position, unless otherwise specified by the purchaser at the enquiry stage. If such a requirement exists, it shall be stated for which tapplings, in addition to the principal tapping, the load losses are to be guaranteed by the manufacturer. These load losses are referred to the relevant tapping current values. The temperature-rise limits are valid for all tapplings, at the appropriate tapping power, tapping voltage and tapping current.

The temperature-rise type test shall be carried out on one tapping only, unless otherwise specified. It will, unless otherwise agreed, be the 'maximum current tapping' (which is usually the tapping with the highest load loss). The maximum total loss on any tapping is the test power for determination of liquid temperature rise during the temperature rise test, and the tapping current for the selected tapping is the reference current for determination of winding temperature rise above liquid. For information about rules and tests regarding the temperature rise of liquid-immersed transformers, see IEC 60076-2.

In principle, the temperature-rise type test shall demonstrate that the cooling equipment is sufficient for dissipation of maximum total loss on any tapping, and that the temperature rise over external cooling medium temperature of any winding, at any tapping, does not exceed the specified maximum value.

NOTE 1 For an autotransformer, the maximum current in the series and common windings are usually at two different tap positions. Therefore an intermediate tap position may be selected for test to allow the requirements of IEC 60076-2 to be met on both windings during the same test.

NOTE 2 For some tapping arrangements, the tapping winding is not carrying current in the maximum current tapping position. Therefore, if the temperature rise of the tapping winding needs to be determined, another tapping may be selected or an extra test may be agreed.

7 Connection phase displacement symbols

7.1 Connection and phase displacement symbols for three-phase transformers and for single phase transformers connected in a three phase bank

7.1.1 Connection symbol

The star, delta, or zigzag connection of a set of phase windings of a three-phase transformer or of windings of the same voltage of single-phase transformers associated in a three-phase bank shall be indicated by the capital letters Y, D or Z for the high-voltage (HV) winding and small letters y, d or z for the intermediate and low-voltage (LV) windings.

If the neutral point of a star-connected or zigzag-connected winding is brought out, the indication shall be YN (yn) or ZN (zn) respectively. This also applies to transformers where the neutral end connections for each phase winding is brought out separately but are connected together to form a neutral point for service.

For an auto-connected pair of windings, the symbol of the lower voltage winding is replaced by the letter a.

Open windings in a three-phase transformer (that are not connected together in the transformer but have both ends of each phase winding brought out to terminals, for example the line windings of series and phase-shifting transformers) are indicated as III (HV), or iii (intermediate or low-voltage windings).

Letter symbols for the different windings of a transformer are noted in descending order of rated voltage independently of the intended power flow. The winding connection letter for any intermediate and low-voltage winding is immediately followed by its phase displacement 'clock number' (see 3.10.6).

Examples of connections in general use, with connection diagrams, are shown in Annex D.

7.1.2 Phase displacement in clock number notation

The following conventions of notation apply.

The connection diagrams show the high-voltage winding above, and the low-voltage winding below. (The directions of induced voltages are on the upper part of the windings as indicated in Figure 2.)

The high-voltage winding phasor diagram is oriented with phase I pointing at 12 o'clock. The phase I phasor of the low-voltage winding is oriented according to the induced voltage relation which results for the connection shown. The clock number symbol is the hour on which the low voltage points.

The sense of rotation of the phasor diagrams is counter-clockwise, giving the sequence I – II – III.

NOTE This numbering is arbitrary. Terminal marking on the transformer follows national practice. Guidance may be found in IEC/TR 60616.

Open windings do not have a clock number notation because the phase relationship of these windings with other windings depends on the external connection.

7.1.3 Windings not intended to be loaded

The existence of a stabilizing or a test winding (a delta or star-connected winding which is not terminated for external three-phase loading) is indicated, after the symbols of loadable windings, with the symbol '+d' or '+y' according to its connection as in the examples below:

Symbol: YNa0+d. or YNa0+y.

7.1.4 Reconnectable windings

If a transformer is specified with a reconfigurable winding connection, the alternative coupling voltage and connection is noted in brackets after the delivered configuration as indicated by the following examples:

If HV can be 220 kV or 110 kV (dual voltage) but star-connection is required for both voltages and the transformer is delivered in 220 kV configuration and LV is 10,5 kV delta connected:

Symbol: YNd11 220 (110) / 10,5 kV

If LV can be 11 kV in star and 6,35 kV in delta and the transformer is delivered in 11 kV star configuration and HV is 110 kV star connected:

Symbol: YNy0 (d11) 110 / 11 (6,35) kV

If the LV vector group is reconfigurable without changing the rated voltages (11 kV in this example) and the transformer is delivered in d11 and the HV is 110 kV star connected:

Symbol: YNd11 (d1) 110 / 11 kV

7.1.5 Examples

Examples are shown below and their graphical representations are shown in Figures 2 and 3.

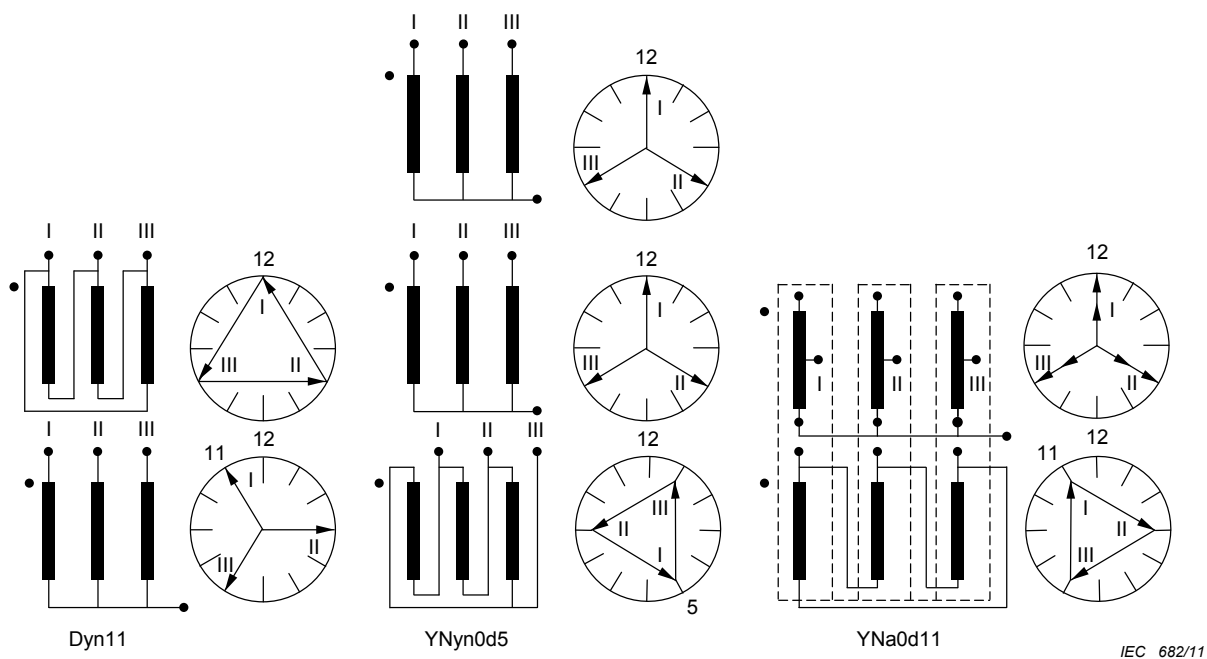


Figure 2 – Illustration of 'clock number' notation

- A transformer with the high-voltage winding rated 20 kV, delta-connected, the low-voltage winding rated 400 V star-connected with neutral brought out. The LV winding lags the HV by 330°.

Symbol: Dyn11 20 000 / 400 V

- A three-winding transformer with the high-voltage winding rated 123 kV, star connected with neutral brought out. An intermediate-voltage winding of 36 kV, star connected with neutral brought out, in phase with the high-voltage winding but not auto-connected, and a 7,2 kV delta-connected third winding, lagging by 150°.

Symbol: YNyn0d5 123 / 36 / 7,2 kV

- A group of three single-phase auto-transformers designed for a 400 kV HV and a 130 kV intermediate voltage with 22 kV tertiary windings. The auto-connected windings are connected in star, while the tertiary windings are connected in delta. The delta winding lags the high-voltage winding by 330°.

Symbol: YNa0d11 $\frac{400}{\sqrt{3}} / \frac{130}{\sqrt{3}} / 22 \text{ kV}$

If the delta winding is not brought out to three line terminals but only provided as a stabilizing winding, the symbol would indicate this by a plus sign. No phase displacement notation would then apply for the stabilizing winding.

Symbol: YNa0+d $\frac{400}{\sqrt{3}} / \frac{130}{\sqrt{3}} / 22 \text{ kV}$

The symbol would be the same for a three-phase auto-transformer with the same connection, internally with the exception of the voltage notation. See example below.

- A three-phase autotransformer designed for a 400 kV HV and a 130 kV intermediate voltage with 22 kV tertiary windings. The auto-connected windings are connected in star, while the tertiary windings are connected in delta. The delta winding lags the high-voltage winding by 330°.

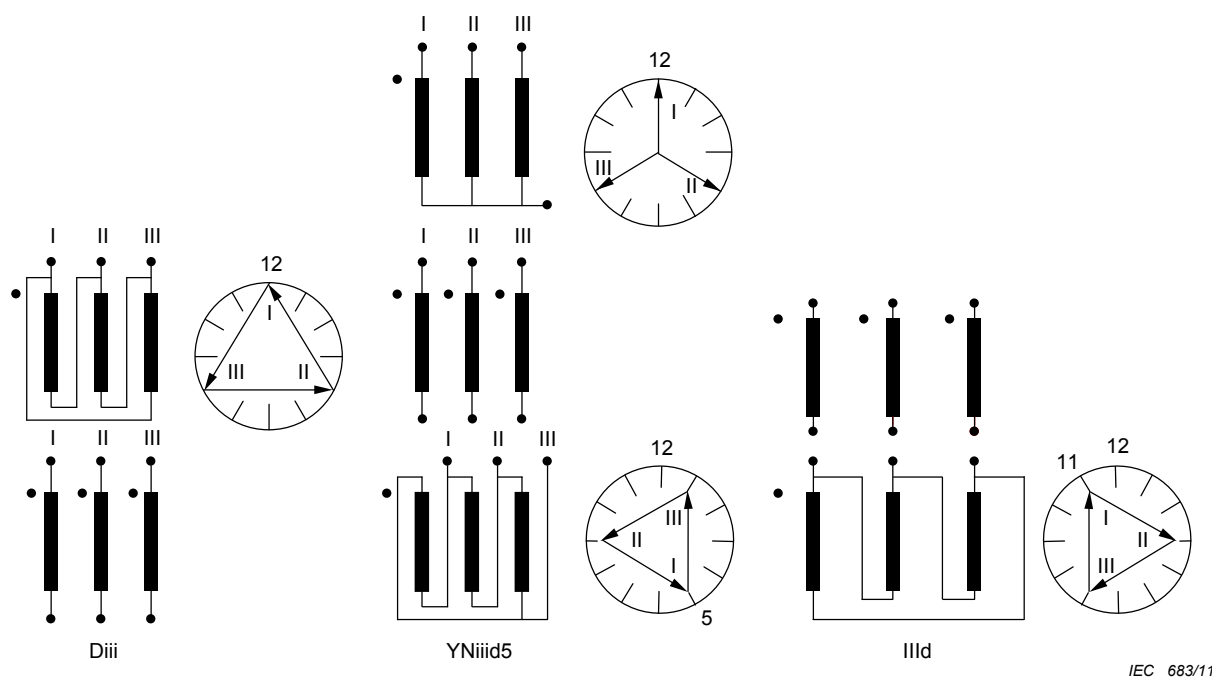
Symbol: YNa0d11 400 / 130 / 22 kV

- If the delta winding is not brought out to three line terminals but only provided as a stabilizing winding, the symbol would indicate this by a plus sign. No phase displacement notation would then apply for the stabilizing winding.

Symbol: YNa0+d 400 / 130 / 22 kV

- A three-phase generator step up transformer designed for a 20 kV network and an 8,4 kV generator side. The windings connected to the generator are connected in delta, while the network side windings are connected in star. The delta winding lags the high-voltage winding by 330°.

Symbol: YNd11 20 / 8,4 kV



IEC 683/11

Figure 3 – Illustration of 'clock number' notation for transformers with open windings

- A three-phase transformer designed for a 20 kV delta connected HV and with a 10 kV open winding.

Symbol: Diii 20 / 10 kV

- A three-phase three winding transformer designed for a 220 kV star connected HV with a 40 kV open winding and a 10 kV third winding delta connected.

Symbol: YNiiid5 220 / 40 / 10 kV

- A three-phase series transformer designed for a 400 kV network and with a 40 kV excitation winding delta connected.

Symbol: IIIId 400 / 40 kV

7.2 Connection and phase displacement symbols for single phase transformers not in three phase bank

7.2.1 Connection symbol

The connection of a set of phase windings of single-phase transformers is indicated by the capital letter I for the high-voltage (HV) winding and small letter i for the intermediate and low-voltage (LV) windings.

Letter symbols for the different windings of a transformer are noted in descending order of rated voltage independently of the intended power flow. The winding connection letter for any intermediate and low-voltage winding is immediately followed by its phase displacement 'clock number' (see definition 3.10.6).

For an auto-connected pair of windings, the symbol of the lower voltage winding is replaced by the letter a.

7.2.2 Phase displacement in clock number notation

The clock number of single-phase transformers is determined as for three phase transformers but can only be 0 if both windings are in phase or 6 if they are in opposition.

7.2.3 Windings not intended to be loaded

The existence of a test or additional winding, which is not terminated for external loading, is indicated, after the symbols of loadable windings, with the symbol '+' as in the example below

Symbol: li0+i.

7.2.4 Reconnectable windings

If a transformer is specified with a reconfigurable winding connection, the alternative coupling voltage and connection is noted in brackets after the delivered configuration as indicated by the following examples

- If HV can be 220 kV or 110 kV (dual voltage) but with the same connection required for both voltages

Symbol: li0 220 (110) / 27,5 kV

- If LV can be 11 kV in 0 and 5,5 kV in 6 and the transformer is delivered in 11 kV 0 configuration and HV is 110 kV:

Symbol: li0 (i6) 110 / 11 (5,5) kV

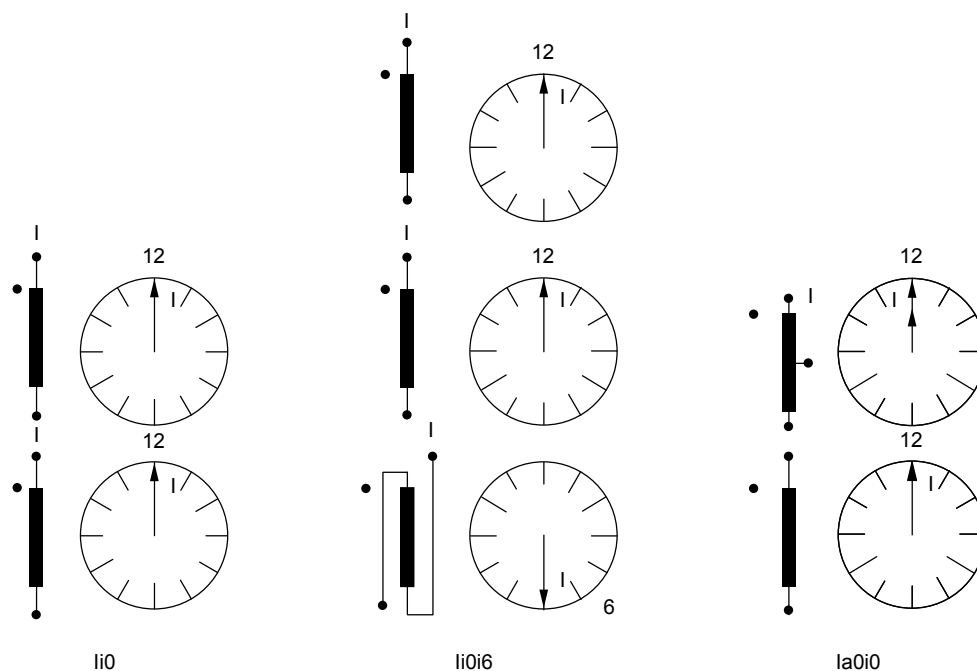
- If the LV vector group is reconfigurable without changing the rated voltages (11 kV in this example) and the transformer is delivered in i0 and the HV is 110 kV:

Symbol: li0 (i6) 110 / 11 kV

Examples

Examples are shown below and some of their graphical representations are on Figure 4.

The same convention as in Figure 2 applies.



IEC 684/11

Figure 4 – Illustration of 'clock number' notation

- A transformer with the high-voltage winding rated 20 kV, the low-voltage winding rated 400 V, the LV winding being in phase with the high voltage.

Symbol: li0 20 000 / 400 V

- A three-winding transformer: with a 123 kV HV, an intermediate voltage winding of 36 kV, in phase with the HV winding but not auto-connected, and a 7,2 kV third winding, lagging by 180°.

Symbol: li0i6 123 / 36 / 7,2 kV

- A single-phase autotransformer designed for a 400 kV HV and a 130 kV intermediate voltage with 22 kV tertiary windings all in phase

Symbol: la0i0 400 / 130 / 22 kV

If the third winding is not intended to be loaded, the symbol would indicate this by a plus sign. No phase displacement notation would then apply for the third winding.

Symbol: li0+i 400 / 130 / 22 kV

8 Rating plates

8.1 General

The transformer shall be provided with a rating plate of weatherproof material, fitted in a visible position, showing the appropriate items indicated below. The entries on the plate shall be indelibly marked.

8.2 Information to be given in all cases

- Kind of transformer (for example transformer, auto-transformer, series transformer, etc.).

- b) Number of this standard.
- c) Manufacturer's name, country and town where the transformer was assembled.
- d) Manufacturer's serial number.
- e) Year of manufacture.
- f) Number of phases.
- g) Rated power (in kVA or MVA). (For multi-winding transformers, the rated power of each winding shall be given. The loading combinations shall also be indicated unless the rated power of one of the windings is the sum of the rated powers of the other windings.)
- h) Rated frequency (in Hz).
- i) Rated voltages (in V or kV) and tapping range.
- j) Rated currents (in A or kA).
- k) Connection and phase displacement symbol.
- l) Short-circuit impedance, measured value in percentage. For multi-winding transformers, several impedances for different two-winding combinations are to be given with the respective reference power values. For transformers having a tapped winding, see also 6.5 and item b) of 8.3.
- m) Type of cooling. (If the transformer has several assigned cooling methods, the respective power values may be expressed as percentages of rated power, for example ONAN/ONAF 70/100 %.)
- n) Total mass.
- o) Mass and type of insulating liquid with reference to the relevant IEC standard.
- p) Maximum system short-circuit power or current used to determine the transformer withstand capability if not infinite.

If the transformer has more than one set of ratings, depending upon different connections of windings which have been specifically allowed for in the design, the additional ratings shall all be given on the rating plate, or separate rating plates shall be fitted for each set.

8.3 Additional information to be given when applicable

The information listed below shall be included on the rating plate when it is applicable to a particular transformer.

- a) For transformers having one or more windings with 'highest voltage for equipment' U_m equal to or above 3,6 kV:
 - short notation of insulation levels (withstand voltages) as described in IEC 60076-3.
- b) Tapping designations
 - For transformers with highest rated voltage less than or equal to 72,5 kV and with rated power less than or equal to 20 MVA (three phase) or 6,7 MVA (single phase) having a tapping range not exceeding ± 5 %, tapping voltages on the tapped winding for all tappings.
 - For all other transformers
 - a table stating tapping voltage and maximum allowable tapping service voltage, tapping current, tapping power, and internal connection for all tappings,
 - a table showing the short-circuit impedance values for the principal tapping and at least the extreme tappings in % with the reference power.
- c) Guaranteed maximum temperature rises of top liquid and windings (if not normal values).

When a transformer is intended for installation at high altitude, the altitude, power rating and temperature rise at that altitude shall be indicated on the nameplate together with one of the following:

- If the transformer is designed for installation at high altitude, the (reduced) temperature rise for rated power under normal external cooling medium temperature conditions.
 - If the transformer is designed for normal external cooling medium temperature conditions, the rated power for guaranteed temperature rise under normal external cooling medium temperature conditions.
- d) Connection diagram (in cases where the connection symbol will not give complete information regarding the internal connections). If the connections can be changed inside the transformer, this shall be indicated either on the same plate, a separate plate or with duplicate or reversible rating plates. The connection fitted at delivery shall be indicated. Where non-linear resistors or fuses are employed within the transformer, the location and connection of such equipment shall be shown on the connection diagram plate with terminal markings. An indication of any built-in current transformers when used shall be presented on the diagram.
- e) Transportation mass (if different from total mass).
- f) Untanking mass (for transformers exceeding 5 t total mass).
- g) Vacuum withstand capability of the tank, conservator, tap-changers and cooling equipment.
- h) For multi-winding transformers, any restriction on power-loading combinations.
- i) For transformers equipped with winding temperature indicators (WTI), the settings for each WTI. This is normally the difference between the winding hot-spot temperature at rated power and the top liquid temperature calculated from temperature rise test results. If more than one cooling method is specified, different settings may be required for each cooling method.
- j) For all current transformers installed inside the transformer, the location, ratio(s), accuracy class and rated output (VA rating) of the current transformer.
- k) Minimum temperature of cooling medium if not -5 °C for indoor transformers or -25 °C for outdoor transformers

Plates with identification and characteristics of auxiliary equipment according to standards for such components (bushings, tap-changers, current transformers, special cooling equipment) shall be provided either on the components themselves or on the transformer.

9 Safety, environmental and other requirements

9.1 Safety and environmental requirements

9.1.1 Liquid leaks

Transformer manufacturers shall consider the effective containment of the liquid of the transformer and take effective measures to prevent leakage. Consideration shall be given to the long term performance of items such as:

- joint design;
- gasket materials;
- welds;
- corrosion prevention.

Transformers shall be designed to be leak free and any leakage found on site at the end of commissioning shall be corrected by the responsible supplier.

9.1.2 Safety considerations

The manufacturer shall consider the safety of operators and maintenance staff in the design of the transformer in particular the following aspects:

- accessibility to parts with high temperatures;
- accessibility of live parts;
- accessibility of moving parts;
- lifting and handling provisions;
- access for maintenance, where maintenance is required;
- working at height.

Where installation may affect any of the above, suitable installation instructions shall be provided with the transformer.

NOTE ISO 14122 series, *Safety of machinery – Permanent means of access to machinery*, should be consulted where ladders, platforms and similar means of access are provided with the transformer.

9.2 Dimensioning of neutral connection

The neutral conductor and terminal of transformers intended to carry a load between phase and neutral (for example, distribution transformers) shall be rated for the appropriate load current and earth-fault current (see IEC 60076-8).

The neutral conductor and terminal of transformers not intended to carry load between phase and neutral shall be designed to carry earth-fault current as if the transformer was directly earthed.

9.3 Liquid preservation system

For liquid-immersed transformers, the type of liquid preservation system may be specified in the enquiry and order. If not specified, the manufacturer shall indicate the liquid preservation system in the tender. The following types are distinguished:

- Freely breathing system or conservator system where there is free communication between the ambient air and an air-filled expansion space above the surface of the liquid, in the tank or in a separate expansion vessel (conservator). A moisture-removing breather is fitted in the connection to the atmosphere.
- Diaphragm or bladder-type liquid preservation system where an expansion volume of air at atmospheric pressure is provided above the liquid but prevented from direct contact with the liquid by a flexible diaphragm or bladder. A moisture-removing breather is fitted in the connection to the atmosphere.
- Inert gas pressure system where an expansion space above the liquid is filled with dry inert gas at slight over-pressure, being connected to either a pressure controlled source or an elastic bladder.
- Sealed-tank system with gas cushion, in which a volume of gas above the liquid surface in a stiff tank accommodates the liquid expansion under variable pressure.
- Sealed, completely filled system in which the expansion of the liquid is taken up by elastic movement of the permanently sealed, usually corrugated tank or radiators.

The size of the conservator or expansion system shall be sufficient to accommodate the change in liquid volume from the coldest ambient when the transformer is de-energized to the highest mean liquid temperature experienced when the transformer is loaded to the highest level allowed by the provisions of the loading guide in IEC 60076-7 for mineral oil or as specified for an alternative cooling liquid.

NOTE Allowance should be made for the variation of the coefficient of thermal expansion that may be experienced for different liquids of the same type.

9.4 DC currents in neutral circuits

A transformer with a grounded neutral can be influenced by DC currents flowing through the neutral. For example, the DC current can be generated by:

- DC traction systems;
- cathodic protection systems;
- rectifier systems;
- geomagnetically induced currents (GIC).

When a transformer is subjected to DC currents in the neutral, a DC magnetization bias of the magnetic circuit will result. The magnetizing current becomes strongly asymmetrical and will have a high harmonic content. The possible consequences are:

- an increase of sound level;
- relay malfunction and false tripping;
- stray flux overheating;
- significant increase in magnetizing current;
- increase in no-load losses.

The phenomenon depends on the ability of the DC current to magnetize the core and on the core design. The resulting effects are a function of the magnitude and duration of the DC current, core type and general transformer design features.

If a transformer may be subject to DC currents, then the levels of these currents shall be stated by the purchaser in the enquiry together with any required limits on the consequences of these current levels. See also 4.11 of IEC 60076-8:1997.

9.5 Centre of gravity marking

The centre of gravity of the transformer in the transport configuration shall be permanently marked on at least two adjacent sides of the transformer for transformers with a transport mass in excess of 5 tonnes.

10 Tolerances

It is not always possible, particularly in large, multi-winding transformers with relatively low rated voltages, to accommodate turns ratios which correspond to specified rated voltage ratios with high accuracy. There are also other quantities which may not be accurately explored at the time of tender, or are subject to manufacturing and measuring uncertainty.

Therefore tolerances are necessary on certain specified and design values.

A transformer is considered as complying with this part when the quantities subject to tolerances are not outside the tolerances given in Table 1. Where a tolerance in one direction is omitted, there is no restriction on the value in that direction.

This clause is for the purposes of acceptance or rejection only and does not replace the purchasers' prescribed guarantees for economic evaluation purposes (for example penalties on losses). It does not take precedence over any limits specified in the enquiry.

Table 1 – Tolerances

Item	Tolerance
1. a) Total losses See Note 1 b) Measured component losses See Note 1	+10 % of the total losses +15 % of each component loss, provided that the tolerance for total losses is not exceeded
2. Measured voltage ratio at no load on principal tapping for a specified first pair of windings or the extreme tappings, if specified Measured voltage ratio on other tappings, same pair Measured voltage ratio for further pairs	The lower of the following values: a) $\pm 0,5$ % of the specified ratio b) $\pm 1/10$ of the actual percentage impedance on the principal tapping $\pm 0,5$ % of the design value of turns ratio $\pm 0,5$ % of the design value of turns ratio
3. Measured short-circuit impedance for: – a separate-winding transformer with two windings, or – a specified first pair of separate windings in a multi-winding transformer a) principal tapping b) any other tapping of the pair	When the impedance value is ≥ 10 % $\pm 7,5$ % of the specified value When the impedance value is < 10 % ± 10 % of the specified value When the impedance value is ≥ 10 % ± 10 % of the specified value When the impedance value is < 10 % ± 15 % of the specified value
4. Measured short-circuit impedance for: – an auto-connected pair of winding, or – a specified second pair of separate windings in a multi-winding transformer a) principal tapping b) any other tapping of the pair – further pairs of windings	± 10 % of the specified value ± 10 % of the design value for that tapping To be agreed, but $\geq \pm 15$ %
5. Measured no-load current	+30 % of the design value
NOTE 1 The loss tolerances of multi-winding transformers apply to every pair of windings unless the guarantee states that they apply to a given load condition.	
NOTE 2 For certain auto-transformers and series transformers the low value of their impedance may justify a more liberal tolerance. Transformers having large tapping ranges, particularly if the range is asymmetrical, may also require special consideration. On the other hand, for example, when a transformer is to be combined with previously existing units, it may be justified to specify and agree on narrower impedance tolerances. Any special tolerances should be indicated in the enquiry, and any revised tolerances agreed upon between manufacturer and purchaser.	

11 Tests

11.1 General requirements for routine, type and special tests

11.1.1 General

Transformers shall be subjected to tests as specified below.

Tests other than temperature rise tests shall be made at an external cooling medium temperature between 10 °C and 40 °C. See IEC 60076-2 for temperature rise tests.

Tests shall be made at the manufacturer's works, unless otherwise agreed between the manufacturer and the purchaser.

All external components and fittings that are likely to affect the performance of the transformer during the test shall be in place.

If the transformer cannot be mounted in its intended operating condition for testing (for example if the transformer is fitted with test-turrets and test-bushings or the arrangement of cooling equipment cannot be mounted in the in-service position, during the relevant factory test), an agreement shall be found between manufacturer and purchaser before the commencement of tests. If there are any limitations known at the tender stage, these shall be made clear by the manufacturer.

If a transformer is intended for delivery with liquid/SF₆ bushings, by agreement between manufacturer and purchaser the test can be conducted with equivalent liquid/air bushings instead provided that the liquid-immersed end of the test bushing is identical to the service bushing and the service bushing is tested to at least the same level as the transformer.

Tapped windings shall be connected on their principal tapping, unless the relevant test clause requires otherwise or unless the manufacturer and the purchaser agree otherwise.

The test basis for all characteristics other than insulation is the rated condition, unless the test clause states otherwise.

All measuring systems used for the tests shall have certified, traceable accuracy and be subjected to periodic calibration, according to the rules given in ISO 9001.

Specific requirements on the accuracy and verification of the measuring systems are described in IEC 60060 series and IEC 60076-8.

Where it is required that test results are to be corrected to a reference temperature, this shall be:

- a) for dry-type transformers, the reference temperature shall be according to the general requirements for tests in IEC 60076-11;
- b) for liquid-immersed transformers with rated average winding temperature rise less than or equal to 65 K for OF or ON, or 70 K for OD;
 - 1) reference temperature is 75 °C;
 - 2) on request by the customer, reference temperature is rated average winding temperature rise + 20 °C, or rated average winding temperature rise + yearly external cooling medium average temperature, whichever is higher;
- c) for liquid-immersed transformers with other rated average winding temperature rise, the reference temperature is equal to rated average winding temperature rise + 20 °C, or rated average winding temperature rise + yearly external cooling medium average temperature, whichever is higher.

If a purchaser needs to make a comparison between the losses of transformers in category b) with transformers in categories a) and c) (with different insulation systems and with different average winding temperature rises) it is necessary for the reference temperature to be determined according to b)2 above. If the purchaser wishes to make such a comparison, he shall state this in the tender inquiry.

NOTE 1 For existing designs, the conversion between losses at alternative reference temperatures is performed by calculation. It is not intended that any type tests, including the temperature rise test, would need to be repeated solely as a result of changing the reference temperature.

NOTE 2 For yearly average external cooling medium temperatures significantly different than 20 °C, the actual losses experienced in service may be different than the losses derived at the reference temperature. The actual losses experienced in service will depend on both the load and temperature profile.

Liquid-immersed transformers shall be tested with the same type and specification of liquid that they will contain in service.

NOTE 3 The intention is that the transformer is tested with a liquid such that the test results are fully representative of the performance of the transformer in service.

All measurements and tests requiring power frequency supply shall be performed with the supply frequency within 1 % of the rated frequency of the transformer. The waveshape of the supply voltage shall be such that the total harmonic content does not exceed 5 %. If this condition is not satisfied then the effect of the waveshape on the measured parameter shall be evaluated by the manufacturer and subject to approval by the purchaser. Loss measurements should not be corrected downwards to account for harmonics in the supply voltage except as allowed in 11.5. Where a three-phase supply is used, the supply voltage shall be symmetrical. The maximum voltage across each phase winding under test shall not differ from the minimum voltage by more than 3 %.

Any inability of the manufacturer to perform the test or measurement at the rated frequency shall be stated by the manufacturer at the tender stage and appropriate conversion factors agreed.

The following list of tests is not in any specific order. If the purchaser requires the tests performed in a particular order, this shall be included in the enquiry.

11.1.2 Routine tests

11.1.2.1 Routine test for all transformers

- a) Measurement of winding resistance (11.2).
- b) Measurement of voltage ratio and check of phase displacement (11.3).
- c) Measurement of short-circuit impedance and load loss (11.4).
- d) Measurement of no-load loss and current (11.5).
- e) Dielectric routine tests (IEC 60076-3).
- f) Tests on on-load tap-changers, where appropriate (11.7).
- g) Leak testing with pressure for liquid-immersed transformers (tightness test) (11.8).
- h) Tightness tests and pressure tests for tanks for gas-filled transformers (refer to 60076-15).
- i) Check of the ratio and polarity of built-in current transformers.
- j) Check of core and frame insulation for liquid immersed transformers with core or frame insulation (11.12).

11.1.2.2 Additional routine tests for transformers with $U_m > 72,5$ kV

- a) Determination of capacitances windings-to-earth and between windings.
- b) Measurement of d.c. insulation resistance between each winding to earth and between windings.
- c) Measurement of dissipation factor ($\tan \delta$) of the insulation system capacitances.
- d) Measurement of dissolved gasses in dielectric liquid from each separate oil compartment except diverter switch compartment.
- e) Measurement of no-load loss and current at 90 % and 110 % of rated voltage (11.5).

11.1.3 Type tests

- a) Temperature-rise type test (IEC 60076-2).

- b) Dielectric type tests (IEC 60076-3).
- c) Determination of sound level (IEC 60076-10) for each method of cooling for which a guaranteed sound level is specified.
- d) Measurement of the power taken by the fan and liquid pump motors.
- e) Measurement of no-load loss and current at 90 % and 110 % of rated voltage.

11.1.4 Special tests

- a) Dielectric special tests (IEC 60076-3).
- b) Winding hot-spot temperature-rise measurements.
- c) Determination of capacitances windings-to-earth, and between windings.
- d) Measurement of dissipation factor ($\tan \delta$) of the insulation system capacitances.
- e) Determination of transient voltage transfer characteristics (Annex B of IEC 60076-3:2000).
- f) Measurement of zero-sequence impedance(s) on three-phase transformers (11.6).
- g) Short-circuit withstand test (IEC 60076-5).
- h) Measurement of d.c. insulation resistance each winding to earth and between windings.
- i) Vacuum deflection test on liquid immersed transformers (11.9).
- j) Pressure deflection test on liquid immersed transformers (11.10).
- k) Vacuum tightness test on site on liquid immersed transformers (11.11).
- l) Measurement of frequency response (Frequency Response Analysis or FRA). The test procedure shall be agreed between manufacturer and purchaser.
- m) Check of external coating (ISO 2178 and ISO 2409 or as specified).
- n) Measurement of dissolved gasses in dielectric liquid.
- o) Mechanical test or assessment of tank for suitability for transport (to customer specification).
- p) Determination of weight with transformer arranged for transport. For transformers up to 1,6 MVA by measurement. For larger transformers by measurement or calculation as agreed between manufacturer and purchaser.

Other tests for transformers may be defined in the specific documents for specialized transformers such as dry-type, self-protected and other groups.

If test methods are not prescribed in this standard, or if tests other than those listed above are specified in the contract, such test methods are subject to agreement.

11.2 Measurement of winding resistance

11.2.1 General

The resistance of each winding, the terminals between which it is measured and the temperature of the windings shall be recorded. Direct current shall be used for the measurement.

In all resistance measurements, care shall be taken that the effects of self-induction are minimized.

11.2.2 Dry-type transformers

Before measurement the external cooling medium temperature shall not have changed by more than 3 °C for at least 3 h and all winding temperatures of the transformer measured by the internal

temperature sensors shall not differ from the external cooling medium temperature by more than 2 °C.

Winding resistance and winding temperature shall be measured at the same time. The winding temperature shall be measured by sensors placed at representative positions, preferably inside the set of windings, for example, in a duct between the high-voltage and low-voltage windings.

11.2.3 Liquid-immersed type transformers

After the transformer has been under liquid without excitation for at least 3 h, the average liquid temperature shall be determined and the temperature of the winding shall be deemed to be the same as the average liquid temperature. The average liquid temperature is taken as the mean of the top and bottom liquid temperatures.

In measuring the cold resistance for the purpose of temperature-rise determination, special efforts shall be made to determine the average winding temperature accurately. Thus, the difference in temperature between the top and bottom liquid shall not exceed 5 K. To obtain this result more rapidly, the liquid may be circulated by a pump.

11.3 Measurement of voltage ratio and check of phase displacement

The voltage ratio shall be measured on each tapping. The polarity of single-phase transformers and the connection symbol of three-phase transformers shall be checked. If a voltage measurement is used, the voltages of both windings shall be measured simultaneously.

11.4 Measurement of short-circuit impedance and load loss

The short-circuit impedance and load loss for a pair of windings shall be measured at rated frequency with voltage applied to the terminals of one winding, with the terminals of the other winding short-circuited, and with possible other windings open-circuited. (For selection of tapping for the test, see 6.5 and 6.6). The supplied current should be equal to the relevant rated current (tapping current) but shall not be less than 50 % thereof. The measurements shall be performed quickly so that temperature rises do not cause significant errors. The difference in temperature between the top liquid and the bottom liquid shall be small enough to enable the mean temperature to be determined accurately. The difference in temperature between the top and bottom liquid shall not exceed 5 K. To obtain this result more rapidly, the liquid may be circulated by a pump.

The measured value of load loss shall be multiplied with the square of the ratio of rated current (tapping current) to test current. The resulting figure shall then be corrected to reference temperature (11.1). The I^2R loss (R being d.c. resistance) is taken as varying directly with the temperature and all other losses inversely with the temperature. The measurement of winding resistance shall be made according to 11.2. The temperature correction procedure is detailed in Annex E.

The short-circuit impedance is represented as reactance and a.c. resistance in series. The impedance is corrected to reference temperature assuming that the reactance is constant and that the a.c. resistance derived from the load loss varies as described above.

On transformers having a tapped winding with tapping range not exceeding ± 5 %, the short-circuit impedance shall be measured on the principal tapping.

For transformers with tappings exceeding a voltage variation of 5 % from the principal tapping, impedance values shall be measured for the principal tapping and the extreme tapping(s) exceeding 5 %. Measurements at other tap positions may be specified in the enquiry.

If the tapping range is asymmetrical, if specified by the purchaser, measurements shall also be made on the middle tapping.

On a three-winding transformer, measurements are performed on the three different two-winding combinations. The results are re-calculated, allocating impedances and losses to individual windings (see IEC 60076-8). Total losses for specified loading cases involving all these windings are determined accordingly.

NOTE 1 For transformers with two secondary windings having the same rated power and rated voltage and equal impedance to the primary (sometimes referred to as 'dual-secondary transformers'), it may be agreed that the symmetrical loading case is investigated by an extra test with both secondary windings short-circuited simultaneously.

NOTE 2 The measurement of load loss on a large transformer requires considerable care and good measuring equipment because of the low power factor and the often large test currents. Any errors and external circuit losses should be minimized. Correction for measuring transformer errors and for resistance of the test connections should be applied unless they are obviously negligible (see IEC 60076-8).

11.5 Measurement of no-load loss and current

The no-load loss and the no-load current shall be measured on one of the windings at rated frequency and at a voltage corresponding to rated voltage if the test is performed on the principal tapping, or to the appropriate tapping voltage if the test is performed on another tapping. The remaining winding or windings shall be left open-circuited and any windings which can be connected in open delta shall have the delta closed. Where indicated in 11.1.2 and 11.1.3, the measurement shall also be made at 90 % and 110 % of rated voltage (or appropriate tapping voltage).

The transformer shall be approximately at factory ambient temperature.

For a three-phase transformer, the selection of the winding and the connection to the test power source shall be made to provide, as far as possible, symmetrical and sinusoidal voltages across the three phases.

The test voltage shall be adjusted according to a voltmeter responsive to the mean value of voltage but scaled to read the r.m.s. voltage of a sinusoidal wave having the same mean value. The reading of this voltmeter is U' .

At the same time, a voltmeter responsive to the r.m.s. value of voltage shall be connected in parallel with the mean-value voltmeter and its indicated voltage U shall be recorded.

When a three-phase transformer is tested, the voltages shall be measured between line terminals, if a delta-connected winding is energized, and between phase and neutral terminals if a YN or ZN connected winding is energized.

Phase to phase voltages may be derived from phase to ground measurements, but phase to neutral voltages shall not be derived from phase to phase measurements.

The test voltage wave shape is satisfactory if the readings U' and U are equal within 3 %. If the difference between voltmeter readings is larger than 3 %, the validity of the test is subject to agreement. A larger difference may be acceptable at higher than rated voltage unless this measurement is subject to guarantee.

NOTE 1 It is recognized that the most severe loading conditions for test voltage source accuracy are usually imposed by large single-phase transformers.

The measured no-load loss is P_m , and the corrected no load loss is taken as:

$$P_o = P_m (1 + d)$$

$$d = \frac{U' - U}{U'} \text{ (usually negative)}$$

The r.m.s. value of no-load current is measured at the same time as the loss. For a three-phase transformer, the mean value of readings in the three phases is taken.

The no load losses shall not be corrected for any effect of temperature.

NOTE 2 In deciding the place of the no-load test in the complete test sequence, it should be borne in mind that no-load loss measurements performed before impulse tests and/or resistance measurements are, in general, representative of the average loss level over long time in service, assuming, that the core is not pre-magnetized. That means, if no-load tests are carried out after resistance measurements and/or lightning impulse tests, the core of the transformer should be demagnetized by overexcitation before the no-load test is carried out.

11.6 Measurement of zero-sequence impedance(s) on three-phase transformers

The zero-sequence impedance is measured at rated frequency between the line terminals of a star-connected or zigzag-connected winding connected together, and its neutral terminal. It is expressed in ohms per phase and is given by $\frac{3U}{I}$, where U is the test voltage and I is the test current.

The test current per phase $\frac{I}{3}$ shall be stated in the test report.

It shall be ensured that the current in the neutral connection is compatible with its current-carrying capability.

In the case of a transformer with an additional delta-connected winding, the value of the test current shall be such that the current in the delta-connected winding is not excessive, taking into account the duration of application.

If winding balancing ampere-turns are missing in the zero-sequence system, for example, in a star-star-connected transformer without delta winding, the applied voltage shall not exceed the phase-to-neutral voltage at normal operation. The current in the neutral and the duration of application should be limited to avoid excessive temperatures of metallic constructional parts.

In the case of transformers having more than one star-connected winding with neutral terminal, the zero-sequence impedance is dependent upon the connection (see 3.7.3) and the tests to be made shall be subject to agreement between the manufacturer and the purchaser.

For autotransformers and YY transformers, there are several combinations of tests to perform:

- HV with LV open circuit;
- HV with LV short circuit;
- LV with HV open circuit;
- LV with HV short circuit.

For YD transformers, the zero sequence impedance is measured from the Y side only.

Auto-transformers with a neutral terminal intended to be permanently connected to earth shall be treated as normal transformers with two star-connected windings. Thereby, the series winding and the common winding together form one measuring circuit, and the common winding alone forms the other. The measurements are carried out with a current not

exceeding the difference between the rated currents on the low-voltage side and the high-voltage side.

NOTE 1 In conditions where winding balancing ampere-turns are missing, the relation between voltage and current is generally not linear. In that case, several measurements at different values of current may give useful information.

NOTE 2 The zero-sequence impedance is dependent upon the physical disposition of the windings and the magnetic parts, measurements on different windings may therefore not agree. In particular, for a transformer with a zigzag winding the zero sequence impedance measured between line terminals connected together and the neutral may result in a different value to that obtained when a three phase symmetrical voltage is applied and one line terminal is connected to the neutral.

NOTE 3 An additional zero-sequence impedance test may be required for transformers with delta windings with two connections to one corner brought out so that it can be either open or closed.

NOTE 4 Further guidance is given in IEC 60076-8.

11.7 Tests on on-load tap-changers – Operation test

With the tap-changer fully assembled on the transformer, the following sequence of operations shall be performed without failure:

- a) with the transformer de-energized, eight complete cycles of operation (a cycle of operation goes from one end of the tapping range to the other, and back again).
- b) with the transformer de-energized, and with the auxiliary voltage reduced to 85 % of its rated value, one complete cycle of operation.
- c) with the transformer energized at rated voltage and frequency at no load, one complete cycle of operation.
- d) with one winding short-circuited and, as far as practicable, rated current in the tapped winding, 10 cycles of tap-change operations across the range of two steps on each side from where a coarse or reversing changeover selector operates, or otherwise from the middle tapping (the tapchanger will pass 20 times through the changeover position).

11.8 Leak testing with pressure for liquid immersed transformers (tightness test)

The transformer manufacturer shall perform an agreed test to prove the transformer tank will not leak in service. If there is no agreement, a pressure of at least 30 kPa over the normal liquid pressure shall be applied and maintained for 24 h for transformers greater than 20 MVA or 72,5 kV, and 8 h for transformers of lower rating and voltage. Typically, this is applied either using a liquid column or gas pressure in the conservator. Thereafter, the entire transformer shall be visually inspected for leaks. For tanks that are specifically designed to be flexible for liquid expansion (corrugated), leak and lifetime tests need to be agreed.

11.9 Vacuum deflection test for liquid immersed transformers

This test is applicable to transformers designed to be vacuum filled in their own tanks on site.

Generally, these transformers are transported without liquid.

Where specified the deflection of the tank when vacuum is applied and the permanent deflection of the tank when the vacuum is released shall be measured.

The test shall be carried out on the transformer when it is complete in all relevant respects and on all compartments that require vacuum to be applied on-site.

Before vacuum is applied, a suitable measuring reference point, attached rigidly to the test room structure or floor, independent of the transformer shall be established as close as possible to the point on the tank where the maximum deflection under vacuum is expected. The distance from the reference point to the tank wall in a direction approximately normal to the tank wall shall be measured and noted.

Following the application of the vacuum to the level required for the site operation, the distance from the reference point to the tank wall in a direction approximately normal to the tank wall shall be measured again. The deflection under vacuum is the difference between this measurement and the first measurement.

The vacuum shall then be released and a third measurement of the distance from the reference point to the tank wall in a direction approximately normal to the tank wall shall be taken. The permanent deflection is the difference between this measurement and the first measurement.

Alternative equivalent methods of measurement may be used and additional measurements on the opposite side of the transformer may be required to compensate for tank movement during the test.

Normally the expected deflection under vacuum and the permanent deflection shall be calculated and declared by the manufacturer before the test. Alternatively the following typical values shall be used:

- a) medium range transformers between 20 MVA and 100 MVA:
 - permanent deflection after vacuum is released: 1 mm;
- b) large power transformers (with plain tank walls), above 100 MVA:
 - permanent deflection after vacuum is released: 5 mm.

If the expected values are exceeded, the test shall be repeated to see if the tank dimensions have stabilized. If not, remedial actions, for example adding additional stiffening to the tank, shall be carried out.

11.10 Pressure deflection test for liquid immersed transformers

Where specified, the deflection of the tank when pressure is applied and the permanent deflection of the tank when the pressure is released shall be measured. For tanks that are specifically designed to be flexible for liquid expansion (corrugated), this test is not applicable.

The test shall be carried out on the transformer when it is complete in all relevant respects and filled with liquid. It shall be carried out on all separate compartments that contain liquid.

Unless otherwise specified, the test pressure in the tank shall be 35 kPa over the normal operating pressure. If the transformer is fitted with pressure relief devices, the pressure, applied during this test shall exceed the pressure required to operate the pressure relief device by at least 10 kPa. Pressure relief devices will therefore need to be blanked off during this test.

NOTE The specified overpressure may conveniently be applied by adjusting the height of a liquid column (for example by lifting a separate conservator attached to a crane).

Before pressure is applied, whilst the tank is at its normal working liquid level, a suitable measuring reference point, attached rigidly to the test room structure or floor, independent of the transformer shall be established as close as possible to the point on the tank where the maximum deflection under pressure is expected, taking into account the expected deflection. The distance from the reference point to the tank wall in a direction approximately normal to the tank wall shall be measured and noted.

Following the application of the additional pressure, the distance from the reference point to the tank wall in a direction approximately normal to the tank wall shall be measured again. The deflection under pressure is the difference between this measurement and the first measurement.

Alternative equivalent methods of measurement may be used and additional measurements on the opposite side of the transformer may be required to compensate for tank movement during the test.

The pressure shall then be reduced back to the originally established level and a third measurement of the distance from the reference point to the tank wall in a direction approximately normal to the tank wall shall be taken. The permanent deflection is the difference between this measurement and the first measurement.

Normally the expected deflection under pressure and the permanent deflection shall be calculated and declared by the manufacturer before the test. Alternatively the following typical values shall be used:

- a) medium range transformers between 20 MVA and 100 MVA:
 - permanent deflection after overpressure: 1 mm;
- b) large power transformers (with plain tank walls), above 100 MVA:
 - permanent deflection after overpressure: 5 mm.

If the expected values are exceeded, the test shall be repeated to see if the tank dimensions have stabilized. If not, remedial actions, for example adding additional stiffening to the tank, shall be carried out.

11.11 Vacuum tightness test on site for liquid immersed transformers

This test is applicable to transformers designed to be vacuum filled in their own tanks on site and transported without liquid. Following erection on-site but before liquid filling, the ability of a transformer that requires the application of vacuum for filling or other site operations to hold a vacuum without admitting air shall be demonstrated as follows:

A vacuum to the highest level required by the site operation shall be applied for a period of two hours or until a stable vacuum level is obtained. The vacuum pump shall then be stopped and the transformer sealed.

The vacuum inside the transformer shall then be monitored, using a suitable vacuum gauge until a steady rate of change of vacuum is observed. The increase in pressure shall be less than 0,2 kPa per hour measured over a period of at least 30 min.

11.12 Check of core and frame insulation

This test shall be carried out on all liquid immersed transformers which incorporate insulation separating core and frame and/or frame and tank.

For transformers where the core and frame earth connections are not accessible when the transformer is liquid filled, the insulation shall be tested at 500 V d.c. for 1 min without breakdown before the active part is installed in the tank.

For transformers where the core and frame earth connections are accessible when the transformer is liquid filled, the insulation shall be tested at 2 500 V d.c. for 1 min without breakdown after the transformer is filled with liquid.

12 Electromagnetic compatibility (EMC)

Power transformers shall be considered as passive elements in respect to emission of, and immunity to, electromagnetic disturbances.

NOTE 1 Certain accessories may be susceptible to electromagnetic interference.

NOTE 2 Passive elements are not liable to cause electromagnetic disturbances and their performance is not liable to be affected by such disturbances.

13 High frequency switching transients

Switching lightly loaded and/or low power factor (inductively loaded) transformers with vacuum and SF₆ interrupters may subject the transformer to potentially damaging voltage transients with frequencies up to the MHz range and voltages exceeding the transformer impulse withstand. Mitigation measures, while not part of the transformer, might include means to increase damping through resistor-capacitor snubbers, pre-insertion resistors within the switches, or switching under load. If specified by the purchaser, the manufacturer shall provide details of natural resonant frequencies and/or high frequency model parameters of the transformer.

NOTE More information is available in IEEE C57.142 Guide to describe the occurrence and mitigation of switching transients induced by transformer, switching device, and system interaction

Annex A (informative)

Check list of information to be provided with enquiry and order

A.1 Rating and general data

A.1.1 Normal information

The following information shall be given in all cases:

- a) Particulars of the specifications to which the transformer shall comply.
- b) Kind of transformer, for example, separate winding transformer, auto-transformer or series transformer.
- c) Single or three-phase unit.
- d) Number of phases in system.
- e) Frequency.
- f) Dry-type or liquid-immersed type. If liquid-immersed type, whether mineral oil, natural insulating liquid or synthetic insulating liquid. If dry-type, degree of protection (see IEC 60529).
- g) Indoor or outdoor type.
- h) Type of cooling.
- i) Rated power for each winding and, for tapping range exceeding $\pm 5\%$, the specified maximum current tapping, if applicable.
If the transformer is specified with alternative methods of cooling, the respective lower power values are to be stated together with the rated power (which refers to the most efficient cooling).
- j) Rated voltage for each winding.
- k) For a transformer with tapplings (see 6.4):
 - whether 'de-energized' or 'on-load' tap-changing is required;
 - any requirements for fixing the ratio of turns between two particular windings on a more than two winding transformer;
 - whether any tapping or range of tapplings can be reduced power tapplings;
 - the number of tapping steps and the size of the tapping step or the tapping range;
 and either:
 - which winding is tapped;
 - if the tapping range is more than $\pm 5\%$, the type of voltage variation, and the location of the maximum current tapping, if applicable;
 or:
 - direction of power flow (can be both directions);
 - which voltage shall vary for the purpose of defining rated tapping voltage;
 - minimum full load power factor.
- l) Highest voltage for equipment (U_m) for each winding line and neutral terminals (with respect to insulation, see IEC 60076-3).
- m) Method of system earthing (for each winding).
- n) Insulation level and dielectric test levels (see IEC 60076-3), for each winding line and neutral terminals.

- o) Connection symbol and neutral terminal requirements for each winding.
- p) Any peculiarities of installation, assembly, transport and handling. Restrictions on dimensions and mass.
- q) Details of auxiliary supply voltage (for fans and pumps, tap-changer, alarms, etc.).
- r) Fittings required and an indication of the side from which meters, rating plates, liquid-level indicators, etc., shall be legible.
- s) Type of liquid preservation system.
- t) For multi-winding transformers, required power-loading combinations, stating, when necessary, the active and reactive outputs separately, especially in the case of multi-winding auto-transformers.
- u) Guaranteed maximum temperature rise information.
- v) Unusual service conditions (see Clause 4 and 5.5).
- w) Details of type and arrangement of terminals, for example air bushings or cable box or gas insulated bus bar.
- x) Whether the core and frame connections should be brought out for external earthing.

A.1.2 Special information

The following additional information shall be given if the particular item is required by the purchaser:

- a) If a lightning impulse voltage test is required, and whether or not the test is to include chopped waves (see IEC 60076-3).
- b) Whether a stabilizing winding is required and, if so, the method of earthing.
- c) Short-circuit impedance, or impedance range (see Annex C). For multi-winding transformers, any impedances that are specified for particular pairs of windings (together with relevant reference ratings if percentage values are given).
- d) Tolerances on voltage ratios and short-circuit impedances as left to agreement in Table 1, or deviating from values given in the table.
- e) If a transformer has alternative winding connections, how they should be changed, and which connection is required ex works.
- f) Short-circuit characteristics of the connected systems (expressed as short-circuit power or current, or system impedance data) and possible limitations affecting the transformer design (see IEC 60076-5).
- g) Details of sound-level requirements, guarantees, and special measurements (see IEC 60076-10).
- h) Vacuum withstand of the transformer tank, conservator, and cooling equipment if a specific value is required.
- i) Any special tests not referred to above which are required by the purchaser.
- j) Loss evaluation information or maximum losses.
- k) Any physical size limitations, for example for installation on an existing foundation or in a building. Special installation space restrictions which may influence the insulation clearances and terminal locations on the transformer.
- l) Shipping size and weight limitations. Minimum acceleration withstand values if higher than specified in 5.7.4.2.
- m) Transport and storage conditions not covered by normal conditions described in 5.7.4 and 4.2.
- n) Any particular maintenance requirements or limitations.
- o) Whether a disconnection chamber is required for direct cable connections.
- p) Whether facilities for condition monitoring are required (see Annex F).

- q) Any particular environmental considerations regarding the impact of the transformer on the environment that shall be taken into account in the transformer design, see Annex G.
- r) Any particular health and safety considerations that shall be taken into account in the transformer design regarding manufacture, installation, operation, maintenance and disposal, see Annex G.
- s) Unusual electrical operating conditions as follows:
- 1) whether a transformer is to be connected to a generator directly or through switchgear, and whether it will be subjected to load rejection conditions and any special load rejection conditions.
 - 2) whether load current wave shape will be heavily distorted. Whether unbalanced three-phase loading is anticipated. In both cases, details to be given.
 - 3) whether a transformer is to be connected directly or by a short length of overhead line to gas-insulated switchgear (GIS).
 - 4) whether transformers will be subjected to frequent overcurrents, for example, furnace transformers and traction feeding transformers.
 - 5) details of intended regular cyclic overloading other than covered by 5.1.4 (to enable the rating of the transformer auxiliary equipment to be established).
 - 6) unbalanced a.c. voltages, or departure of a.c. system voltages from a substantially sinusoidal wave form.
 - 7) loads involving abnormal harmonic currents such as those that may result where appreciable load currents are controlled by solid-state or similar devices. Such harmonic currents can cause excessive losses and abnormal heating.
 - 8) specified loading conditions (kVA outputs, winding load power factors, and winding voltages) associated with multi-winding transformers and autotransformers.
 - 9) excitation exceeding either 110 % rated voltage or 110 % rated V / Hz.
 - 10) planned short circuits as a part of regular operating or relaying practice.
 - 11) unusual short-circuit application conditions differing from those in IEC 60076-5.
 - 12) unusual voltage conditions including transient overvoltages, resonance, switching surges, etc. which may require special consideration in insulation design.
 - 13) unusually strong magnetic fields. It should be noted that solar-magnetic disturbances can result in telluric currents in transformer neutrals.
 - 14) large transformers with high-current bus bar arrangements. It should be noted that high-current isolated phase bus ducts with accompanying strong magnetic fields may cause unanticipated circulating currents in transformer tanks, covers, and in the bus ducts. The losses resulting from these unanticipated currents may result in excessive temperatures when corrective measures are not included in the design.
 - 15) parallel operation. It should be noted that while parallel operation is not unusual, it is advisable that users advise the manufacturer when paralleling with other transformers is planned and identify the transformers involved.
 - 16) regular frequent energisation in excess of 24 times per year.
 - 17) frequent short circuits.
- t) Unusual physical environmental conditions
- 1) altitude above sea-level, if in excess of 1 000 m (3 300 ft).
 - 2) special external cooling medium temperature conditions, outside the normal range (see 4.2 b)), or restrictions to circulation of cooling air.
 - 3) expected seismic activity at the installation site which requires special consideration.
 - 4) damaging fumes of vapours, excessive or abrasive dust, explosive mixtures of dust or gasses, steam, salt spray, excessive moisture, or dripping water, etc.
 - 5) abnormal vibration, tilting, or shock.

A.2 Parallel operation

If parallel operation with existing transformers is required, this shall be stated and the following information on the existing transformers given:

- a) Rated power.
- b) Rated voltage ratio.
- c) Voltage ratios corresponding to tapplings other than the principal tapping.
- d) Load loss at rated current on the principal tapping, corrected to the appropriate reference temperature, see 11.1.
- e) Short-circuit impedance on the principal tapping and on the extreme tapplings, if the voltage on the extreme tapplings is more than 5 % different to the principal tapping. Impedance on other tapplings if available.
- f) Diagram of connections, or connection symbol, or both.

NOTE On multi-winding transformers, supplementary information will generally be required.

Annex B (informative)

Examples of specifications for transformers with tapplings

B.1 Example 1 – Constant flux voltage variation

Transformer having a 66 kV/20 kV three-phase 40 MVA rating and a $\pm 10\%$ tapping range on the 66 kV winding, with 11 tapping positions. Short notation: $(66 \pm 5 \times 2\%) / 20$ kV.

category of voltage variation:	CFVV
rated power:	40 MVA
rated voltages:	66 kV/20 kV
tapped winding:	66 kV (tapping range $\pm 10\%$)
number of tapping positions:	11

If this transformer shall have reduced power tapplings, say, from tapping -6% , add:

maximum current tapping:	tapping -6%
--------------------------	----------------

The tapping current of the HV winding is then limited to 372 A from the tapping -6% to the extreme tapping -10% where tapping power is reduced to 38,3 MVA.

B.2 Example 2 – Variable flux voltage variation

Transformer having a 66 kV/6 kV, three-phase 20 MVA rating and a $+15\%$, -5% tapping range on the HV winding, but having a constant tapping voltage for the HV winding and a variable tapping voltage for the LV winding, between:

$$\frac{6}{0,95} = 6,32 \text{ kV} \quad \text{to} \quad \frac{6}{1,15} = 5,22 \text{ kV}$$

category of voltage variation:	VFVV
rated power:	20 MVA
rated voltages:	66 kV/6 kV
tapped winding:	66 kV (tapping range $+15\%$, -5%)
number of tapping positions:	13
tapping voltages of 6 kV winding:	6,32 kV, 6 kV, 5,22 kV

If this transformer shall have reduced power tapplings, add for example:

maximum current tapping:	tapping $+5\%$
--------------------------	----------------

The 'tapping current' of the untapped winding (LV) is then limited to 2 020 A from the tapping $+5\%$ to the extreme tapping $+15\%$ where the tapping power is reduced to 18,3 MVA.

B.3 Example 3 – Combined voltage variation

Transformer having a 160 kV/20 kV three-phase 40 MVA rating and a $\pm 15\%$ tapping range on the 160 kV winding. The changeover point (maximum voltage tapping), is at $+6\%$, and there is also a maximum current tapping in the CFVV range at -9% :

tapped winding: 160 kV, range $\pm 10 \times 1,5\%$.

Table B.1 – Example of combined voltage variation

Tappings	Voltage ratio	Tapping voltage		Tapping current		Tapping power S MVA
		U_{HV} kV	U_{LV} kV	I_{HV} A	I_{LV} A	
1 (+15 %)	9,20	169,6	18,43	125,6	1 155	36,86
7 (+6 %)	8,48	169,6	20	136,2	1 155	40
11 (0 %)	8	160	20	144,4	1 155	40
17 (-9%)	7,28	145,6	20	158,7	1 155	40
21 (-15%)	6,80	136	20	158,7	1 080	37,4

NOTE 1 On completing with data for intermediate tappings, the preceding table can be used on a rating plate.

NOTE 2 Compare this specification and a CFVV specification which would be:

$$(160 \pm 15\%) / 20 \text{ kV} - 40 \text{ MVA}$$

The difference is that the HV tapping voltage, according to the example, does not exceed the 'system highest voltage' of the HV system, which is 170 kV (IEC standardized value). The quantity 'highest voltage for equipment' which characterizes the insulation of the winding, is also 170 kV (see IEC 60076-3).

B.4 Example 4 – Functional specification of tapping

The principle of the functional specification of a transformer with tappings according to 6.4.3 is to provide a framework for the specification of the operational requirements whilst leaving the detailed design of winding and tapping arrangements to the manufacturer.

The three specific requirements that shall be properly defined are:

- the operating voltage;
- the load current capability;
- the impedance.

Unless otherwise specified, the maximum operating voltage is to be taken as being on any tapping and is an upper limit on the voltage on all windings simultaneously, for example a step down transformer with a $+15\%$ LV tapping and a specified maximum operating voltage of $+10\%$ of rated voltage will not be used at no load on that tapping at HV voltages exceeding -5% of rated voltage, but on load, the tapping may be used at higher HV voltages to compensate for voltage drop in the transformer. Short periods of operation at higher LV voltage may be required under load rejection situations.

The current on the load side is given by the rated power divided by the rated voltage (at the principal tapping). A transformer specified according to 6.4.3 will be capable of supplying this load current at all tapping positions. Alternatively, the load current capability may be specified for each tapping.

Particular care needs to be given to the specification of impedance in percentage terms and the basis in terms of voltage and power shall either be explicit or follow the convention that

the impedance for a particular tapping is based on the rated power at principal tapping and the voltage of that particular tapping. For this reason only, the voltage variation shall be given as either on the HV or the LV.

The following are examples of such a specification and the resulting transformer

B.4.1 Example 4.1 – Transformer specified with HV voltage variation

Transformer to be suitable for step down operation

rated power S_r :	70 MVA at principal tapping
rated voltages:	220 kV / 90 kV
maximum operating voltage:	+10 %
number of tapping steps:	26
size of tapping step:	1 %
variation on HV voltage:	+10 % –15 %
impedance:	10 % on all tapings on 70 MVA base
minimum full load power factor:	0,8

Table B.2 – Example of functional specification with HV voltage variation

Tappings	No load voltage ratio	Rated tapping voltage		Max continuous voltage (on load)		Rated tapping current		Tapping power	Short-circuit impedance		SC current available on LV at 220 kV
		U_{HV} kV	U_{LV} kV	HV kV	LV kV	I_{HV} A	I_{LV} A		S_{tap} MVA	Z % a	
1 (+10 %)	2,69	242	90	242	99	167	449	70	10	84	4,08
7 (+5 %)	2,57	231	90	242	99	175	449	70	10	76	4,28
11 (0 %)	2,44	220	90	242	99	184	449	70	10	69	4,49
17 (–5 %)	2,32	209	90	242	99	193	449	70	10	62	4,73
21 (–10 %)	2,20	198	90	242	99	204	449	70	10	56	4,99
27 (–15 %)	2,08	187	90	242	99	216	449	70	10	50	5,28

^a referred to 70 MVA.

NOTE 1 The short circuit current available at the LV terminals with 220 kV applied to the HV terminals is calculated as follows assuming no system network impedance.

$$I_{SC} = \frac{220}{U_{HV}} \times I_{LV} \times \frac{100}{z} \times \frac{S_r}{S_{tap}}$$

NOTE 2 The impedance z in the example is constant with tap position for simplicity. This is not necessarily a realistic situation.

NOTE 3 The impedance of the transformer in terms of ohms per phase is calculated as follows

$$Z_{HV} = \frac{z}{100} \times \frac{U_{HV}^2}{S_r}$$

B.4.2 Example 4.2 – Transformer specified with LV voltage variation

Transformer to be suitable for step down operation

- rated power: 70 MVA at principal tapping
- rated voltages: 220 kV / 90 kV
- maximum operating voltage: +10 %
- number of tapping steps: 26
- size of tapping step: 1 %
- variation on LV voltage: +10 % –15 %
- impedance: 10 % on all tapings on 70 MVA base
- minimum full load power factor: 0,8

NOTE The specification is the same as example 4.1 except for the change from HV voltage variation to LV voltage variation. Except on principal tap, when compared with the transformer in example 1, this transformer will have different ohmic impedances and therefore different short circuit currents are available at the LV even when the HV voltage and tap-position are the same.

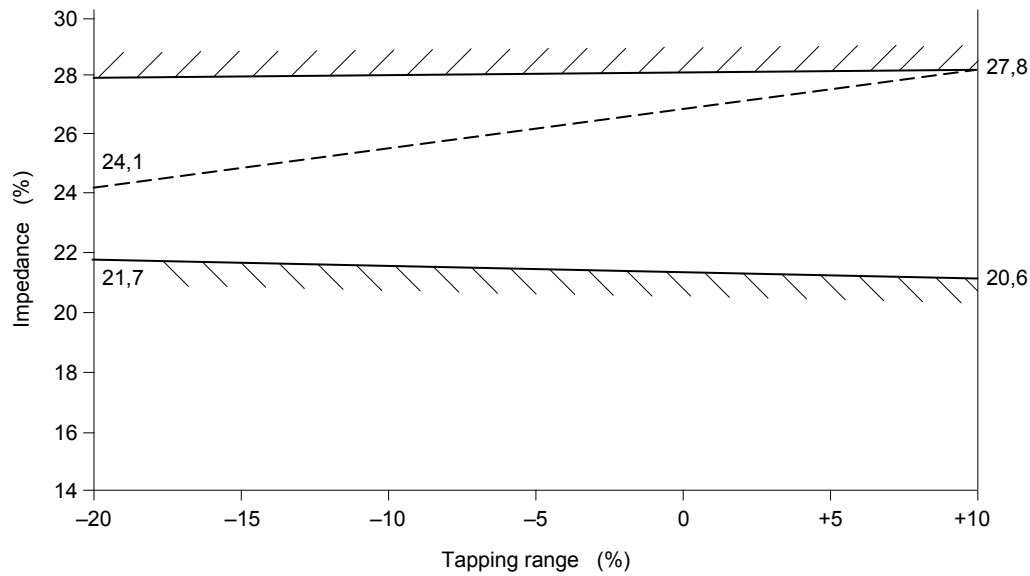
Table B.3 – Example of functional specification with LV voltage variation

Tappings	No load voltage ratio	Rated tapping voltage		Max continuous voltage (on load)		Rated tapping current		Tapping power	Short-circuit impedance		SC current available on LV at 220 kV
		U_{HV} kV	U_{LV} kV	HV kV	LV kV	I_{HV} A	I_{LV} A		S_{tap} MVA	z % a	
1 (+10 %)	2,72	220	81	242	99	165	449	63	10	69	4,99
7 (+5 %)	2,57	220	85,5	242	99	175	449	66,5	10	69	4,73
11 (0 %)	2,44	220	90	242	99	184	449	70	10	69	4,49
17 (-5 %)	2,33	220	94,5	242	99	193	449	73,5	10	69	4,28
21 (-10 %)	2,22	220	99	242	99	202	449	77	10	69	4,08
27 (-15 %)	2,13	220	103,5	242	99	211	449	80,5	10	69	3,90

^a referred to 70 MVA.

Annex C (informative)

Specification of short-circuit impedance by boundaries



IEC 685/11

The upper boundary is a constant value of short-circuit impedance as a percentage, which is determined by the permissible voltage drop at a specified loading and at a specified power factor.

The lower boundary is determined by permissible overcurrent on the secondary side during a through-fault.

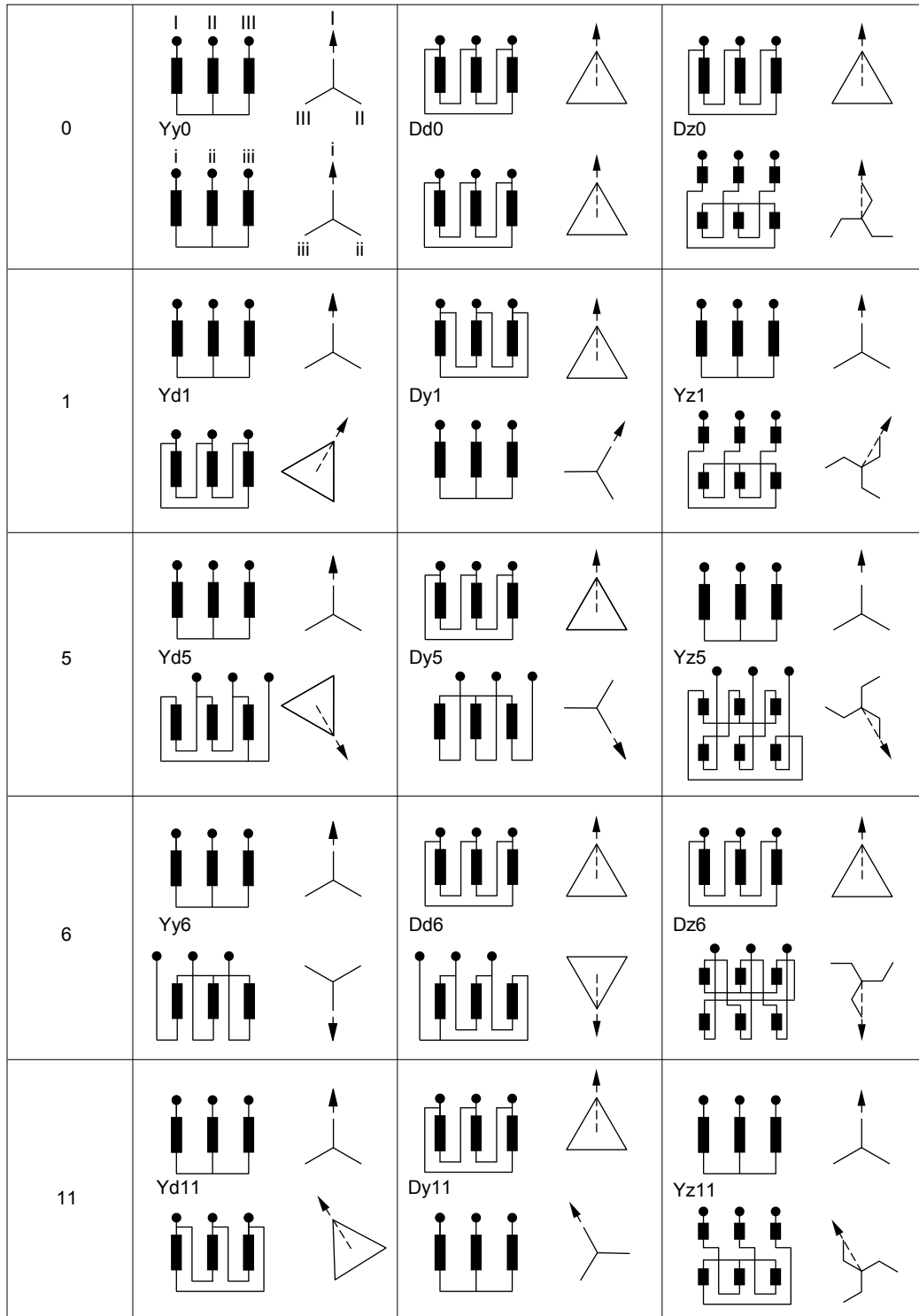
The dashed line is an example of a transformer short-circuit impedance curve which would satisfy this specification.

Figure C.1 – Example of specification of short-circuit impedance by boundaries

Annex D (informative)

Examples of three-phase transformer connections

Common connections are shown in Figure D.1 below.

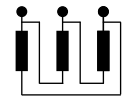
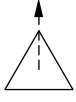
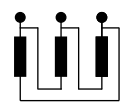
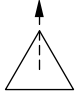
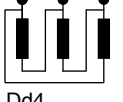

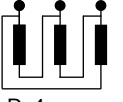

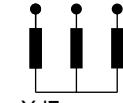

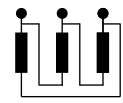

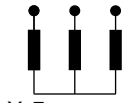
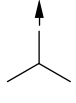
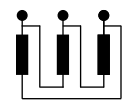

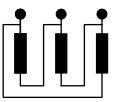

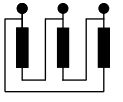
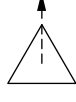
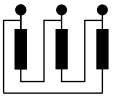



IEC 686/11

Conventions of drawing are the same as in Figure 2 (Clause 7) of the main document.

Figure D.1 – Common connections

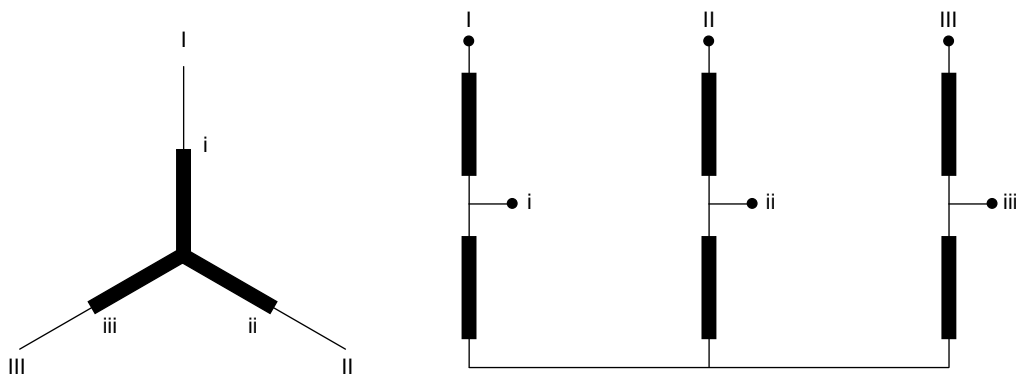
Additional connections are shown in Figure D.2 below.

2		 <p>Dd2</p> 	 <p>Dz2</p> 
4		 <p>Dd4</p> 	 <p>Dz4</p> 
7	 <p>Yd7</p> 	 <p>Dy7</p> 	 <p>Yz7</p> 
8		 <p>Dd8</p> 	 <p>Dz8</p> 
10		 <p>Dd10</p> 	 <p>Dz10</p> 

IEC 687/11

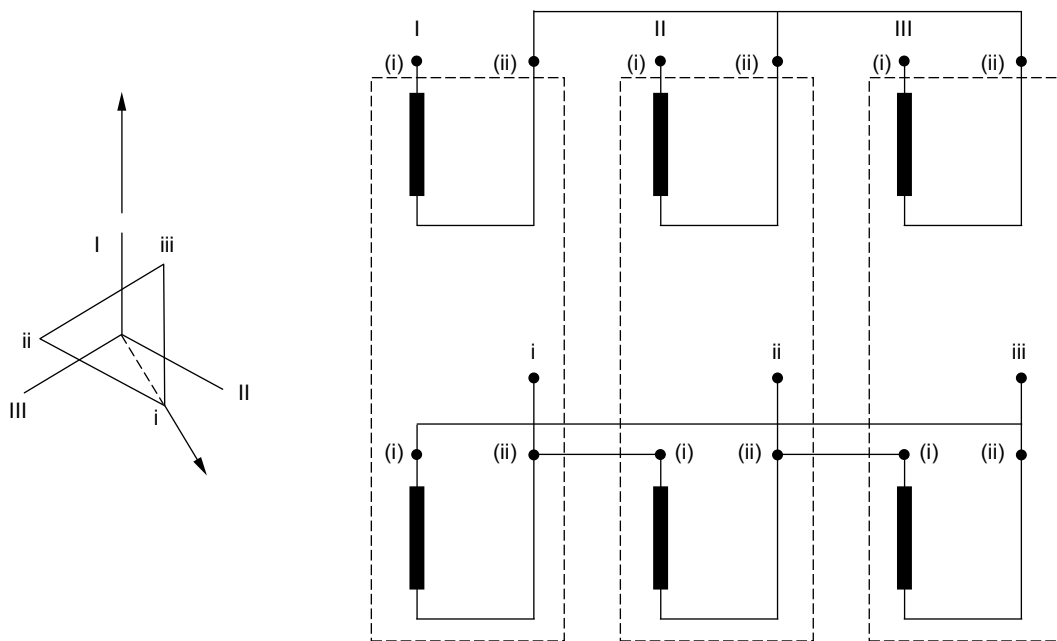
Conventions of drawing are the same as in Figure 2 (clause 7) of the main document.

Figure D.2 – Additional connections



IEC 688/11

Figure D.3 – Designation of connections of three-phase auto-transformers by connection symbols (auto-transformer Ya0)



IEC 689/11

Figure D.4 – Example of three single-phase transformers connected to form a three-phase bank (connection symbol Yd5)

Annex E (normative)

Temperature correction of load loss

List of symbols

Index 1	refers to measurement of 'cold winding resistance' (11.2);
Index 2	indicates conditions during measurement of load loss (11.4);
r	indicates conditions at 'reference temperature' (11.1);
R	resistance;
θ	winding temperature in °C;
P	load loss;
I	specified load current for loss determination (rated current, tapping current, other specified value related to a particular loading case);
P_a	'additional loss'.

The winding resistance measurement is made at a temperature θ_1 . The measured value is R_1 .

The load loss is measured with the winding at an average temperature θ_2 . The measured loss referred to specified current I , is P_2 . This loss is composed of 'ohmic loss': I^2R_2 and 'additional loss': P_{a2}

$$R_2 = R_1 \frac{235 + \theta_2}{235 + \theta_1} \text{ (copper)} \qquad R_2 = R_1 \frac{225 + \theta_2}{225 + \theta_1} \text{ (aluminium)}$$

$$P_{a2} = P_2 - \sum I^2 R_2$$

$\sum I^2 R_2$ is sum of the d.c. resistive losses in all windings.

At reference temperature θ_r , the winding resistance is R_r , the additional loss P_{ar} , the whole load loss P_r .

$$R_r = R_1 \frac{235 + \theta_r}{235 + \theta_1} \text{ (copper)} \qquad R_r = R_1 \frac{225 + \theta_r}{225 + \theta_1} \text{ (aluminium)}$$

$$P_{ar} = P_{a2} \frac{235 + \theta_2}{235 + \theta_r} \qquad P_{ar} = P_{a2} \frac{225 + \theta_2}{225 + \theta_r}$$

For liquid-immersed transformers with reference temperature 75 °C, the formulae become as follows:

$$R_r = R_1 \frac{310}{235 + \theta_1} \text{ (copper)} \qquad R_r = R_1 \frac{300}{225 + \theta_1} \text{ (aluminium)}$$

$$P_{ar} = P_{a2} \frac{235 + \theta_2}{310} \qquad P_{ar} = P_{a2} \frac{225 + \theta_2}{300}$$

Finally: $P_r = \sum I^2 R_r + P_{ar}$

Annex F
(informative)

Facilities for future fitting of condition monitoring systems to transformers

Where it is desired to provide the necessary facilities for the future fitting of a monitoring system to a transformer, the following sensors and facilities should be considered. The actual sensors and facilities provided shall be agreed between manufacturer and purchaser and will depend on the size and criticality of the transformer.

Further guidance is contained in CIGRE brochure 343.

Table F.1 – Facilities for condition monitoring

Monitoring parameter	Suggested preparation for monitoring
Top oil temperature	Sensor
Bottom oil temperature	Sensor
Gas-in-oil content (single output)	Facility to fit sensor
Moisture in oil	Facility to fit sensor
Oil level in conservator alarm	Alarm contact
Oil level in conservator indication	Sensor
Multiple gas monitor	Facility to fit sensor
Partial discharge sensor	Facility to fit sensor
DC neutral current	Facility to fit sensor
Magnetic circuit	Earth connection brought out
Cooling medium temperature	Sensor
Cooler operation	Flow sensor or auxiliary contact
Cooler inlet oil temperature	Sensor
Cooler outlet oil temperature	Sensor
Voltage at bushing tap	Facility to fit transducer
Load current	Additional ct
Bushing oil pressure	Facility to fit sensor
Tap-position	Sensor
Active power consumption of motor drive	Facility to fit transducer
Diverter switch compartment oil temperature	Facility to fit sensor
Selector compartment oil temperature	Facility to fit sensor
Main tank temperature near tap-changer	Facility to fit sensor
Diverter oil level indication	Facility to fit sensor
Diverter oil level alarm	Alarm contact
Diverter oil condition	Facility to fit sensor
Diverter switching supervision	Auxiliary contacts in diverter
Winding hot-spot temperature	Sensor

Annex G (informative)

Environmental and safety considerations

The environmental impact of the transformer should be considered by both the manufacturer and the user over the lifetime of the unit from design to disposal. The following factors should be taken into account during this consideration and efforts made to minimise the overall impact of production, use and disposal.

- 1) The raw materials for the transformer should be evaluated against the following criterion:
 - a) energy consumption during extraction, refining and production;
 - b) waste products and pollution during extraction, refining and production;
 - c) toxicity or other health effects of the materials or processes on workers during extraction refining and production;
 - d) environmental impact of the material.
- 2) The specification and design of the transformer should consider:
 - a) safety of persons during manufacture, installation, operation, maintenance and disposal;
 - b) energy consumption during the lifetime of the transformer;
 - c) sustainable use of raw materials in the transformer;
 - d) elimination or minimisation of the use of hazardous or environmentally damaging materials;
 - e) containment of any hazardous or environmentally damaging materials;
 - f) the disposal of the transformer, eliminating or minimising the use of materials or mixtures of materials that will be difficult or impossible to re-use or recycle.
- 3) With regard to the manufacturing phase, the client should consider in the specification and the manufacturer should consider during the manufacturing of the transformer:
 - a) the use of an environmental management system (ISO 14001);
 - b) the efficient use of energy and resources;
 - c) elimination or reduction of environmentally harmful emissions and waste;
 - d) re-use or recycling of any waste;
 - e) health and safety of the workforce.
- 4) Other considerations
 - a) energy use and environmental impact of transport to site;
 - b) disposal or re-use of any packaging material;
 - c) the health or environmental impact of any substances which may be generated by potential fault conditions;
 - d) the potential for release of environmentally damaging materials during abnormal operation or fault.

The life cycle of the transformer may be considered in terms of material and energy inputs and waste outputs.

Bibliography

IEC 60050-421:1990, *International Electrotechnical Vocabulary – Chapter 421: Power transformers and reactors*

IEC 60060 (all parts), *High-voltage test techniques*

IEC 60068-3-3, *Environmental testing – Part 3: Guidance – Seismic test methods for equipments*

IEC 60076-4, *Power transformers – Part 4: Guide to lightning impulse and switching impulse testing – Power transformers and reactors*

IEC 60076-6, *Power transformers – Part 6: Reactors*

IEC 60076-7, *Power transformers – Part 7: Loading guide for oil-immersed power transformers*

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

IEC 60076-10-1, *Power transformers – Part 10-1: Determination of sound levels – Application guide*

IEC 60076-12, *Power transformers – Part 12: Loading guide for dry-type power transformers*

IEC 60076-13, *Power transformers – Part 13: Self-protected liquid-filled transformers*

IEC/TS 60076-14, *Power transformers – Part 14: Design and application of liquid-immersed power transformers using high-temperature insulation materials*

IEC 60076-15: 2008, *Power transformers – Part 15: Gas-filled power transformers*

IEC 60076-16, *Power transformers – Part 16 : Transformers for wind turbines application¹*

IEC 60270, *High voltage test techniques – Partial discharge measurements*

IEC 60310, *Railway applications – Traction transformers and inductors on board rolling stock*

IEC 60529:1989, *Degrees of protection provided by enclosures (IP Code)*

IEC/TR 60616:1978, *Terminal and tapping markings for power transformers*

IEC/TS 60815 (all parts), *Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions*

IEC 61378 (all parts), *Convertor transformers*

IEC 61378-1, *Convertor transformers – Part 1: Transformers for industrial applications*

IEC 61378-2, *Convertor transformers – Part 2: Transformers for HVDC applications*

¹ To be published.

IEC 62032, *Guide for the application, specification, and testing of phase-shifting transformers*

IEC 62262, *Degrees of protection provided by enclosures for electrical equipment against external mechanical impact (IK code)*

ISO 3:1973, *Preferred numbers – Series of preferred numbers*

ISO 2178:1982, *Non-magnetic coatings on magnetic substrates – Measurement of coating thickness – Magnetic method*

ISO 2409:2007, *Paints and varnishes – Cross-cut test*

ISO 12944 (all parts), *Paints and varnishes – Corrosion protection of steel structures by protective paint systems*

ISO 14001, *Environmental management systems – Specification with guidance for use*

ISO 14122 (all parts), *Safety of machinery – Permanent means of access to machinery*

ANSI/IEEE C57.12.00, *General requirements for liquid-immersed distribution, power and regulating transformers*

ANSI/IEEE C57.12.90, *IEEE standard test code for liquid-immersed distribution, power and regulating transformers*

IEEE C57.142, *Guide to describe the occurrence and mitigation of switching transients induced by transformer, switching device, and system interaction*

CIGRE Brochure 156, *Guide for customers specifications for transformers 100 MVA and 123 kV and above*

CIGRE Brochure 204, *Guide for transformer design review*

CIGRE Brochure 343, *Recommendations for Condition Monitoring and Condition Assessment Facilities for Transformers*

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	75
1 Domaine d'application	77
2 Références normatives	78
3 Termes et définitions	78
3.1 Généralités.....	78
3.2 Bornes et point neutre	79
3.3 Enroulements	80
3.4 Régime assigné.....	82
3.5 Prises.....	83
3.6 Pertes et courant à vide	85
3.7 Impédance de court-circuit et chute de tension.....	86
3.8 Echauffement	87
3.9 Isolement	87
3.10 Connexions	88
3.11 Catégories d'essais	89
3.12 Données météorologiques concernant le refroidissement	89
3.13 Autres définitions	90
4 Conditions de service	90
4.1 Généralités.....	90
4.2 Conditions normales de service.....	91
5 Régime assigné et exigences générales.....	92
5.1 Puissance assignée.....	92
5.1.1 Généralités.....	92
5.1.2 Valeurs préférentielles de la puissance assignée.....	93
5.1.3 Puissance minimale pour des modes de refroidissement alternatifs.....	93
5.1.4 Chargement au-delà de la puissance assignée.....	94
5.2 Mode de refroidissement	94
5.3 Déclenchement de la charge sur les transformateurs directement reliés à un générateur.....	94
5.4 Tension assignée et fréquence assignée	94
5.4.1 Tension assignée	94
5.4.2 Fréquence assignée	95
5.4.3 Fonctionnement à une tension supérieure à la tension assignée et/ou à une fréquence différente de la fréquence assignée	95
5.5 Dispositions pour conditions de services exceptionnelles	95
5.6 Tension la plus élevée pour le matériel U_m et niveaux d'essai diélectrique.....	96
5.7 Informations complémentaires exigées pour l'appel d'offres	96
5.7.1 Type de transformateur	96
5.7.2 Connexion des enroulements et nombre de phases	96
5.7.3 Niveau de bruit	97
5.7.4 Transport.....	97
5.8 Composants et matériaux	98
6 Exigences pour les transformateurs possédant un enroulement à prises	98
6.1 Généralités – Notation d'étendue de prises	98
6.2 Tension de prise – courant de prise. Catégories normalisées de réglage de tension de prise. Prise à tension maximale.....	99
6.3 Puissance de prise. Prises à pleine puissance – prises à puissance réduite.....	102

6.4	Spécification des prises dans l'appel d'offres et la commande	103
6.4.1	Généralités	103
6.4.2	Spécification constructive	103
6.4.3	Spécification fonctionnelle	104
6.5	Spécification de l'impédance de court-circuit	105
6.6	Pertes dues à la charge et échauffement	105
7	Symboles des couplages et des déphasages	106
7.1	Symboles des couplages et des déphasages pour les transformateurs triphasés et monophasés raccordés en banc triphasé	106
7.1.1	Symbole de couplage	106
7.1.2	Déphasage en indices horaires	106
7.1.3	Enroulements non destinés à être chargés	107
7.1.4	Enroulements reconnectables	107
7.1.5	Exemples	107
7.2	Symboles des couplages et des déphasages pour des transformateurs monophasés non raccordés en groupe triphasé	110
7.2.1	Symbole de couplage	110
7.2.2	Déphasage des indices horaires	110
7.2.3	Enroulements non destinés à être chargés	110
7.2.4	Enroulements reconnectables	110
8	Plaques signalétiques	111
8.1	Généralités	111
8.2	Informations à donner dans tous les cas	112
8.3	Informations supplémentaires à donner le cas échéant	112
9	Exigences de sécurité, d'environnement et autres exigences	114
9.1	Exigences de sécurité et d'environnement	114
9.1.1	Fuites de liquide	114
9.1.2	Considérations relatives à la sécurité	114
9.2	Dimensionnement de la connexion de neutre	114
9.3	Système de conservation du liquide	114
9.4	Courants continus dans les circuits neutres	115
9.5	Marquage du centre de gravité	116
10	Tolérances	116
11	Essais	118
11.1	Exigences générales pour les essais individuels de série, les essais de type et les essais spéciaux	118
11.1.1	Généralités	118
11.1.2	Essais individuels de série	119
11.1.3	Essais de type	120
11.1.4	Essais spéciaux	120
11.2	Mesure de la résistance des enroulements	121
11.2.1	Généralités	121
11.2.2	Transformateurs de type sec	121
11.2.3	Transformateurs immergés dans un liquide	121
11.3	Mesure du rapport de transformation et contrôle du déphasage	121
11.4	Mesure de l'impédance de court-circuit et des pertes dues à la charge	122
11.5	Mesure des pertes et du courant à vide	122
11.6	Mesure d'impédance(s) homopolaire(s) des transformateurs triphasés	123

11.7	Essais sur les changeurs de prises en charge – Essai de fonctionnement.....	125
11.8	Recherche de fuite sous pression pour les transformateurs immergés dans un liquide (essai d'étanchéité).....	125
11.9	Essai de déformation sous vide des transformateurs immergés dans un liquide.....	125
11.10	Essai de déformation sous pression des transformateurs immergés dans un liquide.....	126
11.11	Essai d'étanchéité au vide sur site des transformateurs immergés.....	127
11.12	Vérification de l'isolation du circuit magnétique et de son habillage.....	127
12	Compatibilité électromagnétique (CEM).....	127
13	Transitoires de manœuvre à haute fréquence.....	128
Annexe A (informative) Liste de vérification des renseignements à fournir lors d'appel d'offres et de commande.....		129
Annexe B (informative) Exemples de spécifications de transformateurs avec prises de réglage.....		133
Annexe C (informative) Spécification d'impédance de court-circuit par les limites.....		137
Annexe D (informative) Exemples de couplages de transformateurs triphasés.....		138
Annexe E (normative) Correction de température des pertes dues à la charge.....		141
Annexe F (informative) Dispositifs pour l'utilisation ultérieure de systèmes de surveillance de condition (monitoring) pour transformateurs.....		143
Annexe G (informative) Considérations liées à l'environnement et à la sécurité.....		145
Bibliographie.....		146
Figure 1 – Types différents de variation de tension.....		102
Figure 2 – Illustration des « indices horaires ».....		108
Figure 3 – Illustration des « indices horaires » pour les transformateurs avec enroulements indépendants.....		109
Figure 4 – Illustration des « indices horaires ».....		111
Figure C.1 – Exemple de spécification d'impédance de court-circuit par les limites.....		137
Figure D.1 – Couplages usuels.....		138
Figure D.2 – Couplages additionnels.....		139
Figure D.3 – Désignation des couplages des autotransformateurs triphasés par des symboles de couplage (autotransformateur Ya0).....		140
Figure D.4 – Exemple de trois transformateurs monophasés formant un groupe triphasé (symbole de couplage Yd5).....		140
Tableau 1 – Tolérances.....		117
Tableau B.1 – Exemple de réglage de tension combinée.....		134
Tableau B.2 – Exemple de spécification fonctionnelle avec variation de la tension HT.....		135
Tableau B.3 – Exemple de spécification fonctionnelle avec variation de la tension sur la BT.....		136
Tableau F.1 – Dispositif de surveillance d'état (monitoring).....		143

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE –

Partie 1: Généralités

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 elle-même ne fournit aucune attestation de conformité. Des organismes de certification indépendants fournissent des services d'évaluation de conformité et, dans certains secteurs, accèdent aux marques de conformité de la CEI. La CEI n'est responsable d'aucun des services effectués par les organismes de certification indépendants.
- 6) Tous les utilisateurs doivent s'assurer qu'ils sont en possession de la dernière édition de cette publication.
- 7) Aucune responsabilité ne doit être imputée à 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 brevet. La CEI ne saurait être tenue pour responsable de ne pas avoir identifié de tels droits de brevets et de ne pas avoir signalé leur existence.

La Norme internationale CEI 60076-1 a été établie par le Comité d'études 14 de la CEI: Transformateurs de puissance.

Cette troisième édition annule et remplace la deuxième édition, publiée en 1993, et son Amendement 1 (1999). Elle constitue une révision technique.

Cette édition contient les modifications techniques significatives suivantes par rapport à l'édition précédente:

- ajout de la définition du contenu harmonique;
- ajout d'un paragraphe relatif au transport;
- ajout d'une méthode fonctionnelle de spécification;
- ajout de symboles de connexion pour les transformateurs monophasés;

- ajout d'exigences de sécurité et d'environnement;
- ajout d'exigences pour les systèmes de conservation du liquide;
- ajout d'un article relatif aux courants continus;
- ajout d'essais de tenue au vide, à la pression et d'étanchéité des cuves;
- les exigences qui figuraient précédemment à l'Annexe A sont désormais incorporées dans le texte et l'Annexe A est maintenant une liste de contrôle informative;
- des annexes informatives ont été introduites traitant des prédispositions à l'installation de système de surveillance d'état en continu (monitoring) et de considérations d'environnement et de sécurité.

Le texte de cette norme est basé sur les documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
14/675/FDIS	14/682/RVD

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

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

Une liste de toutes les parties de la série CEI 60076, sous le titre général *Transformateurs de puissance* est disponible sur le site Web de la CEI.

Le comité a décidé que le contenu de cette publication ne sera pas modifié avant la date de stabilité 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 PUISSANCE –

Partie 1: Généralités

1 Domaine d'application

La présente partie de la CEI 60076 s'applique aux transformateurs triphasés et monophasés (y compris les autotransformateurs), à l'exception de certaines catégories de petits transformateurs et de transformateurs spéciaux, tels que:

- les transformateurs de puissance assignée inférieure à 1 kVA en monophasé, et 5 kVA en triphasé;
- les transformateurs sans enroulements de tension assignée supérieure à 1 000 V;
- les transformateurs de mesure;
- les transformateurs de traction, montés sur du matériel roulant;
- les transformateurs de démarrage;
- les transformateurs d'essai;
- les transformateurs de soudure;
- les transformateurs antidéflagrants et de mines;
- les transformateurs pour applications en subaquatique (submergés).

Lorsqu'il n'existe pas de normes de la CEI pour des catégories de transformateurs telles que celles-ci (en particulier les transformateurs dont aucun enroulement ne dépasse 1 000 V), la présente partie de la CEI 60076 peut néanmoins être appliquée en tout ou partie.

La présente norme n'aborde pas les exigences qui rendraient un transformateur adapté à une installation dans un lieu accessible au public.

Pour les catégories de transformateurs de puissance et de bobines d'inductance qui disposent de leur propre norme CEI, la présente partie est applicable uniquement dans la mesure où il y est fait explicitement référence dans l'autre norme. De telles normes existent pour:

- les bobines d'inductance en général (CEI 60076-6);
- les transformateurs de type sec (CEI 60076-11);
- les transformateurs auto-protégés (CEI 60076-13);
- les transformateurs de puissance à isolation gazeuse (CEI 60076-15);
- les transformateurs pour applications éoliennes (CEI 60076-16);
- les transformateurs et les bobines d'inductance de traction (CEI 60310);
- les transformateurs de conversion pour applications industrielles (CEI 61378-1);
- les transformateurs de conversion pour applications CCHT (HVDC en anglais) (CEI 61378-2).

A plusieurs endroits dans la présente partie, il est indiqué ou recommandé qu'un « accord » doit être obtenu sur des solutions techniques alternatives ou des procédures complémentaires. Il convient qu'un tel accord soit établi entre le constructeur et l'acheteur. Il convient de préférence de soulever ces questions assez tôt et d'inclure les accords dans la spécification contractuelle.

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

CEI 60076-3:2000, *Transformateurs de puissance – Partie 3: Niveaux d'isolement, essais diélectriques et distances d'isolement dans l'air*

CEI 60076-5:2006, *Transformateurs de puissance – Partie 5: Tenue au court-circuit*

CEI 60076-10:2001, *Transformateurs de puissance – Partie 10: Détermination des niveaux de bruit*

CEI 60076-11:2004, *Transformateurs de puissance – Partie 11: Transformateurs de type sec*

CEI 60137:2008, *Traversées isolées pour tensions alternatives supérieures à 1000 V*

CEI 60214-1:2003, *Changeurs de prises – Partie 1: Prescriptions de performances et méthodes d'essai*

CEI 60296:2003, *Fluides pour applications électrotechniques – Huiles minérales isolantes neuves pour transformateurs et appareillages de connexion*

CEI 60721-3-4:1995, *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*

ISO 9001:2008, *Systèmes de management de la qualité – Exigences*

3 Termes et définitions

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

NOTE D'autres termes utilisent la signification qui leur est attribuée dans le Vocabulaire Électrotechnique International (VEI).

3.1 Généralités

3.1.1

transformateur de puissance

un appareil statique à deux enroulements ou plus qui, par induction électromagnétique, transforme un système de tension et courant alternatif en un autre système de tension et de courant de valeurs généralement différentes à la même fréquence dans le but de transmettre de la puissance électrique

[CEI 60050-421:1990, 421-01-01, modifié]

3.1.2

autotransformateur

transformateur dont au moins deux enroulements ont une partie commune

[CEI 60050-421:1990, 421-01-11]

NOTE Lorsqu'il y a lieu de déclarer qu'un transformateur n'est pas autoconnecté, on a l'habitude de parler de transformateur « à enroulement séparés » (voir CEI 60050-421:1990, 421-01-13).

3.1.3

transformateur série

un transformateur, autre qu'un autotransformateur, dont un enroulement est destiné à être connecté en série avec un circuit dans le but de modifier sa tension et/ou son déphasage. L'autre enroulement est un enroulement d'excitation

[CEI 60050-421:1990, 421-01-12, modifié]

NOTE les transformateurs série étaient aussi dénommés survolteurs-dévolteurs dans l'édition précédente de cette norme.

3.1.4

transformateur immergé dans un liquide

un transformateur dont le circuit magnétique et les enroulements sont immergés dans un liquide

3.1.5

transformateurs de type sec

un transformateur dont le circuit magnétique et les enroulements ne sont pas immergés dans un diélectrique liquide

[CEI 60050-421:1990, 421-01-16]

3.1.6

système de conservation du liquide

dans un transformateur immergé dans un liquide, système qui absorbe la dilatation thermique du liquide

NOTE On peut parfois empêcher ou diminuer le contact entre le liquide et l'air ambiant.

3.1.7

valeur spécifiée

valeur spécifiée par l'acheteur au moment de la commande

3.1.8

valeur de conception

la valeur attendue donnée par le nombre de spires prévu à la conception, dans le cas du rapport de transformation ou calculée à partir de la conception, dans le cas de l'impédance, du courant à vide ou d'autres paramètres

3.1.9

tension la plus élevée pour le matériel U_m applicable à un enroulement de transformateur

dans un système triphasé, tension efficace (r.m.s.) entre phases la plus élevée pour laquelle un enroulement de transformateur est conçu vis-à-vis de son isolement

3.2 Bornes et point neutre

3.2.1

borne

pièce conductrice destinée à relier un enroulement à des conducteurs extérieurs

3.2.2

borne de ligne

borne destinée à être reliée à un conducteur de ligne d'un réseau

[CEI 60050-421:1990, 421-02-01]

3.2.3

borne neutre

a) pour les transformateurs triphasés et les groupes triphasés constitués de transformateurs monophasés:

borne(s) reliée(s) au point commun (point neutre) d'un enroulement couplé en étoile ou en zigzag

b) pour les transformateurs monophasés:

borne destinée à être reliée à un point neutre d'un réseau

[CEI 60050-421:1990, 421-02-02, modifié]

3.2.4

point neutre

point d'un système symétrique de tensions qui est normalement au potentiel zéro

3.2.5

bornes homologues

bornes des différents enroulements d'un transformateur, marquées avec les mêmes lettres ou avec des symboles correspondants

[CEI 60050-421:1990, 421-02-03]

3.3 Enroulements

3.3.1

enroulement

ensemble des spires formant un circuit électrique associé à l'une des tensions pour lesquelles le transformateur a été établi

[CEI 60050-421:1990, 421-03-01, modifié]

NOTE Pour un transformateur triphasé, « l'enroulement » est l'ensemble des enroulements de phase (voir 3.3.3).

3.3.2

enroulement à prises

enroulement tel que le nombre effectif de spires peut être modifié par échelons

3.3.3

enroulement de phase

ensemble des spires formant une phase d'un enroulement triphasé

[CEI 60050-421:1990, 421-03-02, modifié]

NOTE Il convient de ne pas utiliser le terme « enroulement de phase » pour désigner l'ensemble des bobines d'une colonne déterminée.

3.3.4

enroulement haute tension

enroulement HT (*HV en anglais*) *

enroulement dont la tension assignée est la plus élevée

* L'enroulement qui reçoit la puissance active de la source d'alimentation en service est appelé « enroulement primaire » et celui qui délivre la puissance active à une charge, « enroulement secondaire ». Ces termes ne sont pas significatifs de l'enroulement qui a la tension assignée la plus élevée et il convient de ne pas les utiliser sauf dans le contexte de la direction du flux de puissance active (voir CEI 60050-421:1990, 421-03-06 et 07). Un autre enroulement du transformateur, ayant habituellement une puissance assignée inférieure à celle de l'enroulement secondaire, est alors souvent appelé « enroulement tertiaire », voir aussi la définition du 3.3.8.

[CEI 60050-421:1990, 421-03-03]

3.3.5

enroulement basse tension

enroulement BT (*LV en anglais*)*

enroulement dont la tension assignée est la plus basse

[CEI 60050-421:1990, 421-03-04]

NOTE Pour un transformateur série, l'enroulement dont la tension assignée est la plus basse peut être celui qui possède le niveau d'isolement le plus élevé.

3.3.6

enroulement à tension intermédiaire (moyenne tension) (MT)*

dans les transformateurs à plus de deux enroulements, enroulement dont la tension assignée est intermédiaire entre la plus haute et la plus basse des tensions assignées

[CEI 60050-421:1990, 421-03-05]

3.3.7

enroulement auxiliaire

enroulement prévu pour une charge faible comparée à la puissance assignée du transformateur

[CEI 60050-421:1990, 421-03-08]

3.3.8

enroulement de stabilisation

enroulement supplémentaire en triangle, utilisé sur un transformateur à couplage étoile-étoile ou étoile-zigzag, dans le but de réduire son impédance homopolaire, voir 3.7.3

[CEI 60050-421:1990, 421-03-09, modifié]

NOTE Un enroulement est dit de stabilisation uniquement s'il n'est pas destiné à être couplé en triphasé à un circuit externe.

3.3.9

enroulement commun

partie commune des enroulements d'un autotransformateur

[CEI 60050-421:1990, 421-03-10]

3.3.10

enroulement série

partie de l'enroulement d'un autotransformateur ou enroulement d'un transformateur série qui est destinée à être connectée en série avec un circuit

[CEI 60050-421:1990, 421-03-11, modifié]

3.3.11

enroulement d'excitation (d'un transformateur série)

enroulement d'un transformateur série qui est destiné à fournir la puissance à l'enroulement série

[CEI 60050-421:1990, 421-03-12, modifié]

3.3.12

enroulements auto-connectés

enroulements série et communs d'un autotransformateur

3.4 Régime assigné

3.4.1

régime assigné

ensemble des valeurs numériques attribuées aux grandeurs qui définissent le fonctionnement du transformateur, dans les conditions spécifiées dans cette partie de la CEI 60076 et qui servent de base aux garanties du constructeur et aux essais

3.4.2

grandeurs assignées

quantités (tension, courant, etc.) dont les valeurs numériques définissent le régime assigné

NOTE 1 Pour les transformateurs avec prises, sauf spécification contraire, les grandeurs assignées sont relatives à la prise principale (voir 3.5.2). Les grandeurs correspondantes avec des significations analogues pour les autres prises sont appelées grandeurs de prise (voir 3.5.9).

NOTE 2 Sauf spécification contraire, les tensions et courants sont toujours exprimés par leurs valeurs efficaces.

3.4.3

tension assignée d'un enroulement

U_r

tension spécifiée pour être appliquée ou développée, en fonctionnement à vide entre les bornes d'un enroulement sans prise ou d'un enroulement avec prises connecté sur la prise principale (voir 3.5.2), pour un enroulement triphasé, il s'agit de la tension entre les bornes de ligne

[CEI 60050-421:1990, 421-04-01, modifié]

NOTE 1 Les tensions assignées de tous les enroulements, apparaissent simultanément en fonctionnement à vide, lorsque la tension appliquée à l'un d'entre eux est à sa valeur assignée.

NOTE 2 Dans le cas des transformateurs monophasés destinés à être connectés en étoile pour construire un groupe triphasé, ou à être connectés entre la ligne et le neutre d'un système triphasé, la tension assignée est indiquée par la tension entre phases divisée par $\sqrt{3}$ par exemple: $400/\sqrt{3}$ kV.

NOTE 3 Dans le cas des transformateurs monophasés destinés à être connectés entre les phases d'un réseau, la tension assignée est indiquée par la tension entre phases.

NOTE 4 Pour l'enroulement série d'un transformateur série triphasé, qui est conçu avec des enroulements de phase indépendants (voir 3.10.5), la tension assignée est indiquée comme si les enroulements de phases étaient connectés en étoile.

3.4.4

rapport de transformation assigné

rapport entre la tension assignée d'un enroulement et celle d'un autre enroulement caractérisé par une tension assignée inférieure ou égale

[CEI 60050-421:1990, 421-04-02 modifié]

3.4.5

fréquence assignée

f_r

fréquence à laquelle le transformateur est destiné à fonctionner

[CEI 60050-421:1990, 421-04-03, modifié]

3.4.6

puissance assignée

S_r

valeur conventionnelle de la puissance apparente d'un enroulement qui détermine le courant assigné dès lors qu'on connaît la tension assignée

NOTE Les deux enroulements d'un transformateur à deux enroulements ont la même puissance assignée; cette puissance est, par définition, la puissance assignée du transformateur lui-même.

3.4.7

courant assigné

I_r

courant arrivant à une borne de ligne d'un enroulement, déterminé à partir de la puissance assignée S_r et de la tension assignée U_r de cet enroulement

[CEI 60050-421:1990, 421-04-05, modifié]

NOTE 1 Pour un enroulement triphasé, le courant assigné I_r est donné par:

$$I_r = \frac{S_r}{\sqrt{3} \times U_r}$$

NOTE 2 Pour les enroulements des transformateurs monophasés destinés à être couplés en triangle pour constituer un groupe triphasé, le courant assigné est obtenu en divisant le courant de ligne par $\sqrt{3}$,

$$I_r = \frac{I_{\text{ligne}}}{\sqrt{3}}$$

NOTE 3 Pour un transformateur monophasé qui n'est pas destiné à être couplé pour former un groupe triphasé, le courant assigné est obtenu par:

$$I_r = \frac{S_r}{U_r}$$

NOTE 4 Pour les enroulements de phase indépendants d'un transformateur (voir 3.10.5), le courant assigné des enroulements indépendants est la puissance assignée divisée par le nombre de phases et par la tension assignée de l'enroulement indépendant:

$$I_r = \frac{S_r}{\text{Nb de phases} \times U_r}$$

3.5 Prises

3.5.1

prise

dans un transformateur ayant un enroulement à prises, branchement particulier de cet enroulement représentant un nombre effectif défini de spires dans l'enroulement à prises et, par conséquent, un rapport défini des spires entre cet enroulement et tout autre enroulement ayant un nombre de spires fixé

NOTE L'une des prises est la prise principale, et les autres prises sont définies par rapport à la prise principale, en fonction de leur facteur de prise. Voir les définitions de ces termes ci-dessous.

3.5.2

prise principale

prise à laquelle se réfèrent les grandeurs assignées

[CEI 60050-421:1990, 421-05-02]

3.5.3

facteur de prise (correspondant à une prise donnée)

rapport:

$$\frac{U_d}{U_r} \text{ (facteur de prise) ou } 100 \frac{U_d}{U_r} \text{ (facteur de prise exprimé en pourcentage)}$$

où

U_r est la tension assignée de l'enroulement (voir 3.4.3);

U_d est la tension qui serait développée aux bornes de l'enroulement, connecté sur la prise considérée, dans un fonctionnement à vide en appliquant à un enroulement sans prise, sa tension assignée

NOTE Pour les transformateurs série le facteur de prise est le rapport entre la tension de l'enroulement série, correspondant à une prise donnée, et U_r .

[CEI 60050-421:1990, 421-05-03, modifié]

3.5.4

prise additive

prise dont le facteur de prise est supérieur à 1

[CEI 60050-421:1990, 421-05-04]

3.5.5

prise soustractive

prise dont le facteur de prise est inférieur à 1

[CEI 60050-421:1990, 421-05-05]

3.5.6

échelon de réglage

différence entre les facteurs de prises exprimés sous la forme d'un pourcentage de deux prises adjacentes

[CEI 60050-421:1990, 421-05-06]

3.5.7

étendue de prises

étendue de variation du facteur de prise exprimée sous la forme d'un pourcentage, par rapport à la valeur « 100 »

NOTE Si ce facteur varie de $100 + a$ à $100 - b$, l'étendue de prises s'exprime par: $+a \%$, $-b \%$ ou $\pm a \%$ si $a = b$.

[CEI 60050-421:1990, 421-05-07]

3.5.8

rapport de transformation de prise (d'une paire d'enroulements)

rapport qui est égal au rapport de transformation assigné:

- multiplié par le facteur de prise de l'enroulement à prises si celui-ci est l'enroulement haute tension;
- divisé par le facteur de prise de l'enroulement à prises si celui-ci est l'enroulement basse tension

[CEI 60050-421:1990, 421-05-08]

NOTE Alors que le rapport de transformation assigné est, par définition, au moins égal à 1, le rapport de transformation de prise peut être inférieur à 1 pour certaines prises lorsque le rapport de transformation assigné est voisin de 1.

3.5.9

grandeurs de prise

grandeurs dont les valeurs numériques définissent le régime d'une prise particulière (autre que la prise principale)

NOTE Les grandeurs de prises existent pour tout enroulement du transformateur, pas seulement pour l'enroulement à prises (voir 6.2 et 6.3).

Les grandeurs de prises sont:

- la tension de prise (analogue à la tension assignée, 3.4.3);
- la puissance de prise (analogue à la puissance assignée, 3.4.6);
- le courant de prise (analogue au courant assigné, 3.4.7).

[CEI 60050-421:1990, 421-05-10, modifié]

3.5.10

prise à pleine puissance

prise dont la puissance de prise est égale à la puissance assignée

[CEI 60050-421:1990, 421-05-14]

3.5.11

prise à puissance réduite

prise dont la puissance de prise est inférieure à la puissance assignée

[CEI 60050-421:1990, 421-05-15]

3.5.12

changeur de prises en charge

OLTC¹

dispositif destiné à changer les connexions aux prises d'un enroulement et pouvant être manœuvré lorsque le transformateur est sous tension ou en charge

[CEI 60050-421:1990, 421-11-01]

3.5.13

changeur de prises hors tension

DETC²

dispositif destiné à changer les connexions aux prises d'un enroulement et pouvant être manœuvré uniquement lorsque le transformateur est hors tension (isolé du réseau)

3.5.14

tension de service de prise maximale admissible

la tension à la fréquence assignée pour laquelle un transformateur est conçu pour fonctionner de manière permanente sans dommage sur une prise particulière à la puissance de prise correspondante.

NOTE 1 Cette tension est limitée par U_m .

NOTE 2 Cette tension sera normalement limitée à 105 % de la tension de prise assignée sauf si une tension plus élevée est requise par l'acheteur dans la spécification de prise (voir 6.4) soit de façon explicite, soit à la suite d'une spécification conformément à 6.4.2.

3.6 Pertes et courant à vide

NOTE Les valeurs se rapportent à la prise principale (voir 3.5.2), sauf si une autre prise est spécifiée.

3.6.1

pertes à vide

puissance active absorbée lorsque la tension assignée (tension de prise) à la fréquence assignée est appliquée aux bornes de l'un des enroulements, l'autre (ou les autres) enroulement(s) étant en circuit ouvert

[CEI 60050-421:1990, 421-06-01, modifié]

1 OLTC = *On Load Tap Changer*.

2 DETC = *De-Energized Tap Changer*.

3.6.2**courant à vide**

valeur efficace du courant arrivant à une borne de ligne d'un enroulement, lorsque la tension assignée (tension de prise) est appliquée à cet enroulement à la fréquence assignée, l'autre (ou les autres) enroulement(s) étant en circuit ouvert

NOTE 1 Pour un transformateur triphasé, cette valeur représente la moyenne arithmétique des valeurs des courants dans les trois phases.

NOTE 2 Le courant à vide d'un enroulement est souvent exprimé en pourcentage du courant assigné de cet enroulement. Pour les transformateurs à plus de deux enroulements, ce pourcentage est rapporté à l'enroulement ayant la puissance assignée la plus élevée.

[CEI 60050-421:1990, 421-06-02, modifié]

3.6.3**pertes dues à la charge**

puissance active relative à une paire d'enroulements, absorbée à la fréquence assignée et à la température de référence (voir 11.1), lorsque le courant assigné (courant de prise) traverse les bornes de ligne de l'un des enroulements, les bornes de l'autre enroulement étant court-circuitées. Les autres enroulements, s'il y en a, sont en circuit ouvert

NOTE 1 Pour un transformateur à deux enroulements, il n'y a qu'une combinaison d'enroulements et qu'une valeur de pertes dues à la charge. Pour un transformateur à plus de deux enroulements, il y a plusieurs valeurs de pertes dues à la charge, correspondant aux différentes combinaisons de deux enroulements (voir Article 7 de la CEI 60076-8:1997). La valeur des pertes dues à la charge pour tout le transformateur, correspond à une combinaison donnée des charges des différents enroulements. En général, cette valeur ne peut pas être déterminée par des mesures directes lors des essais.

NOTE 2 Quand les enroulements de la paire ont des puissances assignées différentes, les pertes dues à la charge correspondent au courant assigné de celui des enroulements de la paire dont la puissance assignée est la plus faible et il convient de mentionner la puissance de référence.

3.6.4**pertes totales**

somme des pertes à vide et des pertes dues à la charge

NOTE La consommation de puissance dans les appareils auxiliaires n'est pas incluse dans les pertes totales et est indiquée séparément.

[CEI 60050-421:1990, 421-06-05, modifié]

3.7 Impédance de court-circuit et chute de tension**3.7.1****impédance de court-circuit d'une paire d'enroulements**

impédance série équivalente $Z = R + jX$, exprimée en ohms, à la fréquence assignée et à la température de référence, mesurée aux bornes de l'un des deux enroulements, lorsque les bornes de l'autre enroulement sont court-circuitées et que les enroulements supplémentaires, s'ils existent, sont en circuit ouvert: pour un transformateur triphasé, l'impédance est exprimée comme une impédance de phase (en couplage étoile équivalent)

NOTE 1 Pour un transformateur ayant un enroulement à prises, l'impédance de court-circuit est donnée sur une prise particulière. Sauf spécification contraire, cette prise est la prise principale.

NOTE 2 Cette grandeur peut être exprimée sous une forme sans dimension, en valeur relative, comme une fraction z de l'impédance de référence Z_{ref} du même enroulement de la paire. En pourcentage, la notation est:

$$z = 100 \frac{Z}{Z_{ref}}$$

où

$$Z_{\text{ref}} = \frac{U^2}{S_r} \text{ (formule valable pour les transformateurs triphasés et monophasés);}$$

U est la tension (tension assignée ou tension de prise) de l'enroulement pris pour Z et Z_{ref} ;

S_r est la valeur de référence de la puissance assignée.

La valeur relative est aussi égale au rapport entre, d'une part la tension à appliquer pendant une mesure en court-circuit qui fait circuler le courant assigné (ou courant de prise), et d'autre part la tension assignée (ou tension de prise). Cette tension appliquée correspond à la tension de court-circuit (CEI 60050-421:1990, 421-07-01) de la paire d'enroulements. Elle est généralement exprimée en pourcentage.

[CEI 60050-421:1990, 421-07-02, modifié]

3.7.2

chute ou augmentation de tension pour une condition de charge spécifiée

différence arithmétique entre la tension à vide d'un enroulement et la tension en charge aux bornes du même enroulement pour une charge et un facteur de puissance spécifiés, la tension appliquée à l'autre (ou à l'un des autres) enroulement(s) étant égale à:

- sa valeur assignée, si le transformateur est connecté sur la prise principale (la tension à vide du premier enroulement est alors égale à sa valeur assignée);
- la tension de prise si le transformateur est connecté sur une autre prise.

Cette différence s'exprime généralement sous la forme d'un pourcentage de la tension à vide de l'enroulement

NOTE Pour les transformateurs à plus de deux enroulements, la chute ou l'augmentation de tension dépend non seulement de la charge et du facteur de puissance de l'enroulement lui-même, mais aussi de la charge et du facteur de puissance des autres enroulements (voir CEI 60076-8).

[CEI 60050-421:1990, 421-07-03]

3.7.3

impédance homopolaire (d'un enroulement triphasé)

impédance exprimée en ohms par phase à la fréquence assignée, entre les bornes de ligne d'un enroulement triphasé connecté en étoile ou en zigzag reliées ensemble et sa borne neutre

[CEI 60050-421:1990, 421-07-04, modifié]

NOTE 1 L'impédance homopolaire peut avoir plusieurs valeurs, car elle dépend de la façon dont les bornes du ou des autres enroulements sont connectées et chargées.

NOTE 2 L'impédance homopolaire peut dépendre de la valeur du courant et de la température, en particulier pour les transformateurs sans enroulement triangle.

NOTE 3 L'impédance homopolaire peut aussi être exprimée en valeur relative de la même façon que l'impédance de court-circuit (système direct) (voir 3.7.1).

3.8 Echauffement

La différence entre la température de la partie considérée et la température du fluide de refroidissement externe (voir CEI 60076-2)

[CEI 60050-421:1990, 421-08-01, modifié]

3.9 Isolement

Pour les termes et définitions se rapportant à l'isolement, voir la CEI 60076-3.

3.10 Connexions

3.10.1

connexion étoile

connexion des enroulements dans laquelle chaque enroulement de phase d'un transformateur triphasé ou de chaque enroulement de même tension assignée pour les transformateurs monophasés constituant un groupe triphasé, est connecté à un point commun (point neutre), l'autre extrémité étant reliée à la borne de ligne correspondante

[CEI 60050-421:1990, 421-10-01, modifié]

NOTE En anglais uniquement, la connexion étoile est parfois appelée connexion Y (« Y-connection » en anglais).

3.10.2

connexion en triangle

connexion des enroulements de phase d'un transformateur triphasé, ou des enroulements de même tension assignée de transformateurs monophasés constituant un groupe triphasé, effectuée de manière à réaliser un circuit fermé

[CEI 60050-421:1990, 421-10-02, modifié]

NOTE En anglais uniquement, la connexion en triangle est parfois appelée connexion D ou Δ (delta).

3.10.3

connexion en triangle ouvert

connexion des enroulements dans laquelle les enroulements de phase d'un transformateur triphasé, ou les enroulements de même tension assignée de transformateurs monophasés constituant un groupe triphasé, sont connectés en triangle sans fermeture du triangle à l'un de ses sommets

[CEI 60050-421:1990, 421-10-03]

3.10.4

connexion en zigzag connexion Z

connexion des enroulements consistant en deux sections d'enroulement, la première section étant connectée en étoile et la seconde en série entre la première section et les bornes de ligne: les deux sections sont disposées de telle sorte que chaque phase de la deuxième section soit enroulée sur une colonne du transformateur différente de celle de la première section à laquelle elle est connectée

NOTE Voir Annexe D pour les cas où les sections d'enroulement ont les mêmes tensions.

3.10.5

enroulements de phase indépendants

enroulements de phase d'un transformateur triphasé, qui ne sont pas reliés ensemble à l'intérieur du transformateur

[CEI 60050-421:1990, 421-10-05, modifié]

3.10.6

déphasage (d'un enroulement triphasé)

écart angulaire entre les diagrammes des phases représentant les tensions entre le point neutre (existant ou fictif) et les bornes homologues de deux enroulements, lorsqu'un système de tensions directes est appliqué aux bornes de l'enroulement à haute tension dans l'ordre de séquence alphabétique de ces bornes, si elles sont identifiées par des lettres, ou dans leur ordre de séquence numérique, si elles sont identifiées par des chiffres: les phases sont supposées tourner en sens inverse des aiguilles d'une montre

[CEI 60050-421:1990, 421-10-08, modifié]

NOTE 1 Voir Article 7 et Annexe D.

NOTE 2 Le diagramme des phases de l'enroulement haute tension sert de référence et le déphasage de tous les autres enroulements est exprimé habituellement par un « indice horaire », qui est l'heure indiquée par le diagramme des phases de l'enroulement, en considérant que la référence des phases de l'enroulement H.T. est sur 12 h (plus l'indice est grand, plus le retard est grand).

3.10.7

symbole de couplage

symbole conventionnel indiquant les modes de connexions des enroulements à haute tension, à tensions intermédiaires, s'il y a lieu, et à basse tension, et leurs déphasages relatifs, exprimés par une combinaison de lettres et du ou des indices horaires

[CEI 60050-421:1990, 421-10-09, modifié]

3.11 Catégories d'essais

3.11.1

essai individuel de série (routine)

essai effectué sur chaque transformateur pris individuellement

3.11.2

essai de type (conception)

essai effectué sur un transformateur représentatif d'autres transformateurs, en vue de montrer que ces transformateurs satisfont aux exigences spécifiées qui ne sont pas traitées par des essais individuels: un transformateur est considéré comme représentatif d'autres appareils, s'il est fabriqué conformément aux mêmes plans, en utilisant les mêmes techniques et les mêmes matériaux, dans la même usine

NOTE 1 Les variations de conception qui sont manifestement sans pertinence pour un essai de type particulier ne nécessitent pas de répéter l'essai de type.

NOTE 2 Les variations de conception qui entraînent une réduction des valeurs et des contraintes relatives à un essai de type particulier ne nécessitent pas un nouvel essai de type si cela est accepté par l'acheteur et le constructeur.

NOTE 3 Pour les transformateurs inférieurs à 20 MVA et $U_m \leq 72,5$ kV, des variations importantes de conception peuvent être acceptables si elles sont étayées par la preuve de la conformité avec les exigences relatives à l'essai de type.

3.11.3

essai spécial

essai autre qu'un essai de type ou qu'un essai individuel défini par un accord entre le constructeur et l'acheteur

NOTE Les essais spéciaux peuvent être réalisés sur un transformateur ou sur tous les transformateurs d'une conception particulière; ceci doit être spécifié par l'acheteur dans l'appel d'offres et la commande pour chaque essai spécial.

3.12 Données météorologiques concernant le refroidissement

3.12.1

température du fluide de refroidissement, à tout moment

la température maximale du fluide de refroidissement mesurée sur plusieurs années

3.12.2

température mensuelle moyenne

demi-somme de la moyenne des températures journalières maximales du mois et de la moyenne des températures journalières minimales d'un mois particulier, sur plusieurs années

3.12.3

température annuelle moyenne

un douzième de la somme des températures mensuelles moyennes

3.13 Autres définitions

3.13.1

courant de charge

la valeur efficace vraie (r.m.s.) du courant dans tout enroulement en conditions de service

3.13.2

taux d'harmonique total

le rapport de la valeur réelle de toutes les harmoniques à la valeur réelle du fondamental (E_1, I_1)

$$\text{taux d'harmonique total} = \frac{\sqrt{\sum_{i=2}^{i=n} E_i^2}}{E_1} \quad (\text{pour la tension})$$

$$\text{taux d'harmonique total} = \frac{\sqrt{\sum_{i=2}^{i=n} I_i^2}}{I_1} \quad (\text{pour le courant})$$

E_i représente la valeur efficace de la tension du $i^{\text{ème}}$ harmonique

I_i représente la valeur efficace du courant du $i^{\text{ème}}$ harmonique

3.13.3

taux d'harmoniques paires

le rapport de la valeur réelle de toutes les harmoniques paires sur la valeur réelle du fondamental (E_1, I_1)

$$\text{taux d'harmoniques paires} = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^{i=n} E_{2i}^2}}{E_1} \quad (\text{pour la tension})$$

$$\text{taux d'harmoniques paires} = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^{i=n} I_{2i}^2}}{I_1} \quad (\text{pour le courant})$$

E_i représente la valeur efficace de la tension du $i^{\text{ème}}$ harmonique

I_i représente la valeur efficace du courant du $i^{\text{ème}}$ harmonique.

4 Conditions de service

4.1 Généralités

Les conditions de service présentées en 4.2 représentent le domaine d'application normal du fonctionnement d'un transformateur spécifié selon la présente norme. Pour toutes les conditions spéciales de service qui peuvent nécessiter des considérations particulières dans la conception d'un transformateur, voir 5.5. Ces conditions comportent des facteurs tels qu'une altitude élevée, une température très élevée ou très basse du fluide de refroidissement externe, une humidité de type tropical, une activité sismique, une pollution importante, des conditions inhabituelles de tension ou de formes d'onde de courant de charge, un fort rayonnement solaire et des charges intermittentes. Il peut s'agir aussi des conditions de transport, de stockage et d'installation, telles que des limites de masse ou de dimensions (voir Annexe A).

Des règles supplémentaires pour le régime assigné et les conditions d'essais sont données dans les publications suivantes:

- pour l'échauffement et le refroidissement à une température élevée du fluide de refroidissement externe ou à haute altitude: CEI 60076-2 pour les transformateurs immergés dans un liquide, et CEI 60076-11 pour les transformateurs de type sec;
- pour l'isolement externe à haute altitude: CEI 60076-3 pour les transformateurs remplis de liquide, et CEI 60076-11 pour les transformateurs de type sec.

4.2 Conditions normales de service

La présente partie de la CEI 60076 détaille les exigences pour les transformateurs destinés à être utilisés dans les conditions suivantes:

a) Altitude

Altitude n'excédant pas 1 000 m au-dessus du niveau de la mer.

b) Température du fluide de refroidissement

La température de l'air de refroidissement à l'entrée du système de refroidissement n'excède pas:

40 °C à tout moment;

30 °C en moyenne mensuelle du mois le plus chaud;

20 °C en moyenne annuelle.

et n'est pas inférieure à:

– 25 °C dans le cas des transformateurs extérieurs;

– 5 °C dans le cas des transformateurs où à la fois le transformateur et sa réfrigération sont destinés à être installés à l'intérieur.

Les valeurs « à tout moment », « moyenne mensuelle » et « moyenne annuelle » sont définies en 3.12.

L'acheteur peut spécifier une température minimale du fluide de refroidissement plus élevée, auquel cas la température minimale du fluide de refroidissement doit être mentionnée sur la plaque signalétique.

NOTE 1 L'alinéa ci-dessus est destiné à permettre l'utilisation d'un autre liquide isolant ne satisfaisant pas aux exigences minimales de température, lorsque la température minimale de –25 °C n'est pas appropriée.

Pour les transformateurs à refroidissement par eau, une température de l'eau de refroidissement à l'entrée ne dépassant pas:

25 °C à tout moment;

20 °C en moyenne annuelle.

Les valeurs « à tout moment » et « moyenne annuelle » sont définies en 3.12.

Des limites supplémentaires pour le refroidissement sont données:

- pour les transformateurs immergés dans un liquide, dans la CEI 60076-2;
- pour les transformateurs de type sec, dans la CEI 60076-11.

NOTE 2 Pour les transformateurs avec des échangeurs thermiques à la fois air/eau et eau/liquide, la température du fluide de refroidissement se réfère à la température de l'air extérieur plutôt qu'à la température de l'eau dans le circuit intermédiaire qui peut dépasser la valeur normale.

NOTE 3 La température à considérer est celle à l'entrée du réfrigérant plutôt que la température de l'air extérieur, ce qui signifie qu'il convient que l'utilisateur s'assure que l'installation permette de créer des conditions où la recirculation de l'air à partir de la sortie du réfrigérant est possible, cela est pris en compte lors de l'évaluation de la température de l'air de refroidissement.

c) Forme d'onde de la tension d'alimentation

Une tension d'alimentation sinusoïdale avec un taux d'harmoniques ne dépassant ni 5 % pour les harmoniques totales ni 1 % pour celles d'ordre pair.

d) Contenu harmonique du courant de charge

Le contenu harmonique total du courant de charge ne dépassant pas 5 % du courant assigné.

NOTE 4 Il convient de spécifier conformément à la série CEI 61378 les transformateurs où le contenu harmonique total du courant de charge dépasse 5 % du courant assigné, ou les transformateurs destinés spécifiquement à alimenter de l'électronique de puissance ou des charges de type redresseur.

NOTE 5 Les transformateurs peuvent fonctionner à courant assigné sans perte excessive de la durée de vie avec un contenu harmonique de courant inférieur à 5 %; toutefois il convient de noter que l'échauffement dépassera l'échauffement assigné pour toutes les charges contenant des harmoniques.

e) Symétrie des tensions d'alimentation triphasées

Pour les transformateurs triphasés, un ensemble de tensions d'alimentation triphasées approximativement symétriques. Approximativement symétrique doit être considéré comme signifiant que la tension la plus élevée entre phases n'est pas plus de 1 % supérieure à la tension la plus faible entre phases en permanence, ou pas plus de 2 % supérieure à la tension la plus faible entre phases sur de courtes périodes (environ 30 min) dans des conditions exceptionnelles.

f) Environnement de l'installation

Un environnement dont le degré de pollution (voir la CEI 60137 et la CEI/TS 60815), ne nécessite pas de mesure particulière concernant l'isolement extérieur des traversées du transformateur ou du transformateur lui-même.

Un environnement qui n'est pas exposé à une perturbation sismique qui nécessiterait une prise en compte particulière dans la conception. (On considère que c'est le cas lorsque l'accélération verticale a_g est inférieure à 2 ms^{-2} ou approximativement de 0,2 g.) Voir CEI 60068-3-3.

Lorsque le transformateur est installé dans une enceinte non fournie par le constructeur du transformateur, à distance de l'équipement de refroidissement, par exemple dans une enceinte acoustique, la température de l'air entourant le transformateur ne dépassant pas 40 °C à tout moment.

Les conditions environnementales dans les définitions suivantes, conformément à la CEI 60721-3-4:1995:

- les conditions climatiques de la classe 4K2, à l'exception de la température externe minimale du fluide de refroidissement qui est de -25 °C ;
- les conditions climatiques spécifiques 4Z2, 4Z4, 4Z7;
- les conditions biologiques 4B1;
- les substances chimiques actives 4C2;
- les substances mécaniques actives 4S3;
- les conditions mécaniques 4M4.

Pour les transformateurs destinés à être installés à l'intérieur, certaines de ces conditions d'environnement peuvent ne pas être applicables.

5 Régime assigné et exigences générales

5.1 Puissance assignée

5.1.1 Généralités

La puissance assignée de chaque enroulement doit être précisée par l'acheteur ou l'acheteur doit fournir suffisamment d'informations au constructeur pour déterminer la puissance assignée au moment de l'appel d'offres.

Le transformateur doit avoir une puissance assignée pour chaque enroulement, qui doit être indiquée sur la plaque signalétique. La puissance assignée correspond à une charge

permanente. C'est une valeur de référence pour les garanties et les essais des pertes dues à la charge et des échauffements.

Si des valeurs différentes de puissance apparente sont définies dans certaines circonstances, par exemple avec différents modes de refroidissement, la puissance assignée est égale à la valeur maximale.

Un transformateur à deux enroulements n'a qu'une seule valeur de puissance assignée, identique pour les deux enroulements.

Pour les transformateurs à plus de deux enroulements, l'acheteur doit spécifier les combinaisons des charges requises en indiquant séparément, s'il y a lieu, leurs composantes actives et réactives.

Lorsque la tension assignée est appliquée à l'enroulement primaire du transformateur et que le courant assigné traverse les bornes d'un enroulement secondaire, le transformateur reçoit la puissance assignée correspondant à cette paire d'enroulements.

Le transformateur doit pouvoir supporter, en service permanent, la puissance assignée (pour un transformateur à plus de deux enroulements: la ou les combinaisons particulières de puissance(s) assignée(s) d'enroulement) dans les conditions énumérées à l'Article 4 et sans dépasser les limites d'échauffement spécifiées dans la CEI 60076-2 pour les transformateurs immergés dans un liquide.

NOTE 1 L'interprétation de la puissance assignée selon ce paragraphe implique qu'il s'agit d'une valeur de puissance apparente injectée dans le transformateur, incluant sa propre consommation de puissance active et réactive. La puissance apparente, que le transformateur fournit au circuit connecté aux bornes de son enroulement secondaire, à charge assignée, diffère de la puissance assignée. La différence entre la tension assignée et la tension au secondaire correspond à la chute (ou à l'augmentation) de tension dans le transformateur. L'écart dû à la chute de tension, en tenant compte du facteur de puissance de charge, est donné dans la spécification de la tension assignée et de l'étendue de prises (voir Article 7 de la CEI 60076-8:1997).

Les pratiques nationales peuvent différer.

NOTE 2 Pour un transformateur à enroulements multiples, en divisant par deux la somme arithmétique des puissances assignées de tous les enroulements (enroulements séparés, non auto-connectés), on obtient une estimation grossière du dimensionnement physique du transformateur équivalent à deux enroulements.

5.1.2 Valeurs préférentielles de la puissance assignée

Pour les transformateurs jusqu'à 20 MVA, il convient que les valeurs de la puissance assignée soient de préférence choisies dans la série R10 de l'ISO 3:1973, *Nombres normaux – Séries de nombres normaux*.

(...100, 125, 160, 200, 250, 315, 400, 500, 630, 800, 1 000, etc.) kVA.

NOTE Les pratiques nationales peuvent différer.

5.1.3 Puissance minimale pour des modes de refroidissement alternatifs

Lorsque l'utilisateur a un besoin particulier pour une puissance minimale dans un mode de refroidissement autre que le mode de refroidissement de la puissance assignée, cela doit être indiqué dans l'appel d'offres.

Le transformateur doit pouvoir supporter, en service permanent, la puissance minimale spécifiée (pour un transformateur à plus de deux enroulements: la ou les combinaisons particulières de puissance(s) assignée(s) d'enroulement) dans les conditions énumérées à l'Article 4 et dans le mode de refroidissement spécifié, sans dépasser les limites d'échauffement spécifiées dans la CEI 60076-2 pour les transformateurs immergés dans un liquide.

NOTE A titre d'exemple, on peut citer un transformateur devant fonctionner à un pourcentage minimum donné de la puissance assignée, avec refroidissement forcé hors service (ONAN) pour permettre la perte de l'alimentation des auxiliaires.

5.1.4 Chargement au-delà de la puissance assignée

Un transformateur et ses éléments qui le composent conformément à la présente norme est capable, dans certaines circonstances, de supporter des charges supérieures à sa puissance assignée. La méthode de calcul de la charge admissible est présentée dans la CEI 60076-7 pour les transformateurs immergés dans un liquide et dans la CEI 60076-12 pour les transformateurs de type sec.

Les exigences spécifiques aux charges supérieures à la puissance assignée doivent être spécifiées avec une méthode de vérification (essai ou calcul) par l'acheteur dans l'appel d'offres et le contrat. Ces exigences peuvent inclure des charges spéciales, des températures ambiantes, et des limites d'échauffement.

NOTE 1 Il convient d'utiliser cette option en particulier pour donner des critères de conception et de garantie pour les transformateurs de puissance, en cas de surcharge temporaire de secours.

Les traversées, changeurs de prises, transformateurs de courant et autres équipements auxiliaires, doivent être choisis de façon à ne pas restreindre la capacité de surcharge du transformateur.

NOTE 2 Concernant les capacités de surcharge de ces équipements, il convient de se reporter aux normes CEI 60137 pour les traversées et CEI 60214-1 pour les changeurs de prises.

NOTE 3 Ces exigences ne s'appliquent pas aux transformateurs spéciaux dont certains ne nécessitent pas de capacité de surcharge. Si une telle capacité est requise pour ces transformateurs, il convient que celle-ci soit spécifiée.

5.2 Mode de refroidissement

L'utilisateur doit spécifier le fluide de refroidissement (air ou eau).

Si l'utilisateur a des exigences particulières pour la ou les mode(s) de refroidissement ou sur le type de réfrigérant, cela doit être indiqué dans l'appel d'offres.

Pour des informations complémentaires, voir la CEI 60076-2.

5.3 Déclenchement de la charge sur les transformateurs directement reliés à un générateur

Les transformateurs destinés à être reliés directement aux bornes de groupe de production, de telle façon qu'ils puissent avoir à subir les conséquences d'un déclenchement de la charge, doivent être capables de supporter l'application pendant 5 s d'une tension égale à 1,4 fois la tension assignée aux bornes du transformateur auxquelles le groupe doit être raccordé.

5.4 Tension assignée et fréquence assignée

5.4.1 Tension assignée

La tension assignée doit être précisée par l'acheteur ou pour des applications spéciales l'acheteur doit fournir suffisamment d'informations au constructeur pour déterminer la tension assignée au moment de l'appel d'offres.

Le transformateur doit avoir une tension assignée pour chaque enroulement, qui doit être indiquée sur la plaque signalétique.

5.4.2 Fréquence assignée

La fréquence assignée doit être spécifiée par l'acheteur comme étant la fréquence normale non perturbée du réseau.

La fréquence assignée constitue la base pour les valeurs garanties telles que les pertes, l'impédance, et le niveau de bruit.

5.4.3 Fonctionnement à une tension supérieure à la tension assignée et/ou à une fréquence différente de la fréquence assignée

Des méthodes de spécification des tensions assignées et des étendues de prises adaptées à un ensemble de cas de charge (puissance de charge, facteur de charge, tension correspondante entre phases), sont décrites dans la CEI 60076-8.

Dans la limite de la valeur prescrite pour U_m , pour les enroulements des transformateurs, un transformateur doit être capable de fonctionner en régime permanent sans dommage dans des conditions de « surinduction » où le rapport entre la tension et la fréquence (V/Hz) n'excède pas le rapport correspondant entre la tension et la fréquence assignée de plus de 5 %, sauf spécification contraire de la part de l'acheteur.

A vide, les transformateurs doivent être capables de fonctionner de manière permanente avec un rapport entre la tension et la fréquence égal à 110 % des V/Hz assignés.

Pour un courant de K fois le courant assigné du transformateur ($0 \leq K \leq 1$), la surinduction doit être limitée conformément à la formule suivante:

$$\frac{U}{U_r} \frac{f_r}{f} \times 100 \leq 110 - 5K \quad (\%)$$

Si le transformateur doit fonctionner avec des V/Hz dépassant ceux mentionnés ci-dessus, cela doit être identifié par l'acheteur dans l'appel d'offres.

5.5 Dispositions pour conditions de services exceptionnelles

L'acheteur doit préciser, dans son appel d'offres, toutes les conditions de service non prévues dans les conditions de service normales. A titre d'exemple, on peut citer les conditions suivantes:

- température externe de refroidissement en dehors des limites prévues en 4.2;
- ventilation restreinte;
- altitude dépassant les limites prévues en 4.2;
- fumées et gaz préjudiciables;
- vapeurs;
- humidité dépassant les limites prévues en 4.2;
- condensation;
- brouillard salin;
- poussières abrasives ou excessives;
- taux d'harmoniques élevés du courant de charge qui dépasse les exigences de 4.2;
- distorsion de la forme d'onde de la tension d'alimentation qui dépasse les limites de 4.2;
- surtensions transitoires rapides inhabituelles à haute fréquence, voir Article 13;
- courant continu superposé;
- qualification sismique qui nécessiterait des considérations spéciales de conception, voir 4.2;

- vibrations et chocs mécaniques importants;
- rayonnement solaire;
- enclenchements répétés fréquents dépassant 24 fois par an;
- courts-circuits répétés fréquents;
- rapport V/Hz dépassant les limites données en 5.4.3;
- si un transformateur élévateur de générateur est destiné à être utilisé en mode d'alimentation de secours (abaisseur) sans protection du côté basse tension;
- protection contre la corrosion, selon le type d'installation et l'environnement d'installation (voir 4.2), il convient que l'acheteur choisisse des classes de protection dans l'ISO 12944 ou par un accord entre l'acheteur et le constructeur;
- conditions de déclenchement de charge pour les transformateurs de groupe plus sévères que celles figurant au 5.3.

La spécification du transformateur pour des opérations dans de telles conditions anormales doit faire l'objet d'un accord entre le fournisseur et l'acheteur.

Les exigences supplémentaires dans les limites définies, pour les essais et valeurs assignées des transformateurs conçus pour des conditions de service autres que celles citées à l'Article 4, telles qu'une température élevée de l'air de refroidissement ou une altitude supérieure à 1 000 m sont données dans la CEI 60076-2.

5.6 Tension la plus élevée pour le matériel U_m et niveaux d'essai diélectrique

Pour les bornes de ligne, sauf indication contraire de la part de l'acheteur, U_m doit être prise égale à la valeur la plus faible donnée dans la CEI 60076-3 dépassant la tension assignée de chaque enroulement.

Pour les enroulements de transformateur dont la tension la plus élevée pour le matériel est supérieure (>) à 72,5 kV, l'acheteur doit préciser si les bornes de neutre pour cet enroulement doivent ou non être directement reliées à la terre en conditions de service, et si ce n'est pas le cas, la tension U_m pour les bornes de neutre doit être spécifiée par l'acheteur.

Sauf indication contraire par l'acheteur, les niveaux d'essai diélectrique doivent être égaux aux valeurs applicables les plus faibles correspondant à U_m , donné dans la CEI 60076-3.

5.7 Informations complémentaires exigées pour l'appel d'offres

5.7.1 Type de transformateur

Le type de transformateur, par exemple, transformateur à enroulement séparé, auto-transformateur ou transformateur série doit être spécifié par l'utilisateur.

5.7.2 Connexion des enroulements et nombre de phases

Le couplage demandé des enroulements doit être spécifié par l'utilisateur, conformément à la terminologie figurant dans l'Article 7 pour s'adapter à l'application.

Si un enroulement de stabilisation connecté en triangle est nécessaire, cela doit être spécifié par l'acheteur. Pour les transformateurs ou autotransformateurs connectés en étoile-étoile, si la conception est à circuit magnétique fermé pour le flux homopolaire, et si aucun enroulement triangle n'est spécifié, alors les exigences doivent être discutées entre le constructeur et l'acheteur (voir la CEI 60076-8).

NOTE Un circuit magnétique fermé pour le flux homopolaire existe dans les transformateurs cuirassés et dans un transformateur à colonne avec une ou des colonne(s) non bobinée(s).

Lorsqu'il existe des exigences pour les limites supérieures et inférieures de l'impédance homopolaire, celles-ci doivent être indiquées par l'acheteur et peuvent influencer la configuration du noyau et exiger un enroulement triangle. Si les exigences relatives à l'impédance homopolaire imposent l'utilisation d'un enroulement connecté en triangle qui n'est pas directement spécifié par l'acheteur, cela doit être clairement indiqué par le constructeur dans les documents de réponse à l'appel d'offres.

Le constructeur du transformateur ne doit pas utiliser d'enroulement d'essai connecté en triangle si aucun enroulement triangle n'a été spécifié, sauf en cas d'accord express de l'acheteur.

S'il existe une exigence particulière, soit pour un groupe de transformateurs monophasés ou pour un appareil triphasé, cela doit ensuite être spécifié par l'utilisateur; sinon le constructeur doit indiquer clairement dans le document de réponse à l'appel d'offres le type de transformateur proposé.

5.7.3 Niveau de bruit

Lorsque l'acheteur a une exigence particulière pour un niveau de bruit maximal garanti, cela doit être précisé dans l'appel d'offres et il convient de l'exprimer de préférence en termes de niveau de puissance acoustique.

Sauf spécification contraire, le niveau de bruit doit être considéré comme le niveau de bruit à vide avec tous les équipements de réfrigération nécessaires pour atteindre la puissance assignée en fonctionnement. Si des modes de réfrigération alternatifs sont spécifiés (voir 5.1.3), le niveau de bruit pour chaque mode de réfrigération peut être spécifié par l'acheteur, et si cela est requis doit être garanti par le constructeur et mesuré aux essais.

Le niveau de bruit en fonctionnement est influencé par le courant de charge (voir CEI 60076-10). Si l'acheteur souhaite une mesure du niveau de bruit dû au courant de charge ou une garantie sur le niveau de bruit total du transformateur en incluant le bruit dû au courant de charge, cela doit être précisé dans l'appel d'offres.

Le niveau de bruit mesuré en essai selon la CEI 60076-10 ne doit pas dépasser le niveau de bruit maximal garanti. Le niveau de bruit maximal garanti est une limite sans tolérance.

5.7.4 Transport

5.7.4.1 Limitation de transport

Si des limites de dimensions ou de masse relatives au transport s'appliquent, elles doivent être indiquées dans l'appel d'offres

Si d'autres conditions particulières s'appliquent lors du transport, elles doivent être indiquées dans l'appel d'offres. Cela pourrait inclure une restriction liée au transport de liquide isolant ou différentes conditions environnementales qui pourraient être rencontrées au cours du transport, autres que celles prévues en service.

5.7.4.2 Accélération de transport

Le transformateur doit être conçu et fabriqué pour résister à une accélération constante de 1 g au moins dans toutes les directions, sans aucun dommage (en plus de l'accélération verticale due à la pesanteur); la démonstration s'effectue par des calculs de force statique basés sur la valeur constante de l'accélération.

Si le transport n'est pas de la responsabilité du constructeur et que des accélérations dépassant 1 g sont prévisibles lors du transport, les accélérations et les fréquences doivent être définies dans l'appel d'offres. Si des accélérations plus élevées sont spécifiées par le client, le constructeur doit démontrer la conformité de l'appareil par calcul.

Si le transformateur est destiné à être utilisé comme un transformateur mobile, cela doit être indiqué dans l'appel d'offres.

NOTE L'utilisation d'enregistreurs de chocs ou d'impacts pendant le transport pour les grands transformateurs est une pratique courante.

5.8 Composants et matériaux

Tous les composants et matériaux utilisés dans la construction du transformateur doivent satisfaire aux exigences des normes CEI appropriées lorsque celles-ci existent sauf accord ou spécification contraire. En particulier les traversées doivent satisfaire à la CEI 60137, les changeurs de prise doivent satisfaire à la CEI 60214-1 et les liquides isolants doivent satisfaire à la CEI 60296 pour l'huile minérale ou faire l'objet d'un accord pour les autres liquides.

6 Exigences pour les transformateurs possédant un enroulement à prises

6.1 Généralités – Notation d'étendue de prises

Les paragraphes suivants s'appliquent aux transformateurs pour lesquels un seul des enroulements est un enroulement à prises.

Pour un transformateur à plus de deux enroulements, les exigences s'appliquent à la combinaison de l'enroulement à prises, avec l'un des enroulements sans prise.

Pour les transformateurs spécifiés conformément au 6.4.2, la notation doit être telle que définie par l'acheteur au point 3 de ce paragraphe.

Pour les autotransformateurs, les prises sont parfois installées au neutre, c'est-à-dire que le nombre effectif de spires est modifié simultanément dans les deux enroulements. Pour de tels transformateurs, sauf s'ils sont spécifiés conformément au 6.4.2, les particularités concernant les prises doivent faire l'objet d'un accord. Il convient d'utiliser autant que possible les exigences de ce paragraphe.

Sauf spécification contraire, la prise principale est située au milieu de l'étendue de prises. Les autres prises sont identifiées par leurs facteurs de prise. Le nombre de prises et la plage de variation du rapport de transformation, peuvent être résumés par l'écart des pourcentages du facteur de prise par rapport à la valeur 100 (pour la définition des termes, voir 3.5).

EXEMPLE Un transformateur avec un enroulement à prises de 160 kV, avec une étendue de prises de $\pm 15\%$ ayant 21 prises, agencées symétriquement par rapport à la tension assignée, est désigné par:

$$(160 \pm 10 \times 1,5 \%) / 66 \text{ kV}$$

Si l'étendue de prises est spécifié comme asymétrique par rapport à la tension assignée, on obtient:

$$\left(160 \begin{matrix} +12 \times 1,5 \% \\ -8 \times 1,5 \% \end{matrix} \right) / 66 \text{ kV}$$

En ce qui concerne la présentation complète de la plaque signalétique des données relatives à chaque prise, voir Article 8.

Certaines prises peuvent être « des prises à puissance réduite », du fait de limites de tension ou de courant de prises. Les prises limites pour lesquelles de telles restrictions apparaissent,

sont appelées « prise à tension maximale » et « prise à courant maximum », (voir Figures 1a, 1b et 1c).

6.2 Tension de prise – courant de prise. Catégories normalisées de réglage de tension de prise. Prise à tension maximale

La notation abrégée de l'étendue de prises et des échelons de réglage indique l'étendue de variation du rapport de transformation du transformateur. Toutefois, les valeurs assignées aux grandeurs de prises ne sont pas entièrement définies par cette notation. Des informations complémentaires sont nécessaires. Elles peuvent provenir soit de tableaux donnant la puissance, la tension et le courant de prise pour chaque prise, soit d'un texte donnant « la catégorie de variation de tension » et les limites éventuelles de la plage à l'intérieur de laquelle les prises sont des « prises à pleine puissance ».

Les catégories de réglage de tension de prise sont définies de la façon suivante:

a) Réglage à flux constant (RFC)³

La tension de prise est constante d'une prise à une autre pour tout enroulement sans prise. Les tensions de prises sont proportionnelles au facteur de prise pour l'enroulement à prises. Voir Figure 1a.

b) Réglage à flux variable (RFV)⁴

La tension de prise est constante d'une prise à une autre pour l'enroulement à prises. Les tensions de prises sont inversement proportionnelles au facteur de prises pour l'enroulement sans prise. Voir Figure 1b.

c) Réglage combiné (RCb)⁵

Dans beaucoup d'applications et en particulier pour les transformateurs dont l'étendue de prises est importante, si une combinaison des deux principes est appliquée à différentes parties de la plage de réglage, on parle de « réglage combiné (RCb ou CbVV) ». Le point de discontinuité est appelé « prise à tension maximale ». Pour ce système, ce qui suit s'applique:

RFC (CFVV)	s'applique aux prises dont le facteur de prise est inférieur à celui de la prise à tension maximale.
RFV (VFVV)	s'applique aux prises dont le facteur de prise est supérieur à celui de la prise à tension maximale.

Voir Figure 1c.

³ CFVV = *Constant Flux Voltage Variation*, en anglais.

⁴ VFVV = *Variable Flux Voltage Variation*, en anglais.

⁵ CbVV = *Combined Voltage Variation*, en anglais.

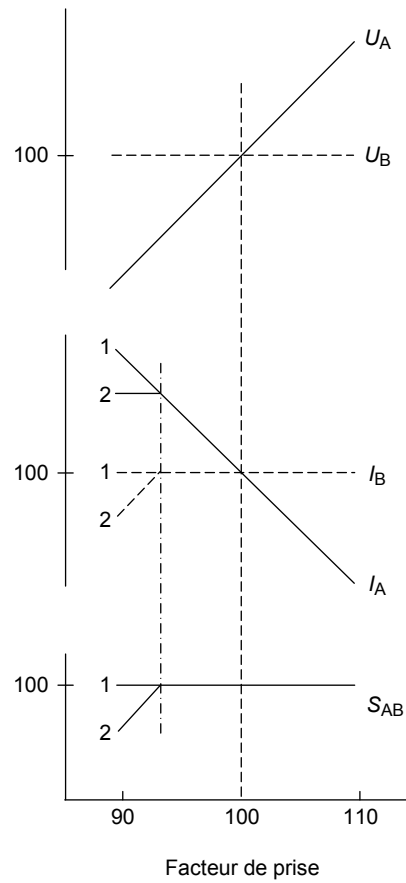


Figure 1a – Réglage à flux constant (RFC ou CFVV)

Indication de la prise à courant maximum en option

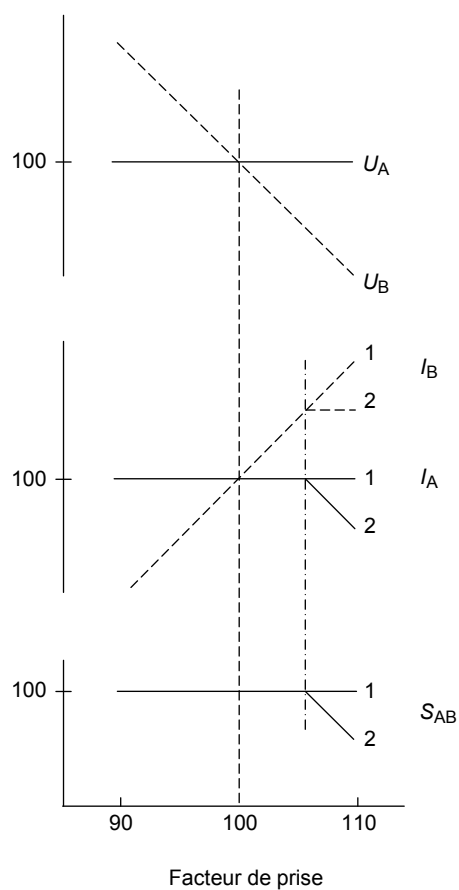


Figure 1b – Réglage à flux variable (RFV ou VFVV)

Indication de la prise à courant maximum en option

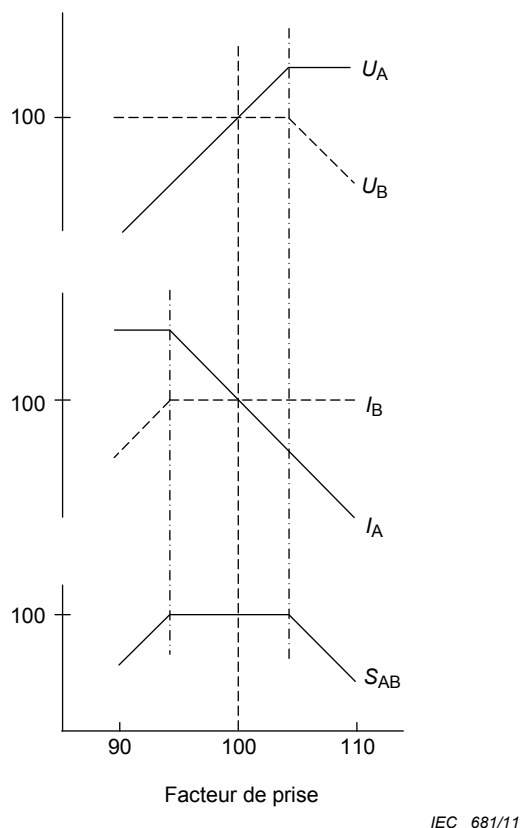


Figure 1c – Réglage combiné (RCb ou CbVV)

Le point de discontinuité est représenté dans la plage additive du réglage. Il correspond aussi bien à une prise à tension maximale (U_A) qu'à une prise à courant maximal (I_B constant, n'augmente plus après le point de discontinuité). De plus, une prise à courant maximal en option est également représentée (dans la partie de réglage RFC ou CFVV).

Légendes des Figures 1a, 1b et 1c:

U_A, I_A tension et courant de prise de l'enroulement à prises

U_B, I_B tension et courant de prise de l'enroulement sans prise

S_{AB} puissance de prise.

Abscisse facteur de prise, en pourcentage (indiquant le nombre relatif de spires effectives de l'enroulement à prises).

1 indique les prises à pleine puissance de l'étendue de prises

2 indique « la prise à tension maximale », « la prise à courant maximum » et une gamme de prises à puissance réduite

Figure 1 – Types différents de variation de tension

6.3 Puissance de prise. Prises à pleine puissance – prises à puissance réduite

Sauf spécification contraire relative au courant et à la tension de chaque prise, les dispositions suivantes doivent s'appliquer.

Toutes les prises doivent être des prises à pleine puissance, dont le courant de prise assigné à chacune d'entre elles doit être la puissance assignée divisée par la tension de prise assignée à chaque prise, sauf celles qui sont décrites ci-dessous.

Dans les transformateurs à enroulements séparés de puissance inférieure ou égale à 2 500 kVA ayant une étendue de prises inférieure ou égale à $\pm 5\%$, le courant de prise

assigné pour toutes les prises soustractives doit être égal au courant assigné pour la prise principale. Cela signifie que la prise principale est une «prise à courant maximal».

Dans les transformateurs dont l'étendue de prise dépasse $\pm 5\%$, on peut spécifier des restrictions sur les valeurs de la tension ou du courant de prise qui, sans cela, dépasseraient de beaucoup les valeurs assignées. Quand de telles restrictions sont spécifiées, les prises concernées sont appelées «prises à puissance réduite». Ce paragraphe décrit de telles dispositions.

Quand le facteur de prise s'éloigne de l'unité, le courant de prise des prises à pleine puissance peut dépasser le courant assigné sur l'un des enroulements. Comme le montre la Figure 1a, cela s'applique aux prises soustractives de l'enroulement à prises avec un réglage RFC (ou CFVV), et pour les prises additives sur l'enroulement sans prise avec un réglage RFV (ou VFVV) (Figure 1b). Pour éviter de surdimensionner l'enroulement en question, il est possible de spécifier une prise à courant maximal. A partir de cette prise, les valeurs de courants de prise de l'enroulement doivent être constantes. C'est-à-dire que les prises restantes jusqu'à la prise extrême sont des prises à puissance réduite (voir Figures 1a, 1b et 1c).

Sauf spécification contraire, avec un réglage RCb (ou CbVV), la «prise à tension maximale», le point de changement entre RFC (CFVV) et RFV (VFVV) doit être également une prise «à courant maximal». Autrement dit, le courant de l'enroulement sans prise reste constant jusqu'à la prise additive extrême (Figure 1c).

6.4 Spécification des prises dans l'appel d'offres et la commande

6.4.1 Généralités

L'acheteur doit spécifier les exigences relatives aux prises, selon 6.4.2 ou 6.4.3.

L'acheteur doit préciser si le ou les changeurs de prises sont destinés à fonctionner en charge ou hors tension.

Lorsque la variation de tension à flux variable est utilisée (RFV ou VFVV), il est normalement possible de respecter le rapport spécifié de transformation lors de la conception uniquement sur deux positions de la plage de réglage. L'acheteur doit préciser les prises où le rapport de conception doit correspondre au rapport spécifié, par exemple, les prises extrêmes, la prise principale et la «prise à tension maximale» ou la prise principale et la «prise à tension minimale». Sauf spécification contraire, les deux prises extrêmes sont supposées être les rapports à respecter.

NOTE Le Paragraphe 6.4.2 exige que l'utilisateur spécifie quel est l'enroulement à prises et les puissances de prises particulières. Le paragraphe 6.4.3 définit les exigences globales relatives à la tension et au courant et exige que le constructeur choisisse quel est l'enroulement ou les enroulements qui seront à prises. Une telle spécification peut entraîner une variété de conceptions possibles du transformateur. La CEI 60076-8 donne les détails concernant les dispositions de prises et les calculs de la chute de tension.

6.4.2 Spécification constructive

Les données suivantes sont nécessaires pour définir la conception du transformateur.

- a) quel doit être l'enroulement à prises;
- b) le nombre d'échelons et l'échelon de réglage (ou l'étendue de prises et le nombre d'échelons). Sauf spécification contraire, on doit prendre une répartition symétrique par rapport à la prise principale et des valeurs d'échelon de réglage égales. Si pour une raison ou une autre, la conception prévoit des échelons de valeurs inégales, ceci doit être précisé dans la réponse à l'appel d'offres;
- c) le type de réglage de tension et, pour des réglages combinés, le point de changement (« prise à tension maximale », voir 6.2);

- d) si une limite maximale de courant doit s'appliquer (prises à puissance réduite) et, si oui, sur quelles prises.

Les points c) et d) peuvent être avantageusement remplacés par un tableau du même type que celui qui figure sur la plaque signalétique pour les valeurs assignées (voir exemple à l'Annexe B).

6.4.3 Spécification fonctionnelle

Ce type de spécification est destiné à permettre à l'acheteur de préciser les besoins opérationnels et non pas la catégorie des variations de tension ou l'enroulement qui doit être muni de prises.

Cette méthode de spécification ne s'applique pas aux transformateurs à enroulements séparés de moins de 2 500 kVA inclus ayant une étendue de prises ne dépassant pas $\pm 5\%$.

Les informations suivantes doivent être données par l'acheteur dans l'appel d'offres. En plus de la tension assignée et de la puissance assignée définies dans l'Article 5:

- 1) La direction du flux de puissance (éventuellement bidirectionnel).
- 2) Le nombre d'échelons de réglage et la taille de l'échelon exprimés sous la forme d'un pourcentage de la tension assignée de la prise principale. Si l'étendue de prise n'est pas symétrique par rapport à la prise principale, cela doit être indiqué. Si les échelons de réglage ne sont pas égaux le long de la plage de réglage, ceci doit être précisé.

NOTE 1 Il est possible que le respect de la plage de variation et du nombre d'échelons soit plus important que l'obtention de la tension exacte à la prise principale. Dans ce cas, la plage de variation et le nombre d'échelons peuvent être précisés. Par exemple $+5\%$ à -10% en 11 échelons.

- 3) Quelle tension doit varier afin de définir la tension de prise assignée.

NOTE 2 La tension de prise assignée est nécessaire pour déterminer la base d'impédance de chaque prise. Dans le cadre de cette méthode de spécification, la tension de prise assignée ne peut pas être utilisée pour déterminer la puissance de prise assignée.

- 4) Toutes exigences relatives à l'obtention d'un rapport de spires fixe entre deux enroulements particuliers sur un transformateur à plus de deux enroulements.
- 5) Le facteur de puissance minimal de la pleine charge (ceci affecte la chute de tension du transformateur).
- 6) Si une quelconque prise ou étendue de prises peut être à puissance réduite.

Le constructeur choisira la disposition des enroulements, le ou les enroulements qui seront à prises. Le transformateur doit être capable de fournir le courant assigné à l'enroulement secondaire sur toutes les positions de prise compatibles avec les conditions de fonctionnement décrites ci-dessus, sans dépasser les exigences relatives à l'échauffement définies dans la CEI 60076-2.

Le transformateur doit être conçu pour supporter sans dommage les tensions et les flux provenant des conditions de charge spécifiées ci-dessus (y compris les conditions de surcharge). Un calcul montrant que cette condition est remplie doit être fourni à l'acheteur sur demande.

L'Annexe B donne un exemple (exemple 4).

Sinon, l'utilisateur peut soumettre un ensemble de cas de charge avec des valeurs de puissances actives et réactives (en indiquant clairement la direction du transit de puissance) et les tensions en charge correspondantes. Il convient que ce cas précise les valeurs extrêmes du rapport de tension à pleine puissance et à puissance réduite (voir «la méthode des six paramètres» dans la CEI 60076-8). A partir de ces informations, le constructeur choisira l'enroulement à prises et donnera les grandeurs assignées et les grandeurs de prises dans son appel d'offre. Un accord doit être conclu entre le constructeur et l'acheteur sur les grandeurs de prises de conception.

6.5 Spécification de l'impédance de court-circuit

Pour les transformateurs qui ne comportent aucune prise dont la tension s'écarte de $\pm 5\%$ de la tension de la prise principale, l'impédance de court-circuit d'une paire d'enroulement doit être spécifiée uniquement sur la prise principale, soit en ohms par phase Z soit en termes de pourcentage z en référence à la puissance et à la tension assignée du transformateur (voir 3.7.1). Sinon, l'impédance peut être précisée conformément à l'une des méthodes ci-dessous.

Pour les transformateurs avec des prises dont la variation de tension s'écarte de $\pm 5\%$ de la prise principale, les valeurs d'impédance exprimées en Z ou en z doivent être spécifiées pour la prise principale et pour la ou les prises extrêmes dépassant 5% . Sur de tels transformateurs, ces valeurs d'impédance doivent également être mesurées lors des essais des pertes de charge et de l'impédance de court-circuit (voir 11.4) et doivent être soumises aux tolérances indiquées dans l'Article 10. Si l'impédance est exprimée en termes de pourcentage z , elle doit se référer à la tension de prise assignée (à cette prise) et à la puissance assignée du transformateur (à la prise principale).

NOTE 1 Le choix d'une valeur d'impédance par l'utilisateur donne lieu à des exigences contradictoires: limiter la chute de tension, ou limiter la surintensité de courant en cas de défaut. Une optimisation économique de la conception, en prenant en compte les pertes, détermine une certaine plage d'impédances. Un fonctionnement en parallèle avec un transformateur existant demande une harmonisation des impédances (voir Article 6 de la CEI 60076-8:1997).

NOTE 2 Si un appel d'offres spécifie non seulement l'impédance sur la prise principale mais aussi ses variations dans la plage de réglage, cela représente des contraintes relativement importantes sur la conception du transformateur (la disposition des enroulements les uns par rapport aux autres et leur géométrie). La spécification et la conception du transformateur doivent également prendre en compte les grandes variations de l'impédance entre les prises qui peuvent réduire ou exagérer l'effet des prises.

En variante, les impédances maximales et minimales exprimées en termes z ou Z peuvent être spécifiées pour chaque prise sur toute l'étendue de prises. Cela peut être fait à l'aide d'un graphe ou d'un tableau (voir Annexe C). Il convient que l'écart entre les valeurs extrêmes permette, dans la mesure du possible, que les tolérances en plus et en moins de l'Article 10 puissent s'appliquer sur une valeur médiane. Les valeurs mesurées ne doivent pas dépasser les limites fixées, ces limites étant données sans tolérance.

NOTE 3 Il convient que les impédances maximales et minimales spécifiées tiennent compte d'une tolérance d'impédance supérieure ou égale aux tolérances indiquées dans l'Article 10, mais le cas échéant, une tolérance plus limitée peut être utilisée selon accord entre le constructeur et l'acheteur.

NOTE 4 En basant l'impédance sur la tension de prise assignée et la puissance assignée du transformateur à la prise principale cela signifie que la relation entre l'impédance exprimée en ohms par phase Z et celle exprimée en pourcentage z sera différente pour chaque prise et dépendra également de l'enroulement sur lequel la variation de tension est spécifiée. Une attention particulière est donc nécessaire pour s'assurer que l'impédance spécifiée est correcte. Cela est particulièrement important pour les transformateurs spécifiés avec des puissances de prises différentes de la puissance assignée à la prise principale.

6.6 Pertes dues à la charge et échauffement

- a) Si l'étendue de prise est inférieure ou égale à $\pm 5\%$, et si la puissance assignée n'est pas supérieure à 2 500 kVA, les garanties données sur les pertes dues à la charge et sur l'échauffement se rapportent uniquement à la prise principale, et l'essai d'échauffement est fait sur cette prise.
- b) Si l'étendue de prises dépasse $\pm 5\%$ ou si la puissance assignée dépasse 2 500 kVA, les garanties données sur les pertes dues à la charge doivent être indiquées sur la prise principale, sauf spécification contraire de la part de l'acheteur au moment de l'appel d'offres. Si une telle exigence existe, elle doit préciser pour quelles prises, en plus de la prise principale, il faut que le constructeur garantisse les pertes dues à la charge. Ces pertes se réfèrent aux courants de prises correspondants. Les limites d'échauffement sont valables pour toutes les prises à la puissance, à la tension et au courant de prise appropriés.

Un essai d'échauffement doit être réalisé sur une seule prise, sauf spécification contraire. Sauf accord contraire, il s'agira de la «prise à courant maximal» (qui est en général la prise correspondant aux pertes maximales dues à la charge). Les pertes totales

maximales pour une prise correspondent à la puissance d'essai qui permettra de déterminer l'échauffement du liquide au cours de l'essai d'échauffement, et le courant de prise pour cette prise représente le courant de référence pris pour la détermination de l'échauffement des enroulements au-dessus du liquide. Les informations concernant les règles et les essais régissant l'échauffement des transformateurs immergés dans du liquide se trouvent dans la CEI 60076-2.

En principe, l'essai de type d'échauffement doit démontrer que le dispositif de refroidissement permet de dissiper les pertes totales maximales sur n'importe quelle prise, et que l'échauffement au-dessus de la température externe de refroidissement de tout enroulement, sur n'importe quelle prise, ne dépasse pas la valeur maximale spécifiée.

NOTE 1 Pour un autotransformateur, le courant maximal dans les enroulements série et les enroulements communs sont généralement en deux positions de prises différentes. Par conséquent, pour l'essai, une position de prise intermédiaire peut être choisie afin de satisfaire les exigences de la CEI 60076-2 sur les deux enroulements au cours du même essai.

NOTE 2 Pour certaines dispositions de prises, l'enroulement à prises n'est pas parcouru par un courant dans la position de prise à courant maximal. Par conséquent, si l'échauffement de l'enroulement à prises doit être déterminé, une autre prise peut être choisie ou un essai supplémentaire peut faire l'objet d'un accord.

7 Symboles des couplages et des déphasages

7.1 Symboles des couplages et des déphasages pour les transformateurs triphasés et monophasés raccordés en banc triphasé

7.1.1 Symbole de couplage

Le mode de connexion en étoile, en triangle ou en zigzag des enroulements de phase d'un transformateur triphasé, ou des enroulements de même tension de transformateurs monophasés formant un groupe triphasé, doit être indiqué par les lettres majuscules Y, D ou Z pour l'enroulement à haute tension (HT), et par les minuscules y, d ou z pour l'enroulement à tension intermédiaire (MT) ou à basse tension (BT).

Si le point neutre de l'enroulement en étoile ou en zigzag est sorti, l'indication doit être YN ou ZN et yn ou zn respectivement. Cette règle s'applique également aux transformateurs où les connexions d'extrémité de neutre pour chaque enroulement de phase sont sorties séparément, mais sont connectées entre elles pour former un point neutre en service.

Pour une paire d'enroulements autoconnectées, le symbole de l'enroulement de tension inférieure est remplacé par la lettre «a».

Les enroulements indépendants d'un transformateur triphasé (qui ne sont pas connectés ensemble dans le transformateur, mais dont les deux extrémités de chaque enroulement de phase sont sorties sur des bornes comme par exemple les enroulements de ligne des transformateurs série et des transformateurs déphaseurs) sont indiqués par III (HT) ou iii (pour les enroulements à basse tension ou à tension intermédiaire).

Les symboles littéraux relatifs aux différents enroulements d'un transformateur sont notés par ordre décroissant de tension assignée indépendamment du sens de transit de la puissance. La lettre correspondant au couplage d'enroulement pour tout enroulement intermédiaire et à basse tension est immédiatement suivie du déphasage en «nombre horaire» (voir 3.10.6).

Des exemples de couplages usuels, avec les diagrammes de connexions, figurent en Annexe D.

7.1.2 Déphasage en indices horaires

Les conventions suivantes relatives aux notations s'appliquent.

Les diagrammes des couplages présentent l'enroulement haute tension au-dessus, et l'enroulement basse tension en dessous. (Les directions des tensions induites sont indiquées sur la partie supérieure des enroulements, voir Figure 2.)

Le diagramme de phases de l'enroulement haute tension est orienté avec la phase I à 12 h. Le diagramme de la phase I de l'enroulement basse tension est orienté selon la relation de tension induite résultant du couplage présenté. L'indice horaire est l'heure vers laquelle la basse tension est orientée.

Le sens de rotation des diagrammes de phases est le sens antihoraire, ce qui donne la séquence I – II – III.

NOTE Cette numérotation est arbitraire. Le marquage des bornes sur le transformateur suit la pratique nationale. Des compléments figurent dans la CEI/TR 60616.

Les enroulements indépendants n'ont pas d'indices horaires car la relation de phase de ces enroulements avec d'autres enroulements dépend de la connexion externe.

7.1.3 Enroulements non destinés à être chargés

L'existence d'un enroulement de stabilisation ou d'essai (enroulement connecté en triangle ou en étoile non sorti pour une charge triphasée extérieure) est indiquée, après les symboles des enroulements susceptibles d'être chargés par le symbole « +d » ou « +y » selon sa connexion comme dans les exemples ci-dessous

Symbole: YNa0+d. ou YNa0+y.

7.1.4 Enroulements reconnectables

Si un transformateur est spécifié avec un couplage d'enroulement reconfigurable, la tension de couplage et la connexion alternative sont indiquées entre parenthèses après la configuration de livraison, comme indiqué par les exemples suivants:

Si la HT peut être de 220 kV ou 110 kV (appareil bi tension), mais que le couplage en étoile est requis pour les deux tensions et que le transformateur est livré en 220 kV et que la BT est de 10,5 kV à couplage en triangle:

Symbole: YNd11 220 (110) / 10,5 kV

Si la BT peut être de 11 kV en couplage étoile et de 6,35 kV en couplage triangle, et que le transformateur est livré en configuration étoile à 11 kV et que la HT est de 110 kV à couplage en étoile:

Symbole: YNy0 (d11) 110 / 11 (6,35) kV

Si l'indice de couplage de la BT est reconfigurable sans changer les tensions assignées (dans cet exemple 11 kV) et que le transformateur est livré avec un couplage d11 et que la HT est de 110 kV à couplage en étoile:

Symbole: YNd11 (d1) 110 / 11 kV

7.1.5 Exemples

Des exemples sont représentés ci-dessous et leurs représentations graphiques sont indiquées sur les Figures 2 et 3:

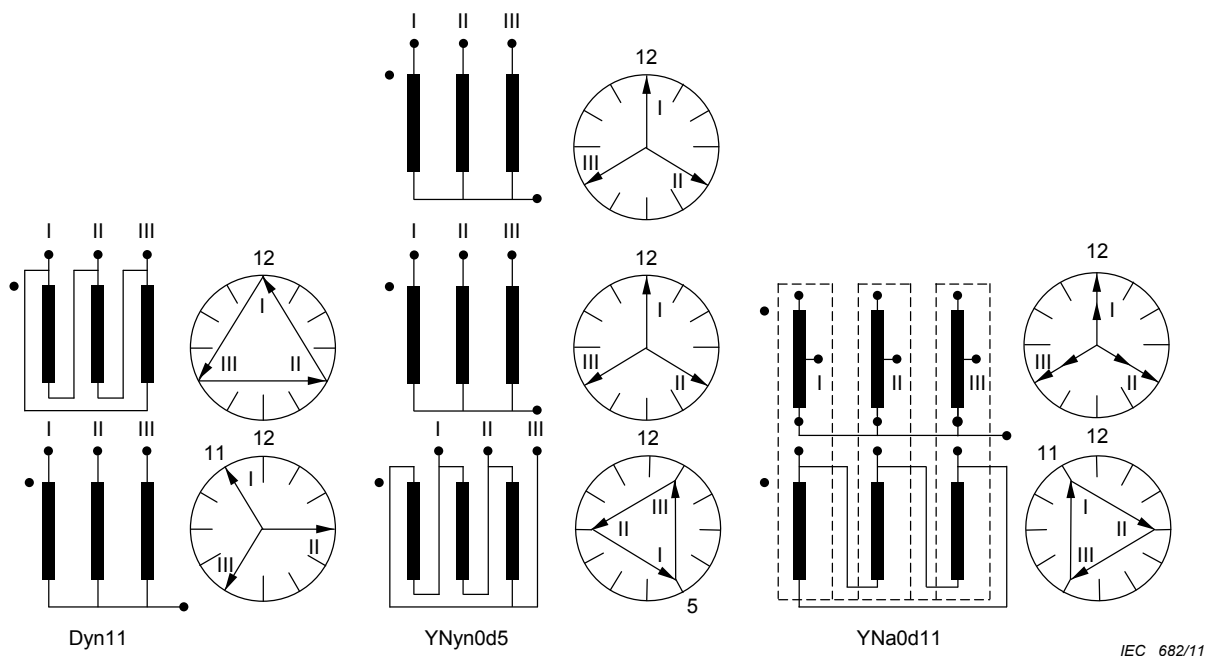


Figure 2 – Illustration des « indices horaires »

- Un transformateur avec un enroulement haute tension assigné à 20 kV connecté en triangle, et un enroulement basse tension à 400 V connecté en étoile avec point neutre sorti. L'enroulement BT est en retard de 330° sur l'enroulement HT.

Symbole: Dyn11 20 000 / 400 V

- Un transformateur à trois enroulements: un enroulement HT à 123 kV connecté en étoile, avec point neutre sorti. Un enroulement à tension intermédiaire à 36 kV connecté en étoile, avec point neutre sorti, en phase avec l'enroulement HT, mais non auto-connecté, et un troisième enroulement à 7,2 kV connecté en triangle, en retard de 150°.

Symbole: YNyn0d5 123 / 36 / 7,2 kV

- Un groupe de trois autotransformateurs monophasés conçus pour une HT à 400 kV et une tension intermédiaire de 130 kV avec un enroulement tertiaire à 22 kV. Les enroulements auto-connectés sont connectés en étoile, tandis que les enroulements tertiaires sont connectés en triangle. L'enroulement en triangle est en retard de 330° par rapport à l'enroulement haute tension.

Symbole: YNa0d11 $\frac{400}{\sqrt{3}} / \frac{130}{\sqrt{3}} / 22 \text{ kV}$

Si l'enroulement en triangle n'est pas sorti sur trois bornes de ligne, mais seulement utilisé comme enroulement de stabilisation, le symbole l'indique par le signe «plus». Il n'y aura aucune indication de déphasage pour l'enroulement de stabilisation.

Symbole: YNa0+d $\frac{400}{\sqrt{3}} / \frac{130}{\sqrt{3}} / 22 \text{ kV}$

Le symbole sera le même pour un autotransformateur triphasé ayant les mêmes connexions internes, à l'exception de la tension. Voir l'exemple ci-dessous.

- Un autotransformateur triphasé conçu pour un enroulement HT à 400 kV et un enroulement à tension intermédiaire à 130 kV avec des enroulements tertiaires à 22 kV. Les enroulements auto-connectés sont connectés en étoile, tandis que les

enroulements tertiaires sont connectés en triangle. L'enroulement en triangle est en retard de 330° par rapport à l'enroulement haute tension.

Symbole: YNa0d11

400 / 130 / 22 kV

- Si l'enroulement en triangle n'est pas sorti sur trois bornes de ligne, mais seulement utilisé comme enroulement de stabilisation, le symbole l'indique par le signe « plus ». Il n'y aura aucune indication de déphasage pour un enroulement de stabilisation.

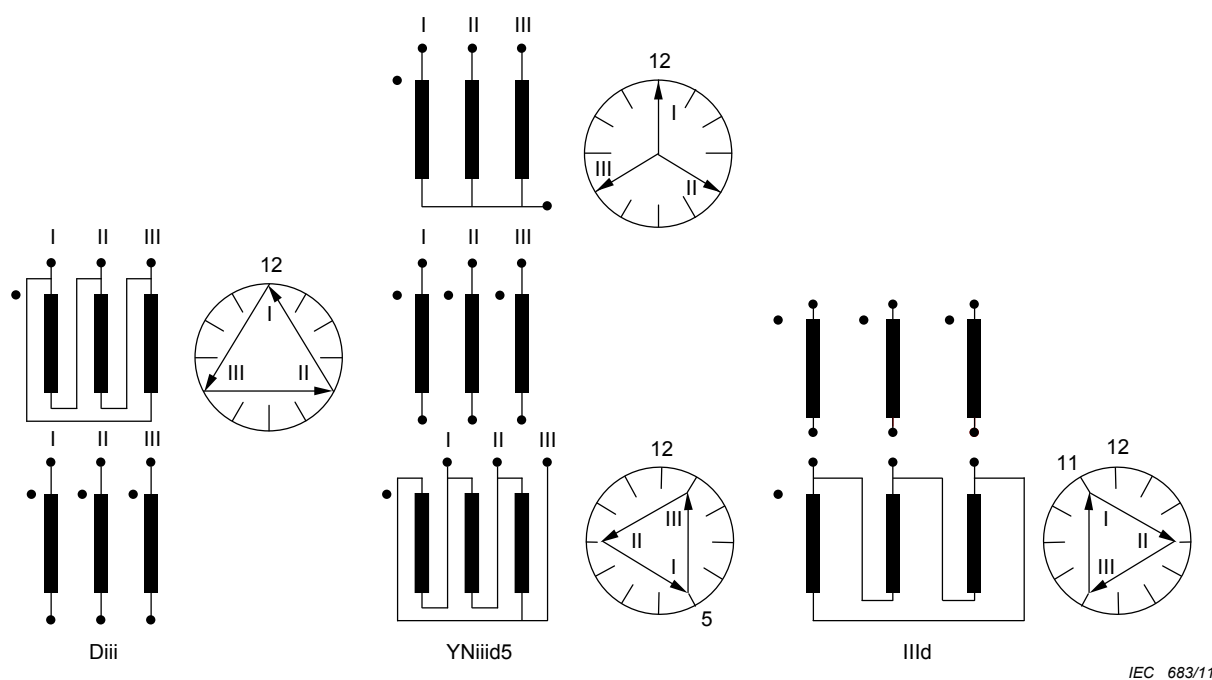
Symbole: YNa0+d

400 / 130 / 22 kV

- Un transformateur élévateur de générateur triphasé conçu pour un réseau à 20 kV et un enroulement à 8,4 kV côté générateur. Les enroulements connectés au générateur sont connectés en triangle, tandis que les enroulements coté réseau sont connectés en étoile. L'enroulement en triangle est en retard de 330° par rapport à l'enroulement haute tension.

Symbole: YNd11

20 / 8,4 kV



IEC 683/11

Figure 3 – Illustration des « indices horaires » pour les transformateurs avec enroulements indépendants

- Un transformateur triphasé conçu pour un enroulement HT à 20 kV connecté en triangle et un enroulement indépendant à 10 kV.

Symbole: Diii

20 / 10 kV

- Un transformateur triphasé à trois enroulements conçu pour un enroulement HT à 220 kV connecté en étoile avec un enroulement indépendant à 40 kV et un troisième enroulement de 10 kV connecté en triangle.

Symbole: YNiiid5

220 / 40 / 10 kV

- Un transformateur triphasé série conçu pour un réseau à 400 kV et avec un enroulement d'excitation à 40 kV connecté en triangle.

Symbole: IIIId

400 / 40 kV

7.2 Symboles des couplages et des déphasages pour des transformateurs monophasés non raccordés en groupe triphasé

7.2.1 Symbole de couplage

Le mode de connexion d'un jeu d'enroulements de phase d'un transformateurs monophasés est indiqué par la lettre majuscule I, pour les enroulements à haute tension (HT), et il est indiqué par la lettre minuscule i pour les enroulements à tension intermédiaire (MT) et à basse tension (BT).

Les symboles littéraux relatifs aux différents enroulements d'un transformateur sont notés par ordre décroissant de tension assignée indépendamment du sens de transit de la puissance. La lettre correspondant au couplage d'enroulement pour tout enroulement intermédiaire et à basse tension est immédiatement suivie du déphasage en «nombre horaire» (voir définition 3.10.6).

Pour une paire d'enroulements autoconnectés, le symbole de l'enroulement de tension inférieure est remplacé par la lettre «a».

7.2.2 Déphasage des indices horaires

L'indice horaire des transformateurs monophasés est déterminé de la même façon que pour les transformateurs triphasés, mais ne peut être que 0 que si les deux enroulements sont en phase ou 6 s'ils sont en opposition de phase.

7.2.3 Enroulements non destinés à être chargés

L'existence d'un enroulement d'essai ou supplémentaire, non sorti pour une charge extérieure, est indiquée, après les symboles des enroulements susceptibles d'être chargés, par le symbole «+i», comme dans l'exemple ci-dessous:

Symbole: li0+i.

7.2.4 Enroulements reconnectables

Si un transformateur est spécifié avec un couplage d'enroulement reconfigurable, la tension de couplage et la connexion alternative sont indiquées entre parenthèses après la configuration donnée, comme indiqué par les exemples suivants:

- Si la HT peut être de 220 kV ou 110 kV (appareil bitension), mais que le même couplage est exigé pour les deux tensions

Symbole: li0 220 (110) / 27,5 kV

- Si la BT peut être à 11 kV avec indice horaire 0 (en phase), et à 5,5 kV avec un indice horaire de 6 (opposition de phase) et que le transformateur est livré en configuration 11 kV indice horaire 0 et que la HT est de 110 kV:

Symbole: li0 (i6) 110 / 11 (5,5) kV

- Si l'indice de couplage BT est reconfigurable sans changer à tension assignée (dans cet exemple 11 kV) et que le transformateur est livré avec un couplage i0 et que la HT est de 110 kV:

Symbole: li0 (i6) 110 / 11 kV

Exemples

Des exemples sont représentés ci-dessous et leurs représentations graphiques sont sur la Figure 4.

Les mêmes conventions que dans la Figure 2 s'appliquent.

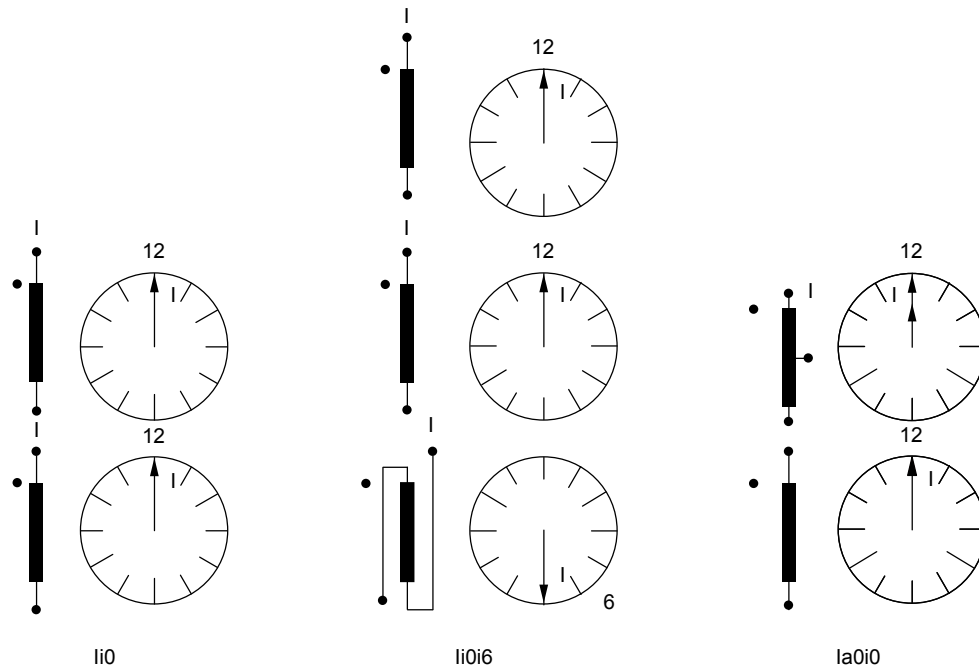


Figure 4 – Illustration des « indices horaires »

- Un transformateur avec un enroulement haute tension à 20 kV, l'enroulement basse tension étant un enroulement à 400 V, en phase avec la haute tension.

Symbole: li0 20 000 / 400 V

- Un transformateur à trois enroulements: un enroulement HT à 123 kV, un enroulement à tension intermédiaire à 36 kV, en phase avec l'enroulement HT, mais non autoconnecté, et un troisième enroulement à 7,2 kV, en retard de 180°.

Symbole: li0i6 123 / 36 / 7,2 kV

- Un autotransformateur monophasé conçu pour une HT à 400 kV et une tension intermédiaire à 130 kV avec des enroulements tertiaires de 22 kV en phase.

Symbole: la0i0 400 / 130 / 22 kV

Si le troisième enroulement n'est pas destiné à être chargé, le symbole l'indique par le signe « plus ». Il n'y aura aucune indication de déphasage pour le troisième enroulement.

Symbole: li0+i 400 / 130 / 22 kV

8 Plaques signalétiques

8.1 Généralités

Le transformateur doit être muni d'une plaque signalétique résistant aux intempéries, fixée à un emplacement visible et donnant les indications énumérées ci-dessous. Les inscriptions doivent être marquées de manière indélébile.

8.2 Informations à donner dans tous les cas

- a) Type du transformateur (par exemple transformateur, autotransformateur, transformateur série, etc.).
- b) Numéro de la présente norme.
- c) Nom du constructeur, pays et localité où le transformateur a été assemblé.
- d) Numéro de série du constructeur.
- e) Année de fabrication.
- f) Nombre de phases.
- g) Puissance assignée (en kVA ou en MVA). (Pour les transformateurs à plus de deux enroulements, la puissance assignée de chacun d'eux doit être donnée. Les combinaisons de charges doivent également être indiquées, sauf si la puissance assignée de l'un des enroulements est égale à la somme des puissances assignées des autres enroulements.)
- h) Fréquence assignée (en Hz).
- i) Tensions assignées (en V ou kV) et étendue de prises.
- j) Courants assignés (en A ou en kA).
- k) Symboles de couplage et de déphasage.
- l) Impédance de court-circuit, valeur mesurée en pourcentage. Pour les transformateurs à plus de deux enroulements, on doit donner plusieurs impédances correspondant à différentes combinaisons de deux enroulements avec les valeurs de puissances de référence respectives. Pour les transformateurs avec un enroulement à prises, voir aussi 6.5 et le point b) de 8.3.
- m) Mode de refroidissement. (Si le transformateur a plusieurs modes assignés de refroidissement, les valeurs de puissance correspondantes peuvent être exprimées en pourcentage de la puissance assignée, par exemple ONAN/ONAF 70/100 %.)
- n) Masse totale.
- o) Masse et type du liquide isolant en référence à la norme CEI appropriée.
- p) Courant ou puissance de court-circuit maximum du système utilisés pour déterminer la capacité de tenue au court-circuit du transformateur si celle-ci n'est pas infinie.

Si le transformateur comporte plusieurs ensembles de régimes assignés selon les différentes connexions d'enroulements qui ont été spécifiquement prévues à la construction, les régimes assignés supplémentaires doivent tous être indiqués sur la plaque signalétique, ou sur des plaques signalétiques différentes pour chaque ensemble.

8.3 Informations supplémentaires à donner le cas échéant

Les informations énumérées ci-après doivent être incluses sur la plaque signalétique lorsqu'elles sont applicables à un transformateur particulier.

- a) Pour les transformateurs dont l'un au moins des enroulements a une « tension maximale pour le matériel » U_m supérieure ou égale à 3,6 kV:
 - notation abrégée des niveaux d'isolement (tensions de tenue), telle que décrite dans la CEI 60076-3.
- b) Désignations des prises
 - Pour les transformateurs dont la tension assignée la plus élevée est inférieure ou égale à 72,5 kV et dont la puissance assignée est inférieure ou égale à 20 MVA (en triphasé) ou 6,7 MVA (en monophasé) ayant un réglage ne dépassant pas ± 5 % de la tension assignée sur l'enroulement de réglage pour toutes les prises.
 - Pour tous les autres transformateurs

- un tableau donnant la tension de prise et la tension de service de prise maximale admissible, le courant de prise, la puissance de prise, ainsi que la connexion interne pour toutes les prises,
 - un tableau donnant les valeurs d'impédance de court-circuit pour la prise principale et au moins les prises extrêmes, de préférence en pourcentage par rapport à la puissance de référence.
- c) Echauffement maximal garanti des enroulements et du liquide isolant en haut de cuve (si ces valeurs sont différentes des valeurs normalisées).
- Quand un transformateur est spécifié pour une installation à haute altitude, l'altitude, la puissance nominale et l'échauffement à cette altitude doivent être indiqués sur la plaque signalétique avec l'une des mentions suivantes:
- Si le transformateur est conçu pour une installation à haute altitude, l'échauffement (réduit) pour la puissance assignée dans des conditions de température externe normale du fluide de refroidissement.
 - Si le transformateur est conçu pour des conditions de températures externes normales du fluide de refroidissement, la puissance nominale pour l'échauffement garanti dans des conditions de températures externes normales du fluide de refroidissement.
- d) Schéma de couplage (dans le cas où les symboles de couplage ne donnent pas d'indication complète en ce qui concerne les connexions intérieures). Si les connexions peuvent être modifiées à l'intérieur du transformateur, il faut l'indiquer soit sur la même plaque, soit sur une plaque séparée ou sur des plaques signalétiques doubles ou réversibles. Les connexions réalisées à la livraison doivent être indiquées. L'utilisation de résistances non linéaires ou de fusibles à l'intérieur du transformateur, l'emplacement et la connexion de ces composants doivent être indiqués sur la plaque du schéma de couplage avec marquage des bornes. Tous les transformateurs de courant incorporés s'il existent doivent être indiqués sur le schéma.
- e) Masse pour le transport (si elle est différente de la masse totale).
- f) Masse à soulever pour décuage (pour les transformateurs dont la masse totale dépasse 5 t).
- g) Résistance au vide de la cuve, du conservateur, des changeurs de prises et de la réfrigération.
- h) Pour les transformateurs à plus de deux enroulements, toute restriction quant aux combinaisons des charges.
- i) Pour les transformateurs équipés d'indicateurs de température des enroulements (image thermique (WTI)⁶), les paramètres de réglage de chaque WTI. Il s'agit normalement de la différence entre la température du point chaud de l'enroulement à la puissance assignée et la température du liquide au sommet calculée à partir des résultats de l'essai d'échauffement. Si plusieurs méthodes de refroidissement sont spécifiées, différents réglages peuvent être nécessaires pour chaque méthode de refroidissement.
- j) Pour tous les transformateurs de courant installés à l'intérieur du transformateur, l'emplacement, le ou les rapports, la classe de précision et la puissance de précision en VA du transformateur de courant.
- k) Température minimale du fluide de refroidissement si elle est différente de – 5 °C pour les transformateurs de type intérieur ou – 25 °C pour les transformateurs de type extérieur.

Les plaques donnant l'identification et les caractéristiques des équipements auxiliaires, conformément aux normes s'y rapportant (traversées, changeurs de prises, transformateurs de courant, équipement de refroidissement particulier) doivent être fournies soit sur les composants eux-mêmes soit sur le transformateur.

⁶ WTI = *Winding Temperature Indicator*.

9 Exigences de sécurité, d'environnement et autres exigences

9.1 Exigences de sécurité et d'environnement

9.1.1 Fuites de liquide

Les constructeurs de transformateurs doivent tenir compte de l'efficacité du confinement du liquide du transformateur et prendre des mesures efficaces pour empêcher les fuites. On doit tenir compte des performances à long terme des éléments tels que:

- la conception des raccords;
- les matériaux des joints;
- les soudures;
- la prévention contre la corrosion.

Les transformateurs doivent être conçus pour être exempts de fuite et toute fuite détectée sur le site lors de la réception doit être réparée par le fournisseur responsable.

9.1.2 Considérations relatives à la sécurité

Le constructeur doit tenir compte de la sécurité des opérateurs et du personnel de maintenance dans la conception du transformateur, en particulier des aspects suivants:

- l'accès aux pièces à températures élevées;
- l'accès aux parties sous tension;
- l'accès aux pièces mobiles;
- les dispositions de levage et de manutention;
- l'accès pour la maintenance là où c'est nécessaire;
- le travail en hauteur.

Lorsque l'installation peut affecter l'un des aspects ci-dessus, des instructions d'installation adaptées doivent être fournies avec le transformateur.

NOTE Il convient de consulter l'ISO 14122, *Sécurité des machines – Moyens d'accès permanents aux machines* lorsque des échelles, des plates-formes et des moyens d'accès similaires sont fournis avec le transformateur.

9.2 Dimensionnement de la connexion de neutre

Le conducteur neutre et la borne neutre des transformateurs (par exemple des transformateurs de distribution) destinés à alimenter une charge placée entre phase et neutre doivent être dimensionnés pour le courant de charge adéquat et le courant de défaut à la terre (voir la CEI 60076-8).

Le conducteur neutre et la borne neutre des transformateurs non prévus pour alimenter une charge placée entre phase et neutre, doivent être conçus pour supporter le courant de défaut à la terre comme si le transformateur était relié directement à la terre.

9.3 Système de conservation du liquide

Pour les transformateurs immergés dans un liquide, le type de système de conservation de liquide doit être spécifié dans l'appel d'offres et la commande. Si ce n'est pas le cas, le constructeur doit indiquer le système de conservation de liquide prévu dans son offre. On distingue les types suivants:

- Système respirant librement ou conservateur tel que la communication entre l'air ambiant et l'espace d'expansion rempli d'air au-dessus de la surface du liquide, dans la cuve ou dans un vase d'expansion séparé (conservateur), reste libre. Un assécheur est installé sur la liaison avec l'atmosphère.

- Système de conservation de liquide à diaphragme ou poche dans lequel un volume d'expansion plein d'air à pression atmosphérique est prévu au-dessus du liquide, mais est isolé d'un contact direct avec le liquide par un diaphragme flexible ou une membrane. Un assécheur est installé sur la liaison avec l'atmosphère.
- Système à gaz inerte sous pression où le volume d'expansion au-dessus du liquide est rempli de gaz inerte sec en faible surpression, et est relié à une source de pression contrôlée, ou à une vessie élastique.
- Système de cuve scellée avec matelas gazeux dans lequel un volume de gaz placé au-dessus de la surface du liquide, dans une cuve rigide, absorbe l'expansion du liquide, par variation de la pression.
- Système scellé à remplissage intégral, dans lequel l'expansion du liquide est permise par un mouvement élastique de la cuve ou des radiateurs étanches en permanence, généralement ondulés.

Les dimensions du conservateur ou du système d'expansion doivent permettre les variations de volume du liquide de la température la plus froide, lorsque le transformateur est hors tension, à la température du liquide moyen la plus élevée, lorsque le transformateur est chargé au niveau le plus élevé autorisé par les dispositions du guide de charge de la CEI 60076-7 concernant l'huile minérale, ou conformément à la spécification pour un autre liquide de refroidissement.

NOTE Il convient de tenir compte des différentes valeurs du coefficient de dilatation thermique qui peuvent être rencontrées pour différents fluides du même type.

9.4 Courants continus dans les circuits neutres

Un transformateur dont le neutre est mis à la terre peut être influencé par des courants continus parcourant le neutre. Le courant continu peut être généré par exemple par:

- les réseaux de traction en courant continu;
- les réseaux de protection cathodique;
- les systèmes de redresseurs;
- les courants induits de manière géomagnétique (GIC)⁷.

Si un transformateur est soumis à des courants continus dans le neutre cela aboutit à une magnétisation par polarisation continue du circuit magnétique. Le courant magnétisant devient fortement asymétrique et présente un taux d'harmonique élevé. Les conséquences éventuelles sont:

- une augmentation du niveau de bruit;
- des dysfonctionnements de relais et des déclenchements intempestifs;
- une surchauffe due aux flux de fuite;
- une augmentation significative du courant magnétisant;
- une augmentation des pertes à vide.

Le phénomène dépend de la capacité du courant continu à magnétiser le circuit magnétique et de la conception du circuit magnétique. Les effets résultants dépendent de l'amplitude et de la durée du courant continu, du type de circuit magnétique et des caractéristiques générales de conception du transformateur.

Si un transformateur peut être soumis à des courants continus, les niveaux de ces courants doivent alors être spécifiés par l'acheteur dans l'appel d'offres ainsi que les limites requises

⁷ GIC = *Geomagnetically Induced Currents*.

sur les conséquences de ces niveaux de courant. Voir également le 4.11 de la CEI 60076-8:1997.

9.5 Marquage du centre de gravité

Le centre de gravité du transformateur en configuration de transport, doit être marqué de manière indélébile au moins sur deux faces adjacentes du transformateur pour les transformateurs dont la masse de transport dépasse 5 t.

10 Tolérances

Il n'est pas toujours possible, en particulier pour des transformateurs de grande puissance à plus de deux enroulements à relativement basse tension assignée, d'ajuster avec une grande précision les rapports des spires correspondant aux rapports de transformation assignés spécifiés. D'autres grandeurs peuvent également ne pas être calculées avec précision pendant l'appel d'offres ou être sujettes à des dispersions de fabrication et à des incertitudes de mesure.

C'est pourquoi des tolérances sont nécessaires pour certaines valeurs spécifiées et de conception.

Un transformateur est considéré comme satisfaisant à la présente norme, lorsque les quantités soumises aux tolérances ne sont pas à l'extérieur des tolérances données dans le Tableau 1. Si une tolérance dans une direction est omise, il n'y a aucune restriction sur la valeur dans cette direction.

Le présent article définit des critères d'acceptation ou de rejet uniquement et ne se substitue pas aux garanties prescrites par l'acheteur pour les besoins de l'évaluation économique (par exemple des pénalités sur les pertes). Il ne prévaut pas sur les limites spécifiées dans l'appel d'offres.

Tableau 1 – Tolérances

Article	Tolérance
1. a) Pertes totales Voir Note 1 b) Pertes matérielles mesurées Voir Note 1	+ 10 % des pertes totales + 15 % de chacune des pertes partielles, à condition de ne pas dépasser la tolérance sur les pertes totales
2. Rapport de transformation mesuré à vide sur la prise principale pour une première paire spécifiée d'enroulements ou les prises extrêmes, si spécifié Rapport de transformation sur les autres prises pour la même paire d'enroulement Rapport de transformation mesuré pour les autres paires d'enroulement.	La plus faible des deux valeurs suivantes a) $\pm 0,5$ % du rapport spécifié b) $\pm 1/10$ du pourcentage réel de l'impédance sur la prise principale $\pm 0,5$ % de la valeur de conception du rapport de transformation $\pm 0,5$ % de la valeur de conception du rapport de transformation
3. Impédance de court-circuit mesurée pour: – un transformateur à deux enroulements séparés, ou – une première paire spécifiée d'enroulements séparés d'un transformateur à plus de deux enroulements a) prise principale b) toute autre prise de la paire	Lorsque la valeur de l'impédance est ≥ 10 % $\pm 7,5$ % de la valeur spécifiée Lorsque la valeur de l'impédance est < 10 % ± 10 % de la valeur spécifiée Lorsque la valeur de l'impédance est ≥ 10 % ± 10 % de la valeur spécifiée Lorsque la valeur de l'impédance est < 10 % ± 15 % de la valeur spécifiée
4. Impédance de court-circuit mesurée pour: – une paire d'enroulements auto-connectés, ou – une seconde paire spécifiée d'enroulements séparés d'un transformateur à plus de deux enroulements a) prise principale b) toute autre prise de la paire – paire supplémentaire d'enroulements	± 10 % de la valeur spécifiée ± 10 % de la valeur de conception de la prise Doit faire l'objet d'un accord mais $\geq \pm 15$ %
5. Courant à vide mesuré	+30 % de la valeur de conception
<p>NOTE 1 Dans le cas des transformateurs à plus de deux enroulements, les tolérances sur les pertes s'appliquent pour chaque paire d'enroulements à moins que la garantie ne précise qu'elles se rapportent à une combinaison de charge déterminée.</p> <p>NOTE 2 Pour certains autotransformateurs et certains transformateurs série, la faible valeur de l'impédance justifie une tolérance plus large. Les transformateurs dont l'étendue de prise est importante, en particulier ceux dont la plage de réglage est asymétrique, peuvent aussi requérir une considération spéciale. Par contre, quand un transformateur doit être associé à des unités pré-existantes, on peut être amené à spécifier et s'accorder sur des tolérances d'impédance plus faibles. Il convient que les problèmes de tolérances particulières soient soulignés au moment de l'appel d'offre et que les tolérances révisées fassent l'objet d'un accord entre le constructeur et l'acheteur.</p>	

11 Essais

11.1 Exigences générales pour les essais individuels de série, les essais de type et les essais spéciaux

11.1.1 Généralités

Les transformateurs doivent être soumis aux essais décrits ci-dessous.

Les essais, autres que les essais d'échauffement, doivent être effectués à une température externe du milieu de refroidissement comprise entre 10 °C et 40 °C. Pour les essais d'échauffement, voir la CEI 60076-2.

Les essais doivent être effectués dans les ateliers du constructeur, sauf accord contraire entre le constructeur et l'acheteur.

Tous les composants extérieurs et accessoires qui sont susceptibles d'influencer les performances du transformateur pendant l'essai, doivent être en place.

Si, pour les essais à réaliser, le transformateur ne peut pas être monté dans ses conditions de fonctionnement prévues (par exemple, si le transformateur est équipé de piètements d'essai et de traversées d'essai ou que les réfrigérants ne peuvent pas être montés dans la plateforme d'essai dans la position prévue), un accord doit être trouvé entre le constructeur et l'acheteur avant le début des essais. S'il y a des limites connues au moment de l'appel d'offres, celle-ci doivent être clairement indiquées par le constructeur.

Si un transformateur est prévu pour être équipé de traversées de type liquide/SF₆, moyennant un accord entre le constructeur et l'acheteur, l'essai peut être réalisé avec des traversées liquide/air équivalentes, à condition que la partie immergée de la traversée utilisée pour les essais soit identique à celle de la traversée utilisée en service et que la traversée définitive soit soumise à un essai à un niveau au moins égal à celui du transformateur.

Les enroulements à prises doivent être reliés à leur prise principale, à moins qu'il n'en soit spécifié autrement par l'article relatif à l'essai en cause ou que le constructeur et l'acheteur n'est accepté autre chose.

Pour toutes les caractéristiques, autres que l'isolation, les essais sont basés sur les conditions assignées, à moins qu'il n'en soit spécifié autrement par l'article relatif à l'essai en cause.

Tous les appareils de mesure utilisés pour les essais doivent être certifiés, de précision connue et traçable, et régulièrement calibrés, conformément aux règles de l'ISO 9001.

Les exigences spécifiques concernant la précision et la vérification des systèmes de mesure sont décrites dans la série CEI 60060 et dans la CEI 60076-8.

Lorsque les résultats des essais doivent être ramenés à une température de référence, celle-ci doit être:

- a) pour les transformateurs de type sec: la température de référence conforme aux exigences générales pour les essais de la CEI 60076-11;
- b) pour les transformateurs immergés dans un liquide: avec échauffement d'enroulement moyen assigné inférieur ou égal à 65 K pour un refroidissement de type OF ou ON, ou bien 70 K pour un refroidissement de type OD;
 - 1) la température de référence est 75 °C;

- 2) sur demande du client, la température de référence est la valeur la plus forte de l'échauffement moyen assigné de l'enroulement + 20 °C, ou de l'échauffement moyen assigné de l'enroulement + la température externe de refroidissement annuelle;
- c) pour les transformateurs immergés dans du liquide avec un échauffement moyen assigné autre, la température de référence est égale à la plus forte valeur de l'échauffement moyen assigné de l'enroulement + 20 °C, ou de l'échauffement moyen assigné de l'enroulement + la température externe de refroidissement annuelle.

Si un acheteur doit faire une comparaison entre les pertes des transformateurs de la catégorie b) et celles des transformateurs des catégories a) et c) (avec des systèmes d'isolement différents et des échauffements moyens des enroulements différents), il est nécessaire de déterminer la température de référence selon b) 2 ci-dessus. Si l'acheteur souhaite faire une telle comparaison, il doit l'indiquer dans l'appel d'offres.

NOTE 1 Pour les conceptions existantes, la conversion entre les pertes pour des températures de référence différentes est réalisée par le calcul. Il n'est pas prévu que les essais de type, y compris l'essai d'échauffement, nécessitent d'être répétés uniquement à cause du changement de la température de référence.

NOTE 2 Pour les températures moyennes annuelles du milieu de refroidissement externe, différentes de 20 °C, de manière significative, les pertes réelles en service peuvent être différentes de celles à la température de référence. Les pertes réelles en service dépendront à la fois de la charge et du profil de température.

Les transformateurs immergés dans du liquide doivent être soumis aux essais avec un fluide de même type et répondant aux mêmes spécifications que celui qu'ils contiendront en service.

NOTE 3 Le but est que le transformateur soit soumis aux essais avec un fluide qui rende les résultats des essais complètement représentatifs de la performance du transformateur en service.

Toutes les mesures et tous les essais nécessitant une alimentation alternative doivent être réalisés avec une fréquence d'alimentation s'écartant de moins de 1 % de la fréquence assignée du transformateur. La forme d'onde de la tension d'alimentation doit être telle que le taux d'harmonique total ne dépasse pas 5 %. Si cette condition n'est pas satisfaite alors l'effet de la forme d'onde sur le paramètre mesuré doit être évalué par le constructeur et soumise à l'approbation de l'acheteur. Il convient de ne pas corriger vers le bas les mesures de perte pour tenir compte des harmoniques de la tension d'alimentation, à l'exception de ce qui est autorisée en 11.5. Lorsqu'une source d'alimentation triphasée est utilisée, la tension d'alimentation doit être symétrique. La tension maximale aux bornes de chaque phase de l'enroulement en essai ne doit pas différer de la tension minimale de plus de 3 %.

Toute impossibilité du constructeur à réaliser l'essai ou la mesure à la fréquence assignée doit être indiquée lors de l'appel d'offres, et le cas échéant les facteurs de conversion appropriés doivent être négociés.

La liste d'essais suivante n'est pas dans un ordre spécifique. Cependant, si l'acheteur exige que les essais soient réalisés dans un ordre particulier, cela doit être inclus dans l'appel d'offres.

11.1.2 Essais individuels de série

11.1.2.1 Essais individuels de série pour tous les transformateurs

- a) Mesure de la résistance des enroulements (11.2).
- b) Mesure du rapport de tension et contrôle du déphasage (11.3).
- c) Mesure de l'impédance de court-circuit et des pertes dues à la charge (11.4).
- d) Mesure des pertes et du courant à vide (11.5).
- e) Essais diélectriques individuels (CEI 60076-3).
- f) Essais sur changeurs de prises en charge, si applicable (11.7).
- g) Recherche de fuite sous pression pour les transformateurs immergés dans un liquide (essai d'étanchéité) (11.8).

- h) Essais d'étanchéité et essais sous pression pour les cuves des transformateurs remplis de gaz (se référer à la CEI 60076-15).
- i) Vérification du rapport et de la polarité des transformateurs de courant incorporés.
- j) Vérification de l'isolation du circuit magnétique et de l'habillage pour les transformateurs immergés dans du liquide avec isolation du circuit magnétique et de l'habillage (11.12).

11.1.2.2 Essais complémentaires pour les transformateurs dont $U_m > 72,5$ kV

- a) Détermination des capacités entre les enroulements et la terre et entre les enroulements.
- b) Mesure de la résistance d'isolement en courant continu des enroulements par rapport à la terre et entre les enroulements.
- c) Mesure du facteur de dissipation ($\tan \delta$) des capacités du système d'isolation.
- d) Mesure des gaz dissous dans le liquide diélectrique de chaque compartiment d'huile séparé à l'exception du commutateur des changeurs de prise en charge.
- e) Mesure des pertes et du courant à vide à 90 % et 110 % de la tension assignée (11.5).

11.1.3 Essais de type

- a) Essai de type d'échauffement (CEI 60076-2).
- b) Essais de type diélectrique (CEI 60076-3).
- c) Détermination du niveau de bruit (CEI 60076-10) pour chaque méthode de refroidissement pour laquelle un niveau de bruit garanti est spécifié.
- d) Mesure de la puissance absorbée par les moteurs des ventilateurs et des pompes de liquide.
- e) Mesure des pertes et du courant à vide à 90 % et 110 % de la tension assignée.

11.1.4 Essais spéciaux

- a) Essais diélectriques spéciaux (CEI 60076-3).
- b) Mesures d'échauffement du point chaud des enroulements.
- c) Détermination des capacités entre les enroulements et la terre et entre enroulements.
- d) Mesure de la tangente du facteur de dissipation ($\tan \delta$) des capacités de du système d'isolation.
- e) Détermination des caractéristiques de transfert de tension transitoire (Annexe B de la CEI 60076-3:2000).
- f) Mesure de l'impédance homopolaire ou des impédances homopolaires des transformateurs triphasés (11.6).
- g) Essai de tenue au court-circuit (CEI 60076-5).
- h) Mesure, en courant continu, de la résistance d'isolement entre les enroulements et la terre et entre enroulements.
- i) Essai de déformation sous vide des transformateurs immergés dans un liquide (11.9).
- j) Essai de déformation sous pression des transformateurs immergés dans un liquide (11.10).
- k) Essai d'étanchéité sous vide sur site des transformateurs immergés dans un liquide (11.11).
- l) Mesure de la réponse en fréquence (analyse de la réponse en fréquence ou FRA⁸). La méthode d'essai doit être convenue entre le constructeur et l'acheteur.

⁸ FRA = *Frequency Responses Analysis*.

- m) Vérification du revêtement extérieur (ISO 2178 et ISO 2409, ou suivant spécification).
- n) Mesure des gaz dissous dans le liquide diélectrique.
- o) Essai mécanique ou évaluation de l'aptitude au transport de la cuve (suivant spécification du client).
- p) Détermination de la masse du transformateur en condition de transport. Pour les transformateurs jusqu'à 1,6 MVA par mesure. Pour les plus grands transformateurs par mesure ou par calcul selon accord entre le constructeur et l'acheteur.

D'autres essais pour les transformateurs peuvent être définis dans les documents spécifiques pour les transformateurs spécialisés tels que les transformateurs de type sec, auto-protégés et d'autres types.

Si des méthodes d'essai ne sont pas décrites dans la présente norme, ou si des essais autres que ceux énumérés ci-dessus sont spécifiés dans le contrat, ces méthodes d'essais doivent faire l'objet d'un accord.

11.2 Mesure de la résistance des enroulements

11.2.1 Généralités

On doit noter la résistance de chaque enroulement, les bornes entre lesquelles elle est mesurée et la température des enroulements. La mesure doit être effectuée en courant continu.

Dans toutes les mesures de résistance, on doit veiller à réduire au minimum les effets de l'auto-induction.

11.2.2 Transformateurs de type sec

Avant toute mesure, la température externe du fluide de refroidissement externe ne doit pas avoir varié de plus de 3 °C pendant au moins 3 h et toutes les températures des enroulements du transformateur, mesurées par les capteurs de température internes, ne doivent pas différer de la température ambiante de plus de 2 °C.

La résistance et la température de l'enroulement doivent être mesurées simultanément. La température de l'enroulement doit être mesurée par des capteurs placés à des positions représentatives, de préférence dans les enroulements, par exemple, dans un canal entre les enroulements haute et basse tension.

11.2.3 Transformateurs immergés dans un liquide

Le transformateur doit reposer dans le liquide sans alimentation pendant au moins 3 h, puis la température moyenne du liquide doit être déterminée. On doit considérer que la température de l'enroulement est égale à la température moyenne du liquide. La température moyenne du liquide est prise égale à la moyenne des températures du liquide en haut et en bas.

Quand on mesure la résistance à froid, en vue de déterminer l'échauffement, il faut déployer des efforts particuliers pour déterminer avec précision la température moyenne de l'enroulement. C'est pourquoi la différence de températures du liquide entre le haut et le bas de la cuve ne doit pas dépasser 5 K. Pour obtenir ce résultat plus rapidement, on peut faire circuler le liquide à l'aide d'une pompe.

11.3 Mesure du rapport de transformation et contrôle du déphasage

Le rapport de transformation doit être mesuré sur chaque prise. On doit contrôler la polarité des transformateurs monophasés et le symbole de couplage des transformateurs triphasés. Si une mesure de tension est utilisée, les tensions des deux enroulements doivent être mesurées simultanément.

11.4 Mesure de l'impédance de court-circuit et des pertes dues à la charge

L'impédance de court-circuit et les pertes dues à la charge pour une paire d'enroulements doivent être mesurées à la fréquence assignée, une tension étant appliquée aux bornes de l'un des enroulements, les bornes de l'autre enroulement étant court-circuitées, et les autres enroulements, s'il y en a, étant en circuit ouvert. (Choix de la prise pour l'essai, voir 6.5 et 6.6). Il convient que le courant d'alimentation soit égal au courant assigné approprié (courant de prise) et ne soit pas être inférieur à 50 % de celui-ci. Les mesures doivent être faites rapidement pour que les échauffements n'introduisent pas d'erreurs significatives. La différence de température entre le haut et le bas du liquide doit être suffisamment faible pour permettre la détermination précise de la température moyenne. C'est ainsi que la différence de températures entre le haut et le bas du liquide ne doit pas dépasser 5 K. Pour obtenir ce résultat plus rapidement, on peut faire circuler le liquide à l'aide d'une pompe.

La valeur mesurée des pertes dues à la charge doit être multipliée par le carré du rapport du courant assigné (courant de prise) au courant utilisé pour l'essai. La valeur obtenue doit être ramenée à la température de référence (11.1). Les pertes par effet Joule I^2R (R étant la résistance en courant continu) varient dans le sens de la température et toutes les autres pertes varient en sens inverse. La mesure de la résistance d'enroulement doit être déterminée conformément au 11.2. La méthode de correction de la température est donnée en Annexe E.

L'impédance de court-circuit est représentée par une réactance et une résistance en courant alternatif en série. La valeur de l'impédance est ramenée à la température de référence, sachant que la réactance est constante et que la résistance en courant alternatif déduite des pertes en charge, varie comme décrit ci-dessus.

Pour les transformateurs avec un enroulement à prises dont l'étendue de prise ne dépasse pas ± 5 %, l'impédance de court-circuit doit être mesurée sur la prise principale.

Pour les transformateurs ayant des prises dont la variation de tension dépasse 5 % de la tension de la prise principale, l'impédance de court-circuit doit être mesurée sur la prise principale et la ou les prise(s) extrême(s) dépassant 5 %. Des mesures sur d'autres positions de prise peuvent être spécifiées lors de l'appel d'offres.

Si l'étendue de prise est asymétrique, sur demande de l'acheteur, des mesures doivent également être réalisées sur la prise moyenne.

Pour les transformateurs à trois enroulements, les mesures sont faites pour les trois paires d'enroulements. Les résultats sont repris pour déterminer les impédances et les pertes de chaque enroulement (voir la CEI 60076-8). Les pertes totales des cas de charge spécifiés pour ces enroulements, sont déterminées en conséquence.

NOTE 1 Pour les transformateurs dont deux enroulements secondaires ont la même puissance assignée, la même tension assignée et la même impédance par rapport au primaire, un accord est possible pour étudier le cas de charge symétrique dans un essai supplémentaire mettant simultanément en court-circuit les deux enroulements secondaires.

NOTE 2 La mesure des pertes dues à la charge sur un grand transformateur requiert beaucoup de soin et de bons équipements de mesure, du fait du faible facteur de puissance et des courants d'essai souvent importants. Il convient de réduire au minimum toutes les erreurs et les pertes dues aux circuits externes. Il conviendra de corriger les erreurs de mesure dues aux transformateurs de mesure ou à la résistance des connexions utilisées pour les essais, sauf si elles sont visiblement négligeables (voir CEI 60076-8).

11.5 Mesure des pertes et du courant à vide

Les pertes à vide et le courant à vide doivent être mesurés sur un des enroulements à la fréquence assignée et sous une tension correspondant à la tension assignée si l'essai est effectué sur la prise principale, ou correspondant à la tension de prise appropriée si l'essai est effectué sur une autre prise. Le ou les autres enroulements doivent être laissés en circuit ouvert et tous les enroulements qui peuvent être connectés en triangle ouvert doivent avoir

leur triangle fermé. Comme indiqué en 11.1.2 et 11.1.3, la mesure doit également être faite à 90 % et 110 % de la tension assignée (ou de la tension de prise appropriée).

Le transformateur doit être approximativement à la température ambiante de l'usine.

Pour un transformateur triphasé, le choix de l'enroulement et la connexion à la source de puissance d'essai doivent être faits de façon à avoir des tensions dans les trois phases aussi symétriques et sinusoïdales que possible.

La tension d'essai doit être ajustée avec un voltmètre qui mesure la valeur moyenne de la tension mais qui est gradué de façon à donner la valeur efficace d'une tension sinusoïdale ayant la même valeur moyenne. La valeur lue par ce voltmètre est U' .

Simultanément, un voltmètre mesurant la valeur efficace vraie (r.m.s) de la tension doit être branché en parallèle avec le voltmètre de valeur moyenne, et la tension U qu'il indique doit être enregistrée.

Quand un transformateur triphasé est soumis aux essais, les tensions doivent être mesurées entre les bornes de phase, si un enroulement triangle est alimenté, et entre les bornes de phase et du neutre, si un enroulement YN ou ZN est alimenté.

Les tensions entre phases peuvent être déterminées à partir de la mesure entre phase et terre, mais les tensions entre phases et neutre ne doivent pas être déterminées à partir des mesures entre phases.

La forme d'onde de la tension d'essai est satisfaisante si U' et U sont égales à 3 % près. Si la différence de lectures entre les voltmètres est supérieure à 3 %, la validité de l'essai est soumise à accord. Une plus grande différence peut être acceptable à une tension supérieure à la tension assignée, sauf si cette mesure est soumise à garantie.

NOTE 1 Habituellement les conditions de charge les plus sévères pour la précision de la source de tension d'essai sont imposées par les grands transformateurs monophasés.

Les pertes à vide mesurées sont P_m , et les pertes à vide corrigées sont égales à :

$$P_o = P_m (1 + d)$$

$$d = \frac{U' - U}{U'} \text{ (généralement négatif)}$$

La valeur efficace du courant à vide (r.m.s) et les pertes sont mesurées simultanément. Pour un transformateur triphasé, on prend la moyenne des valeurs des trois phases.

Les pertes à vide ne doivent pas subir de correction de température.

NOTE 2 En choisissant le moment où sont faits les essais à vide dans la séquence complète des essais, il convient de garder à l'esprit que les mesures des pertes à vide faites avant les essais de chocs et/ou les mesures de résistance sont, en général, représentatives du niveau des pertes moyennes en service prolongé, en supposant que le noyau n'est pas pré-magnétisé. Cela signifie que, si les essais à vide sont réalisés après les mesures de résistance et/ou les essais de choc de foudre, il convient d'avoir le noyau du transformateur démagnétisé par surexcitation avant de réaliser l'essai à vide.

11.6 Mesure d'impédance(s) homopolaire(s) des transformateurs triphasés

L'impédance homopolaire est mesurée à la fréquence assignée entre les bornes de ligne d'un enroulement connecté en étoile ou en zigzag réunies ensemble et sa borne de neutre. Elle

s'exprime en ohms par phase et est donnée par $\frac{3U}{I}$, U étant la tension d'essai et I étant le courant d'essai.

Le courant d'essai par phase $\frac{I}{3}$ doit figurer dans le rapport d'essai.

On doit s'assurer que le courant dans la connexion de neutre est compatible avec sa capacité de charge.

Dans le cas d'un transformateur avec un enroulement additionnel connecté en triangle, la valeur du courant d'essai doit être telle que le courant dans l'enroulement connecté en triangle ne soit pas excessif, compte tenu de la durée d'application.

S'il n'y a pas d'enroulement d'équilibrage des ampères-tours dans le système homopolaire, par exemple dans un transformateur étoile-étoile sans enroulement triangle, la tension appliquée ne doit pas excéder la tension phase-neutre en service normal. Il convient que le courant dans le neutre et la durée d'application soient limités, afin d'éviter des températures excessives dans les parties métalliques de construction.

Dans le cas de transformateurs ayant plusieurs enroulements étoile avec borne de neutre, l'impédance homopolaire dépend de la connexion (voir 3.7.3) et les essais à effectuer doivent faire l'objet d'un accord entre le constructeur et l'acheteur.

Pour les autotransformateurs et les transformateurs YY, il existe plusieurs combinaisons des essais à réaliser:

- HT avec enroulement BT en circuit ouvert;
- HT avec enroulement BT en court-circuit;
- BT avec enroulement HT en circuit ouvert;
- BT avec enroulement HT en court-circuit.

Pour les transformateurs connectés en étoile triangle, l'impédance homopolaire est mesurée uniquement du côté étoile.

Les autotransformateurs comportant une borne de neutre destinée à être mise à la terre en permanence doivent être traités comme des transformateurs normaux à deux enroulements connectés en étoile. De cette façon, l'enroulement série et l'enroulement commun forment ensemble un circuit de mesure et l'enroulement commun seul forme l'autre. Les mesures sont effectuées avec un courant n'excédant pas la différence entre les courants assignés des côtés basse tension et haute tension.

NOTE 1 Quand il n'y a pas d'enroulement d'équilibrage des ampères-tours, la relation entre tension et courant n'est généralement pas linéaire. Dans ce cas, plusieurs mesures avec des valeurs de courant différentes peuvent donner des informations utiles.

NOTE 2 L'impédance homopolaire dépend de la disposition physique des enroulements et des parties magnétiques, et les mesures sur différents enroulements peuvent, de ce fait, ne pas être cohérente. En particulier, pour un transformateur avec un enroulement en zigzag, l'impédance homopolaire mesurée entre les bornes de ligne connectées ensemble et le neutre peut produire une valeur différente de celle obtenue lorsqu'une tension symétrique triphasée est appliquée et qu'une borne de ligne est connectée au neutre.

NOTE 3 Un essai d'impédance homopolaire supplémentaire peut être nécessaire pour les transformateurs avec des enroulements à couplage en triangle ouvert équipé de deux bornes à un sommet de sorte qu'il puisse être ouvert ou fermé.

NOTE 4 D'autres directives sont données dans la CEI 60076-8.

11.7 Essais sur les changeurs de prises en charge – Essai de fonctionnement

Une fois le changeur de prises complètement monté sur le transformateur, la séquence d'opérations suivante doit être réalisée sans aucune défaillance:

- a) huit cycles de fonctionnement complets, le transformateur n'étant pas alimenté (un cycle de fonctionnement balaie toute la plage de réglage dans un sens puis dans l'autre).
- b) un cycle de fonctionnement complet, le transformateur n'étant pas alimenté, la tension auxiliaire étant réduite à 85 % de sa valeur assignée.
- c) un cycle complet de fonctionnement avec le transformateur mis sous tension à vide, à la fréquence assignée et sous la tension assignée.
- d) avec un enroulement en court-circuit et autant que possible le courant assigné dans l'enroulement à prises, dix cycles d'opérations de changement de prises sur les deux échelons de part et d'autre de la position où un sélecteur de réglage grossier ou l'inverseur opère, ou dans les autres cas autour de la prise moyenne (le changeur de prises passe 20 fois par la position d'inversion).

11.8 Recherche de fuite sous pression pour les transformateurs immergés dans un liquide (essai d'étanchéité)

Le constructeur du transformateur doit effectuer un essai accepté pour montrer que la cuve du transformateur n'aura pas de fuite en service. Si il n'y a pas d'accord, une pression d'au moins 30 kPa au-dessus de la pression normale du liquide doit être appliquée et maintenue pendant 24 h pour les transformateurs de plus de 20 MVA ou 72,5 kV, et pendant 8 h pour les transformateurs de caractéristiques et de tensions inférieures. Généralement, ceci est appliqué en utilisant soit une colonne de liquide ou la pression du gaz dans le conservateur. Ensuite, le transformateur, dans son intégralité, doit faire l'objet d'un examen visuel pour détecter d'éventuelles fuites. Pour les cuves qui sont spécialement conçues pour être flexibles afin de permettre la dilatation du liquide (cuves ondulées), les essais de fuite et de durée de vie doivent être faire l'objet d'un accord.

11.9 Essai de déformation sous vide des transformateurs immergés dans un liquide

Le présent essai est applicable aux transformateurs conçus pour être remplis sous vide dans leurs propres cuves sur site.

En général, ces transformateurs sont transportés sans liquide.

Lorsque c'est précisé, la déformation de la cuve lorsque le vide est appliqué et la déformation permanente de la cuve lorsque le vide est libéré doivent être mesurées.

L'essai doit être réalisé sur le transformateur complet sur tous les points pertinents, et sur tous les compartiments qui nécessitent l'application du vide sur site.

Avant l'application du vide, un point de référence de mesure adapté, fixé de manière rigide à la structure de la salle d'essai ou au plancher, indépendant du transformateur doit être établi aussi près que possible du point sur la cuve où la déformation maximale sous vide est attendue. La distance entre le point de référence et la paroi de la cuve dans le sens perpendiculaire à la paroi de la cuve doit être mesurée et notée.

Après l'application du vide au niveau requis pour le remplissage sur site, la distance entre le point de référence et la paroi de la cuve dans le sens perpendiculaire à la paroi doit être à nouveau mesurée. La déformation sous vide correspond à la différence entre cette mesure et la première mesure.

Le vide doit ensuite être libéré et une troisième mesure de la distance entre le point de référence et la paroi de la cuve dans le sens perpendiculaire à la paroi doit être prise. La déformation permanente correspond à la différence entre cette mesure et la première mesure.

D'autres méthodes équivalentes de mesure peuvent être utilisées et des mesures complémentaires sur le côté opposé du transformateur peuvent être nécessaires pour compenser le mouvement de la cuve pendant l'essai.

Normalement, la déformation attendue sous vide et la déformation permanente doivent être calculées et déclarées par le constructeur avant l'essai. Sinon, les valeurs typiques suivantes doivent être utilisées:

- a) transformateurs moyenne puissance entre 20 MVA et 100 MVA:
 - déformation permanente après équilibrage de la pression: 1 mm;
- b) les transformateurs de grande puissance (avec parois de cuve lisses), supérieurs à 100 MVA:
 - déformation permanente après équilibrage de la pression: 5 mm.

Si les valeurs prévues sont dépassées, l'essai doit être répété pour voir si les dimensions de la cuve se sont stabilisées. Si ce n'est pas le cas, des actions correctives doivent être réalisées, par exemple l'ajout de raidisseur sur la cuve.

11.10 Essai de déformation sous pression des transformateurs immergés dans un liquide

Lorsque c'est précisé, la déformation de la cuve quand la pression est appliquée et la déformation permanente de la cuve lorsque la pression est libérée doivent être mesurées. Ce test n'est pas applicable aux transformateurs dont les cuves sont spécialement conçues pour être flexible afin de permettre la dilatation thermique du liquide (cuves ondulées).

L'essai doit être réalisé sur le transformateur complet sur tous les points pertinents, et rempli de liquide. Il doit être réalisé sur tous les compartiments séparés qui contiennent du liquide.

Sauf spécification contraire, la pression d'essai dans la cuve doit être de 35 kPa au-dessus de la pression normale de fonctionnement. Si le transformateur est équipé de soupapes, la pression appliquée au cours de cet essai doit dépasser d'au moins 10 kPa la pression nécessaire pour faire fonctionner la soupape. Les soupapes doivent donc être neutralisées au cours de cet essai.

NOTE La surpression spécifiée peut être appliquée en réglant la hauteur d'une colonne de liquide (par exemple en soulevant un conservateur séparé fixé à un appareil de levage).

Avant l'application de la pression, alors que la cuve est à son niveau de liquide de service normal, un point de référence de mesure adapté, fixé de manière rigide à la structure de la salle d'essai ou au plancher, indépendant du transformateur doit être établi aussi près que possible du point sur la cuve où la déformation maximale sous pression est attendue, en prenant en compte la déformation attendue. La distance entre le point de référence et la paroi de la cuve dans le sens perpendiculaire à la paroi de la cuve doit être mesurée et notée.

Après l'application de la pression additionnelle, la distance entre le point de référence et la paroi de la cuve dans le sens perpendiculaire à la paroi de la cuve doit être mesurée à nouveau. La déformation sous pression correspond à la différence entre cette mesure et la première mesure.

D'autres méthodes équivalentes de mesure peuvent être utilisées et des mesures complémentaires sur le côté opposé du transformateur peuvent être nécessaires pour compenser le mouvement de la cuve pendant l'essai.

La pression doit ensuite être ramenée à son niveau initial et une troisième mesure de la distance entre le point de référence et la paroi de la cuve dans le sens perpendiculaire à la paroi doit être prise. La déformation permanente correspond à la différence entre cette mesure et la première mesure.

Normalement, la déformation attendue sous pression et la déformation permanente doivent être calculées et déclarées par le constructeur avant l'essai. Sinon, les valeurs typiques suivantes doivent être utilisées:

- a) transformateurs moyennes puissance entre 20 MVA et 100 MVA:
 - déformation permanente après essai de surpression: 1 mm;
- b) les transformateurs de grande puissance (avec parois de cuve lisses), supérieure à 100 MVA:
 - déformation permanente après essai de surpression: 5 mm.

Si les valeurs prévues sont dépassées, l'essai doit être répété pour voir si les dimensions de la cuve se sont stabilisées. Si ce n'est pas le cas, des actions correctives doivent être réalisées, par exemple l'ajout de raidisseur sur la cuve.

11.11 Essai d'étanchéité au vide sur site des transformateurs immergés

Le présent essai est applicable aux transformateurs conçus pour être remplis sous vide dans leurs propres cuves sur site et transportés sans liquide. Après le montage sur site, mais avant le remplissage de liquide, la capacité d'un transformateur nécessitant la mise sous vide pour le remplissage ou d'autres opérations sur site, à maintenir le vide sans admission d'air doit être démontrée comme suit:

Un vide du niveau le plus élevé requis par les opérations sur site doit être appliqué pendant deux heures ou jusqu'à ce qu'un niveau de vide stable soit obtenu. La pompe à vide doit ensuite être arrêtée et le transformateur isolé.

Le vide à l'intérieur du transformateur doit ensuite être surveillé, en utilisant une jauge à vide jusqu'à obtenir la stabilisation du rythme de variation du vide. L'augmentation de la pression doit être inférieure à 0,2 kPa par heure mesurée sur une période d'au moins 30 min.

11.12 Vérification de l'isolation du circuit magnétique et de son habillage

Le présent essai doit être réalisé sur tous les transformateurs immergés dans du liquide qui utilisent une isolation séparant le circuit magnétique et l'habillage et/ou l'habillage et la cuve.

Pour les transformateurs où les raccordements à la terre du circuit magnétique et de l'habillage ne sont pas accessibles lorsque le transformateur est rempli de liquide, l'isolation doit être soumise à l'essai à 500 V en courant continu pendant 1 min sans claquage avant que la partie active soit installée dans la cuve.

Pour les transformateurs où les raccordements à la terre du circuit magnétique et de l'habillage sont accessibles lorsque le transformateur est rempli de liquide, l'isolation doit être soumise à l'essai à 2 500 V en tension continue pendant 1 min sans claquage après le remplissage du transformateur de liquide.

12 Compatibilité électromagnétique (CEM)

Les transformateurs de puissance doivent être considérés comme des éléments passifs par rapport à l'émission des perturbations électromagnétiques et à l'immunité à ces perturbations.

NOTE 1 Certains accessoires peuvent être sensibles aux interférences électromagnétiques.

NOTE 2 Des éléments passifs ne sont pas susceptibles de provoquer des perturbations électromagnétiques et leur performance n'est pas susceptible d'être affectée par de telles perturbations.

13 Transitoires de manœuvre à haute fréquence

Manœuvrer des transformateurs faiblement chargés ou chargés avec des charges à faible facteur de puissance (charges inductives) avec des disjoncteurs ou interrupteurs à vide ou SF₆, peut soumettre le transformateur à des transitoires de tension potentiellement dangereux avec des fréquences allant jusqu'au MHz et des tensions dépassant la tension de tenue aux chocs du transformateur. Des mesures préventives et correctives indépendantes du transformateur peuvent inclure des moyens pour augmenter l'amortissement, à travers des amortisseurs de type résistance-capacité, des résistances de préinsertion dans les disjoncteurs ou l'enclenchement en charge. Sur demande de l'acheteur, le constructeur doit fournir des détails sur les fréquences de résonance naturelles et/ou les paramètres du modèle haute fréquence du transformateur.

NOTE Des informations complémentaires sont disponibles dans le Guide IEEE C57.142 intitulé pour décrire les occurrences et la prévention des transitoires de commutation induits par le transformateur, le dispositif de commutation et l'interaction du système.

Annexe A (informative)

Liste de vérification des renseignements à fournir lors d'appel d'offres et de commande

A.1 Régime assigné et caractéristiques générales

A.1.1 Informations habituelles

Les informations suivantes doivent être fournies dans tous les cas:

- a) Spécifications particulières auxquelles le transformateur doit satisfaire.
- b) Type de transformateur par exemple transformateur à enroulements séparés, autotransformateur ou transformateur série.
- c) Transformateur monophasé ou triphasé.
- d) Nombre de phases du système.
- e) Fréquence.
- f) Type sec ou type immergé dans un liquide. Dans ce dernier cas, indiquer s'il s'agit d'huile minérale, d'un liquide isolant naturel ou d'un liquide isolant synthétique. S'il s'agit d'un transformateur de type sec, degré de protection (voir CEI 60529).
- g) Type intérieur ou extérieur.
- h) Mode de refroidissement.
- i) Puissance assignée de chaque enroulement et, dans le cas où l'étendue de prises dépasse $\pm 5\%$, la prise à courant maximum s'il y a lieu.

Si le transformateur est spécifié avec plusieurs modes de refroidissement, les valeurs de puissance minimales respectives en même temps que la puissance assignée (qui se réfère au mode de refroidissement le plus efficace) doivent être indiquées.

- j) Tension assignée pour chaque enroulement.
- k) Pour un transformateur à prises (voir 6.4):
 - si un changeur de prises du type « hors tension » ou « en charge » est requis;
 - toutes exigences relatives à la fixation du rapport de spires entre deux enroulements particuliers sur un transformateur à plus de deux enroulements;
 - si une quelconque prise ou gamme de prises peut être constituée à puissance réduite;
 - le nombre d'échelons de réglage et la taille de l'échelon de réglage ou l'étendue de prises;

et soit:

- quel est l'enroulement à prises;
- si l'étendue de prises est supérieure à $\pm 5\%$, le type de variation de tension et la position de la prise à courant maximum, s'il y a lieu;

soit:

- la direction du flux de puissance (éventuellement bidirectionnel);
- quelle tension doit varier dans le but de définir la tension de prise assignée;
- facteur de puissance minimum à pleine charge.

- l) Tension la plus élevée pour le matériel (U_m) pour chaque borne de ligne et de neutre de chaque enroulement (par rapport à l'isolation, voir CEI 60076-3).
- m) Méthode de mise à la terre du réseau (pour chaque enroulement).

- n) Niveau d'isolement et niveaux d'essais diélectriques (voir CEI 60076-3) pour chaque borne de ligne et de neutre de chaque enroulement.
- o) Symboles de couplages et présences des bornes neutres exigées, pour chaque enroulement.
- p) Toutes particularités d'installation, de montage, de transport et de manutention. Limitations de dimensions et de masse.
- q) Détails sur la tension d'alimentation des auxiliaires (pour les ventilateurs et les pompes, le changeur de prises, les alarmes, etc.).
- r) Accessoires requis et indication du côté où les appareils de mesure, plaques signalétiques, indicateurs de niveau de liquide, etc., doivent être lisibles.
- s) Type de système de conservation du liquide.
- t) Pour les transformateurs à plus de deux enroulements, combinaison des charges requises en indiquant séparément, s'il y a lieu, les transits de puissance actives et réactives, notamment dans le cas d'un autotransformateur à plus de deux enroulements.
- u) Informations sur l'échauffement maximum garanti.
- v) Conditions inhabituelles de service (voir Article 4 et 5.5).
- w) Détails concernant le type et la disposition des bornes, par exemple traversées aériennes ou boîte à câbles ou jeu de barres isolé au gaz (GIS).
- x) Si les connexions du circuit magnétique et / ou de son habillage doivent être sorties pour mise à la terre à l'extérieur.

A.1.2 Informations particulières

Les informations particulières suivantes doivent être fournies si l'élément particulier est requis par l'acheteur:

- a) Si un essai au choc de foudre est exigé et si l'essai doit comporter ou non des ondes coupées (voir la CEI 60076-3).
- b) Si un enroulement de stabilisation est exigé et dans ce cas, le mode de mise à la terre.
- c) Impédance de court-circuit ou plage de variation d'impédance (voir Annexe C). Pour les transformateurs à plus de deux enroulements, toutes les impédances qui sont spécifiées pour chaque paire d'enroulements particuliers (avec les puissances de référence si les valeurs sont données en pourcentage).
- d) Tolérances sur les rapports de tension et les impédances de court-circuit laissées au choix dans le Tableau 1, ou différentes des valeurs données dans ce tableau.
- e) Si un transformateur possède plusieurs possibilités de couplage des enroulements, la façon dont il convient de modifier ces couplages et les couplages qui sont exigés à la livraison.
- f) Caractéristiques de court-circuit du réseau (données par la puissance ou le courant de court-circuit, ou les données d'impédance du réseau), et les limites éventuelles affectant la conception du transformateur (voir CEI 60076-5).
- g) Détails des exigences, des garanties et des essais spéciaux relatifs aux niveaux de bruit, (voir CEI 60076-10).
- h) Tenue au vide de la cuve du transformateur, du conservateur et de l'appareil de refroidissement, si une valeur déterminée est exigée.
- i) Tout essai spécial auquel il n'est pas fait référence ci-dessus et qui est requis par l'acheteur.
- j) Informations sur l'évaluation des pertes ou pertes maximales.
- k) Toutes les limitations physiques de dimensions, par exemple pour une installation sur une assise existante ou dans un bâtiment. Restrictions particulières relatives à l'espace d'installation qui peuvent avoir une influence sur les distances d'isolement et la position des bornes du transformateur.

- l) Gabarit de transport et limitations de masse. Valeurs minimales de tenue à l'accélération, si elles sont supérieures à celles spécifiées dans 5.7.4.2.
- m) Conditions de transport et de stockage non couvertes par les conditions normales décrites en 5.7.4 et 4.2.
- n) Toutes exigences ou limitations particulières liées à la maintenance.
- o) Si une chambre de coupure est requise pour les connexions par boîte à câble.
- p) Si des dispositifs de surveillance de condition (monitoring) sont requis (voir Annexe F).
- q) Toutes considérations particulières relatives à l'environnement concernant l'impact du transformateur sur l'environnement, dont on doit tenir compte dans la conception du transformateur, voir Annexe G.
- r) Toutes considérations particulières relatives à l'hygiène et à la sécurité dont on doit tenir compte dans la conception du transformateur, concernant la fabrication, l'installation, l'exploitation, la maintenance et la mise au rebut, voir Annexe G.
- s) Les conditions de fonctionnement électrique inhabituelles suivantes:
 - 1) si un transformateur doit être connecté à un générateur directement ou par l'intermédiaire d'un appareillage de coupure, et s'il sera sujet à des conditions de rejection de charge et toutes conditions de déclenchement de charge particulières.
 - 2) si la forme d'onde du courant de charge peut être fortement altérée. Si une charge triphasée déséquilibrée est prévue. Dans les deux cas, donner des détails.
 - 3) si un transformateur doit être connecté directement ou par une ligne aérienne de courte longueur à un poste à isolation gazeuse (GIS).
 - 4) si les transformateurs seront soumis à de fréquentes surintensités, par exemple les transformateurs de fours ou de traction.
 - 5) détails des surcharges cycliques régulières prévues, autres que celles qui sont considérées en 5.1.4 (pour permettre de déterminer les valeurs assignées des accessoires du transformateur).
 - 6) tensions alternatives déséquilibrées, ou écart de tensions alternatives du réseau par rapport à une forme d'onde pratiquement sinusoïdale.
 - 7) charges impliquant des courants harmoniques anormaux tels que ceux qui peuvent résulter lorsque des courants de charge appréciables sont contrôlés par des dispositifs statiques ou similaires. Ces courants harmoniques peuvent causer des pertes excessives et un échauffement anormal.
 - 8) conditions de charges spécifiques (puissance de charge en kVA, facteurs de puissance de charge de l'enroulement, et tensions d'enroulement) associées aux transformateurs et autotransformateurs ayant plus de deux enroulements.
 - 9) excitation dépassant soit 110 % de la tension assignée, soit 110 % du rapport assigné V/Hz.
 - 10) courts-circuits prévus dans le cadre du fonctionnement normal ou du contrôle-commande.
 - 11) conditions inhabituelles d'application de courts-circuits différant de celles de la CEI 60076-5.
 - 12) conditions inhabituelles de tension, y compris les surtensions transitoires, la résonance, les surtensions de coupure, etc., pouvant nécessiter une attention particulière dans la conception de l'isolation.
 - 13) champs magnétiques exceptionnellement élevés. Il convient de noter que les perturbations magnétiques solaires peuvent entraîner des courants géomagnétiques dans les neutres des transformateurs.
 - 14) les transformateurs de grande puissance munis de jeux de barres à fort courant. Il convient de noter que les gaines à barre isolées à fort courant avec les champs magnétiques importants qui les accompagnent peuvent causer des courants de circulation imprévus dans les cuves et les couvercles des transformateurs, et dans les gaines. Les pertes résultant de ces courants imprévus peuvent entraîner des

températures excessives lorsque des mesures préventives ne sont pas incluses dans la conception.

- 15) fonctionnement en parallèle. Il convient de noter que lorsque le fonctionnement en parallèle est habituel, il est souhaitable que les utilisateurs informent le constructeur si un fonctionnement en parallèle avec d'autres transformateurs est prévu et il est souhaitable d'identifier les transformateurs concernés.
 - 16) enclenchements fréquents réguliers dépassant 24 fois par an.
 - 17) courts-circuits fréquents.
- t) Conditions inhabituelles liées à l'environnement physique
- 1) Altitude au-dessus du niveau de la mer si elle dépasse 1 000 m (3 300 pieds).
 - 2) Conditions particulières de température externe du fluide de refroidissement, à l'extérieur de la plage normale (voir 4.2 b)) ou restrictions à la circulation de l'air de refroidissement.
 - 3) Activité sismique présumée à l'emplacement de l'installation qui nécessite une attention particulière.
 - 4) Fumées et gaz préjudiciables, poussières excessives ou abrasives, mélanges explosifs de poussières ou de gaz, vapeur, brouillard salin, humidité excessive, ou gouttes d'eau, etc.
 - 5) Vibration, tangage ou choc anormal.

A.2 Fonctionnement en parallèle

Si le fonctionnement en parallèle avec des transformateurs existants est nécessaire, ceci doit être précisé et les informations suivantes sur les transformateurs existants doivent être fournies:

- a) Puissance assignée.
- b) Rapport de transformation assigné.
- c) Rapport de transformation correspondant aux prises autres que la prise principale.
- d) Pertes dues à la charge au courant assigné sur la prise principale ramenées à la température de référence appropriée, voir 11.1.
- e) Impédance de court-circuit sur la prise principale et sur les prises extrêmes, si la tension sur les prises extrêmes diffère de plus de 5 % de la prise principale. Impédance à d'autres prises si nécessaire.
- f) Schéma des connexions, ou symbole de couplage, ou l'un et l'autre.

NOTE Pour les transformateurs à plus de deux enroulements, des informations supplémentaires sont en général nécessaires.

Annexe B (informative)

Exemples de spécifications de transformateurs avec prises de réglage

B.1 Exemple 1 – Réglage de tension à flux constant

Transformateur triphasé de régime assigné 66 kV/20 kV, 40 MVA, avec prises sur l'enroulement 66 kV, d'étendue $\pm 10\%$ en 11 positions de réglage. En abrégé: (66 $\pm 5 \times 2\%$)/20 kV.

catégorie de variation de tension:	RFC (CFVV)
puissance assignée:	40 MVA
tensions assignées:	66 kV/20 kV
enroulement à prises:	66 kV (étendue de prises $\pm 10\%$)
nombre de positions de réglage:	11

Si ce transformateur doit avoir des prises à puissances réduites, depuis la prise -6% , ajouter:

prise à courant maximum:	prise -6%
--------------------------	--------------

Le courant de prise de l'enroulement HT est alors limité à 372 A depuis la prise -6% , jusqu'à la prise extrême -10% où la puissance de prise est réduite à 38,3 MVA.

B.2 Exemple 2 – Réglage de tension à flux variable

Transformateur triphasé de régime assigné 66 kV/6 kV, 20 MVA, avec prise sur l'enroulement HT, d'étendue $+15\%$, -5% , mais ayant une tension de prise constante pour l'enroulement HT et variable pour l'enroulement BT de:

$$\frac{6}{0,95} = 6,32 \text{ kV} \quad \text{to} \quad \frac{6}{1,15} = 5,22 \text{ kV}$$

catégorie de variation de tension:	RFV (VFVV)
puissance assignée:	20 MVA
tensions assignées:	66 kV/6 kV
prises sur enroulement:	66 kV (étendue de prises $+5\%$, -5%)
nombre de positions de réglage:	13
tensions de prise de l'enroulement 6 kV:	6,32 kV, 6 kV, 5,22 kV

Si ce transformateur doit avoir des prises de réduction de puissance, ajouter par exemple:

prise à courant maximum:	prise $+5\%$
--------------------------	--------------

Le « courant de prise » de l'enroulement sans prise (BT) est alors limité à 2 020 A depuis la prise $+5\%$, jusqu'à la prise extrême $+15\%$ dont la puissance de prise est réduite à 18,3 MVA.

B.3 Exemple 3 – Réglage de tension combinée

Transformateur triphasé de régime assigné 160 kV/20 kV, 40 MVA, avec prises sur l'enroulement 160 kV, d'étendue $\pm 15\%$. Le point de changement (prise à tension maximale), est la prise +6 %, et la prise à courant maximal dans la catégorie de réglage RFC est la prise à -9 %:

prises sur enroulement: 160 kV, étendue $\pm 10 \times 1,5\%$.

Tableau B.1 – Exemple de réglage de tension combinée

Prises	Rapport de transformation	Tension de prise		Courant de prise		Puissance de prise S MVA
		U_{HV} KV	U_{LV} kV	I_{HV} A	I_{LV} A	
1 (+15 %)	9,20	169,6	18,43	125,6	1 155	36,86
7 (+6 %)	8,48	169,6	20	136,2	1 155	40
11 (0 %)	8	160	20	144,4	1 155	40
17 (-9 %)	7,28	145,6	20	158,7	1 155	40
21 (-15 %)	6,80	136	20	158,7	1 080	37,4

NOTE 1 En complétant avec les données des prises intermédiaires, le tableau ci-dessus peut être utilisé sur une plaque signalétique.

NOTE 2 Comparaison de ces spécifications avec des spécifications RFC (CFVV) qui seraient:

$$(160 \pm 15\%) / 20 \text{ kV} - 40 \text{ MVA}$$

La seule différence est que la tension de prise HT, d'après l'exemple, ne dépasse pas la « tension la plus élevée du réseau » du réseau HT, qui est de 170 kV (valeur normalisée de la CEI). La valeur de la « tension la plus élevée pour le matériel » qui caractérise l'isolement des enroulements, est aussi de 170 kV (voir CEI 60076-3).

B.4 Exemple 4 – Spécification fonctionnelle des prises

Le principe de la spécification fonctionnelle d'un transformateur à prises selon le 6.4.3 est de fournir une base pour la spécification des exigences opérationnelles en laissant au constructeur le choix de la conception détaillée des dispositions de prises et d'enroulement.

Les trois exigences spécifiques qui doivent être définies correctement sont:

- la tension de fonctionnement;
- le courant de charge;
- l'impédance.

Sauf spécification contraire, la tension de fonctionnement maximale doit être considérée comme étant sur toutes les prises et est une limite supérieure de la tension sur tous les enroulements simultanément, par exemple un transformateur abaisseur avec une prise basse tension d'étendue +15 % et une tension de fonctionnement maximale spécifiée de +10 % de la tension assignée ne s'utilisera pas à vide sur cette prise à des tensions dépassant -5 % de la tension assignée, mais en charge, la prise peut être utilisée à des tensions plus élevées pour compenser la chute de tension dans le transformateur. De courtes périodes de fonctionnement à tension plus élevée que la BT peuvent être exigées dans les conditions de déclenchement de charge.

Le courant en aval est donné par la puissance assignée divisée par la tension assignée (pour la prise principale). Un transformateur spécifié par 6.4.3 sera capable d'alimenter ce courant de charge sur toutes les positions. Sinon, le courant de charge peut être spécifié pour chaque prise.

Il est nécessaire d'apporter un soin particulier à la spécification de l'impédance en terme de pourcentage et la base en termes de tension et de puissance doit soit être explicite, soit suivre la convention à laquelle l'impédance pour une prise particulière est basée sur la puissance assignée de la prise principale et la tension de cette prise particulière. Pour cette raison uniquement, la variation de tension doit être donnée soit sur la HT, soit sur la BT.

Exemples d'une telle spécification et du transformateur en résultant

B.4.1 Exemple 4.1 – Transformateur spécifié avec variation de tension HT

Transformateur abaisseur

puissance assignée S_r :	70 MVA sur la prise principale
tensions assignées:	220 kV / 90 kV
tension maximale de service:	+10 %
nombre de positions de réglage:	26
taille de la position de réglage:	1 %
variation sur la tension HT:	+10 % –15 %
impédance:	10 % sur toutes les prises sur la base de 70 MVA
facteur de puissance minimum à pleine charge:	0,8

Tableau B.2 – Exemple de spécification fonctionnelle avec variation de la tension HT

Prises	Rapport de transformation à vide	Tension de prise assignée		Tension permanente maximale (en charge)		Courant de prise assigné		Puissance de prise S_{tap} MVA	Impédance de court-circuit		Courant de court-circuit disponible sur la BT à 220 kV kA
		U_{HV} kV	U_{LV} kV	HT kV	BT kV	I_{HV} A	I_{LV} A		Z % a	Z_{HV} Ω/ Phase	
1 (+ 10 %)	2,69	242	90	242	99	167	449	70	10	84	4,08
7 (+ 5 %)	2,57	231	90	242	99	175	449	70	10	76	4,28
11 (0 %)	2,44	220	90	242	99	184	449	70	10	69	4,49
17 (–5 %)	2,32	209	90	242	99	193	449	70	10	62	4,73
21 (–10 %)	2,20	198	90	242	99	204	449	70	10	56	4,99
27 (–15 %)	2,08	187	90	242	99	216	449	70	10	50	5,28

^a en référence à 70 MVA.

NOTE 1 Le courant de court-circuit disponible sur les bornes BT en appliquant 220 kV aux bornes HT est calculé comme suit, sans tenir compte de l'impédance du réseau.

$$I_{SC} = \frac{220}{U_{HV}} \times I_{LV} \times \frac{100}{z} \times \frac{S_r}{S_{tap}}$$

NOTE 2 Dans un souci de simplicité, l'impédance z dans l'exemple est constante quelle que soit la prise. Il ne s'agit pas nécessairement d'une situation réaliste.

NOTE 3 L'impédance du transformateur en ohms par phase est calculée comme suit

$$Z_{HV} = \frac{z}{100} \times \frac{U_{HV}^2}{S_r}$$

B.4.2 Exemple 4.2 – Transformateur spécifié avec variation de la tension BT

Transformateur abaisseur

- puissance assignée: 70 MVA à la prise principale
- tensions assignées: 220 kV/90 kV
- tension maximale de service: +10 %
- nombre de positions de réglage: 26
- taille de la position de réglage: 1 %
- variation sur la tension BT: + 10 % – 15 %
- impédance: 10 % sur toutes les prises sur la base de 70 MVA
- facteur de puissance minimum à pleine charge: 0,8

NOTE La spécification est la même que dans l'exemple 4.1 à l'exception du changement de la variation de la tension HT en variation de la tension BT. À l'exception de la prise principale, par rapport au transformateur de l'exemple 1, ce transformateur aura des impédances ohmiques différentes et en conséquence, des courants de court-circuit différents sont disponibles en BT, même lorsque la tension HT et la prise sont les mêmes.

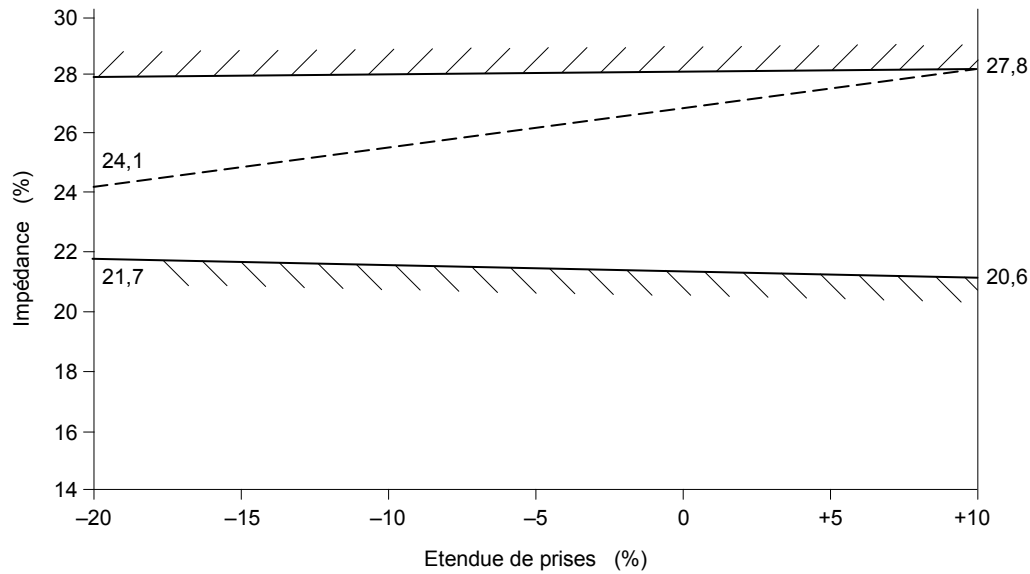
Tableau B.3 – Exemple de spécification fonctionnelle avec variation de la tension sur la BT

Prises	Rapport de transformation à vide	Tension de prise assignée		Tension permanente maximale (à charge)		Courant de prise assigné		Puis- sance de prise	Impédance de court-circuit		Courant de court circuit disponible sur la BT à 220 kV
		U_{HV} kV	U_{LV} kV	HT kV	BT kV	I_{HV} A	I_{LV} A		S_{tap} MVA	z % a	
1 (+10 %)	2,72	220	81	242	99	165	449	63	10	69	4,99
7 (+5 %)	2,57	220	85,5	242	99	175	449	66,5	10	69	4,73
11 (0 %)	2,44	220	90	242	99	184	449	70	10	69	4,49
17 (-5 %)	2,33	220	94,5	242	99	193	449	73,5	10	69	4,28
21 (-10 %)	2,22	220	99	242	99	202	449	77	10	69	4,08
27 (-15 %)	2,13	220	103,5	242	99	211	449	80,5	10	69	3,90

^a en référence à 70 MVA.

Annexe C (informative)

Spécification d'impédance de court-circuit par les limites



IEC 685/11

La limite supérieure est une valeur constante de l'impédance de court-circuit en pourcentage, qui est déterminée par la chute de tension admissible pour une charge spécifiée et un facteur de puissance spécifié.

La limite inférieure est déterminée par la surintensité de courant admissible au secondaire, au cours d'un défaut franc.

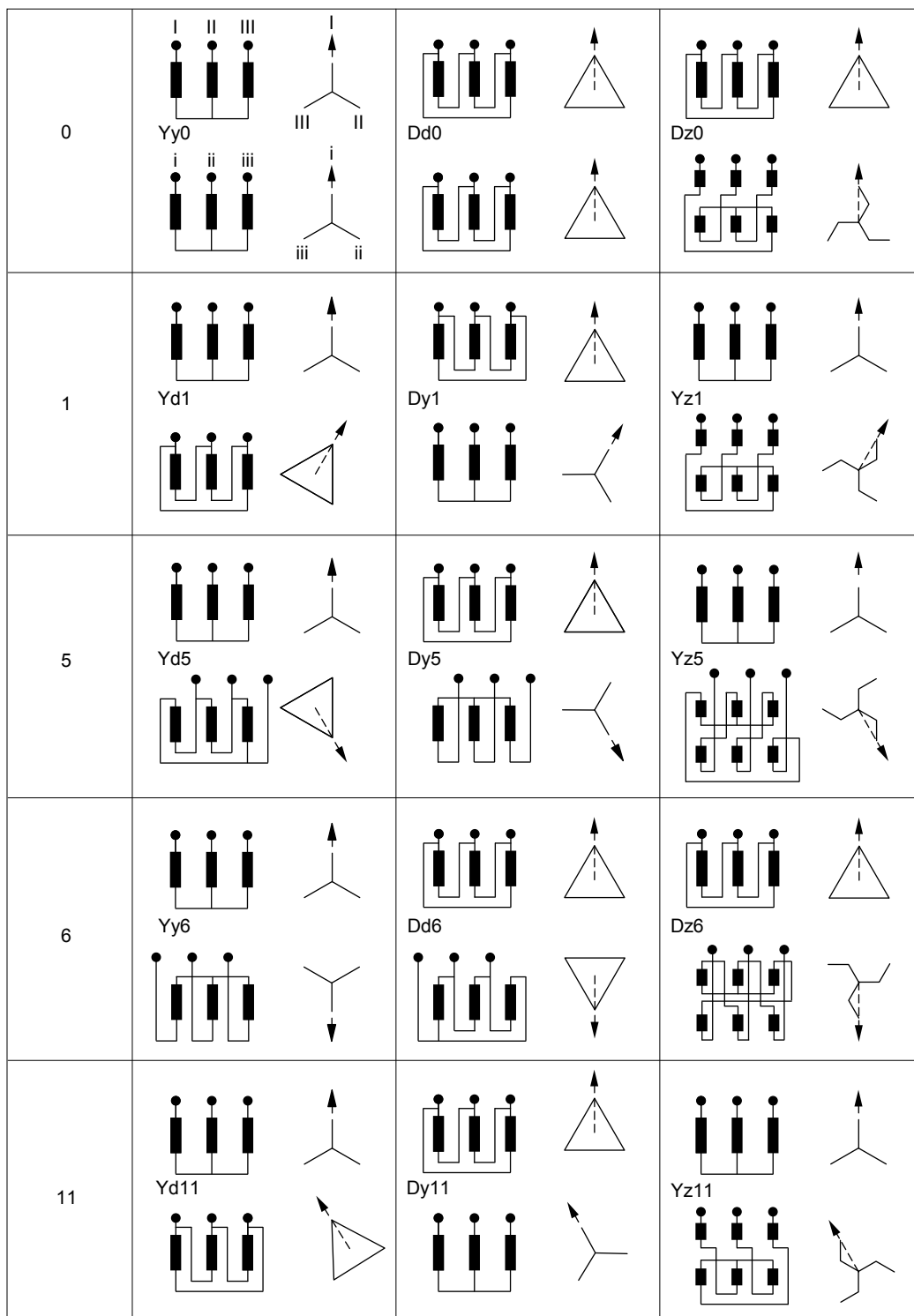
La ligne en tirets est un exemple de courbe d'impédance de court-circuit d'un transformateur qui conviendrait à cette spécification.

Figure C.1 – Exemple de spécification d'impédance de court-circuit par les limites

Annexe D (informative)

Exemples de couplages de transformateurs triphasés

Les couplages usuels sont illustrés à la Figure D.1.

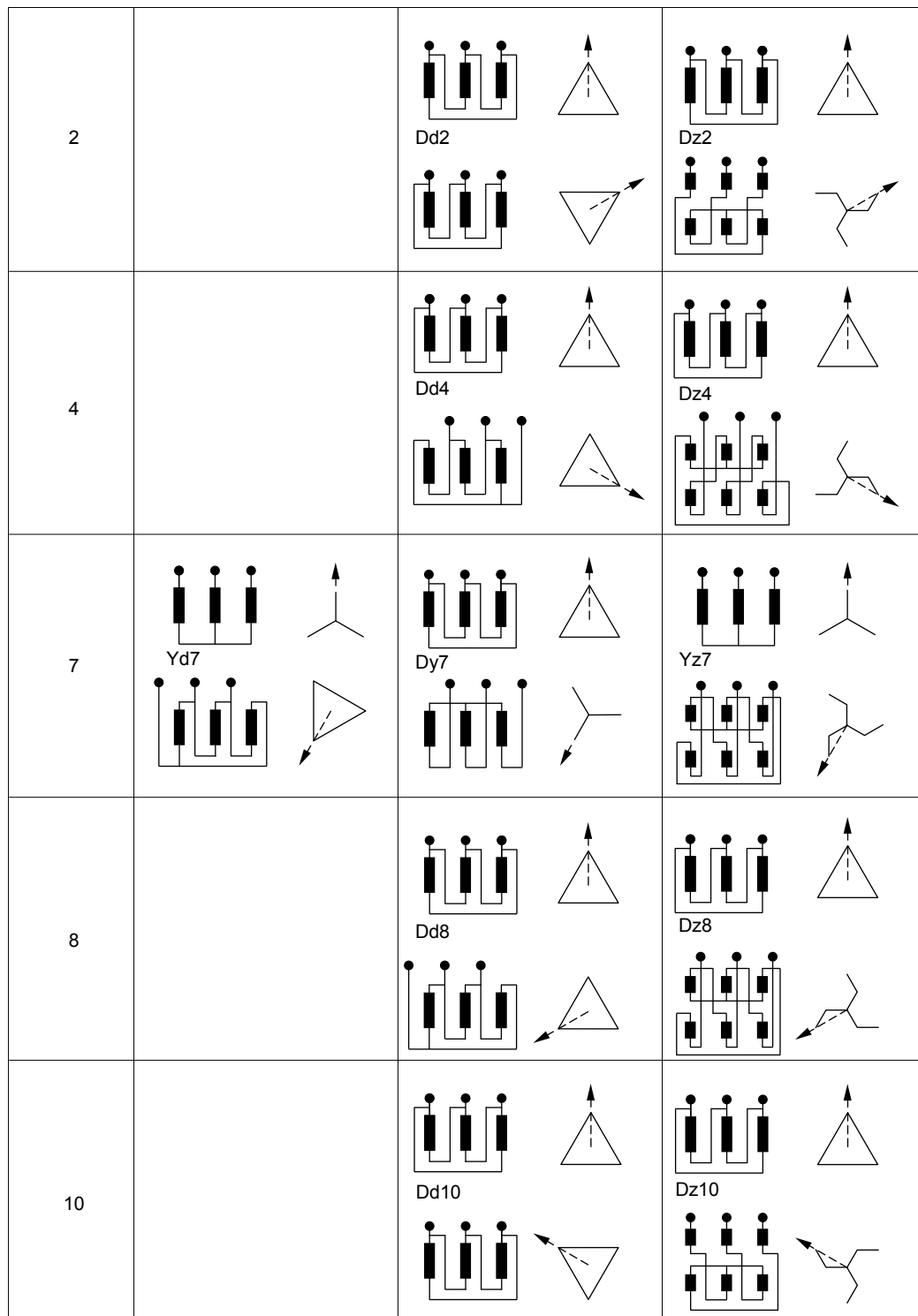


IEC 686/11

Les conventions de dessin sont les mêmes que pour la Figure 2 (Article 7) du document principal.

Figure D.1 – Couplages usuels

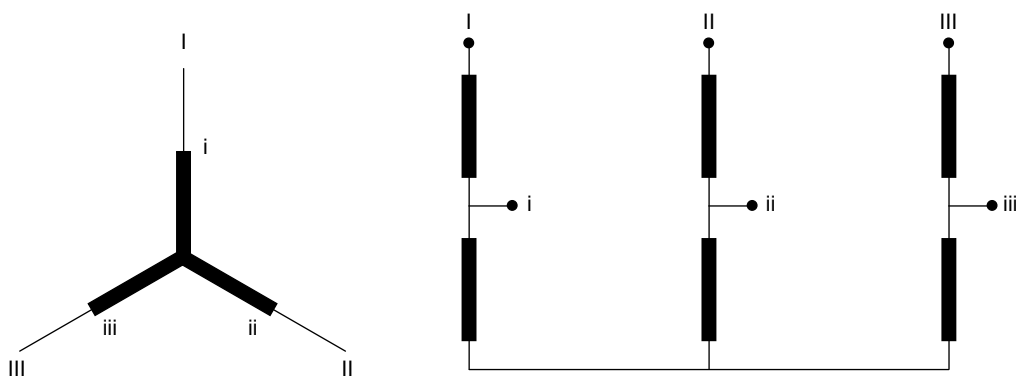
Les couplages additionnels sont illustrés à la Figure D.2.



IEC 687/11

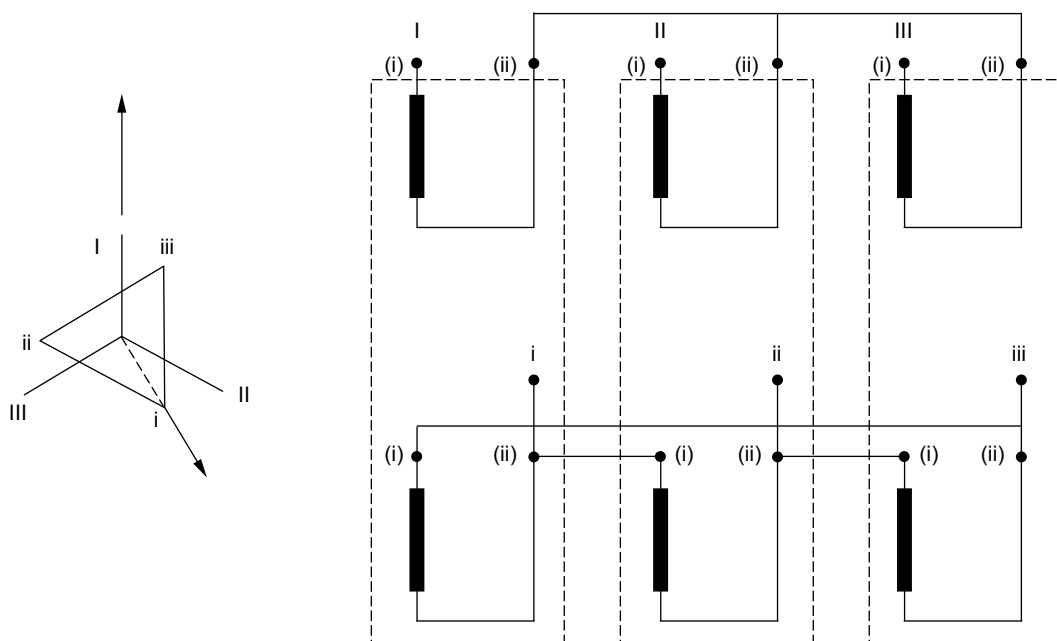
Les conventions de dessin sont les mêmes que pour la Figure 2 (Article 7) du document principal.

Figure D.2 – Couplages additionnels



IEC 688/11

Figure D.3 – Désignation des couplages des autotransformateurs triphasés par des symboles de couplage (autotransformateur Ya0)



IEC 689/11

Figure D.4 – Exemple de trois transformateurs monophasés formant un groupe triphasé (symbole de couplage Yd5)

Annexe E (normative)

Correction de température des pertes dues à la charge

Liste des symboles

Indice 1	se rapporte aux mesures de la « résistance à froid de l'enroulement » (11.2);
Indice 2	indique les conditions pendant les mesures de pertes dues à la charge (11.4);
r	indique les conditions à la « température de référence » (11.1);
R	résistance;
θ	température d'enroulement en °C;
P	pertes dues à la charge;
I	courant de charge spécifié pour déterminer les pertes (courant assigné, courant de prise, autres valeurs spécifiées correspondant à des cas de charge particuliers);
P_a	« pertes supplémentaires ».

La mesure de la résistance d'enroulement est effectuée à la température θ_1 . La valeur mesurée est R_1 .

Les pertes dues à la charge sont mesurées à une température moyenne d'enroulement égale à θ_2 . Les pertes mesurées P_2 correspondent au courant spécifié I . Ces pertes correspondent aux « pertes joule »: $I^2 R_2$ et aux « pertes supplémentaires »: P_{a2}

$$R_2 = R_1 \frac{235 + \theta_2}{235 + \theta_1} \text{ (cuivre)} \qquad R_2 = R_1 \frac{225 + \theta_2}{225 + \theta_1} \text{ (aluminium)}$$

$$P_{a2} = P_2 - \sum I^2 R_2$$

$\sum I^2 R_2$ est la somme des pertes résistives en courant continu dans tous les enroulements.

A la température de référence θ_r , la résistance de l'enroulement est R_r , les pertes supplémentaires P_{ar} et les pertes totales dues à la charge P_r .

$$R_r = R_1 \frac{235 + \theta_r}{235 + \theta_1} \text{ (cuivre)} \qquad R_r = R_1 \frac{225 + \theta_r}{225 + \theta_1} \text{ (aluminium)}$$

$$P_{ar} = P_{a2} \frac{235 + \theta_2}{235 + \theta_r} \qquad P_{ar} = P_{a2} \frac{225 + \theta_2}{225 + \theta_r}$$

Pour les transformateurs immergés dans un liquide, avec une température de référence de 75 °C, les formules deviennent les suivantes:

$$R_r = R_1 \frac{310}{235 + \theta_1} \text{ (cuivre)} \qquad R_r = R_1 \frac{300}{225 + \theta_1} \text{ (aluminium)}$$

$$P_{ar} = P_{a2} \frac{235 + \theta_2}{310}$$

$$P_{ar} = P_{a2} \frac{225 + \theta_2}{300}$$

D'où: $P_r = \sum I^2 R_r + P_{ar}$

.....

Annexe F (informative)

Dispositifs pour l'utilisation ultérieure de systèmes de surveillance de condition (monitoring) pour transformateurs

S'il est souhaité d'équiper le transformateur d'équipements permettant l'installation ultérieure de système de surveillance de condition (monitoring), il convient de considérer les capteurs et les installations suivants. Les capteurs et les équipements prévus doivent faire l'objet d'un accord entre le constructeur et l'acheteur et dépendront de la taille et de la criticité du transformateur.

De plus amples informations sont données dans la brochure CIGRE 343.

Tableau F.1 – Dispositif de surveillance d'état (monitoring)

Paramètre de surveillance	Préparation suggérée pour la surveillance
Température de l'huile en haut de cuve	Capteur
Température de l'huile en bas de cuve	Capteur
Teneurs en gaz dans l'huile (sortie unique)	Dispositif pour fixer le capteur
Humidité dans l'huile	Dispositif pour fixer le capteur
Niveau d'huile (alarme) du conservateur	Contact d'alarme
Niveau d'huile (indication) du conservateur	Capteur
Moniteur de gaz multiple	Dispositif pour fixer le capteur
Capteur de décharges partielles	Dispositif pour fixer le capteur
Courant de neutre en courant continu	Dispositif pour fixer le capteur
Circuit magnétique	Mise à la terre sortie
Température du fluide de refroidissement	Capteur
Fonctionnement réfrigérant	Débitmètre ou contact auxiliaire
Température de l'huile à l'entrée du réfrigérant	Capteur
Température de l'huile à la sortie du réfrigérant	Capteur
Tension à la prise de mesure des traversées	Dispositif pour fixer le transducteur
Courant de charge	Transformateur de courant additionnel
Pression d'huile des traversées	Dispositif pour fixer le capteur
Position du changeur de prises	Capteur
Consommation de puissance active de la motorisation du changeur de prise	Dispositif pour fixer le transducteur
Température de l'huile du compartiment commutateur du changeur de prise	Dispositif pour fixer le capteur
Température de l'huile du compartiment du sélecteur du changeur de prise	Dispositif pour fixer le capteur
Température de la cuve principale à proximité du changeur de prises	Dispositif pour fixer le capteur
Indication de niveau d'huile du commutateur	Dispositif pour fixer le capteur
Alarme de niveau d'huile du commutateur	Contact d'alarme
Etat de l'huile du commutateur	Dispositif pour fixer le capteur

Paramètre de surveillance	Préparation suggérée pour la surveillance
Surveillance des opérations du commutateur	Contacts auxiliaires dans le commutateur
Température des points chauds des enroulements	Capteur

.....

Annexe G (informative)

Considérations liées à l'environnement et à la sécurité

Il convient de prendre en considération l'impact environnemental du transformateur à la fois par le constructeur et l'utilisateur au cours de la durée de vie de l'appareil depuis sa conception jusqu'à sa mise au rebut. Il convient de tenir compte des facteurs suivants lors de cet examen et d'entreprendre des efforts pour réduire au minimum l'impact global de la production de l'utilisation et du démantèlement du produit.

- 1) Il convient d'évaluer les matières premières du transformateur au regard des critères suivants:
 - a) consommation d'énergie lors de l'extraction du raffinage et de la production;
 - b) déchets et pollution lors de l'extraction du raffinage et de la production;
 - c) toxicité ou autres effets des matériaux ou processus sur la santé du personnel lors de l'extraction du raffinage et de la production;
 - d) impact environnemental du matériau.
- 2) Il convient que la spécification et la conception du transformateur prennent en compte:
 - a) la sécurité des personnes pendant la fabrication, l'installation, l'exploitation, la maintenance et la mise au rebut;
 - b) la consommation d'énergie au cours de la durée de vie du transformateur;
 - c) l'utilisation durable des matières premières dans le transformateur;
 - d) l'élimination ou la minimisation de l'utilisation de matières dangereuses ou nuisibles à l'environnement;
 - e) le confinement des matières dangereuses ou nuisibles à l'environnement;
 - f) la mise au rebut du transformateur, l'élimination ou la minimisation de l'utilisation de matériaux ou de mélanges de matériaux qui les rendra difficile, voire impossible, à réutiliser ou à recycler.
- 3) En ce qui concerne la phase de fabrication, il convient que le client prenne en compte dans la spécification et que le constructeur tienne compte pendant la fabrication du transformateur des éléments suivants:
 - a) l'utilisation d'un système de management environnemental (ISO 14001);
 - b) l'utilisation efficace de l'énergie et des ressources;
 - c) l'élimination ou la réduction des émissions et des déchets nuisibles à l'environnement;
 - d) la réutilisation ou le recyclage des déchets;
 - e) la santé et la sécurité du personnel.
- 4) Autres aspects
 - a) utilisation de l'énergie et impact environnemental du transport vers le site;
 - b) élimination ou réutilisation des matériaux d'emballage;
 - c) santé ou impact environnemental des substances qui peuvent être générées par d'éventuels défauts;
 - d) dégagement potentiel de matières nuisibles à l'environnement au cours d'un fonctionnement anormal ou d'un défaut.

Le cycle de vie du transformateur peut être considéré en termes d'énergie et de consommable en entrée et de déchets produits en sortie.

Bibliographie

CEI 60050-421:1990, *Vocabulaire Électrotechnique International – Chapitre 421: Transformateurs de puissance et bobines d'inductance*

CEI 60060 (toutes les parties), *Techniques des essais à haute tension*

CEI 60068-3-3, *Essais d'environnement – Partie 3: Guide – Méthodes d'essais sismiques applicables aux matériels*

CEI 60076-4, *Transformateurs de puissance – Partie 4: Guide pour les essais au choc de foudre et au choc de manœuvre – Transformateurs de puissance et bobines d'inductance*

CEI 60076-6, *Transformateurs de puissance – Partie 6: Bobines d'inductance*

CEI 60076-7, *Transformateurs de puissance – Partie 7: Guide de charge pour transformateurs immergés dans l'huile*

CEI 60076-8:1997, *Transformateurs de puissance – Partie 8: Guide d'application*

CEI 60076-10-1, *Transformateurs de puissance – Partie 10-1: Détermination des niveaux de bruit – Guide d'application*

CEI 60076-12, *Transformateurs de puissance – Partie 12: Guide de charge pour transformateurs de puissance de type sec*

CEI 60076-13, *Transformateurs de puissance – Partie 13: Transformateurs auto-protégés immergés dans un liquide diélectrique*

CEI/TS 60076-14, *Power transformers – Part 14: Design and application of liquid-immersed power transformers using high-temperature insulation materials* (disponible en anglais seulement)

CEI 60076-15:2008, *Transformateurs de puissance – Partie 15: Transformateurs de puissance à isolation gazeuse*

CEI 60076-16, *Transformateurs de puissance – Partie 16: Transformateurs pour applications éoliennes⁹*

CEI 60270, *Techniques des essais à haute tension – Mesure des décharges partielles*

CEI 60310, *Applications ferroviaires – Transformateurs de traction et bobines d'inductance à bord du matériel roulant*

CEI 60529:1989, *Degrés de protection procurés par les enveloppes (Code IP)*

CEI 60616:1978, *Marquage des bornes et prises de transformateurs de puissance*

CEI/TS 60815 (toutes les parties), *Selection and dimensioning of high voltage insulators intended for use in polluted conditions* (disponible en anglais seulement)

CEI 61378 (toutes les parties), *Transformateurs de conversion*

⁹ A publier.

CEI 61378-1, *Transformateurs de conversion – Partie 1: Transformateurs pour applications industrielles*

CEI 61378-2, *Transformateurs de conversion – Partie 2: Transformateurs pour applications CCHT*

CEI 62032, *Guide for the application, specification, and testing of phase-shifting transformers* (disponible en anglais seulement)

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

ISO 3:1973, *Nombres normaux – Séries de nombres normaux*

ISO 2178:1982, *Revêtements métalliques non magnétiques sur métal de base magnétique – Mesurage de l'épaisseur du revêtement – Méthode magnétique*

ISO 2409:2007, *Peintures et vernis – Essai de quadrillage*

ISO 12944 (toutes les parties), *Peintures et vernis – Anticorrosion des structures en acier par systèmes de peinture*

ISO 14001, *Systèmes de management environnemental – Spécification et lignes directrices pour son utilisation*

ISO 14122 (toutes les parties), *Sécurité des machines – Moyens d'accès permanents aux machines*

ANSI/IEEE C57.12.00, *General requirements for liquid-immersed distribution, power and regulating transformers* (disponible en anglais seulement)

ANSI/IEEE C57.12.90, *IEEE standard test code for liquid-immersed distribution, power and regulating transformers* (disponible en anglais seulement)

IEEE C57.142, *Guide to describe the occurrence and mitigation of switching transients induced by transformer, switching device, and system interaction* (disponible en anglais seulement)

Brochure CIGRE 156, *Guide for customers specifications for transformers 100 MVA and 123 kV and above* (disponible en anglais seulement)

Brochure CIGRE 204, *Guide for transformer design review* (disponible en anglais seulement)

Brochure CIGRE 343, *Recommendations for Condition Monitoring and Condition Assessment Facilities for Transformers* (disponible en anglais seulement)

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

3, rue de Varembé
PO 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